



Журнал виходить за підтримки редакції
української «Гірничої енциклопедії»



ГЕОТЕХНОЛОГІЇ

Число 3

ISSN 2616–8839

Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»

2020

**ЗАСНОВНИЦЬКА
РЕДАКЦІЙНА КОЛЕГІЯ:**

Білецький В.С., д.т.н., професор, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», дійсний член Гірничої академії України та Академії економічних наук України, редактор відділу переробки корисних копалин, редактор випуску;

Фик І.М., д.т.н., професор, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», дійсний член Української нафтогазової академії, редактор відділу нафтогазової інженерії;

Суярко В.Г., д.г.–м.н, професор, Харківський національний університет ім. В.Н.Каразіна, академік Академії наук Вищої школи України та Української нафтогазової академії, редактор відділу геології;

Бондаренко В.І., д.т.н., професор, Національний гірничий університет, дійсний член Академії інженерних наук України, редактор відділу розробки твердих корисних копалин;

Гайко Г.І., д.т.н., професор, Національний технічний університет «Київська Політехніка», член–кореспондент Академії будівництва України, редактор відділу геобудівництва;

Барташук О.В., к.г.н., с.н.с., УкрНДІгаз, м. Харків;

Височанський І.В., д.г.–м.н, професор, Харківський національний університет ім. В.Н.Каразіна;

Гулій В.М., д.г.–м.н, професор, Львівський національний університет ім. Івана Франка;

Карпенко О.М., д.г.–м.н, професор, КНУ ім. Тараса Шевченка;

Коболєв В.П., д.г.н., с.н.с., завідувач відділу сейсмометрії і фізичних властивостей речовини Землі, Інститут геофізики ім. С.І.Суботіна НАН України;

Колтун Ю.В., д.г.н., Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України;

Науко І.М., д.г.–м.н, с.н.с., м. Львів;

Бойко В.С., д.т.н., професор, Івано–Франківський національний технічний університет нафти та газу;

Вітрик В.Г., к.т.н., ТОВ «НТП «Бурова техніка», дійсний член Української нафтогазової академії (УНГА);

Лаврова І.О., к.т.н., професор, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»;

Пьотр Салуга, доктор габлітований «Гірничо–металургійна академія ім. Станіслава Сташиця», Польща.

Засновник та видавець

Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», 61002, м. Харків, вул. Кирпичова, 2.

Адреса видавця та редколегії

61002, Україна, м. Харків, вул. Пушкінська, 85, корпус У–4, кафедра «Видобування нафти, газу і конденсату» НТУ «ХПІ». Телефон: (057) 707–65–15; (067) 717–80–68. E–mail: dngik@ukr.net , ukcdb@i.ua .

Виготовлення

Україна, 69097, Запорізька область, м. Запоріжжя, Хортицький р–н, вул. Сергієнка (Задніпровська), буд. 34. Типографія «УСПІХ ПРИНТ».

Журнал в інтернеті

<http://library.kpi.kharkov.ua/>



Журнал выходит при поддержке редакции
украинской «Горной энциклопедии»



ГЕОТЕХНОЛОГИИ

Число 3

ISSN 2616–8839

Национальный технический университет «Харьковский политехнический институт»

2020

**УЧРЕДИТЕЛЬНАЯ
РЕДАКЦИОННАЯ
КОЛЛЕГИЯ:**

Белецкий В.С., д.т.н., профессор, Национальный технический университет «Харьковский политехнический институт», действительный член Горной академии Украины и Академии экономических наук Украины, редактор отдела переработки полезных ископаемых, редактор выпуска;

Фык И.М., д.т.н., профессор, Национальный технический университет «Харьковский политехнический институт», действительный член Украинской нефтегазовой академии, редактор отдела нефтегазовой инженерии;

Суярко В.Г., д.–м.н., профессор, Харьковский национальный университет им. Каразина, академик Академии наук Высшей школы Украины и Украинской нефтегазовой академии, редактор отдела геологии;

Бондаренко В.И., д.т.н., профессор, Национальный горный университет, действительный член Академии инженерных наук Украины, редактор отдела разработки твердых полезных ископаемых;

Гайко Г.И., д.т.н., профессор, Национальный технический университет «Киевская политехника», член–корреспондент Академии строительства Украины, редактор отдела геостроительства;

Барташук А.В., к.г.н., с.н.с., УкрНИИГаз, г. Харьков.

Высочанский И.В., д.–м.н., профессор, Харьковский национальный университет им. Каразина;

Гулий В.М., д.–м.н., профессор, Львовский национальный университет им. Ивана Франко;

Карпенко А.Н., д.–м.н., профессор, КНУ им. Тараса Шевченко;

Коболев В.П., д.г.н., с.н.с., заведующий отделом сейсмометрии и физических свойств вещества Земли, Институт геофизики им. С.И.Субботина НАН Украины;

Колтун Ю.В., д.г.н., Институт геологии и геохимии горючих ископаемых НАН Украины;

Науко И.М., д.–м.н., с.н.с., г. Львов;

Бойко В.С., д.т.н., профессор, Ивано–Франковский национальный технический университет нефти и газа;

Витрик В.Г., к.т.н., ООО «НТП« Буровая техника », действительный член Украинской нефтегазовой академии (Унга)

Лаврова И.А., к.т.н., профессор, Национальный технический университет «Харьковский политехнический институт»;

Петр Салуга, доктор хабилитованный «Горно–металлургическая академия им. Сташица», Польша.

Учредитель и издатель

Национальный технический университет «Харьковский политехнический институт», 61002, г. Харьков, ул. Кирпичева, 2.

**Адрес издателя и
редколлегии**

61002, Украина, г. Харьков, ул. Пушкинская, 85, корпус У–4, кафедра «Добыча нефти, газа и конденсата» НТУ «ХПИ». Телефон: (057) 707–65–15; (067) 717–80–68. E–mail: dngik@ukr.net , ukcdb@i.ua .

Изготовление

Украина, 69097, Запорожская область,., Запорожье, Хортицкий р–н, ул. Сергиенко (Заднепровская), д. 34. Типография «УСПЕХ ПРИНТ»

Журнал в интернете

<http://library.kpi.kharkov.ua/>



The journal is supported by the Ukrainian
edition «Mining encyclopedia»



GEOTECHNOLOGIES

Volume 3

ISSN 2616–8839

National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"

2020

EDITORIAL BOARD:

Biletskyi V.S., D.Sc., Professor, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute", member of the Mining Academy of Ukraine and the Academy of Economic Sciences of Ukraine, editor of the mineral processing department, editor-in-chief of the issue;

Fyk I.M., D.Sc., Professor, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute", member of the Ukrainian Oil and Gas Academy; editor of the department of oil and gas engineering;

Suyarko V.G., Dr.Sc., Professor, Kharkiv National University V.N.Karazin, academician of the Academy of Sciences of the Higher School of Ukraine and the Ukrainian Oil and Gas Academy, editor of the department of geology;

Bondarenko V.I., D.Sc., Professor, National Mining University, member of the Academy of Engineering Sciences of Ukraine; editor of the department of Solid Minerals Development;

Gayko G.I., D.Sc., Professor, National Technical University "Kyiv Polytechnic", corresponding member of the Academy of Ukraine, editor of the Geo-construction department;

Bartyshchuk O.V., Ph.D., Senior Researcher, UkrNIIgaz, city of Kharkiv;

Vysochansky I.V., D.Sc., Professor, Kharkiv National University. VN Karazin;

Guliy V.M., D.Sc., Professor, Lviv National University. Ivan Franko;

Karpenko O.M., Dr.Sc., Professor, KNU Taras Shevchenko;

Kobolev V.P., D.Sc., Head of seismometry and physical properties of the Earth Institute of Geophysics. S.I.Subotina NAS of Ukraine;

Koltun Yu.V., Ph.D., Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals of the National Academy of Sciences of Ukraine;

Nauko I.M., D.Sc., Senior Researcher, Lviv;

Boiko V.S., D.Sc., Professor, Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas;

Vitryk V.G., Ph.D., LLC "NTP" Drilling equipment", member of Ukrainian Oil and Gas Academy (UOGA);

Lavrova I.O., Ph.D., Professor, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute";

Piotr Saluha, D.Sc., "Krakow Mining and Metallurgical Academy", Poland;

Founder and publisher

National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute", 61002, Kharkov, str. Kyrpychova, 2.

Address of editor and editorial office

61002, Ukraine, Kharkiv, str. Pushkinska, 85, Building U-4, Department of "Production of oil, gas and condensate" NTU "KhPI". Phone (057) 707-65-15; (067) 717-80-68. E-mail: dngik@ukr.net , ukcdb@i.ua .

Production

69097, Ukraine, Zaporozhye, Khortytskyi District, Serhiyenko (Zadne-provski) Street. 34. Printing "Success Print"

Journal in Internet

<http://library.kpi.kharkov.ua>



УДК 62-1/-9

ТЕПЛО-ГІДРАВЛІЧНИЙ РОЗРАХУНОК МЕРЕЖІ НАФТОВИХ ТРУБОПРОВОДІВ НА ОСНОВІ ДВОШАРОВОГО БОНД-ГРАФУ

М. І. Фик^{1*}, І. М. Фик¹, М. Х. Аббуд¹

¹Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»;

*Відповідальний автор: e-mail: Fyk@ukr.net, тел. (050) 303-33-31.

THERMAL-HYDRAULIC CALCULATION OF OIL PIPELINES NETWORK BASED ON A TWO LAYERS BOND-GRAPH

М. Fyk^{1*}, I.Fyk¹, М. Abbood¹

¹National Technical University "Kharkiv Polytechnical Institute";

* Viewed by the author: e-mail: Fyk@ukr.net, tel. (050) 303-33-31.

ABSTRACT

Purpose. Parallel synchronized calculation of networks with certain hydraulic and thermal properties of separate oil pipelines, which is possible with the use of a two-layer bond graph and a complex methods of potentials in nodes and methods loop currents in circuits. The authors propose to link two layers of graphs of the scheme using the equation of state of oil as a gas-liquid mixture, which will simplify and increase the speed of calculations.

Findings. The principles of operation of the ball valve of the shut-off valve and its main differences from the flopper shutter are considered in detail. Also, the geometric parameters of the ball itself are demonstrated in detail. Examples of design are given, and the operating principle of the most common models of shut-off valves is described.

Originality. The connection of the hydraulic and thermal layer of the bond-graph is realized by taking into account the average temperatures and the total heat transfer coefficient on the branches of the graph.

Practical implications. The developed system of equations of the two-layer bond graph is applied to an estimation of work of networks of oil pipelines at designing and change of operational modes.

Keywords: pipelines network, bond-graph, method of potentials, loop current method, mathematical model, oilpipe operational modes, oil.

Introduction Engineering network systems are well modeled using multilayer bond graphs [1-2]. Thermal and hydraulic circuits, systems with distributed parameters are represented by a set of elements of individual layers, which are further synchronized by iterative calculations or search and connect branches and nodes [3-4].

The system of equations of the mathematical model of the hydraulic network of connected oil pipelines according to [5-6] and electro-hydraulic analogy in

matrix form

$$\begin{aligned} \mathbf{A}_* \cdot \mathbf{Z}^{-1} \cdot \mathbf{A}_*^T \cdot (\mathbf{F} - \mathbf{F}_0) \\ = \mathbf{A}_* \cdot \mathbf{J} - \mathbf{A}_* \cdot \mathbf{Z}^{-1} \cdot \mathbf{E} \end{aligned}$$

– flow balance in the circuits (1)

$\mathbf{I} + \mathbf{J} = \mathbf{Z}^{-1} \cdot (\mathbf{E} + \mathbf{U})$ - Ohm's general law

$\mathbf{U} = \mathbf{A}^T \cdot (\mathbf{F} - \mathbf{F}_0)$ – balance of potential differences, where current – I ;

potential – F ;

voltage – U ; \mathbf{A}_* .

We make the following substitutions of parameters according to the principles of analogy [2]:

- current I per square mass flow (Mq) $Mq^2 = I$;
- potential F per square pressure P at the node $P^2 = F$;
- the resistance between the nodes Z is left $Z = Z$;
- voltage U per square pressure drop $P^2_2 - P^2_1$ on the branch (from point 1 to point 2) $P^2_2 - P^2_1 = U$;
- voltage source E per potential pressure energy between nodes $E_p = E$;
- current sources J per square mass flow on the branch $S^2 = J$.

The specified transition to hydraulic parameters taking into account the above-mentioned substitutions of quantities (units of measurement) transforms (1) into the following system of equations of the mathematical model of the first (hydraulic) layer:

$$\begin{aligned} A_* \cdot Z^{-1} \cdot A_*^T \cdot (P^2 - P^2_0) &= A_* \cdot S^2 - A_* \cdot Z^{-1} \cdot E_p - \\ Mq^2 + S^2 &= Z^{-1} \cdot (E_p + P^2_2 - P^2_1) \quad (2) \\ P^2_2 - P^2_1 &= A^T \cdot (P^2 - P^2_0) \end{aligned}$$

To the system (2), where the balance and hydraulic losses from friction are restrained, it is traditionally necessary to add the equations of state, energy and heat exchange [7]

$$P = \rho \cdot z \cdot R \cdot T \text{ - state equation of the gas-liquid mixture (oil), (3)}$$

$$Q_t = M_q C_p (T_2 - T_1) = K S (T_{av} - T_o) \text{ - heat exchange (4)}$$

$$w(T_2 - T_1) = \lambda T (d^2 T / dx^2) / C_{pp} + qv(T_{av} - T_o) / C_{pp} M_f \text{ (5)}$$

where λ is the coefficient of pneumatic resistance of the pipeline; z is the gas compressibility; R is the gas constant; P is the pressure; T is the temperature; Re is the Reynolds number, L is the gas pipeline length; D is the gas pipeline diameter; ρ is the gas density; S is the area of cross section of the gas pipeline; v is the gas velocity.

Traditionally, it is proposed to do calculations in parallel, but both layers of the network system exist as if separately [7-8].

This leads to an increase in the difficulty of synchronization on the branches and nodes of the scheme, increasing the time of the overall coordination of material and heat balances.

Thermohydraulic calculations of oil pipeline networks are performed by engineers using modern software, which simplifies preliminary technological forecasting.

To do this, in particular, use complete systems of equations for each individual section of the pipe, which are similar to the [6] like

$$\begin{cases} \frac{1}{z(P,T)RT} \cdot \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{w}{z(P,T)RT} \cdot \frac{\partial P}{\partial x} + \rho(P,T) \cdot \frac{\partial w}{\partial x} - \\ - \frac{K_1 \rho(P,T)}{T} \cdot \frac{\partial T}{\partial t} + \frac{1}{S} \cdot dG_x(x, t) = 0, \\ \frac{1}{\rho(P,T)} \cdot \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{\partial w}{\partial t} + 2 \cdot \alpha \cdot w \cdot \frac{\partial w}{\partial x} + (1 + \alpha) \cdot \frac{w^2}{P} \cdot \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{\lambda(P,T, w, k_e) \cdot w^2}{2 \cdot D} = 0, \\ c_p(P, T) \cdot \left(w \cdot \frac{\partial T}{\partial x} + \frac{\partial T}{\partial t} - K_2 \cdot D_j \cdot (P, T) \cdot \frac{\partial P}{\partial x} \right) + \frac{4 \cdot K \cdot \ln(T - T_0)}{\rho(P, T) \cdot D} + K_3 \cdot \frac{k - 1}{k} \cdot \frac{w \partial w}{R \partial t} = 0, \\ P = \rho \cdot z(P, T) \cdot R \cdot T, \\ c_p(P, T) = 1695 + 1,838 \cdot T + \frac{1960 \cdot (P - 10^6)}{T^3}, \\ D_j = 9,26 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{\Delta^{1,3} \cdot R \cdot T^{0,7}}{(P_1 - P_2)} [\ln(1695 + 1,838T + 1960 \cdot T^{-3} \cdot P_1) - \\ - \ln(1695 + 1,838T + 1960 \cdot T^{-3} \cdot P_2)], \\ z(P, T) = 1 - 5,5 \cdot \frac{\Delta^{1,3}}{T^{3,3}} \cdot P, \\ \lambda(P, T, w, k_e) = 0,067 \left(\frac{158}{Re(P, T, w)} + \frac{2 \cdot k_e}{D} \right)^{0,2}, \\ \mu(P, T, M) = \frac{(9,41 + 0,02 \cdot M) \cdot (1,8 \cdot T)^{1,5}}{(209 + 19 \cdot M + 1,8 \cdot T) \cdot 10^7} \cdot \text{EXP} \left[\left(3,5 + \frac{547,8}{1,8 \cdot T} + 0,01 \cdot M \right) \times \right. \\ \left. \times \left(\frac{P \cdot 10^3}{Zsk(P, T) \cdot \frac{8314,3}{M} \cdot T} \right)^{\left[24 - 0,2 \left(3,5 + \frac{547,8}{1,8T} + 0,01 \cdot M \right) \right]} \right], \end{cases}$$

(6)

where $\mu(P, T, M)$ is dynamic viscosity; P is pressure; T is temperature; M is molar mass; k_e is equivalent internal roughness of the pipeline wall; w is the averaged in the cross section flow rate of the gas; D is diameter; Re is the Reynolds number; x_B is longitudinal coordinate; t_B is time; T_o is temperature of ground and rocks near the pipeline; $G_x(x_B, t_B)$ is mass flow rate in the branch; K_1, K_2, K_3 are coefficients that take into account dimension and analytical simplifications.

It can be seen that system (6) takes into account the nonstationarity and throttle effect, which in many cases is insignificant for liquid oil pipelines.

In some cases, it is possible to use a simplified mathematical apparatus based on an adequate model with averaged parameters, which speeds up the work and provides sufficient accuracy. This is the approach proposed in this paper. The construction of a simplified mathematical model for fast engineering calculation operations is chosen as the research task.

Despite the large number of precedents for the application of graph theory in oil and gas [3-8], methodologies for analysis of engineering and technological elements of oil and gas fields with the involvement of bond graphs [3, 4, 7-10], compilation and analysis of bond graphs of oil pipelines with heat transfer in modern research separately and is not presented in detail.

Main Part. Taking the model from our work [6] and the principles of initial approximations of calculations from work [11]

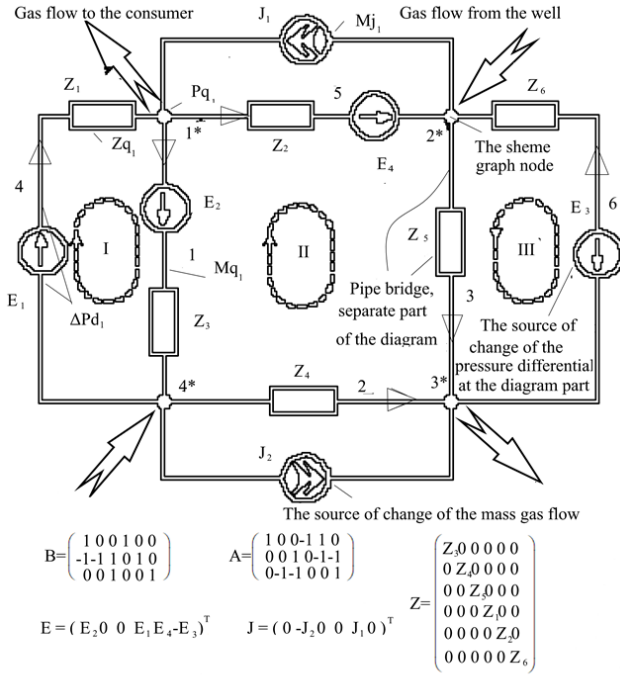


Fig.1 - The network of oil and gas pipelines as a bond-graph of the hydraulic layer.

From the results of work [11] it is possible to accept both a hydraulic and a thermal model, since the flows of gas and liquid mixtures were considered. This is applicable for solving the problem posed in our work:

To develop the problem of the research into the system of equations, we will take into consideration the pipe heat transfer in the system of equations (5-6). After transformations, we will obtain the general system of equations of the mathematical model of non-isothermal non-stationary one-dimensional motion of the gas-liquid mixture in the pipeline during heat transfer through a cylindrical wall in the form:

$$\begin{aligned} \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{\partial(\rho w)}{\partial t} + (1+\beta) \frac{\partial(\rho w^2)}{\partial x} + \frac{\rho g \partial h}{\partial x} + \frac{\lambda \rho w^2}{2D} &= 0; \\ \frac{\partial \rho}{\partial t} + w \frac{\partial \rho}{\partial x} + \rho \frac{\partial w}{\partial x} &= 0; \\ P &= \rho z R T; \\ w \frac{\partial T}{\partial x} + \frac{\partial T}{\partial t} - D_j \frac{w \partial P}{\partial x} + \frac{4K_t(T-T_0)}{\rho D C_p} - K_\lambda \frac{\lambda}{D} \frac{w^3}{C_p} &= 0; \\ w &= \frac{\partial x}{\partial t}; \\ M_q &= w S \rho, \end{aligned} \quad (7)$$

where P is the pressure of the mixture; T is the temperature of the mixture; w is the flow velocity averaged in cross-section; ρ is the density of the mixture; D is the diameter of a pipeline; x is the longitudinal coordinate of a pipeline; t is the time; T_0 is the temperature of soil and rocks near a pipeline (environment); K_t is the coefficient of thermal conductivity from the mixture to the environment of the system "mixture – pipeline – environment"; D_j is the

Joule-Thomson coefficient; K_λ is the coefficient of convective heat transfer in the mixture flow; C_p is the isobaric thermal capacity of the mixture; z is the coefficient of compressibility of the mixture; λ is the coefficient of hydraulic resistance of a pipeline; g is the gravity acceleration; β is the Coriolis coefficient; M_q is the mass flow rate of the mixture, L is the pipeline length.

If we consider the system of equations (2) and the system of equations (7) together, then it is possible to make some simplifications in accordance with the specifics of oil pipelines. At constant M_q , the equation of balance of energies (fourth in system (7)) for the quasi-stationary process, taking into consideration the throttle effect is converted into the form (4):

$$\begin{aligned} M_q \cdot C_p \cdot ((T_2 - T_1) - D_j \cdot (P_2 - P_1)) &= \\ = K_t \cdot \pi \cdot D \cdot \int_0^L (T_0 - T_x(x)) dx, \end{aligned} \quad (8)$$

where $T_x(x)$ is the dependence of temperature on longitudinal coordinate in the pipeline; T_1 , T_2 are the temperatures at the beginning and at the end of the considered pipeline section.

Thus, for a network of oil pipelines, it is sufficient to take a set of equations (2), (3), and (8), which will be sufficient to connect the thermal and hydraulic layer of the bond graph using the equation of state (3) and mathematical results from [12].

The latter facts will make it possible to quickly assess the technological modes and productivity of oil pipelines without using more complex programs and analytical models. As a result of modeling the circuit (Fig. 1), it was found that in this case it is possible to apply average temperatures T_{av} and generalized heat transfer coefficients K on separate branches of the bond-graph layers. And this averaging can be done according to the temperature and pressure data at the nodes of the circuit.

The obtained results correlate well with theoretical hypotheses from the works [13,14], as well as with guidelines for further research in modern theoretical research.

Conclusions. The use of bonding the layers of the bond-graph in terms of hydraulic and thermal characteristics is possible with the use of averaged heat engineering parameters. In this case, the hydraulic section can be taken such that there is an average temperature and an average heat transfer rate, which allows you to synchronize the layers and bring them to a single and unified numbering of branches and nodes. Reception is efficient for modeling and preliminary assessment of technological modes of operation of the oil pipeline network.

Gratitude

The authors thank Doctor of Technical Sciences, AA Krut, Director of the Institute "UKRNDIPROEKT" (Kyiv, Ukraine) for valuable methodological advice on the calculation and design of research results.

REFERENCES / СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. PETER J. GAWTHROP and GERAINT P. BEVAN (2007) Bond-Graph Modeling. IEEE CONTROL SYSTEMS MAGAZINE, APRIL 2007, 27(2), 24-45. DOI: 10.1109/MCS.2007.338279
2. Wolfgang Borutzky (2011) Bond Graph Modelling of Engineering Systems. Springer. ISBN 978-1-4419-9367-0. DOI 10.1007/978-1-4419-9368-7.
3. Belgacem Hamdouni, Dhafer Mezghani, Jamel Riahi, Abdelkader Mami (2019) A Robust Method for Diagnostic Energetic System with Bond Graph. (IJACSA) International Journal of Advanced Computer Science and Applications, Vol. 10, No. 10, 372-389.
4. Janevska Gordana (2017) Bond Graphs Approach to Modeling Thermal Processes. International Journal of Scientific & Engineering Research Volume 8, Issue 5, May-2017, 736-740.
5. Fyk, M., Biletskyi, V., Ryshchenko, I., & Abbood, M. (2019). Improving the geometric topology of geothermal heat exchangers in oil bore-holes. E3S Web of Conferences, 123, article 01023.
6. Fyk, M., Fyk, I., Biletsky, V., Oliynyk, M., Kovalchuk, Yu., Hnieushev, V., & Shapchenko, Yu. (2018). Theoretical and applied aspects of using a thermal pump effect in gas pipeline systems. Східно-Європейський журнал передових технологій = Eastern-European Journal of Enterprise Technologies, 1, 8(91), 39-48.
7. Soheil Zoveidanian, Ali Selk Ghaffari and Omid Kalantari (2014) Modelling of directional oil well string using Bond Graph approach. 27 February 2014, Conference: The First National Conference on Mechanical Engineering of Iran (NCMEI).
8. Shanbi P. The Simulation of Natural Gas Gathering Pipeline Network // The Open Fuels & Energy Science Journal. 2013. Vol. 6, Issue 1. P. 18-22. doi: 10.2174/1876973x20130827002
9. Orga A. C., Obibuoyi J. I., Nwozuzu M. An Offshore Natural Gas Transmission Pipeline Model and Analysis for the Prediction and Detection of Condensate/Hydrate Formation Conditions // IOSR Journal of Applied Chemistry. 2017. Vol. 10, Issue 03. P. 33-39. doi: 10.9790/5736-1003013339.
10. Селезнев В. Е., Алешин В. В., Прялов С. Н. Основы численного моделирования магистральных трубопроводов. М.: МАКС Пресс, 2009. 436 с.
11. Fyk, M., Biletskyi, V., Fyk, I., Bondarenko, V., & Al-Sultan, M. (2019). Improvement of an engineering procedure for calculating the non-isothermal transportation of a gas-liquid mixture. Восточно-Європейський журнал передових технологій = Східно-Європейський журнал передових технологій = Eastern-European Journal of Enterprise Technologies, 3, 5(99), 51-60. Retrieved from <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2019.167198>
12. Savić, V., Karanović, V., Knežević, D., Lovrec, D., Jocanović, M. (2009). Determination of Pressure Losses in Hydraulic Pipeline Systems by Considering Temperature and Pressure. Strojniški vestnik, 55 (4), 237-243.
13. Garris, N. A., Rusakov, A. I., Lebedeva, A. A. (2018). Balanced heat exchange of oil pipeline in permafrost calculation and thawing halo radius determination. Petroleum Engineering, 16 (5), 73-80. doi: <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2018-5-73-80>
14. Rzaev, A., Rasulov, S., Pashaev, F., Sali, M. (2017). Features of distribution of temperature along the length of oil pipeline. Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering, 16 (2), 158-163. doi: <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2017.2.6>

ABSTRACT (IN UKRAINIAN)

Мета. Паралельний синхронізований розрахунок трубопровідних мереж з індивідуальними гідравлічними і тепловими властивостями окремих нафтопроводів, який можливий з використанням двошарового бонд-графа (зв'язкового графа) і комплексного поєднання методу потенціалів у вузлах з методом струмів у ланцюгах. Автори пропонують пов'язати два шари зв'язкового графа схеми за допомогою рівняння стану нафти як газорідної суміші, що спростить і збільшить швидкість попередніх технологічних розрахунків.

Висновки. Застосування зв'язування шарів бонд-графу щодо гідравлічних і теплових характеристик можливе із застосуванням ряду усереднених термобаричних параметрів. В цьому випадку гідравлічна ділянка може вважатися такою, на якій є середня температура і середній показник теплообміну, що дозволяє синхронізувати шари і привести їх до єдиної і уніфікованої нумерації гілок і вузлів. Прийом виявився програмно-працездатним і перевірений на практиці для моделювання та попередньої оцінки технологічних режимів роботи мережі нафтопроводів.

Оригінальність. Зв'язок гідравлічного і теплового шарів бонд-графу реалізована з урахуванням середніх температур і сумарного коефіцієнта теплопередачі на гілках графа.

Практичне значення. Розроблена система рівнянь двошарового графа зв'язків (бонд-графа) застосовується для інженерної оцінки роботи мереж нафтопроводів при технологічному проектуванні і зміні режимів роботи ділянок мережі нафтопроводів.

Ключові слова: трубопровідна мережа, бонд-граф, метод потенціалів, метод контурних струмів, математична модель, режими роботи трубопроводів, нафта.

ABSTRACT (IN RUSSIAN)

Цель. Параллельный синхронизированный расчет трубопроводных сетей с индивидуальными гидравлическими и тепловыми свойствами отдельных нефтепроводов, который возможен с использованием двухслойного бонд-графа (связного графа) и комплексного соединения метода потенциалов в узлах с методом токов в цепях. Авторы предлагают связать два слоя связного графа схемы с помощью уравнения состояния нефти как газожидкостной смеси, что упростит и увеличит скорость предварительных технологических расчетов.

Выводы. Применение связывания слоев бонд-графа по гидравлическим и тепловым характеристикам возможно с применением ряда усредненных теплотехнических параметров. В этом случае гидравлический участок может приниматься таким, на котором есть средняя температура и средний показатель теплообмена, что позволяет синхронизировать слои и привести их к единой и унифицированной нумерации ветвей и узлов. Прием оказался программно-работоспособен и проверен на практике для моделирования и предварительной оценки технологических режимов работы сети нефтепроводов.

Оригинальность. Связь гидравлического и теплового слоев бонд-графа реализована с учетом средних температур и суммарного коэффициента теплопередачи на ветвях графа.

Практическое значение. Разработанная система уравнений двухслойного графа связей (бонд-графа) применяется для инженерной оценки работы сетей нефтепроводов при технологическом проектировании и изменении режимов работы участков сети нефтепроводов.

Ключевые слова: *трубопроводная сеть, бонд-граф, метод потенциалов, метод контурных токов, математическая модель, режимы работы трубопроводов, нефть.*

ABOUT AUTHORS

Mykhailo Fyk, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Department of oil, gas and condensate extraction, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute" *e-mail: Fyk@ukr.net*,

Ияа Fyk, Doctor of Technical Sciences, Professor, Department of oil, gas and condensate extraction, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"

Majid Abbood, PHD-student, Department of Oil and gas recovery, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"



УДК 622.276.53

ВИБІР СТРАТЕГІЇ ДЛЯ ОПТИМАЛЬНОГО МЕТОДУ ШТУЧНОГО ПІДЙОМУ (НА ПРИКЛАДІ НОВОТРОЇЦЬКОГО РОДОВИЩА, УКРАЇНА)

С. М. Левонюк¹, Х. Ель Такі

Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», Харків, Україна

*e-mail: sergii.levonyuk@gmail.com

SELECTION STRATEGY FOR THE OPTIMAL ARTIFICIAL LIFT METHOD (ON THE EXAMPLE OF NOVOTROITSK FIELD, UKRAINE)

S. Levoniuk¹, H. El Taki

National Technical University «Kharkiv Polytechnic Institute», Kharkiv, Ukraine

*e-mail: sergii.levonyuk@gmail.com

ABSTRACT

The relevance of paper. Artificial lift is a method used to lower the producing bottomhole pressure on the formation to obtain a higher production rate from the well, adding up to the different kinds of artificial lifts with their own characteristics and restrictions, with the understanding of the importance of selecting the right artificial lift for each type of well with its own reservoir and fluid characteristics. Currently, against the background of depletion of Ukrainian oil and gas fields, the choice of necessary method of artificial lift is very important.

The purpose of article is selecting upmost efficient artificial lift system at Novotroitsk field, based on the limitations, advantages and disadvantages of each type of artificial lift system, along with reservoir characteristics and fluid phase behavior.

The object of study is process of artificial lift at Novotroitsk oil-gas-condensate field.

The tasks of paper is combination of methods by expert programs, technical surface and infrastructure considerations, to create an analysis to screen candidate artificial lift systems, and then to select one for implementation.

The research methodology that was used is PIPESIM software with the analyzing of the different parameters including reservoir characteristics and fluid phase behavior and their effect on inflow performance relationship were investigated to study the effectiveness of the artificial lift systems.

Keywords: production indicators, artificial lift, PIPESIM, oil recovery, field.

Introduction. Oil production from reservoirs usually occurs by natural flow of the fluid out of the formation. This oil recovery is called primary recovery, where the production is solely controlled by the natural energy of the formation. However, after some times of production reservoir pressure declines, which causes a decline in oil production rate. Thus, regaining the reservoir pressure to enhance oil production is of great importance. Artificial lift (AL) methods as one of the

best methods of oil recovery when reservoir pressure declines have been implemented for decades. This is proved in the papers of H.Beggs, K. Ebrown, Dale-Beggs, J. V.Vogel, W. D.McCain, P. Oyewole and others [1-8].

The reservoir pressure of one of the oil fields in Ukraine (Novotroitsk) has been dropped to a level where no natural fluid flow occurs from the reservoir. AL methods have been proposed to compensate the

natural pressure of the reservoir and ease the petroleum production from the reservoir. PIPESIM software was used to study the effectiveness of the AL systems. Different parameters including tubing diameter, injected gas rates, and injection depth and their effect on inflow performance relationship (IPR) were investigated. The simulation results showed that natural energy of the reservoir is not sufficient for producing oil. Thus, progressive cavity pump (PCP) as of the best methods of increasing the production rate in this field could be implemented successfully.

Problem Statement. The production rate or deliverability of a well can often be severely restricted by the performance of only one component in the system if the effect of each component on the total system performance can be isolated. The system performance can be optimized in the most economical way. Past experience has shown that large amount of money has been wasted on stimulating the formation when the well's producing capacity was actually been restricted because the tubing or flow line was too small. Another example of errors in completion design is to install tubing that is too large. This often happens on wells that are expected to produce at high rates. This practice not only wastes money on oversized equipment, but also tubing that is too large can actually reduce the rate at which a well will flow. This can cause the well to load up with liquids and die, which necessitates the early installation of artificially lift equipment or compression.

However, continuous discovery of new fields in combination with the optimization of production on the existing ones has become more essential than ever. The concept of production optimization was not introduced from the beginning of the oil age. Ever since, the progress in technology has provided the tools to Petroleum Engineers to exploit the oilfields as efficiently as possible and maximize recovery factors. With rising global demand on oil and gas products, as well as producing and lifting oil and gas in an economical way, there is no doubt that the development of such non-renewable resources is at an intimidating phase. Unfortunately, for the unconventional wells with high decline rates between 50 to 80% in the first year, the outdated approach of lift selection strategy is insufficient to manage unconventional wells in an effective way. Unconventional well problems are challenging the boundaries of existing artificial lift systems, which expectedly affecting the economic feasibility of unconventional oil and gas production.

The importance of choosing the best method for the unconventional well, by considering its location, depth, estimated production, reservoir properties, and other factors, are discussed in this paper which reviews methods for selecting the appropriate artificial lift method depending on the situation. Often a combination of these methods may be used - one to screen candidate systems, then one for selection.

Artificial lift is a method used to lower the producing bottomhole pressure (BHP) on the formation to obtain a higher production rate from the well. This can be done with a positive-displacement downhole

pump, such as a beam pump or a progressive cavity pump, to lower the flowing pressure at the pump intake. It also can be done with a downhole centrifugal pump, which could be a part of an electrical submersible pump (ESP) system. A lower bottomhole flowing pressure and higher flow rate can be achieved with gas lift in which the density of the fluid in the tubing is lowered and expanding gas helps to lift the fluids. Artificial lift can be used to generate flow from a well in which no flow is occurring or used to increase the flow from a well to produce at a higher rate. Most oil wells require artificial lift at some point in the life of the field, and many gas wells benefit from artificial lift to take liquids off the formation so gas can flow at a higher rate.

The paper describes the most effective artificial lift systems applicable during specific period of a well life. An artificial lift system is phased over the life of the well based on current and expected production rate requirement and lift method capability. The lift systems were further evaluated based on several criteria through elimination and selection techniques.

As well as this paper includes a case study of Novotroitsk field oil wells. In the coming years, there will be sharp decreases in well production (Figure 1), so these studies are very important. The lift evaluation process, which includes a combination of reservoir fluid properties, and well performance impact were used to analyze the effect of various artificial lift selection options on the life of well value.

The Purpose Of Article is selecting upmost efficient artificial lift system at Novotroitsk field, based on the limitations, advantages and disadvantages of each type of artificial lift system, along with reservoir characteristics and fluid phase behavior.

The Tasks Of Paper is combination of methods by expert programs, technical surface and infrastructure considerations, to create an analysis to screen candidate artificial lift systems, and then to select one for implementation.

Results And Discussion. The analysis of the well as system of components was introduced in mid 50s by Gilbert. The main objective of such analysis is to combine the characteristics of each component in order to estimate production rates and optimize the system's productivity. Initial reservoir pressure is generally large enough to lift the reservoir fluids up to the surface. As production continues, the pressure becomes gradually lower and the liquid rates are deteriorated. For this reason, the principles of fluid flow in porous media and pipelines were thoroughly examined. As the produced fluids travel from the reservoir to the surface facilities, a significant amount of pressure is wasted due to a series of factors. The optimization of these factors, so that the lowest pressure drop possible in a well occurs, is the reason behind the development of system analysis or else Nodal Analysis. The main purpose of this analysis is the prediction of achievable fluid production rates from reservoirs with specified production string characteristics. The main goal behind this technique and optimization methods is to optimize

the well so that the maximum possible flow rates which could be achieved by the reservoir would not be restricted due to the design of the well.

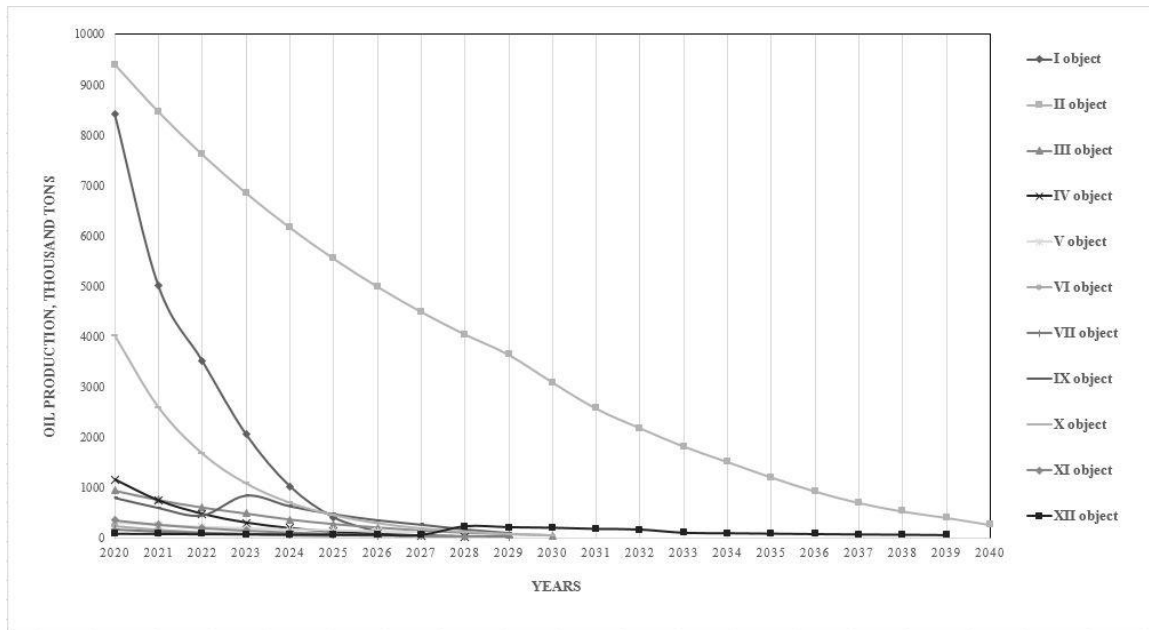


Fig.1. Perspective oil production by objects of Novotroitsk field

Artificial lift elimination and selection

There are next the most popular AL methods now: gas lift system, electrical submersible pump, rod & beam pump, hydraulic pump, plunger lift, progressive cavity pump (Figure 2).

As it is well known, there is a wide range of artificial lift systems (ALS) available for oil and gas application. The requirement to eliminate and select the best artificial lift method and strategy for the life of the well cannot be over-emphasized.

Yearly, the industry loses billions of dollars in both revenue loss and lift conversion or inefficient lift performance and failure expenses due mainly to improper artificial lift selections. The current major requirement to lower lifting cost for unconventional oil to compete favorably with conventional oil lifting cost is to renew focus on artificial lift selection in the basins. Several important factors need to be considered in artificial lift elimination and selection process (Lea,

Nickens, Wells, 2008); (Oyewole, Lea, 2008).

Although there has been discussion regarding ALS selection criteria over the last 40 years as the industry has involved, it is important to review some of the most important criteria and considerations when it comes to selecting an ALS (Clegg, Bucaram & Hein, 1993). The selection criteria include but are not limited to the following:

- Based on the mechanical limit;
- Based on advantages and disadvantages;
- Selection through expert programs;
- Selection by comparison of Net Present Value (NPV).

Based on the experience of companies using the different ALS, the conjunction of these methodologies is common practice, so more than one methodology is usually used. Table 1 provides a summary of the considerations that encompass the criteria listed above.

Table 1 – Criteria consideration

Reservoir	Well	Others	Economic
Productivity (static pressure, P_{wf})	Location (on-shore, off-shore)	Flexibility	Initial investment
Reservations involved	Geometry	Energy	Operating cost
Fluid type (% of phases, viscosity, solid content, fluid aggressiveness)	Diameter	Products and services	Services cost
Gas oil ratio (GOR)	-	Availability	Re-sale
Bottom temperature	Completion	Previous experience	-
-	Depth	Surface disturbance	-
-	Temperature	Visual impact	-

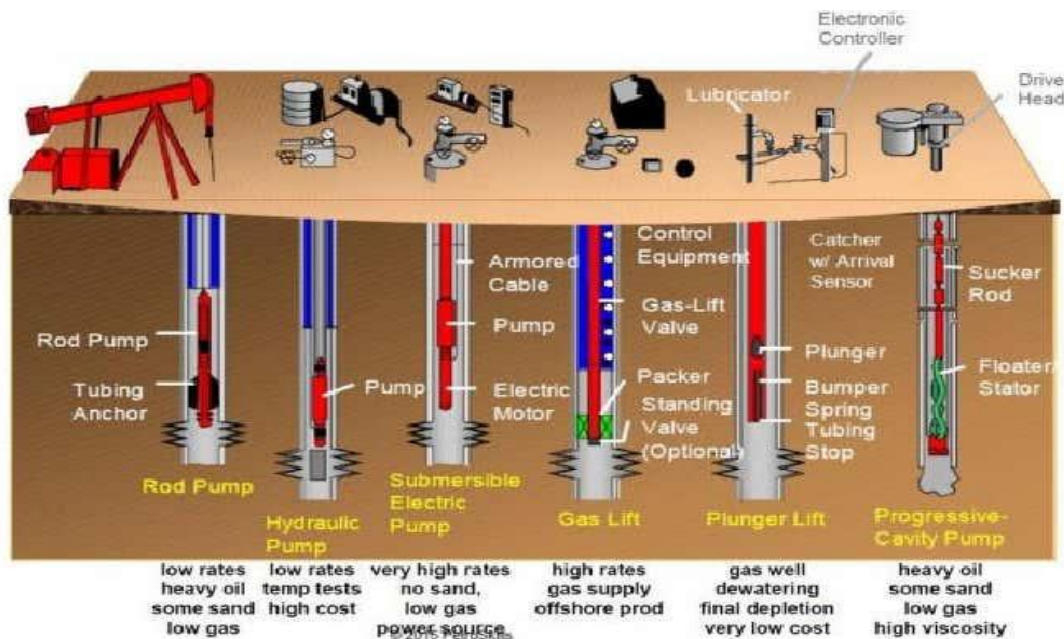


Fig. 2. Common artificial lift methods

This paper will present an artificial lift selection strategy based on some of the criteria that results in the change of the behavior of flow in oil wells. More than one methodology will be used to eliminate the non-compatible artificial lifts based on their specific advantages and disadvantages as well as their overall comparison based on their limitation and usage for each specific criterion.

Each artificial lift method has its own limitation and usages to each specific criterion. Temperature, gas/water handling, production rate range and many other criteria are diverse between each method of artificial lifts. Which means not every artificial lift method is a viable option to use for an unconventional well; some of the criteria can be illustrated within Table 2 below.

By the consideration of such list of limitation and usages of artificial lift systems, the most apparent non-compatible artificial lift systems can be excluded for specific oil wells.

Such elimination process of the non-compatible artificial lifts, will usually lead to a multiple choice of compatible artificial lift systems. The selection process of the most compatible one can be obtained by analyzing the reservoir characteristics and the fluid phase behavior.

By highlighting the GOR variation in a specific basin, it provides an additional layer of complexity to defining artificial lift strategy to maximize the asset value. Definitely, this is the main reason why – one artificial lift type strategy, is not always an effective strategy.

Simulation study

In order to perform the optimization study, PIPESIM software was used. This software is capable of determining optimum production scenarios during artificial lift activities. The required data such as

production rate data, average reservoir pressure, bottom hole flowing pressure, and well profile data were used as input data. The vertical multiphase flow correlation and fluid properties were utilized to determine production rate.

The area of research was Novotroitsk oil-gas-condensate field that is located in the Lebedyn district of Sumy region of Ukraine. Tectonically, the field is located in the central part of northern riparian zone of Dnipro-Donetsk basin, within the Novotroitsk ledge of foundation.

According to the results of industrial geophysical research and testing of wells of Novotroitsk field, 12 operating objects in productive horizons of the Upper Visean sediments have been established:

- I object – horizon V-23 in block I (developed by wells 37, 205);
- II object – horizon V-23 in block IIa (developed by wells 13, 40);
- III object – horizons V-23 + V-22n in block IIb (developed by wells 6, 16, 30, 34, 55);
- IV object – horizon V-22n in block III (developed by well 200);
- V object – horizons V-16v₂ + V-16n₁ + V-19 + V-20 in block IIa (developed by wells 31, 106);
- VI object – horizon V-18s block IIa (developed by well 103);
- VII object – horizons V-15v, V-15s in block VIII and horizons V-16v₂ + V-16n₁ + V-16n₂ in block I (developed by wells 32, 102);
- VIII object – horizons V-15n + V-16n₁ in block III (developed by well 201);
- IX object – horizon V-16v₁ in block I (developed by well 38);
- X object – horizon V-16v₁ in block V (developed by wells 14, 41);
- XI object – horizon V-15n in block IIb (developed

by well 10);

- XII object – horizons V-15v + V-15n in block IIa (developed by well 33).

Currently, the Novotroitsk oil and gas wells are operated by mechanized methods: jet pumps and gas lift and also by a fountain method. Technical and technological indicators of well operation in accordance with approved technological regimes.

The lack of detailed reservoir characteristics and fluid phase behavior input in many artificial lift strategies is unexplainable. Perhaps! This might be due to lack of understanding its value in artificial lift selection strategy. It may also be due to lack of data.

This part demonstrates how reservoir and fluid properties provides a deciding input into the artificial lift selection strategy.

The geological depositional environment, reservoir and fluid properties, not only varies by formation with depth, strong regional variation is observed with distance in the same formation.

A “3-well evaluation” is presented for artificial lift selection strategy that is driven mainly by fluid properties. Table 3 shows pertinent PVT data of the wells.

Table 2 – Summarized artificial lift limitation

	Electric Submersible	Gas Lift	Hydraulic Jet	Rod Lift	Progressing Cavity	Hydraulic Piston	Plunger Lift
Operating Depth	1,000 - 15,000 TVD	5,000 - 15,000 TVD	5,000 - 18,000 TVD	100 - 16,000 TVD	2,000 - 6,000 TVD	7,000 - 20,000 TVD	8,000 - 19,000 TVD
Operating Volume	100 - 30,000 BPD	200 - 30,000 BPD	100 - 10,000 BPD	5 - 5000 BPD	5 - 4500 BPD	10 - 1,000 BPD	1 - 300 BPD
Operating Temperature	100 - 400 F	100 - 400 F	100 - 500 F	100 - 500 F	75 - 250 F	100 - 500 F	130 - 500 F
Corrosion Handling	Good	Good to Excellent	Excellent	Good to Excellent	Fair	Good	Excellent
Gas Handling	Fair to Good	Excellent	Good	Fair to Good	Good	Fair	Excellent
Solid Handling	Fair to Good	Good	Excellent	Fair to Good	Excellent	Poor	Fair
Fluid Gravity	>10 API	>15 API	>8 API	>8 API	<35 API	>8 API	GLR 300 SCF/ BBL
Servicing	Work over or Pulling unit	Wire line or Work over Rig	Pump Up or Wire line	Work over or Pulling Unit	Work over or Pulling Unit	Pump Up or Wire line	Well-head Catcher or Wire line
Prime Mover	Electric or Multi Cylinder	High Pressure Gas	Electric or Natural Gas	Gas or Electric	Gas or Electric	Electric or Natural Gas	Wells Natural Energy
Offshore Application	Excellent	Excellent	Excellent	Limited	Good	Good	N/A
Overall System Efficiency	35% - 50%	10% - 30%	10% - 30%	45% - 60%	40% - 70%	45% - 55%	N/A

Table 3 – Wells characteristics in the horizon V-23 at the Novotroitsk field

No. of wells	Well No. 13	Well No. 55	Well No. 205
Reservoir fluid type	Oil and gas	Oil and gas	Oil and gas
Vertical depth to perforations (m)	3293,5	3303,5	3382,5
Casing size (mm)	140	168	140
Tubing size (mm)	73	73	73
Water cut (%)	80,25	82,48	61,14
Oil gravity API	46,7	39,3	34,3
Gas gravity (mg/cm ³)	0,743	0,841	0,745
Water gravity (g/cm ³)	1,137	1,189	1,181
Produced GOR (m ³ /ton)	64	1636	93

Produced GLR (m ³ /ton)	12,64	287	37,47
Bubble point (MPa)	26	22,2	26
Static reservoir pressure (bar)	235	226	242
Reservoir temperature (°C)	82	80	91
Production oil volume (bbl/day)	82,399	71,706	45,6654
Bottom hole pressure (bar)	205	196	212
Production gas volume (thousand m ³ /day)	0,8	18,6	0,7
Oil formation volume factor (Bo)	1,7	1,43	1,7

Table 4 – The obtained results after the simulation of different AL methods

Para-meters	Name of the AL methods														
	Gas Lift			Hydraulic Jet			Progressing Cavity			Electric submersible pump			Injection of hot condensate into annulus		
	13	55	205	13	55	205	13	55	205	13	55	205	13	55	205
Production oil volume (bbl/day)	85	75	49	86	75	50	96	92	61	84	78	43	85	75	51
Production gas volume (thousand m ³ /day)	0,8	19,6	0,9	0,9	19,6	0,9	1,0	22,9	1,0	0,8	19,8	1,0	0,9	19,9	1,0
GOR (m ³ /ton)	95	1790	130	70	175	99	90	195	110	69	165	111	85	202	130
Produced GLR (m ³ /ton)	14	295	42	18	302	42	22	312	52	20,2	295	42	14	295	43
Bottom hole pressure (bar)	190	182	203	201	192	202	180	178	190	199	191	204	202	186	203
Water (%)	85	87	69	82	84	68	84	85	68	88	89	70	84	88	66

Table 5 – Comparison results between AL methods for well No. 13

Artificial lift methods	Production gas volume (thousand m ³ /day)			Production oil volume (bbl/day)		
	Initial volume	After implementation volume	Difference %	Initial volume	After implementation volume	Difference %
Gas Lift	0,8	0,82	0,25	82,399	85,3	0,35
Hydraulic Jet	0,8	0,86	0,47	82,399	86,25	0,457
Progressing Cavity pump	0,8	0,95	13,7	82,399	96,36	14,49
Electric submersible pump	0,8	0,88	6,9	82,399	84,45	0,253
Plunger Lift	0,8	0,89	7,9	82,399	85,33	0,34

Table 6 – The production results for PCP method before and after

Progressing Cavity Pump	Production gas volume (thousand m ³ /day)			Production oil volume (bbl/day)		
	Initial volume	After implementation volume	Difference %	Initial volume	After implementation volume	Difference %
Well No. 13	0,8	0,95	18,75	82,399	96,36	14,49
Well No. 55	18,6	22,85	22,85	71,704	91,56	27,69
Well No. 205	0,7	0,95	25,5	45,664	60,63	32,77

Conclusions. In the article the actual problem of oil and gas engineering was solved – artificial lift strategy for big Ukrainian (Novotroitsk) field was determined via PIPESIM software. It is required to maximize oil and gas assets value firstly by the process of elimination and comparison of the limits and usages of artificial lift systems and secondarily by the simulation of the optimum production scenarios during artificial lift activities by the usage of expert software analysis selection.

The sensitivity analysis on various liquid flow rates with the utilization of the multiphase flow correlation, fluid properties and reservoir characteristics, gave us an insight of the optimum artificial lift system to maximize the assets value, the selection of the optimum artificial lift throughout the results is considered by the higher percentage of increasing of oil and gas production volume for each well being analyzed as shown below:

- for Well No. 13, an increase in production by 18,75% and 14,49% of gas and oil respectively;
- for Well No. 55, an increase in production by 22,85% and 27,69% of gas and oil respectively;
- for Well No. 205, an increase in production by 25,5% and 32,77% of gas and oil respectively.

These results have been perceived after implementation of progressive cavity pump (PCP) as the optimum artificial lift. Other artificial lift systems that have been analyzed all revealed a less percentage

of increased production with respect to the PCP.

Thus, we can conclude that the implementation of PCP as the optimum artificial lift for the studied wells will maximize the assets value in the most lucrative way.

REFERENCES / СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Beggs H. (2008), Production Optimization Using Nodal Analysis, Oil & Gas Consultants, 2nd edition.
2. The technology of artificial lift methods. Volume 1 by Kermit Ebrown.
3. Production Optimization Using Nodal Analysis by Dale-Beggs.
4. Vogel, J. V. (1968), Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells. J. Pet. Technol. 20 (1): 83-92. SPE 1476-PA.
5. Production Technology (2011), Heriot Watt University, Institute of Petroleum Engineering, 2011.
6. McCain, W. D. (1990), The Properties of Petroleum Fluids. 2nd ed. Tulsa, OK: Pennwell.
7. Peter Oyewole (2016), SPE, BOPCO L.P. Artificial Lift Selection Strategy to Maximize Unconventional Oil and Gas Assets Value, SPE-181233-MS.
8. <https://aa33a729c4d7eb75abd81ae00f793baf04b21219d7316d3d0fd8.ssl.cf3.rackcdn.com/apergy-files/Artificial-Lift-Selection-Process-NEW.pdf>.

ABSTRACT (IN UKRAINIAN)

Актуальність роботи. Штучний підйом – це метод, що застосовується для зниження вибієного тиску в свердловині, щоб отримати більш високу швидкість видобутку зі свердловини. Існують різні види штучних підйомів із власними характеристиками та обмеженнями, при цьому важливий підбір правильного штучного підйому для кожного типу свердловини з власними пластовими та флюїдними характеристиками. Наразі на тлі значного виснаження українських нафтогазових родовищ вибір правильного методу штучного підйому є дуже актуальним.

Мета статті – вибір найефективнішої системи штучного підйому на Новотроїцькому родовищі на основі обмежень, переваг і недоліків кожного типу штучних підйомних систем, а також характеристик резервуара та фазового режиму.

Об'єктом дослідження є процес штучного підйому на Новотроїцькому нафтогазоконденсатному родовищі.

Завдання роботи полягають в поєднанні методів за експертними програмами, технічної поверхні та інфраструктурних міркувань, щоб виконати аналіз для показу систем-кандидатів штучного підйому, а потім обрати один для впровадження.

Методологія досліджень – програмне забезпечення PIPESIM з аналізом різних параметрів, включаючи характеристики резервуарів та поведінку фази рідини та їх вплив на співвідношення продуктивності припливу.

Ключові слова: показники видобутку, штучний підйом, PIPESIM, вилучення нафти, родовище.

ABSTRACT (IN RUSSIAN)

Актуальность работы. Искусственный подъем – это метод, который применяется для снижения забойного давления в скважине, чтобы получить более высокую скорость добычи из скважины. Существуют различные виды искусственных подъемов с собственными характеристиками и ограничениями, с пониманием важности подбора правильного искусственного подъема для каждого типа скважины с собственными пластовыми и флюидными характеристиками. Сейчас на фоне значительного истощения украинских нефтегазовых месторождений выбор правильного метода искусственного подъема очень актуально.

Цель статьи – выбор наиболее эффективной системы искусственного подъема на Новотроицком месторождении на основе ограничений, преимуществ и недостатков каждого типа искусственных подъемных систем, а также характеристик резервуара и фазового режима.

Объектом исследования является процесс искусственного подъема на Новотроицком нефтегазоконденсатном месторождении.

Задачи работы заключаются в сочетании методов по экспертным программам, технической поверхности и инфраструктурных соображений, чтобы выполнить анализ для показа систем-кандидатов искусственного подъема, а затем выбрать один для внедрения.

Методология исследований – программное обеспечение PIPESIM с анализом различных параметров, включая характеристики резервуаров и поведение фазы жидкости и их влияние на соотношение производительности притока.

Ключевые слова: показатели добычи, искусственный подъем, PIPESIM, извлечение нефти, месторождение.

ABOUT AUTHORS

С. М. Левонюк, старший викладач, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», Харків, Україна

e-mail: sergii.levonyuk@gmail.com

Х. Ель Такі, студент, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», Харків, Україна

e-mail: hicham.eltaki@hotmail.com



УДК 553.91:622.7

УКРАЇНСЬКИЙ ГРАФІТ

Л.Шпильовий¹, В.Білецький²

¹Канд. техн. наук, ст. наук. співробітник, Інститут геохімії, мінералогії та рудоутворення ім. М.П. Семененка АН України, Київ, Україна; ТОВ "Азов – Мінералтехніка", Донське, Донецька область, Україна

² докт. техн. наук, професор, Національний технічний університет "Харківський політехнічний інститут", Харків, Україна

електронна адреса ukcdb@i.ua, тел. +380 (067) 717-80-68.

UKRAINIAN GRAPHITE

L. Shpylovyi¹, V. Biletskyi²

¹Institute of Geochemistry, Mineralogy and Ore Formation. M.P. Semenenko, Academy of Sciences of Ukraine, Kyiv, Ukraine; LLC "Azov–Mineraltehnika", Donske, Donetsk region, Ukraine

²National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute", Kharkiv, Ukraine

e-mail ukcdb@i.ua, tel. +380(067) 717–80–68.

ABSTRACT

Actuality of problem. The article is sanctified to history of becoming of domestic graphite industry. A graphite is raw material in the production of row of products: artificial diamonds, accumulators, fuel elements of chemical sources of current, metal-workingness and forging, for punching and rolling of hardware, electro-coal brushes and electrodes, polymeric composite materials, friction materials, graphite foil, gaskets, lubricating materials, pencils and polydiene paints, heat-resistant ceramics and rubber, cables, slushing paints, additions in boring solutions. It is used in nanotechnologies.

The purpose of article Tracing and introduction is to scientific turnover of basic events, facts, technical and technological decisions that defined development of graphite industry on the walks of life of Ukraine in XX-XXI of century.

Methods and apparatus. A literary review, bringing in of the archived materials, description of technique and technology of the primary processing of graphite ores, is in Ukraine.

Results. The file of events that expose technological and technical advancement at development of booty and enriching of graphite ores in Ukraine is traced, in particular Old Crimean and Zavalivsky of deposits, washery of graphite ore in Mariupol.

Scientific value of development. The described technology of booty of graphite ores in Ukraine and enriching of graphite ore is on the Mariupol washery. Practical value. It is shown that Zavalivsky of deposit - as yet the only source of raw materials for producing of graphite in Ukraine. In Ukraine new deposits are educed with the considerable prognosis resources of graphite - Burtynske, Balakhivske, Sachkin-Trinity, row of new areas in the district of Zavallya. Their supplies give an opportunity not only to support levels on a due, but also considerably to extend an existent raw mineral-material base, due to what Ukraine can become one of most in the world of suppliers of graphite products.

Keywords: domestic graphite industry, history, technique and technology of booty and enriching of graphite ores.

Вступ. Графіт розглядається зазвичай як найдавніший, за часом свого утворення, різновид вугільного вугілля (продукт останньої стадії вуглефікації: торф – буре вугілля – кам'яне вугілля – антрацит – графіт). Графіт легко піддається обробці; йому притаманні високі електричні та теплові властивості, завдяки чому має широке застосування в промисловості.

За фізичними і хімічними властивостями, розрізняють різні види графіту. Тому для конкретного продукту використовується та чи інша марка графіту. Він повинен відповідати певним технічним вимогам.

Природний графіт має вигляд дрібного порошку. Чим вищий вміст вуглецю, тим ціннішим він вважається.

Як домішка в різних породах графіт досить розповсюджений, та лише в окремих випадках він зустрічається значними масами, розробка яких економічно вигідна.

Першими сферами застосування графіту були чавуноливарна справа, виготовлення тиглів та іншого вогнетривкого посуду, приготування мастильних матеріалів, виробництво олівців. З розвитком електрометалургії, електротехніки, автомобілебудування потреба в графіті суттєво зростала.

Сьогодні графіт є необхідною сировиною або допоміжним матеріалом у виробництві найрізноманітнішої кінцевої продукції: штучних алмазів, акумуляторів, паливних елементів хімічних джерел струму, металообробці і куванні, для штампування та прокатки металевих виробів, електровугільних щіток та електродів, полімерних композитних матеріалів, гальмівних колодок та інших фрикційних матеріалів, графітової фольги, прокладок і ущільнювачів, графітових і колоїдних мастильних матеріалів, олівців і поліграфічних фарб, термостійкої кераміки та гуми, екранів силових кабелів і кабелів зв'язку, антикорозійних фарб, вогнетривів, добавок до бурильних розчинів.

Як і раніше, великими споживачами графіту є сталеливарні та чавуноливарні заводи. Знайшов застосування графіт і в сучасних нанотехнологіях.

Графітна справа у Світі та в Україні

Світова історія графітної справи нараховує багато століть. Так, у Німеччині видобування графіту здійснюється кілька століть в районі Пассау в Баварії. До першої світової війни Австрія займала перше місце за обсягами видобутку і поставок графіту на світовий ринок. Великим попитом у світі користувався графіт з островів Цейлон та Мадагаскар [2].

Родовища кристалічного графіту в межах Українського щита (УЩ) утворюють велику графітоносну провінцію, в якій виділяють чотири графітоносні райони: Бердичівський, Побузкий, Криворізький і Приазовський [1, 3]. Усього на території провінції виявлено близько 100 родовищ та проявів графіту. Всі вони відносяться до метаморфічного типу, приурочені до порід архею та нижнього протерозою. Глибина залягання

графітових руд – від 10 до 80 м. Поклади графіту утворюють пластові і лінзоподібні тіла потужністю до 300 м. Довжина рудних тіл – від 5 до 1500 м, інколи 3,5- 5,0 км. Графіт лускуватий, з вмістом в рудах 2,5-20,0 %.

Державним балансом запасів корисних копалин враховується 6 родовищ графіту [4]. Розробляється одне родовище – Заваллівське, ділянка Південно-Східна, решта – 5 родовищ, – не розробляються. На базі Заваллівського родовища діє однойменний графітовий комбінат. При проектній потужності комбінату 800 тис. т руди забезпеченість в цілому розвіданими запасами складає понад 100 років, а запасами Південно-Східної ділянки в межах проектних контурів розробки – 11 років.

Також виробництвом графітової продукції в Україні з відходів графіту металургійного та електродного виробництва займається ПАТ «Маріупольський графітовий комбінат».

Перші пошуки і перші знахідки графіту в Україні

Вивчення графітових родовищ в Україні розпочалося одночасно з геологічними дослідженнями різних місцевостей нашої країни. Природознавець польського походження, який працював в Україні Анджейовський А.Л. перший вказав на знахідку графіту на Волині та в колишній Київській губернії. Далі про виявлення графіту в різних місцевостях згадують в своїх працях М.П. Барбот де-Марні, В. Домгер, С. Конткевич, Г. Романовський, П. П'ятницький, Л. Іванов, С. Більський, А. Красевський, В. Ласкарьов, С. Кузнецов, та інші [1].

Вперше визначити промислово цінність українських графітових родовищ спробував відомий піонер гірництва у Криворізькому районі О. М. Поль, який у 1870-х роках влаштував невелику розвідку графітового родовища поблизу села Петрового, Петровського району колишньої Криворізької округи на правому березі Власової балки. За словами мешканців села, Поль заклав на цій ділянці три шурфи глибиною по 25 метрів. Взяли зразки і проби на дослідження в Катеринославі. О.Поль пророкував, що у майбутньому на базі Петрівського родовища виникне графітне підприємство [5]. Однак, треба було майже 40 років, щоб таке підприємство справді виникло. Пробуджений О.Полем інтерес до Петрівського родовища спонукав деяких підприємців та місцевих селян продовжувати пошуки графіту в околицях села Петрового. У 80-х роках 19 ст. Петрівське родовище стали розробляти, та розробляли з перервами аж до війни 1914 року, коли роботи розгорнули ширше. Під час громадянської війни (1917 – 1921) копальня не працювала. Роботи відновилися 1925 року, коли копальню почав відати трест «Хімвугілля».

Влітку 1881 року гірничий інженер Г. Романовський, шукаючи залізну руду в Приазов'ї, знайшов на правому борту балки Міхалетті, поблизу с. Старий Крим, шматки зруйнованого гнейсу з рясними домішками лусочок графіту.

Цей «передісторичний» період української графітової промисловості закінчився 1904 року,

коли один із селян с. Старий Крим поблизу Маріуполя відкрив родовище графіту, назване пізніше Старокримським. Американець Джон-Фердинанд Лямпе того ж року орендував це родовище у селян села Старий Крим та почав його розробляти. Руду на ділянці видобували відкритими роботами [5].

У тому ж, 1904 році, В.Ф. Вальтон збудував в Маріуполі перший графітовий завод, який став виробляти чорний та сріблястий графіт. Руду доставляли до Маріупольського заводу, і коштувала вона франко-завод по 3 крб. 65 коп. за тонну, враховуючи і орендну плату селянам – 1 крб. 20 коп. з тонни [6].

Щоб далі розробляти родовище, потрібно було перейти на підземні роботи, в зв'язку з чим собівартість руди неминуче зростала. Зросли і вимоги селян щодо орендної плати. Підприємець почав розшукувати інші графітні родовища в районі Маріуполя.

Спроби ці закінчилися успішно, і в 1908 році завод почав отримувати руду з села Миколаївки, колишньої Бердянської округи, за 55 км від Маріуполя. Вміст вуглецю у миколаївській руді становив 18 %, тоді як в старокримській – 12-14 %. Коштувала миколаївська руда франко-завод в Маріуполі 6 крб.70 коп. за тонну [7].

Під назвою Миколаївських родовищ вітчизняна геологічна література знає групу родовищ біля с. Троїцького, в 30 км від Бердянська на р.Берда.

Частину виходів графітної руди на цій ділянці (родовище Троїцьке) описали брати Носови ще у 1869 році [8]. Ділянка знаходилася біля села на правому березі р. Берестової, за 400 м від її впадіння в р. Берда. Розробки розпочаті вперше в 1912 році, і тривали три роки. Видобування здійснювалося в трьох невеликих кар'єрах. За цей період видобуто 500 т руди. Кар'єри розроблялися ще й в 1917 році, та пізніше, до 1925 року [9].

Ще чотири кар'єри були на невеликому відрозі балки, що впадала в Берестову зліва. З двох із них за весь час видобуто 1475 т руди з вмістом 8-12 % графіту. Всі кар'єри мали форму витягнутих за простяганням прямокутників з розмірами приблизно 4х40 м.

На правому березі р. Берди, в районі Сачкових хуторів, інтенсивна кустарна розробка графітної руди за допомогою ям та неглибоких шурфів велась у 1916 році. Видобували графітну руду в 1916 році також і біля хутора Старо-Солдатський, на лівому березі р. Берда [10].

Так поступово визначився Приазовський графітоносний район, на базі графітних родовищ якого до 1911 року в Маріуполі вже працювали два графітні заводи – Вальтона та Рутченкова. Інженер С.В. Рутченко заснував товариство «Графіт» у 1910 році. З 1912 року товариство стало займатися видобуванням руди на Старокримській копальні, та збагаченням її на заводі в Маріуполі, а також виробництвом графітної і котельної фарби. Старо-Кримська графітова копальня, що перейшла до С.В. Рутченка, знаходилася в двох кілометрах на північ від с. Старий Крим, на правому березі Міхалетівської балки, за 1,5 км від її спуску до р. Кальчик

[11]. Родовище знаходиться в біотитових гнейсах, перетятих та порушених потужною інтрузією гранітів. Разом з біотитовими зустрічалися на родовищі і піроксенові та амфіболо-піроксенові гнейси, що залягають часто з рудою. Породи дуже розкладені у верхніх частинах родовища, але ступінь їхнього розкладу помітно зменшується у підземних виробках копальні, що доходять до глибини 25 м. Простягання порід – південний схід від 120° до 150°, спад на південний захід під кутом від 75° до 90°. На рис. 1-4 показана геологія району і план підземних виробок Старокримської копальні, візуалізовано графітову руду і сучасний вигляд об'єктів копальні.



Рис. 1. Геологічна карта Старокримського району:

- 1 – неогенові піски; 2 – жильний піроксеновий граніт; 3 – роговообманковий рожевий граніт; 4 – виходи графітового гнейсу; 5 – січні рожеві аплітові жили; 6 – гнейси з пластовими жилами апліту; 7 – масивні виходи граніту



Рис. 2. Графітова руда зі Старокримського родовища.

Руда залягала лінзами, викривленими та неправильними, витягнутими у напрямі простягання гірських порід. Потужність лінз-сочок змінювалася в широких межах, доходючи інколи до 2 метрів. Довжина окремих лінз рідко доходила до кільканадцяти метрів. Іноді лінзи розгалужувались, іноді йшли одна за одною у вигляді жили. Число таких жил у верхній частині родовища, вибраній кар'єром на глибину 7-8 м, було 8, з вмістом графіту до 25 %, в кращих місцях – 35 %. У підземних виробках їх налічувалося 11. Графітовмісна площа дуже невелика. Колишній кар'єр завдовжки 80 м, а найбільша ширина його близько 60 м.

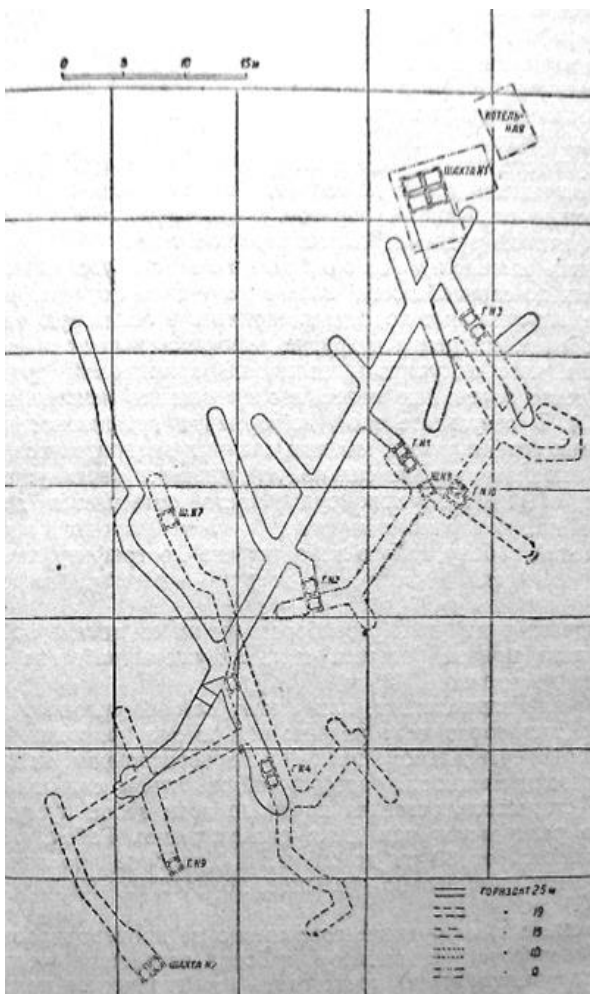


Рис. 3. План підземних виробок Старокримського графітного рудника.

Руда – майже виключно зруйновані гнейси, насичені графітними лусочками. Лусочки у гнейсах іноді зростаються з біотитом. Руда – пухка та грудкова, але грудки легко руйнуються. Руда копальні була дуже високої якості, краща з усіх українських на той час. Лусочка велика, пересічний її розмір більше 1 мм. Вміст графіту близько 20 %. Домішкою у руді є кварц, каолін, вохра.

Видобувні роботи здійснювалися 12 робітниками, які при пробному видобуванні дали 4357 пудів руди. З 1912 по 1917 р. було видобуто

365 420 пудів руди. Під кар'єром знаходилися підземні експлуатаційні виробки. Копальня працювала до горизонту 25 м (двома і трьома поверхами). Збагачення здійснювалося на Маріупольському заводі, де вміст вуглецю в концентраті доводився до 85 % при крупності 0,21 мм [12].

Так була започаткована графітна справа в Україні та Російській імперії.

До Криворізького графітоносного району відносять родовища в межах Петрівського, Пятихатського та Криворізького районів колишньої Криворізької округи.

Це родовища: Петрівське, Терноватівська балка, балка Водяна, Бабенківська (Суха) балка, Зеленівське, Коцацьке.



Рис. 4. Старий стовбур шахти на Старокримському родовищі графіту і Старокримський кар'єр (південний борт). Сучасний вигляд.

У 1913 році на своїй садибі в селі Зеленому Петрівського району колишньої Криворізької округи місцевий мешканець І. Кришень випадково відкрив графітне родовище. Того ж року вперше та невдало спробували розробляти це родовище.

Навесні 1914 року зробили другу спробу, яка виявилася більш вдаюю. Цей рік треба вважати початком експлуатації Криворізьких графітних родовищ.

Родовище в с. Зелене, на правому березі Вовчої балки, промисловець І.Кришень експлуатував до кінця Першої світової війни. У 1917 році копальню затопили. Невеликі розробки графіту на р. Жовтій, біля с. Камчатка (балки Синя і Жовтенка) до 1914 року проводив поміщик Яковлев [10].

З давно відомого Петровського графітового родовища на Власовій балці в Криворізькій окрузі з 1915 року руду стали поставляти на Маріупольський завод Рутченкова. Перший відправлений вагон був із рудою такої високої якості – з вмістом вуглецю до 67 % (гаунок цей у Петровому звали «рибка»), – що Маріупольський завод став використовувати виключно цю руду. За весь час існування Петрівського родовища (старі виробки на 1926 рік були завалені) на ньому видобуто 2700 т багаті руди [12].

Так поступово визначився Криворізький графітоносний район.

Пошуки графіту та перші спроби його видобування в Побузькому графітоносному районі теж розпочалися на початку 19 ст. У 1911-1913 роках експлуатаційні роботи виконувалися на Кошари-Олександрівському родовищі графіту. Тут були виявлені 3 жили, одна з яких розроблялася і була розкрита по простяганню на 16 м [13]. У 1916 році родовище розвідане та вперше описане професором Танатаром Й.І.

На родовищі графіту біля с. Люшневате, в Деминівському Яру, гірничий промисловець С.В. Рутченко під час війни 1914 року проводив розвідувальні та видобувні роботи. Поблизу с. Лашівка на р. Сухий Ташлик, на правому березі яру він до 1917 року видобував руду. Кілька вагонів руди відправив в Маріуполь на збагачувальну фабрику. Ознаки старого кар'єру залишалися тут ще у 1930-у році. На родовищі біля с. Липовеньки в 1915-1916 роках Рутченком видобуто кілька десятків тонн графітової руди для дослідного збагачення на Маріупольській фабриці [10].

Ще одне родовище біля с. Капітанівка, на балці Капітанівській, яка спускається зліва у р. Південний Буг, розвідував та трохи розробляв 1914 року інженер Тимчинський.

Українська графітова промисловість у ХХ ст.

Новий поштовх в розвитку графітних родовищ українська графітова промисловість отримала під час Першої світової війни, в 1915-1916 роках, коли одночасно з розширенням потреби в графіті, зовсім припинився його імпорт. Цей період характерний не тільки зростанням видобутку руди на розроблюваних родовищах, а й відкриттям нових кар'єрів – у балці Водяній Петрівського району, в с. Камчатка (Криворізький округ), та інших. За цей період було

проведено багато пошуково-розвідувальних робіт не тільки у Приазов'ї та Криворізькій окрузі, а й Побужжі. За час Першої світової війни графітна промисловість, хоч і в невеликих розмірах, поширилась на всі три названі райони.

Однак, масштаби видобутку та переробки графіту в Україні на той час аж ніяк не відповідали ні запасам родовищ, ні потребам в ньому української промисловості, змушеної імпортувати графіт. Правильніше сказати, що до Жовтневого перевороту в Україні, зокрема, і пізніше в Радянському Союзі взагалі не було графітової промисловості, або вона була в зародковому стані.

Так, у 1917 році світовий видобуток графіту складав майже 200 тис. т, з яких на Україну (Старий Крим) припадало лише 2 500 т. З 1917 року видобуток графіту в Україні практично припинився. Відновлення геологорозвідувальних та видобувних робіт почалося з 1921 року, коли в Побузькому районі біля села Завалля проведені спеціальні розвідки на графіт Південно-Західною Промрозвідкою.

У 1922 році на Старокримському родовищі видобуто 200 т графіту. До 1925 року видобуток графіту тут довели до 500 т [10]. Та вже у 1927 році копальню зупинили через відпрацювання запасів. У 1929 році видобування графітової руди продовжили на Північній ділянці родовища, та здійснювали до 1941 року.

Справа розвідування українських родовищ в цей час знаходилася у важкому стані, бо проводилися розвідувальні роботи безсистемно, випадково, з незначним фінансуванням.

У 1925 році графітову промисловість в країні передали у відання Українського хімічного тресту «Хімвугілля», який з 1926-1927 років почав систематично розвідувати українські графіти, та надав розвідкам відповідного масштабу. Далі до розвідок залучилися Український геологічний комітет, та Інститут прикладної мінералогії та металургії [14]. Одночасно з розвідкою в незначних обсягах проводилися і експлуатаційні роботи.

На р. Каратюк (правий берег), поблизу хутора Лебеда, був закладений невеликий кар'єр, яким вибиралась жила графіту потужністю до 4 м на простяганні кількох десятків метрів, і до 7 м в глибину.

У 1923 році розпочате видобування руди на лівому березі р. Каратюк. Видобуток склав кілька тисяч пудів [10].

У 1924 році видобувні роботи на родовищі Троїцьке, біля хутора Старо-Солдатський, поновилися трестом «Хімвугілля», і тривали 10 місяців. Видобуто 3000 т руди з вмістом вуглецю від 10 до 45 %.

В цьому ж, 1924 році, пробне видобування графітової руди для Маріупольського заводу здійснювалося трестом по балці Суперечній в Криворізькому районі, в двох верстах від с. Лозуватка.

У 1924-25 роках кустарне видобування графітової руди здійснювалось на чотирьох ділянках в р-ні с. Троїцького (північно-західна частина с. Миколаївка) на річках Кільтиччя, Берда та її притоках.

На лівому березі Берди напроти Сачкових хуторів, поблизу хутора Вишнякова у 1925 році Маріупольським управлінням тресту «Хімвугілля» розпочаті експлуатаційні кустарні роботи. Невеликими розрізами було розкрито 5 жил.

Між с. Темрюк і Вислою Могилою, на правому березі р. Темрюк, у невеликих обсягах велось безсистемне кустарне видобування руди в 1927 році.

У 1927, та наступному 1928 році проводились розвідувальні роботи і дослідження збагачуваності руди Інститутом прикладної мінералогії на ділянці, обмеженій на півдні річкою Берда, на заході – східною околицею села, на півночі – невеликою балочкою, що впадає в Берестову зліва, а на сході межує зі степовою місцевістю.

Графітову руду на балці Водяній, на правому високому березі р. Інгулець), на північ від с. Петрове, знайшов приватний промисловець Трегубів. Тут розробляли невелику лінзу руди потужністю до 5 м. Руда була доброї якості. Та додаткові пошукові роботи були невдалими, і Трегубів у 1926 році залишив цю ділянку. В 1928 році розвідку проводила партія Укргеолкому (Г. Дубяга). Запаси руди визначені приблизно в 130 тис. т [14].

У Побузькому районі у 1927-29 рр. Інститут прикладної мінералогії провів розвідку графітового родовища біля с. Завалля, в північній його частині, на лівому березі Південного Бугу. Збагачувальний відділ цього інституту розробляв технологію збагачення. Руду подрібнювали до -2 мм, потім до 54 % класу -0,2...+0,05 мм. В якості реагентів – альфанафтиламін : ксилідин у співвідношенні 60:40 %, і пічний скипидар, а також гас і пічний скипидар. Добрі результати отримані при використанні гасу, як колектора, і пічного скипидару.

Запаси руди визначені в 275 000 т (крупнолускатий графіт).

У 1927-28 р.р. розвідувальні роботи на родовищі Кошара Олександрівська провели трест «Хімвугілля» та Інститут прикладної мінералогії та металургії [14].

У 1920-х роках Радянський Союз імпортував цейлонський та мадагаскарський графіт. Частково використовувався і графіт Аліберівського родовища (Росія). Основні споживачі – тигельне виробництво, олівцеве, електродне, електротехніка, металургія (для змашування).

До кінця 1920-х років минулого століття в Україні та колишньому СРСР існувала лише одна фабрика для збагачення графіту – Маріупольська, заснована в 1910 році інженером С.В. Рутченком. Фабрика була примітивно обладнана, з недоскональними методами збагачення, і поставляла декілька сотень тонн лускатого графіту. Вміст

вуглецю в графіті лише інколи досягав 78 %. Незважаючи на близьке розташування до фабрики кількох крупних графітових родовищ, фабрика використовувала привозну петровську руду з Криворізького району з вмістом вуглецю 30 %, так як технологія і обладнання не дозволяли ефективно збагачувати місцеві бідні руди, внаслідок чого власники цієї фабрики вимушені були ще до Першої світової війни завозити в Маріуполь аліберівську графітову руду [15].

Але і порівняно багата петровська руда використовувалась на фабриці досить неповно. Були випадки, коли у відходах збагачення (хвостах) залишалось 12-14 % вуглецю, тобто вилучення вуглецю не перевищувало 50-60 %.

Графітна справа перейшла до тресту «Хімвугілля» у 1925 році. Графітне підприємство «Хімвугілля» складалося із заводу в м. Маріуполь (колишній завод С.В. Рутченка) та рудників: Старокримського біля с. Старий Крим на р. Кальчик, в 10 км від Маріуполя, та Петровського рудника на балці Власовій поблизу с. Петрове в Криворізькому окрузі. Запаси руди в рудниках у 1926 році були незначними і близькими до виснаження. З огляду на це геологічні організації в цей час вели інтенсивні пошуки графіту.

Південний Хімічний трест («Хімвугілля»), в управлінні якого знаходилась Маріупольська фабрика, ще в 1927 року звертався до вищих господарських органів Радянського союзу з проханням надати кошти на реконструкцію фабрики.

Проект реконструкції трест «Хімвугілля» доручив інституту Механобр (м. Ленінград), а сама реконструкція виконана Українським трестом нерудних копалин – Нерудкопалом, до якого перейшла фабрика, при консультуванні з боку Механобру.

У 1928/29 рр. трест «Хімвугілля» провів реконструкцію графітного заводу в Маріуполі, довівши потужність збагачувальної фабрики до 3500 т/рік. Збагачення здійснювалось флотацією з 65-68 % до 92-93 % вуглецю [15].

На початку лютого 1930 року реконструйована збагачувальна фабрика в Маріуполі (див. рис. 5) стала до ладу.

З цього часу вперше в нашій країні почали застосовувати для збагачення графіту сучасне обладнання.

Обмеженість коштів, відпущених на реконструкцію, змусила розмістити обладнання в старій двоповерховій будівлі. Руда підвозилася від Старокримського рудника, що знаходився в 10 км, а за місто вивозилися відходи збагачення – хвости, яких набиралося за добу до 50 т (в перерахунку на суху речовину), що обходилося недешево.

Дамо коротку характеристику застосовуваній технології збагачення графіту (схема рис. 5).

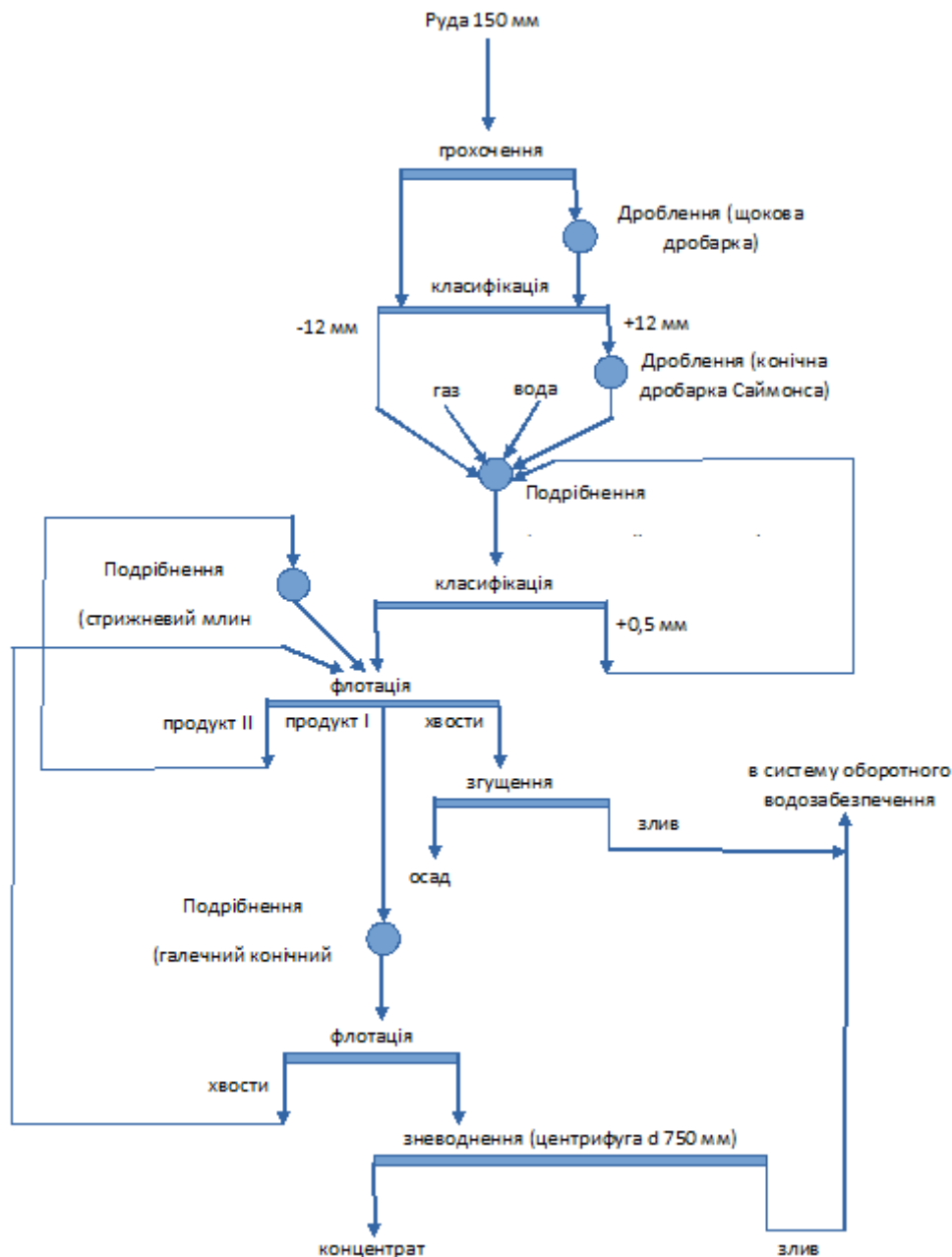


Рис. 5. Технологічна схема збагачення графітової руди.

Приймальний бункер мав у дніщі два розвантажувальних вікна (отвори), з яких руда вивантажувалася двома живильниками, працюючими одночасно. Похилим стрічковим конвеєром руда подавалася в помольне відділення. В останньому, на першому поверсі будівлі, було встановлено два млини для тонкого помелу, а на другому – дві флотаційні машини.

Подрібнена руда крупністю 0-12 мм з відділення дроблення подавалася транспортером у стрижневий млин *Марсі* продуктивністю 2,5 т/год (3x8 м), в який подавались також гас і вода.

Після розмелу до 0,5 мм, матеріал самопливом надходив у класифікатор *Дорра*, з якого частинки, крупніші 0,5 мм, поверталися до стрижневого млина, а дрібніші разом з водою самопливом по ринві направлялися в ковшовий елеватор, яким

передавалися на флотацію в першу камеру першого з флотаційних апаратів *Мінералс-Сепарейшен* (11 камер в яких і відбувається флотаційний процес – див. рис. 6). Розмір кожної камери 450x450 мм. З перших восьми камер знімали основний концентрат, який самопливом направлявся в конічний гальковий млин *Гардінга* для домелу концентрату. З останніх трьох камер отримували другий концентрат, більш брудний, який направлявся самопливом знову в стрижневий млин для подрібнення, а потім повертався в апарат *Мінералс-Сепарейшен*. Хвости з флотаційного апарата направлялись для зневоднення у великий згущувач *Дорра*, який давав прояснену воду для оборотного водопостачання. Після подрібнення в конічному гальковому млині другий концентрат вертикальним ковшовим елеватором подавався в

четверту камеру другого, восьмикамерного флотаційного апарата *Мінералс-Сепарейшен*, який мав 8 робочих і 8 агітаційних камер розміром 300x300 мм кожна. Апарат слугував для перечищення основного концентрату. Отриманий з чотирьох останніх камер концентрат діафрагмовим насосом перекачувався в першу агітаційну камеру флотаційного апарата, і далі проходив чотири

перші його камери. Отриманий з цих камер кінцевий концентрат направлявся для зневоднення на центрифуги. Хвости з перших чотирьох камер апарату переходили потім в останні його чотири камери, а хвости, які отримували з останніх чотирьох камер, направлялися в зумпф ковшового елеватора, яким подавалися знову в 11-ти камерний апарат основного процесу флотації.

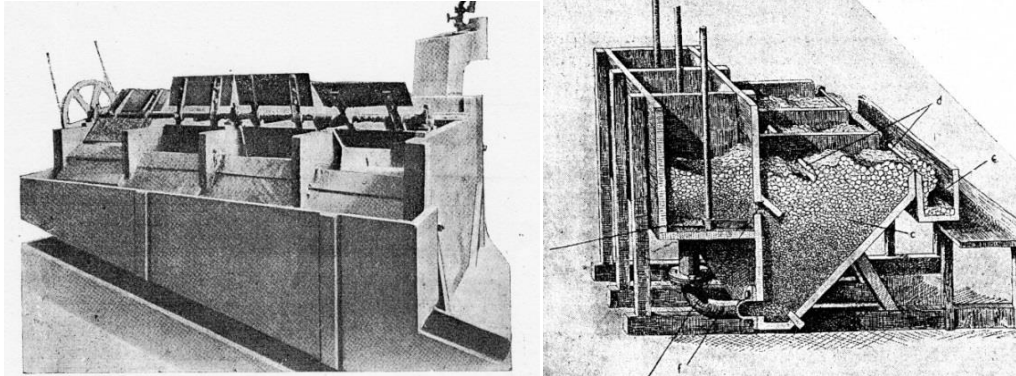


Рис. 6. Флотаційна машина *Мінералс-Сепарейшен*: зовнішній вигляд і 3D-розріз.

Зневоднення концентрату відбувалося в двох центрифугах – залізних циліндрах з дном, через яке проходить вертикальний вал, що обертається за допомогою фрикційних конічних шківів, і примушує обертатися скріплений з ним циліндр. Останній має в бокових стінках багаті отвори. Зсередини циліндр обтягнутий по боковій стінці полотном і поміщений у великий чавунний циліндр. Призначення зовнішнього циліндра – затримувати воду, яка проходить через полотно, і направляти її далі по трубі в особливу яму.

Діаметр центрифуги – 750 мм, число обертів – 800-900 на хвилину. В центрифугу завантажувалося 600 кг концентрату. При досягненні визначеного числа обертів вся маса концентрату під дією відцентрової сили розподіляється по вертикальній стінці внутрішнього циліндра. Там внаслідок різної питомої маси графіт прилипає до полотна, а вода спочатку проходить через шар графіту і полотно, а потім переливається через борт внутрішнього циліндра, затримується зовнішнім циліндром і зливається в яму.

Далі графіт з вологістю від 17 до 30 % вибирався руками і завантажувався в тачку, яка відвозилася до сушильних печей.

Печі – це закриті камери на чавунних плитах, які підігрівалися знизу димовими газами через димоходи. Сушіння тривало від 12 до 24 годин, в залежності від вологості концентрату. Таких печей на фабриці було сім, кожна з яких ємністю 2 тонни концентрату. Після сушки концентрат мав вологість 1,0-1,5 %.

Сухий концентрат отримували у вигляді грудок, які досить легко розпадалися, але все ж потребували спеціальної механічної обробки для їх розпушування. Це здійснювалось в дезінтеграторах. Доставлений у сортувальне відділення, концентрат вручну завантажувався на грохот, з якого елеватором

подавався в дезінтегратор, де розпушувався. Звідси графіт гвинтовим шнеком розподілявся на два елеватори, які подавали його на два розсіви. Продукти різного сорту, отримані при розсіві, завантажувалися у мішки, та направлялися на склад.

Обладнання і технологія збагачення розраховані на руду з вмістом 12-14% вуглецю. Концентрат, отриманий з такої руди, містив 83-84 % вуглецю; в хвостах втрачали 1,5 % вуглецю. Але фабрика мусила працювати на руді з вмістом вуглецю близько 10 %. Тому в концентраті вміст вуглецю складав близько 70 %, з хвостами втрачали 3,4 %.

Частина обладнання на фабриці приводилася до руху локомотивом, інше – електродвигунами.

Збагачення бідної руди спричинило до утворення такої кількості відходів у вигляді хвостів і води, що існуючі установки не могли справитися з їх вилученням з фабрики. На одну тунну сирової руди витрати води склали від 5 до 8 т, з якої 75 % поверталось у виробництво завдяки згущувачу. Витрати газу – 0,2-0,4 % від маси руди. Скипидарного масла витрачали 0,02-0,05 % від маси руди. Витрати енергії – до 11-13 кВт на 1 т руди.

Як сировинна база фабрики планувалася руда Петрівської групи родовищ в Криворізькому окрузі, або Заваллівське родовище в Первомайському окрузі (Побужжя).

Маріупільська фабрика була первенцем української і радянської графітової промисловості. Фабрика працювала до 1941 року. З початком війни обладнання фабрики евакуювали в Тайгинськ (Росія). Після війни Маріупільську фабрику збудували вже на новому місці, та для роботи на рудах інших родовищ.

У 1930 р. розпочалися видобувні роботи на Заваллівському родовищі, а в 1934 році там збудували збагачувальну фабрику проектною потужністю 3 тис. тонн графіту на рік. Наступна реконструкція проводилась у 1948, 1958 та 1969

роках, що привело до зростання потужності підприємства до 40 тис. тонн графіту на рік [16].

Видобуток графітової руди ведеться сьогодні на лівому березі річки Південний Буг, за кілометр від селища Завалля, Гайворонського району, у відкритому кар'єрі глибиною до 250 м. Розміри денної поверхні – 2х1 км.

На родовищі виділено 5 основних ділянок: Південно-східна, Проміжна, Хутір Андріївка, Південна смуга і Правобережна. Родовище розроблялося спочатку відкритим і підземним способами, а з 1982 р. – тільки відкритим, і лише на Південно-східній ділянці. На рис. 7 і 8 подані промислові об'єкти і геологічна карта Заваллівського родовища.



Рис. 7. Зразок графітової руди та промислові об'єкти Заваллівського родовища.

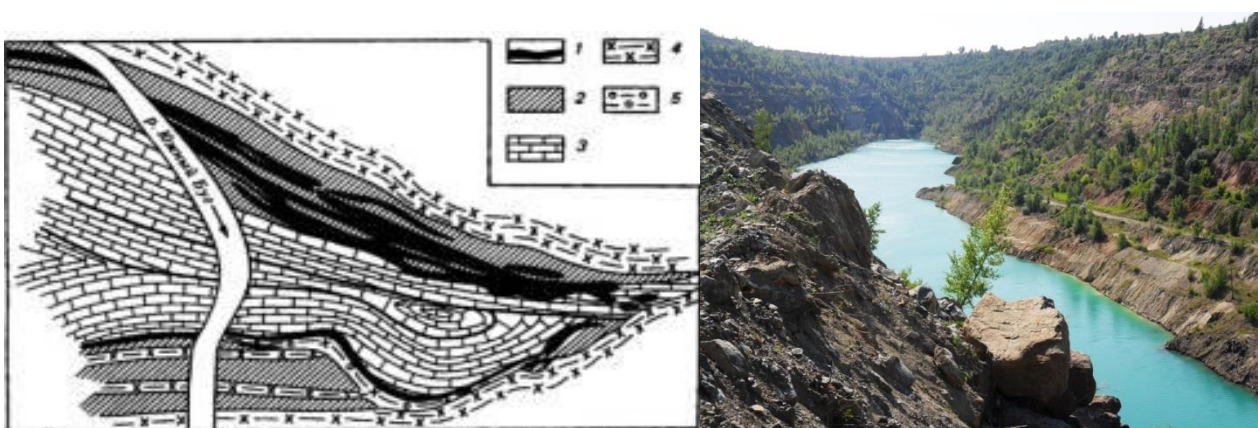


Рис. 8. Геологічна карта Заваллівського родовища (по А.Е.Іваніщеву):

1 – графітові гнейси; 2 – гнейси безрудні; 3 – кристалічні вапняки; 4 – граніти; 5 – мігматити. Праворуч – Заваллівський графітовий кар'єр. Непрацююча ділянка. 2012 р.

Заваллівське родовище графіту на сьогодні – найбільше в Європі та єдине, що розробляється в Україні. Родовище метаморфічного типу, пов'язане з біотит-графітовими гнейсами хашувато-заваллівської світи бузької серії (неоархей).

Рудоносні тіла являють собою крутоспадні пласти субширотного простягання. Потужність окремих тіл від 15 до 400 м, протяжність – 3,0–4,8 км. Розробляють переважно руди з каолінізованої кори вивітрювання гнейсів – біотитів, амфібол-біотитів,

біотит-хлоритів, хлорит-серицитів, та ін. Графіт родовища кристалічний, лускуватий (2–4 мм), з вмістом у руді 6–14 % (серед. – 6,5 %). Підтвержені запаси руди 96,6 млн т, у перерахунку на рядовий графіт – 6,1 млн т. Спутньою корисною копалиною є абразивна сировина (гранат), запаси якої оцінюють у 20,3 млн т руди або 9,7 тис. т мінералу. Родовище розробляють відкритим способом з попереднім роздільним свердловинними зарядами. Річний обсяг видобутку руди – близько 40 тис. т; її перероблення з випуском графітового концентрату здійснюють на збагачувальній фабриці ТОВ «Заваллівський графітовий комбінат» (рис. 7) [18].

Графіт у руді знаходиться у вигляді великих лусочок, поєднаних в стрічки і голки до 4–6 міліметрів, що тісно зрослися як з іншими мінералами, так і поміж собою. Пухкі і тверді руди родовища збагачуються флотацією з отриманням концентрату з вмістом графіту 86–97% високої якості, та зольністю не вище 10–13%. Основні технологічні процеси: дроблення, подрібнення, флотація, зневоднення, сушка, грохочення, хімічне збагачення, струминний помел.

Технологічна лінія з виробництва графіту являє собою ланцюжок послідовно зв'язаного технологічного обладнання, апаратів і механізмів, що забезпечують процес від дроблення руди до фасування готової продукції, та складування (укладання) хвостів (відходів виробництва) у хвостосховище.

Заваллівський графіт має практично ідеальну кристалічну структуру і містить мінімальну кількість домішок, склад яких дозволяє легко видалити їх з руди. Завдяки тому, що в корі вивітрювання лусочки графіту звільнені від зрощення з іншими мінералами, ці руди ще легше збагачуються, тому являють собою першочерговий об'єкт промислової розробки.

Підприємство виготовляє більше 25 основних марок графіту з вмістом вуглецю від 85% до 99,5% та розміром від 10 до 200 мкм, також колоїдно-графітові препарати і мастильно-охолоджуючі рідини на основі графіту.

Продукція відповідає вимогам державних стандартів і технічних умов та експортується в багато країн Європейського Союзу – Німеччину, Францію, Бельгію, Великобританію, Туреччину, Іспанію, Італію, Польщу, Швейцарію, Чеську Республіку, Румунію, Словаччину, Сербію, Болгарію, Грецію, Норвегію, а також в Азію – Японію, Корею, Білорусь, Молдову, а ще в США.

Остання розвідка і переоцінка запасів графіту на Заваллівському родовищі виконана у 1971–1982 рр. [18].

Стан виробництва графіту в Україні на початку XXI ст.

Сьогодні виробництво кристалічного графіту в Україні зменшується та має досить нестійкий характер. Причини цього, головним чином,

економічні. Заваллівське родовище – поки що єдина сировинна база для випуску графіту в Україні. Останнім часом на території України виявлені нові родовища зі значними прогнозними ресурсами графіту – Буртинське, Балахівське, Сачкінсько-Троїцьке, ряд нових ділянок у районі Завалля [17]. Їх запаси дають можливість не тільки підтримувати на належному рівні, але й за необхідності значно розширити існуючу мінерально-сировинну базу, завдяки чому Україна може стати одним з найбільших в світі постачальників графітової продукції.

Нещодавно розвідані Балахівське і Буртинське графітові родовища значно перспективніші від раніше розвіданих Троїцького, Петрівського, Маріупольського родовищ, а за основними геолого-промисловими показниками відповідають вже освоєному Заваллівському родовищу.

Завдяки високим якісним характеристикам та значним запасам руд Балахівське та Буртинське родовища можуть слугувати окремими сировинними базами нових гірничодобувних та переробних підприємств.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ / REFERENCES

1. Чирвинский В.Н. Графиты Украины // Изв. Киев. политехн. и сельскохоз. институтов. – 1924. – С. 61–94.
2. Шапиро И.А. Графитовая промышленность Средней Европы и перспективы экспорта Союзных графитов // Минеральное сырье. – 1930. – № 9. – С. 1259–1280.
3. Яценко В.Г. Геология, минералогия и генезис графита Украинского щита / Яценко В.Г. – К.: Логос, 2008. – 127 с.
4. Державний баланс запасів України. – К., 2011.
5. Дубина И. В. Графитовые месторождения Украинской ССР / Дубина И.В. – Харьков: 1939. – 208 с.
6. Старокрымское месторождение графита/ Электронный ресурс. Режим доступа: <https://www.donmining.info/2018/06/starokrymskoe-mestorozhdenie-grafita.html>
7. Шапиро И.А. Месторождение графита у с. Троицкого, Бердянского района УССР // Минеральное сырье. – 1929. – № 1. – С. 69–84.
8. Бр. Носовы. О новом месторождении графита на юге России // Горный журнал. – 1869. – № 1. – С. 317–389.
9. Лаврович Н.С. Приазовский графитоносный район // Минеральное сырье. – 1930. – № 5. – С. 647–678.
10. Кулибин П.В. Работы Химугля по обследованию украинских месторождений графита // Минеральное сырье. – 1927. – № 10. – С. 637–645.
11. Сердюченко Д.П. Старо-Крымское месторождение графита // Минеральное сырье. – 1927. – № 5–6. – С. 348–353.

12. Шапиро И.А. Пятилетний план развития графитовой промышленности СССР // Минеральное сырье. – 1928. – № 8. – С. 583–591.

13. Лаврович Н.С. Кошары-Александровское месторождение графита // Минеральное сырье. – 1929. – № 1. – С. 57–69.

14. Лаврович Н.С. Геолого-разведочные работы по графитам, произведенные Институтом прикладной минералогии // Минеральное сырье. – 1930. – № 1. – С. 47–48.

15. Гурвиц П.А. Мариупольская графитная

фабрика // Минеральное сырье. – 1930. – № 9. – С. 1281–1286.

16. Давидович Б.А., Киреев А.А. Обогащение Завальского графита // Минеральное сырье. – 1930. – № 1. – С. 49–56.

17. Иванців О.Є. Геологія та генезис графітових родовищ України. – К., 1972. – С. 74–78.

18. Гурський Д. С., Єсипчук К. Ю., Калінін В.І. та ін. Металічні і неметалічні корисні копалини України. Т.2. – К., 2006. – 740 с.

ABSTRACT (IN UKRAINIAN)

Актуальність проблеми. Стаття присвячена історії становлення вітчизняної графітової промисловості. Графіт є сировиною при виробництві ряду продуктів: штучних алмазів, акумуляторів, паливних елементів хімічних джерел струму, металообробці і куванні, для штампування та прокатки металевих виробів, електровугільних щіток та електродів, полімерних композитних матеріалів, фрикційних матеріалів, графітової фольги, прокладок і ущільнювачів, мастильних матеріалів, олівців і поліграфічних фарб, термостійкої кераміки та гуми, кабелів, антикорозійних фарб, вогнетривів, добавок в бурильні розчини. Застосовується у нанотехнологіях.

Мета статті. Простеження і введення у науковий обіг основних подій, фактів, технічних та технологічних рішень, які визначили розвиток графітової промисловості на теренах України у ХХ–ХХІ ст..

Методи і апаратура. Літературний огляд, залучення архівних матеріалів, опис техніки і технології первинної переробки графітових руд в Україні.

Результати. Простежено вервечку подій, які розкривають технологічний та технічний поступ в розвитку видобутку і збагаченні графітових руд в Україні, зокрема Старокримського та Заввалівського родовищ, збагачувальної фабрики графітової руди в Маріуполі.

Наукова цінність розробки. Описана технологія видобування графітових руд в Україні і збагачення графітової руди на Маріупольській збагачувальній фабриці.

Практичне значення. Показано, що Завалівське родовище – поки що єдина сировинна база для випуску графіту в Україні. В Україні виявлені нові родовища зі значними прогнозними ресурсами графіту – Буртинське, Балахівське, Сачкінсько-Троїцьке, ряд нових ділянок у районі Завалля. Їх запаси дають можливість не тільки підтримувати на належному рівні, але й значно розширити існуючу мінерально-сировинну базу, завдяки чому Україна може стати одним з найбільших в світі постачальників графітової продукції.

Ключові слова: вітчизняна графітова промисловість, історія, техніка та технологія видобування та збагачення графітових руд.

ABSTRACT (IN RUSSIAN)

Актуальность проблемы. Статья посвящена истории становления отечественной графитовой промышленности. Графит является сырьем в производстве ряда продуктов: искусственных алмазов, аккумуляторов, топливных элементов химических источников тока, металлообработке и ковке, для штамповки и прокатки металлических изделий, электроугольных щеток и электродов, полимерных композитных материалов, фрикционных материалов, графитовой фольги, прокладок и уплотнителей, смазочных материалов, карандашей и полиграфических красок, термостойкой керамики и резины, кабелей, антикоррозионных красок, огнеупоров, добавок в бурильные растворы. Застосовується в нанотехнологіях.

Цель статьи. Проследить и введение в научный оборот основных событий, фактов, технических и технологических решений, которые определили развитие графитовой промышленности на территории Украины в ХХ–ХХІ вв.

Методы и апаратура. Литературный обзор, привлечения архивных материалов, описание техники и технологии первичной переработки графитовых руд в Украине.

Результаты. Прослежено череду событий, которые раскрывают технологический и технический прогресс в развитии добычи и обогащения графитовых руд в Украине, в частности Старокримского и Завальевского месторождений, обогатительной фабрики графитовой руды в Мариуполе.

Научная ценность разработки. Описанная технология добычи графитовых руд в Украине и обогащения графитовой руды на Мариупольской обогатительной фабрике.

Практическое значение. Показано, что Завальевское месторождение – пока единственная сырьевая база для выпуска графита в Украине. В Украине обнаружены новые месторождения со значительными прогнозными ресурсами графита – Буртынское, Балаховской, Сачкинско-Троицкое, ряд новых участков в районе Завалье. Их запасы позволяют не только поддерживать на должном уровне, но и значительно расширить существующую минерально-сырьевую базу, благодаря чему Украина может стать одним из крупнейших в мире поставщиков графитовой продукции.

Ключевые слова: *отечественная графитовая промышленность, история, техника и технология добычи и обогащения графитовых руд.*

ABOUT AUTHORS

Леонід Шпильовий, *Канд. техн. наук, ст. наук. співробітник, Інститут геохімії, мінералогії та рудоутворення ім. М.П. Семененка АН України, Київ, Україна*

ТОВ "Азов – Мінералтехніка", Донське, Донецька область, Україна

Володимир Білецький, *докт. техн. наук, професор, Національний технічний університет "Харківський політехнічний інститут", Харків, Україна*

електронна адреса ukcdb@i.ua, тел. +380 (067) 717–80–68



УДК 661.424

УДК 553.04

НАНОТЕХНОЛОГІЇ В ГІРНИЦТВІ: ВИЛУЧЕННЯ МЕТАЛІВ З ГІДРОМІНЕРАЛЬНОЇ СИРОВИНИ МЕТОДАМИ СУПРАМОЛЕКУЛЯРНОЇ ХІМІЇ

В.Г.Суярко¹, В.С.Білецький^{2*}

¹Харківський національний університет ім. В.Н.Каразіна, Харків, Україна

² Національний технічний університет "Харківський політехнічний інститут", Харків, Україна

e-mail: ukcdb@i.ua, тел. +380 (067) 717-80-68.

NANOTECHNOLOGIES IN MINING: EXTRACTION OF METALS FROM HYDROMINERAL RAW MATERIALS BY SUPRAMOLECULAR CHEMISTRY

V.G. Suyarko¹, V.S. Biletsky² *

¹V.N. Karazin Kharkiv National University, Kharkiv, Ukraine

²National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute", Kharkiv, Ukraine

e-mail: ukcdb@i.ua

ABSTRACT

Actuality of work. Hydromineral raw material, that includes anomalously saturated industrially by valuable chemical elements underground, superficial and industrial (sewer and mine) water is the source of receipt of halogens, alkaline metals, valuable components. A scientific search and approbation of rational methods of their exception are the actual scientifically-applied task.

Aim of the article - on results research of underground and mine waters of South-west Donbas as possible hydromineral raw material to show the necessity of application and approbation of methods of supramolecular chemistry for the exception of metal-containing nanoobjects (ions, molecules and their associates) from liquids.

A research object is hydromineral raw material that contains industrially valuable chemical elements in water solutions.

Methodology of researches is a study of chemical composition of underground and mine waters of Donbas, experimental researches of exception of chemical elements from water solutions by the methods of supramolecular chemistry with application to crown ether.

Results of researches. It is shown that underground and mine water of South-west Donbas it is possible to examine as a new, unconventional type of mineral raw material, in particular, Li, Br, Ge and other Reasonably and it is experimentally confirmed on the example of Au, that the exception of metals from water solutions is possible the methods of supramolecular chemistry by formation of complexes "owner-owner", where as a "owner" a molecule comes forward to crown ether, and by a "guest" is an ion, molecule or molecular aggregate of metal.

Keywords: hydromineral raw material, exceptions of metals, underground and mine water, South-west Donbas, nanotechnologies, supramolecular chemistry.

Вступ. Гідромінеральна сировина, що включає аномально насичені промислово цінними хімічними елементами підземні, поверхневі та промислові (стічні та шахтні) води є джерелом отримання галогенів, лужних металів та ін.. цінних компонентів. Наприклад, світовий видобуток йоду, де станом на початок ХХІ ст.. перед веде Чилі і Японія, з природних вод сягає 80-85% [1]. Природні розсоли та скидні води сьогодні є також джерелом отримання літію, рубідію, цезію, стронцію, бору та ін.. [2, 3]. Міцні позиції в промисловості завоював метод SX/EW — «екстракція розчинником/електроліз», який включає виділення чистого металу (наприклад, міді) з рідини, що містить йони металу, на катодах з використанням процесу електролізу [4, 5].

Сьогодні триває активний науковий пошук та апробація раціональних альтернативних методів

вилучення металів з гідромінеральної сировини.

Мета статті – за результатами дослідження підземних і шахтних вод Південно-Західного Донбасу як можливої гідромінеральної сировини показати необхідність застосування та апробації методів супрамолекулярної хімії для вилучення металовмісних нанооб'єктів (йонів, молекул та їх асоціатів) з рідин.

Дослідження і обговорення. Вивчення хімічного складу підземних і шахтних вод Донбасу показує реальну можливість їх використання як гідромінеральної сировини [2, 3]. Найбільш перспективними в плані практичного використання гідромінеральної сировини є Південно-Донбаський, Покровський та Центральний геолого-економічні райони Донбасу. Тут в підземних і шахтних водах встановлені промислові або близькі до них вмісти ряду цінних компонентів (мікроелементів) (табл.1).

Таблиця 1. Промислові та близькі до них концентрації деяких мікроелементів у підземних і шахтних водах Південно-Західного Донбасу

Хімічний елемент	Вміст, мг/л	Шахта, № свердловини	Інтервали глибин
Li	21,0	Свердловина 91ю	624-628
	12,5-13,0	Свердловина К617	1255-1283
	6,0-8,0	Свердловина К 614, К 624, К 626	1340-1341; 1214-1316
Ba	220,7	Свердловина 4219	Немає даних
	664,5	Свердловина К 246	1112-1127
	211,2-66,2	Шахта імені Стаханова (водозбірник)	308
	310,2	Шахта Красноармійська-Західна (водозбірник)	319
Br	177,1	Свердловина К698, К531, К686	1116-1424
	181,6	Свердловина К465, К500, К624, К626, К617	1214-1430
Ge	0,327	Свердловина 91ю	628-654
	0,139	Свердловина 97ю	783-823
	0,125	Шахта «Родинська» (водозбірник)	705
	0,437	Шахта «Добропільська» (штрек)	537
	0,152	Шахта «Добропільська» (водозбірник)	564
	0,109	Шахта імені Стаханова (водозбірник)	308
	0,179	Шахта № 42 (водозбірник)	405
	0,177	Шахта «Південнодонбаська» (штрек)	486
	0,355	Шахта № 2 біс (водозбірник)	450
0,182	Шахта Торецька (водозбірник)	610	

Таким чином, підземні і шахтні води Південно-Західного Донбасу можна розглядати як нові, нетрадиційні види мінеральної сировини, зокрема, Li, Ba, Br, Ge тощо.

Паралельно з дослідженнями підземних і шахтних вод Південно-Західного Донбасу як джерела мікроелементів нами проведена апробація методів супрамолекулярної хімії для вилучення металовмісних нанооб'єктів (молекул, їх асоціатів) з рідин. При цьому в якості об'єкта вилучення використано нано-частинки гелю Au, а як їх носії – гідрофобні вугле-масляні агрегати-гранули модифіковані краун-етером.

Краун-етери мають, зокрема, унікальну здатність утримувати солі лужних металів у

розчині в малополярних органічних середовищах, що можливо за рахунок координації (впровадженню) катіону металу всередині "корони" молекули етеру. Практично для кожного катіону існує свій краун-етер, розмір кільця якого пропорційний радіусу цього йону. Надмолекулярні структури (Рис. 1-2) утворюються за рахунок невалентних взаємодій – водневий зв'язок, електростатичні взаємодії, гідрофобні сили [6, 7].

Модифікація поверхні гранул-носіїв краун-етерами уможлиблює концентрацію на ній нано-комплексів золота. Йони металу входять всередину циклу та утворюють таким чином міцні надмолекулярні комплекси.

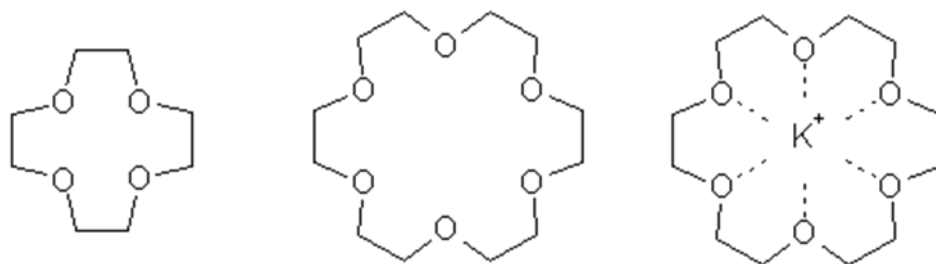


Рис. 1 – Графічні формули краун-етерів.

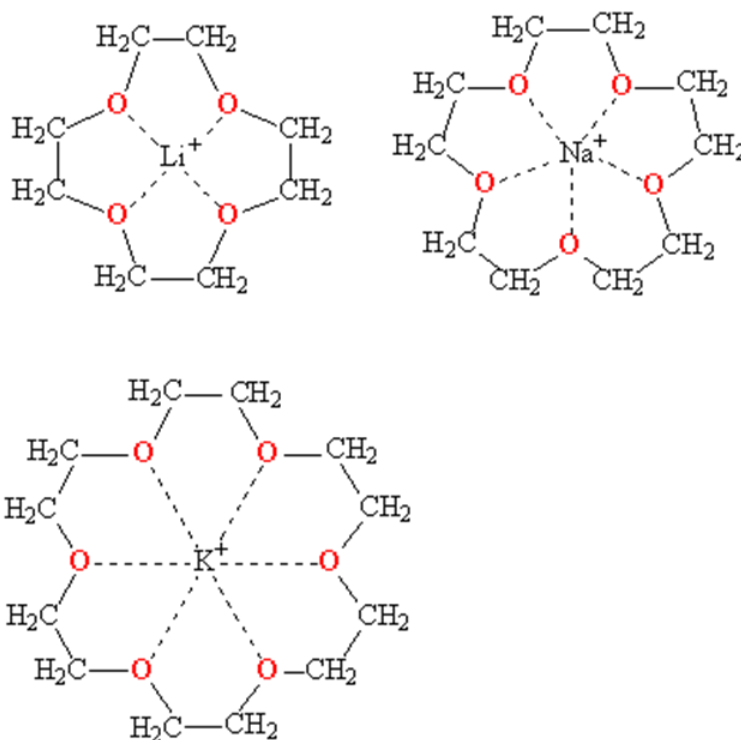


Рис. 2 – Комплекси краун-етерів (речовина-господар) з катіонами лужних металів (частинки-гості). Пунктиром показані координаційні зв'язки.

Змінюючи розміри циклу та, відповідно, розмір внутрішньої порожнини, можна підібрати краун-етер на утримання катіону конкретного розміру, наприклад, 12-краун-4 найбільш міцно утримує катіони літію, 15-краун-5 відповідає за розміром

катіону натрію, а 18-краун-6 "підходить за розміром" катіону калію (рис. 2) [8].

У краун-етерів схильність до "захоплення" катіонів така сильна, що навіть якщо катіон не відповідає точно за розміром внутрішній

порожнині циклу, то можливі варіанти, при яких катіон все ж утримується шляхом «часткового застрявання» в порожнині краун-етеру. Подібні комплекси менш стійкі, ніж ті, розмір катіону яких точно відповідає розміру внутрішньої порожнини [8].

Нами за методикою [9] досліджено вилучення з водного розчину золя Au, часточки якого мали крупність 20-30 нм. При експериментальному дослідженні концентрації нано-золота на модифікованих гранулах-носіях золь у кількості 2-3 мл разом з 2-3 г агрегатів-гранул розміщувався на фіксований час у контактний резервуар, який періодично струшувався. Потім золь відділявся від агломератів на ситі з чарункою 0,2 мм. На спектрофотометрі КФК-3 визначалася оптична густина вихідного золю та золю після контакту з модифікованою краун-етером поверхнею гранул-носіїв. Вимірювання проводилися на характерній для золю довжині хвилі 530 нм. Фіксувалися зміни характеристик золю Au при контактуванні з модифікованою краун-етером поверхнею гранул-носіїв: коефіцієнт пропускання, K_n ; концентрація (вміст) нано-часточок золота у воді C_3 , мкг/мл.

В результаті досліджень встановлено, що характерні параметри золю при 10 хвилинному контакті з модифікованою краун-етером поверхнею гранул-носіїв змінюються таким чином:

K_n вихідного золю Au = 0,352;

K_n золю Au після контакту = 0,036;

C_3 вихідного золю Au = 18,0 мкг/мл.;

C_3 золю Au після контакту = 1,0 мкг/мл.

Динаміка зміни концентрації нано-часточок золота у воді C_3 за одну годину контакту з модифікованою краун-етером поверхнею гранул-носіїв показана на рис. 3.

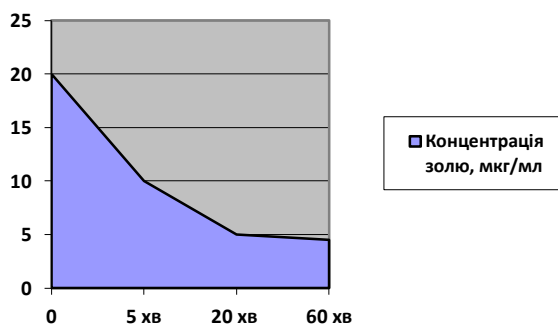


Рис. 3. Динаміка зміни концентрації нано-часточок золота у воді C_3 за одну годину контакту з модифікованою краун-етером поверхнею гранул-носіїв

Після 22 годин контакту золю Au з модифікованою краун-етером поверхнею гранул-носіїв $K_n=0$, $C_3=0$. Тобто, нано-часточки золота із золю повністю «вбираються» краун-етером, утворюючи супрамолекулярні ансамблі.

Таким чином, концентрація ультратонкого

золота на поверхнях-носіях можлива за рахунок модифікації їх краун-етерами, які утворюють комплекси «господар-гість» із зарядженими частинками золь золота. Працездатність такої технології вилучення металів з водних розчинів підтверджують також дослідження [10].

Висновки

1. Підземні і шахтні води Південно-Західного Донбасу можна розглядати як нові, нетрадиційні види мінеральної сировини, зокрема, Li, Br, Ge.

2. Вилучення металів з водних розчинів можливе методами супрамолекулярної хімії шляхом утворення комплексів «хазяїн-господар», де «господарем» виступає молекула краун-етеру, а «гостем» – йон, молекула або молекулярний агрегат металу.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ / REFERENCES

1. N. N. Greenwood, A. Earnshaw. Chemistry of the Elements. 2012. 1600 p.
2. Суярко В. Г. Экология подземной гидросферы Донбасса. — К.: Знание, 1997. — 69 с.
3. Суярко В. Г. Геохимия подземных вод восточной части Днепровско-Донецкого авлакогена. — Харьков, 2006. — 225 с.
4. Bartos, P.J. (2002). "SX-EW copper and the technology cycle". Resources Policy. 28 (3–4): 85. doi:10.1016/S0301-4207(03)00025-4.
5. Prasad, M. S.; Kenyen, V. P.; Assar, D. N. (1992). "Development of SX-EW Process for Copper Recovery—An Overview". Mineral Processing and Extractive Metallurgy Review. 8: 95. doi:10.1080/08827509208952680
6. Прикладна супрамолекулярна хімія / В.І.Рибаченко, Богуміл Бжезінскі, Л.І.Опейда, Богуслава Ленска, Н.І.Борисенко, Рафаїл Франьскі, Петро Пшибільскі, Іоанна Вирнал, Н.В.Ляпченко. За ред. Г.Шредера, В.Рибаченка та Й.Опейди. — Донецьк: ТОВ Юго-Восток Лтд., 2005. — 268 с.
7. Gdaniec M., Ibragimov B.T., Talipov S.A. Supramolecular Chemistry, vol. 6, Pergamon, Oxford, 1996.
8. Steed, J.V., & Atwood, J.L. (2007). Supramolecular Chemistry. New York: John Wiley & Sons, Ltd.
9. Biletskyi, V. (2016). Research into adhesive ore-dressing technologies of fine- and nano gold. Mining of Mineral Deposits, 10(4), 19-28. <https://doi.org/10.15407/mining10.04.019>
10. Волчкова Е.В., Буслаева Т.М., Мишихина Е.А., Громов С.П. Экстракция благородных металлов макроциклическими соединениями. Монография. — Моск. гос. унив-т тонких хим. технологий им. М.В. Ломоносова. — М.: Издательство МИТХТ, 2013. — 114 с. — ISBN 978-5-904742-18-8

ABSTRACT (IN UKRAINIAN)

Актуальність роботи. Гідромінеральна сировина, що включає аномально насичені промислово цінними хімічними елементами підземні, поверхневі та промислові (стічні та шахтні) води є джерелом отримання галогенів, лужних металів та ін. цінних компонентів. Науковий пошук та апробація раціональних методів їх вилучення є актуальною науково-прикладною задачею.

Мета статті – за результатами дослідження підземних і шахтних вод Південно-Західного Донбасу як можливої гідромінеральної сировини показати необхідність застосування та апробації методів супрамолекулярної хімії для вилучення металовмісних наноб'єктів (йонів, молекул та їх асоціатів) з рідин.

Об'єктом дослідження є гідромінеральна сировина, що містить промислово цінні хімічні елементи у водних розчинах.

Методологія досліджень – вивчення хімічного складу підземних і шахтних вод Донбасу, експериментальні дослідження вилучення хімічних елементів з водних розчинів методами супрамолекулярної хімії із застосуванням краун-етеру.

Результати досліджень. Показано, що підземні і шахтні води Південно-Західного Донбасу можна розглядати як новий, нетрадиційний вид мінеральної сировини, зокрема, Li, Br, Ge та ін. Обґрунтовано і експериментально підтверджено на прикладі Au, що вилучення металів з водних розчинів можливе методами супрамолекулярної хімії шляхом утворення комплексів «гість-господар», де «господарем» виступає молекула краун-етеру, а «гостем» – йон, молекула або молекулярний агрегат металу.

Ключові слова: гідромінеральна сировина, вилучення металів, підземні і шахтні води, Південно-Західний Донбас, нанотехнології, супрамолекулярна хімія.

ABSTRACT (IN RUSSIAN)

Актуальность работы. Гидроминеральное сырье, которое включает аномально насыщенные промышленно ценными химическими элементами подземные, поверхностные и промышленные (сточные и шахтные) воды является источником получения галогенов, щелочных металлов и др. ценных компонентов. Научный поиск и апробация рациональных методов их извлечения является актуальной научно-прикладной задачей.

Цель статьи – по результатам исследования подземных и шахтных вод Южно-Западного Донбасса как возможного гидроминерального сырья показать необходимость применения и апробации методов супрамолекулярной химии для извлечения металлосодержащих нанобъектов (ионов, молекул и их ассоциатов) из жидкостей.

Объектом исследования есть гидроминеральное сырье, которое содержит промышленно ценные химические элементы в водных растворах.

Методология исследований – изучение химического состава подземных и шахтных вод Донбасса, экспериментальные исследования извлечения химических элементов из водных растворов методами супрамолекулярной химии с применением краун-эфира.

Результаты исследований. Показано, что подземные и шахтные воды Южно-Западного Донбасса можно рассматривать как новый, нетрадиционный вид минерального сырья, в частности, Li, Br, Ge и др. Обоснованно и экспериментально подтверждено на примере Au, что извлечение металлов из водных растворов возможно методами супрамолекулярной химии путем образования комплексов "гость-хозяин", где в качестве "хозяина" выступает молекула краун-эфира, а "гостем" – ион, молекула или молекулярный агрегат металла.

Ключевые слова: гидроминеральное сырье, извлечение металлов, подземные и шахтные воды, Южно-Западный Донбасс, нанотехнологии, супрамолекулярная химия.

ABOUT AUTHORS

Суярко В.Г., д.г.-м.н., професор, Харківський національний університет ім. В.Н.Каразіна, академік Академії наук Вищої школи України та Української нафтогазової академії, Харків, Україна

e-mail: Vasul Suyarko vg.suyarko@gmail.com

Білецький В.С., д.т.н., професор, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», дійсний член Гірничої академії України та Академії економічних наук України, Харків, Україна

e-mail: Володимир Білецький ukcdb@i.ua



УДК 622

ДОНДІПРОВУГЛЕМАШ – ІНСТИТУТ КОМПЛЕКСНОЇ МЕХАНІЗАЦІЇ ШАХТ

В.В.Косарев, канд. техн. наук,
М.І. Стаднік, д-р техн. наук*,
Є.В.Приседський, інженер
*e-mail: stadnik1948@gmail.com

DONDIPROVUGLEMASH IS AN INSTITUTE OF COMPLEX MECHANIZATION OF MINES

V.V.Kosarev Candidate of Technsical Sciences,
N.I.Stadnik Doctor of Technical Sciences*,
E.V.Prysedskyi, engineer
*e-mail: stadnik1948@gmail.com

ABSTRACT

In the article the shown history of creation of institute of Dongiprouglemash, his role in development of technique for mining. In particular, coal and entry-driving combines, mechanized fastening, conveyers and other types of mine equipment. The role of Dongiprouglemash is shown in development of mountain engineer in Ukraine.

Keywords: Dongiprouglemash, proceeding in the destroyed mines, complex mechanization of mines, power-loaders, mechanized fastening, to the scraper and band conveyers, ventilators,, mine hoisting equipment, power hydraulics.

Гірничодобувна галузь – це стратегічна галузь економіки країни, і для її розвитку необхідні сучасні високоякісні машини і обладнання, які дозволять вести гірничі роботи ефективно і безпечно. Підземні роботи при видобутку корисних копалин складаються з ряду виробничих процесів, продуктивність праці і безпеку на яких багато в чому залежить від досконалості не тільки прийнятої технології, а й застосовуваних машин, обладнання та інструментів. Розробкою і впровадженням таких машин і комплексів більше 75 років займається інститут «Дондипровуглемаш», який був створений для технічного забезпечення робіт по відновленню зруйнованих шахт Донбасу. Відповідно до наказу Народного комісаріату вугільної промисловості СРСР № 263 від 23.09.1943 року та постановою Державного комітету оборони від 26.10.1943 року була створена філія Державної союзної експериментально-конструкторської контори вугільного машинобудування "Вуглемашпроект" в м. Сталіно (нині Донецьк) із проектними бюро в містах Ворошиловград (нині Луганськ) і Шахти. З проектних організацій, заводів і вугільних комбінатів всієї країни були відряджені 140 інженерно-технічних працівників. У філію

відбиралися фахівці, які поверталися з евакуації і демобілізовані з Радянської армії. Сюди ж була направлена велика група студентів старших курсів Донецького індустріального інституту, який перебував в евакуації у м. Прокоп'євську (Кузбас).

Робота конструкторів по дефектації обладнання протікала в дуже важких умовах – пізньої осені, під відкритим небом. На більшості шахт не було ніякого персоналу, а також опалювальних або хоча б закритих приміщень. Транспорт забезпечувався тільки між комбінатами і трестами. Всього по Донбасу було обстежено і задефектовано 2080 одиниць великого стаціонарного обладнання і близько 14000 одиниць електрообладнання.

Проектування велося безпосередньо на шахтах комплексними бригадами у складі 4 - 6 чоловік. Така організація дозволила значно прискорити всю роботу, так як забезпечувалася можливість безпосередньо поблизу відновлюваного об'єкта вирішити всі виникаючі питання. Встановлювалися жорсткі терміни розробки документації по відновленню або виготовленню устаткування. Так, всі підйомні машини, отримані з-за кордону, були зруйновані. У листопаді 1945 року працівниками інституту спільно з Новокраматорським маши-

нобудівним заводом протягом 14 діб була розроблена технічна документація для виготовлення першої унікальної вітчизняної підйомної машини з діаметром шківа 7,2 м. А в наступні 45 діб вже був виготовлений перший зразок машини.

На основі робіт інституту по комплектуванню обладнання та розроблених ним індивідуальних проектів відновлення унікальних машин вже до закінчення війни було введено в експлуатацію понад 400 підйомних машин, вентиляторів головного провітрювання, великих компресорів і насосів. Поряд з відновленням стаціонарного обладнання вирішувалася складне завдання по відкачуванню води із затоплених шахт. Всього за півтора року було відкачано більше 200 млн. кубометрів води.

За широтою творчої думки, різнобічністю технічних рішень, закладених в спільній роботі конструкторів, заводських працівників і гірників з відновлення стаціонарного обладнання шахт Донбасу, грандіозності масштабів ця робота не має прецедентів в історії світової гірничої техніки. За самовіддану працю в період відновлення шахт Донбасу 229 співробітників інституту були нагороджені орденами і медалями, а четверо фахівців були удостоєні звання лауреатів Державної премії СРСР.

З 1945 року в Інституті почали створювати машини для вугільної промисловості і вже в 1949 р. створення нової техніки займало 95% всього обсягу робіт.

Проблема створення вугледобувних комбайнів для дуже складних гірничо-геологічних умов шахт в Радянському Союзі була досить актуальною. Це завдання треба було вирішити в найкоротший термін, адже продуктивність праці робітника з видобутку в 1945 році була в 1,8 рази нижче, ніж в довоєнному 1940 р.

Колектив конструкторів Інституту «Дондіпровуглемаш» створив принципово новий вугледобувний комбайн «Донбас» (Рис.1) для відпрацювання пологопохилих пластів потужністю 0,8 – 1,5 м. Завдяки спільним зусиллям конструкторів «Дондіпровуглемашу» і механізаторів шахт вугільна промисловість СРСР першою в світі перейшла до масового застосування вугледобувних комбайнів. Розроблений Інститутом комбайн «Донбас» розпочав серійно випускатися в 1949 році, а його творці – А. Д. Сукач, С. М. Арутюнян, В. Н. Хорин, О. І. Башков були удостоєні Державної премії 1950 року.



Рис.1 – Комбайн «Донбас»

У 1950 р. було випущено вже понад 400 машин. У 1955 році в Донбасі за допомогою комбайнів «Донбас» видобувалося в очисних вибоях пологопадаючих і похилих пластів близько 35% вугілля, в Кузбасі - 17%, в Карагандинському басейні - 64%, а в середньому по шахтах СРСР - 26,4%.

За всі роки було виготовлено понад 2500 комбайнів «Донбас» і «Гірник» (низька версія «Донбасу»), якими на шахтах країни видобуто понад 1,2 млрд. тонн вугілля. Комбайн експортувався в Угорщину, Польщу, Чехословаччину, КНР, Індонезію.

Величезні масштаби шахтного будівництва в СРСР у післявоєнні роки вимагали створення ряду економічних і безпечних підйомних установок для вертикальних і похилих стовбурів, включаючи малі підйомні машини з діаметром барабана менше 3 м. Були розроблені і почали масово застосовуватися гідравлічні гальмівні пристрої і парашути з «мертвим» захопленням за жорсткі провідники і спеціальні гальмівні канати. За роботи, що дозволили істотно підвищити продуктивність і безпеку більш ніж 5000 установок шахтного підйому і підземного колісного транспорту в похилих виробках, 4 співробітника Інституту були удостоєні Державної премії СРСР.

Через 13 років після утворення, враховуючи значущість проведених робіт, їх обсяги, наявність висококваліфікованих конструкторів, вчених і фахівців зі створення та впровадження гірничої техніки, на базі Донецької філії «Діпровуглемаш» за постановою ЦК КПРС і Ради Міністрів СРСР № 472 від 14 квітня 1956 року створений Донецький державний проектно-конструкторський та експериментальний інститут комплексної механізації шахт «Дондіпровуглемаш» (з філією в м. Луганськ).

Починаючи з 1957 року «Дондіпровуглемаш» розробив, а Горлівський машинобудівний завод освоїв в серійному виробництві ряд очисних комбайнів УКР, «Темп» і «Комсомолец» для механізованої виїмки вугілля з тонких і вельми тонких крутих пластів потужністю від 0,45 до 1,4 м. За роки серійного виробництва було випущено понад 1600 цих комбайнів, що дозволили на 60% скоротити виїмку відбійними молотками. За створення і впровадження комбайнів «Темп» (Рис.2) і «Комсомолец» конструктори Дондіпровуглемаша С. М. Арутюнян, О. І. Башков, К. І. Дьяченко, Г. А. Литвинов, В. І. Распопов, А. Д. Сукач в 1964 році були удостоєні звання лауреатів Ленінської премії.

Ця ж робота на міжнародній виставці в Лейпцигу була нагороджена золотою медаллю «Гран-прі».

У 1950 – 1970 роках в «Дондіпровуглемаші» формується унікальна конструкторська школа з великим потенціалом і багатопрофільністю вирішуваних завдань.

В цей період діяльність інституту була спрямована на створення засобів комплексної механізації трудомістких робіт (комплекс обладнання, машини, агрегати, прилади, апарати) для шахт всього Радянського Союзу. Ряд виробів

для технологічного комплексу поверхні шахт і стаціонарне обладнання використовувалися в гірничорудній, металургійній, хімічній промисловості і сільському господарстві країни.



Рис.2 – Комбайн «Темп-1»

Всі розробки виконувалися в тісній творчій співдружності з двадцятьма машинобудівними заводами країни, шахтами, інститутами вугільної промисловості (ІГД ім. О. О. Скочинського, ДонВУГІ, МакНДІ та ін.).

Зростала кількість створюваного інститутом «Дондівпровуглемаш» гірничошахтного обладнання; машини, розроблені Інститутом, знаходили все більше застосування за кордоном. Тільки за період з 1961 по 1967 рік за конструкторською документацією інституту освоєно виробництво понад 60 нових машин; були виготовлені і продані 12 зарубіжним країнам (Польщі, Румунії, Угорщини, Індії, Болгарії, Югославії та ін.) понад 200 одиниць складного гірничошахтного обладнання.

У 1968 році в Інституті працювало 1598 чоловік (разом з Луганською філією та експериментальним заводом), з них науковців, конструкторів, інженерів – 903, техніків – 133.

У 1980-і роки «Дондівпровуглемаш» стає визнаним лідером в галузі створення гірничої техніки для найскладніших умов експлуатації. Для відпрацювання тонких пластів на базі вперше створених в країні принципово нових щитових кріплень впроваджені очисні комплекси МКД80 і фронтальні агрегати АФК. Для комплексно-механізованого відпрацювання крутих пластів вперше в світовій практиці освоєно серійне виробництво щитових агрегатів АЩ і АНЩ (Держпремія України). Лауреатами Державної премії України стали В. В. Косарев, Г. В. Андреев, Г.Г. Васильев, К.І. Дьяченко.

«Дондівпровуглемашем» були проведені масштабні роботи по створенню унікальних роторних прохідницьких комплексів для міцних порід «Союз-19» і КРТ, породозакладного комплексу «Титан», гезенкопрохідницької машини «Стріла-77», нарізного комплексу КН78, бурових верстатів Б100-200 і Б68КП.

Велика увага приділялася питанням створення потужних вентиляторів для забезпечення надійних схем провітрювання глибоких і важко-

повітрюваних шахт і копалень. Були створені уніфікований відцентровий вентилятор ВЦД47У потужністю 3200 кВт і уніфікований ряд відцентрових вентиляторів головного провітрювання ВЦ31,5М і ВЦД31,5М. Вчені та конструктори інституту виконали величезний комплекс робіт при створенні та впровадженні особливо потужних відцентрових вентиляторів ВЦД47 «Північ», призначених для провітрювання найбільших копалень Радянського Союзу.

Успішно завершено створення серії осьових вентиляторів типу ВОД (ВОД-21, ВОД-30, ВОД-40, ВОД-50), які відрізнялися відносно низьким рівнем шуму і могли провітрювати шахти і рудники, розташовані в містах і селищах.

Було освоєно серійне виробництво осьових вентиляторів місцевого провітрювання ВМ-6 з новими електродвигунами ВРМ160 і глушниками ГШЕ-6, відцентрових вентиляторів ВМЦ-8 для протяжних виробок. Ці вентилятори і їх модифікації випускалися щорічно десятками тисяч одиниць для провітрювання підземних виробок, виробничих приміщень в хімічній, металургійній промисловості та агропромисловому комплексі.

У 1981 році за створення і впровадження ряду високопродуктивних вентиляторів для важкоповітрюваних шахт колектив співробітників Інституту був удостоєний Державної премії СРСР. Звання лауреатів отримали К. Ф. Пастернак, В.І. Ковалевська, К. П. Бочаров, С. К. Іванов, Ю. А. Раскін.

На початку 1990-х років, після становлення України як незалежної держави, «Дондівпровуглемаш» очолив роботи зі освоєння серійного виробництва всієї номенклатури гірничо-шахтного обладнання, яке імпортувалося та було необхідне для нормального функціонування вугільних шахт і гірничорудних підприємств країни (прохідницькі комбайни, скребкові і стрічкові конвеєри, лебідки, вентилятори головного і місцевого провітрювання, обладнання шахтного підйому, керуюча гідравліка). За п'ять років було освоєно у виробництві на українських машзаводах, в тому числі військово-промислового комплексу, 39 позицій гірничої техніки, що раніше поставлялася з-за кордону з обов'язковим удосконаленням/ модернізацією кожного виробу.

З 1991 по 2005 роки всі підрозділи Інституту вели інтенсивну роботу по створенню і впровадженню гірничої техніки нового покоління з підвищеними в 2-3 рази параметрами призначення, надійності і ресурсу:

- механізовані щитові кріплення КД90 (Рис.3) і КД90Т для відпрацювання пологопохилих пластів потужністю 0,8 до 3,5 м з найскладнішими умовами залягання. Термін їх служби в 3 - 4 рази вище, ніж у замінних кріплень застарілих поколінь;

- енергоозброєні очисні комбайни УКД200-250, КДК 400, КДК 500 для відпрацювання пологопохилих пластів потужністю 0,85 - 3,5 м з ресурсом і продуктивністю в 3 - 5 разів більше, ніж у аналогів;

- скребкові вибійні конвеєри СП26У і КСД27 для лав довжиною 300 - 350 м і ресурсом 1,5 - 3 млн. т;

- прохідницькі комбайни КПД і КПУ (Рис.4), в

т. ч. для проведення виробок по міцних породах, з ресурсом 45 - 60 тисяч куб. м гірничої маси;

- стрічкові конвеєри уніфікованого ряду Л800, Л1000 і Л1200 з розширеною областю застосування по довжині, перетинах і кутах нахилу виробок.



Рис.3 - Механізований комплекс КД90

З 1994 по 2005 рік при безпосередній участі працівників «Дондівуглемашу» було введено понад 200 комплексів на базі нової техніки, які працювали із середнім навантаженням 1300 т/добу і зі зниженням в 3 - 5 разів обсягів важкої ручної праці.

За розробку і впровадження очисних комплексів на базі кріплень типу КД90 співробітникам Інституту А. Г. Лаптеву, А. А. Гайсиновичу, О. І. Архипчику, Ю. С. Пушнову, Г. Б. Власовичу присвоєно звання лауреатів Державної премії України.

Починаючи з 2006 року, Дондівуглемаш проводить великий обсяг робіт з впровадження двостоякових щитових кріплень КД, КДД (Рис.4) і ДТ для відпрацювання пластів потужністю 0,85 - 2,6 м, оскільки були знайдені рішення щодо підвищення їх стійкості, спрощення конструкції і збільшення робочого простору для персоналу, перш за все в тонких пластах.



Рис.4 - Мехкомплекс на базі щитового кріплення КДД

Були створені нові комбайни для відпрацювання тонких пластів: УКД200-400 і УКД200-500 з винесеною системою подачі, а також комбайн УКД400 з безланцюговою системою подачі і конвеєр СП326 з литими боковинами і ресурсом 3 млн. т. За цей період було розроблено і впроваджено понад 70 виконань різних очисних комплексів під конкретні умови шахт, що

дозволило забезпечити навантаження 2 - 3 тис. тонн на добу.

Аналіз роботи вугільної промисловості України показує, що в 2006 - 2013 роках, незважаючи на скорочення числа очисних вибоїв в 2,9 рази і чисельності робітників в 2 рази, в основному, за рахунок технічного переоснащення вугільних підприємств сучасними очисними комплексами конструкції «Дондівуглемашу», обсяг видобутку вугілля не зменшувався і забезпечувався в середньому на рівні 80 млн. тонн завдяки зростанню навантажень на комплексно-механізовані очисні вибої.

За даними галузевої статистики, введення в експлуатацію п'яти комплексів з сучасними механізованими кріпленнями і вибійними машинами замість застарілих дає річний приріст видобутку вугілля не менше 1,2 млн. тонн.

За наукове обґрунтування, розробку, забезпечення промислового виробництва і ефективно впровадження очисних комплексів на базі двостоякових щитових кріплень типу ДМ, КДД і ДТ в 2009 році звання лауреатів Державної премії України отримали отримали співробітники «Дондівуглемашу» М.І. Стаднік, І.В. Косарев, І.Г. Вассерман, А.Л. Непомнящий, Ю.І. Варшавський.

Після здобуття повної самостійності в «Дондівуглемаші» сформована унікальна конструкторська школа з великим потенціалом і багато профільністю вирішуваних завдань: механізація процесів очисних і підготовчих робіт, підземного транспорту, шахтного підйому, вентиляції та боротьби з пилом, закладки виробленого простору, поверхневого комплексу шахт, сучасне гідрообладнання як силове так і керуюче а також вибухозахищене, енергозабезпечення та автоматизації гірничих машин.



Рис.5 – Прохідницький комбайн КПУ

Розробки Інституту захищені більш ніж 2000 авторськими свідоцтвами СРСР і патентами України та Росії на винаходи і корисні моделі. За створення і впровадження передової техніки отримано 14 Ленінських і Державних премій СРСР і України, звання лауреатів удостоєні 42 фахівця інституту. За розробками Інституту в 2013 році випускалося понад 75% обсягів гірничошахтного обладнання, призначеного для української вугільної промисловості. Більше 85% вугілля в Україні видобувалося очисними комплексами і агрегатами, створеними вченими і конструкторами інституту «Дондівуглемаш».

Висновки

Наведені вище історичні дані, в т.ч. по відновленню стаціонарного обладнання зруйнованих шахт Донбасу після Другої світової війни, накопичений більш ніж 75-річний досвід по створенню нового і вдосконалення наявного гірничо-шахтного обладнання для всіх технологічних процесів українських шахт переконливо свідчить про перспективність і можливість подальшого творчого розвитку інституту «Дондипровуглемаш» при відродженні Донбасу в даний час.

Список літератури / References

1. Комплексное техническое переоснащение шахт современным горно-шахтным оборудованием – радикальная мера увеличения объемов добычи

угля. Каталог-справочник «Горная техника». Санкт-Петербург, 2004. – С. 12-28.

2. Горные машины для подземной добычи угля. Учеб. пособие / П.А.Горбатов, Г.В.Петрушкин, Н.М.Лысенко, С.В.Павленко, В.В.Косарев; Донец. нац. техн. ун-т. - 2-е изд., перераб. и доп. - Донецк, 2006. - 669 с.

3. Украинская техника для угольных шахт. Каталог-справочник / ред. В.В.Косарев; Донецк, 2008, 321 с.

4. Решение научно-технических проблем при создании и внедрении современного горно-шахтного оборудования. Сб. науч. тр. / ред.: В. В. Косарев, Н. И. Стадник; ГП "Донгипроуглемаш". - Донецк, 2008. - 800 с.

5. Донгипроуглемаш: люди и годы, машины и уголь. Международный общественно-политический журнал «Европа Центр», №27, 2010. – С.88 – 91.

ABSTRACT (IN UKRAINIAN)

У статті показана історія створення інституту «Дондипровуглемаш», його роль у розвитку техніки для видобування вугілля. Зокрема, вугільних та прохідницьких комбайнів, механізованого кріплення, конвеєрів та інших видів шахтного обладнання. Показано роль «Дондипровуглемашу» в розвитку гірничого машинобудування в Україні.

Ключові слова: інститут «Донгипроуглемаш», відновлення зруйнованих шахт, комплексна механізація шахт, гірничі комбайни, механізоване кріплення, скребкові та стрічкові конвеєри, вентилятори, шахтне підйомне обладнання, силова гідравліка.

ABSTRACT (IN RUSSIAN)

В статье показана история создания института «Донгипроуглемаш», его роль в развитии техники для добычи угля. В частности, угольных и проходческих комбайнов, механизированного крепления, конвейеров и других видов шахтного оборудования. Показана роль «Донгипроуглемаша» в развитии горного машиностроения в Украине.

Ключевые слова: институт «Донгипроуглемаш», восстановление разрушенных шахт, комплексная механизация шахт, горные комбайны, механизированное крепление, скребковые и ленточные конвейеры, вентиляторы, шахтное подъемное оборудование, силовая гидравлика.

ABOUT AUTHORS

Косарев В.В. канд. техн. наук, член-кор. Академії гірничих наук. Працював в інституті Дондипровуглемаш з 1972 року до 2011 року. Пройшов шлях від конструктора III категорії до директора інституту. Працював на посаді головного інженера з 1986 р. до 2003 р. На посаді директора інституту працював з 2003 р. до 2011 р.

Стаднік М.І. д-р. техн. наук, професор, Академік академії гірничих та інженерних наук. З 1974 р. по 2012 р. працював в науково-дослідному інституті «Дондипровуглемаш», де пройшов шлях від старшого інженера до першого заступника директора з наукової роботи. Заступником директора з наукової роботи працював з 1999 р. по 2003 р. Першим заступником директора з наукової роботи працював з 1999 р. по 2012 р. З 2015 р. по теперішній час, працює у Вінницькому національному аграрному університеті на посаді професора кафедри електротехнічних систем, технологій та автоматизації в АПК. stadnik1948@gmail.com

Приседський Є.В. інженер, працював в інституті «Дондипровуглемаш» з 1972 до 2011 року. Пройшов шлях від конструктора III категорії до завідувача відділом. Зав. відділом працював з 2004 р. по 2011 р. e.prisedsky@gmail.com



УДК:620.9:622.245(262.5+262.54)

ОСВОЄННЯ ВУГЛЕВОДНЕВИХ РЕСУРСІВ ЧОРНОГО МОРЯ

Р. С. Яремійчук, д-р техн. наук, професор

Віце-президент ГО Українська нафтогазова академія, дійсний член Білоруської гірничої академії
електронна адреса: rom.yaremychuk@ukr.net

DEVELOPMENT OF HYDROCARBON RESOURCES OF THE BLACK SEA

R. S. Yaremychuk

doctor of technical Sciences, Professor, member and Vice-President of the Ukrainian oil and gas Academy, full member of the Belarusian mining Academy.

e-mail: : rom.yaremychuk@ukr.net

ABSTRACT

The relevance of paper. The maritime territory within the jurisdiction of Ukraine, at the bottom of which are the hydrocarbon resources of Ukraine, is 133700 square meters. km. Despite the current state of Russia's annexation of Crimea, Ukraine must be ready to resume work at sea after Crimea returns to its jurisdiction.

The purpose of article is to summarize the experience of Brazil in the development of hydrocarbon resources of the shelf and the deep-sea part of the Atlantic Ocean and on this basis to build an action plan to restore Ukraine's oil and gas production in the Black Sea.

The object of study is the current state of oil and gas production on the shelf, the experience of Brazil.

The tasks of paper is to develop proposals for inclusion in the Recommendations on the Action Plan of Ukraine for the resumption of oil and gas production in the Black Sea after the return of Crimea under its jurisdiction. Use in the development of the Recommendations of the Brazilian experience.

The purpose of article. Based on the study and generalization of Brazil's experience in the development of hydrocarbon resources of the shelf and the deep ocean part of the Atlantic, a number of proposals have been formulated for inclusion in the Recommendation on Ukraine's action plan to resume oil and gas production in the Black Sea after returning Crimea to Ukrainian jurisdiction.

Key words: *Black Sea, Southern oil and gas region of Ukraine, resumption of oil and gas production, experience of Brazil in the development of marine hydrocarbon resources.*

Морська територія в межах юрисдикції України, під дном якої знаходяться вуглеводневі ресурси України, становить 133700 кв. км. і умовно поділяється на порівняно мілководну шельфову (глибина води в межах 40 – 100 метрів), схил і глибоководну (глибина води 2000 – 2200 метрів) частини. Шельф Чорного моря в нашій зоні умовно можна розділити на східну та західну частини. Відомими програмами Уряду (1996, 2008 рр.) встановлено, що потенційні ресурси нафти і газу лише в шельфовій

зоні Чорного моря оцінюються від 1.5 до 3.0 мільярдів тонн умовного палива. До цього обсягу ресурсів не входять газоконденсатні ресурси схилу і дна Чорного моря. За даними відомого вченого Ю.Макогона обсяг газоконденсатних ресурсів схилу північної частини Чорного моря порівняні з ресурсами північних родовищ Росії.

Шельф Чорного моря умовно поділяють на західну і східну частини. У західній частині відкрито низку газових і газоконденсатних

родовищ, що розроблялися до 2014 року (Голіцинське, Архангельське, Штормове, Одеське) та Міжводне, яке передбачалося почати вводити в розробку після 2014 року. У 2013 році сумарний видобуток газу з цих родовищ досяг 2.5 млрд. м. куб., а з вводом Міжводного родовища газу річний видобуток газу мав перевищити 3 млрд. метрів кубічних. Геологічними, геофізичними і геохімічними методами досліджень впродовж двадцяти років з 1994 року в межах східної частини шельфу Чорного моря від Алушти до кордону між Україною і Російською Федерацією виявлено 16 структур, які однозначно кваліфікуються, як вуглеводневовмісні, а відкриття у 2005 році потужного Суботинського родовища підтвердило цей прогноз.

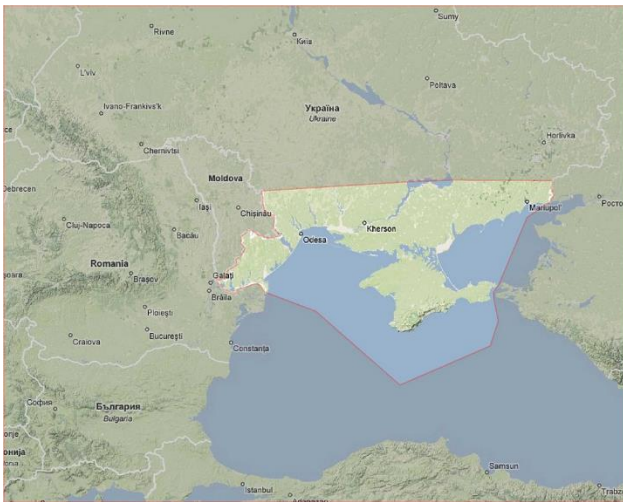


Рис.1. Мапа Південного нафтогазоносного регіону України

Пошукові та промислові роботи на шельфі Чорного моря та в акваторії Азовського моря впродовж останніх 30 років (до 2014 року) виконувалися підрозділами ДАТ «Чорноморнафтогаз», до складу яких входили управління з видобування нафти і газу, буріння свердловин на морі, прокладання і експлуатації морських нафто- і газопроводів, підземного зберігання газу. ДАТ «Чорноморнафтогаз» володів також великим флотом. Станом на 2014 р. у підрозділах «Чорноморнафтогазу» працювало більше 5 тис. людей, з них щоденно на морі працювали понад 600, які доставлялися на роботу кораблями і гвинтокрилами.

Програма, затверджена Урядом України у 1998 та уточнена у 2008 році освоєння вуглеводневих ресурсів шельфу Чорного моря не могла бути виконана, бо вона була профінансована лише на 10% від запланованого. Головними причинами незадовільного виконання цієї програми в ті роки були:

- Відсутність чіткої і послідовної державної політики щодо освоєння цих ресурсів на шельфі

Чорного та акваторії Азовського морів.

- НАК «Нафтогаз України» за десятки років показав свою неспроможність інвестувати і виконувати функції генерального замовника масштабних геологорозвідувальних і експлуатаційних робіт.

- відсутність прозорих і надійних механізмів залучення зовнішніх інвестицій, приватного капіталу і відомих морських нафтогазових компаній світу при одночасному збереженні державного контролю за виконанням всіх видів робіт.

Після анексії Криму Російською федерацією з березня 2014 року Україна втратила контроль за всіма видами робіт ДАТ «Чорноморнафтогазу» (Рис.1), все обладнання, у тому числі флот і самопіднімальні бурові установки сингапурського виробництва (так звані вишки Бойка). З цього часу Росія здійснює незаконне видобування газу з родовищ Штормове і Одеське, що знаходяться в межах територіальних вод України. Уряду України, або іншій структурній одиниці з залишків ДАТ «Чорноморнафтогаз», необхідно подати позов до міжнародного суду в Гаазі не лише по компенсації Росією вартості всього існуючого обладнання станом на березень 2014 року, а також вартості **видобутого газу з цих двох родовищ за цей час.**



Рис.2. Платформа ДАТ "Чорноморнафтогаз"

Сьогодні необхідно відновити роботи з оцінки ресурсів та майбутнього видобування вуглеводнів з тих геологічних структур, що знаходяться в економічній зоні України. Наскільки нам відомо, від сходу Одеської області до Безіменного газового родовища попередніми дослідженнями встановлені межі біля десяти таких перспективних структур. Треба врахувати можливості вивчення і наступної експлуатації газоконденсатних структур схилу Чорного моря та його дна при глибині до 2200 метрів. Повернення до відновлення вивчення та наступної розробки родовищ, що нині незаконно включені в економічну зону Росії, будуть

продовжені після деокупації Криму.

Відновлювати діяльність ДАТ «Чорноморнафтогаз» в колишній формі недоцільно. Найкращим варіантом, на наш погляд, було би запозичення досвіду Бразилії з освоєння вуглеводневих ресурсів шельфу і глибоководної частини Атлантичного океану. Попередніми геологічними роботами в 1970-і роки цей шельф оцінювався як вуглеводневоносний, але коштів для виконання подальших робіт Уряд Бразилії не мав. Прийнятим урядом законом було дозволено компанії «Шлюмберже» провести за свій кошт тривимірну сейсміку в цій зоні і не погоджуючи ціну з урядом продавати перспективні структури відомим у світі зарубіжним компаніям. Десятки структур були продані ціною від 100 до 800 млн. доларів, з них були сплачені уряду Бразилії податки, що принесло в казну держави мільярди доларів. При продажі цих структур були поставлені кілька умов. Компанія-власник структури повинна була почати реальні роботи не пізніше двох років після придбання структури. У випадку затримки з початком роботи Уряд анулював продаж, виставляючи її на новий продаж і не повертаючи оплачені кошти. Всю отриману продукцію з морських родовищ компанії мушили поставляти на бразильські нафтохімічні заводи за діючими світовими цінами і лише її надлишки можна було продавати іншим країнам. У Сан-Пауло почали відкривати заводи з виготовлення сучасного бурового і нафтопромислового обладнання, кораблів та інструменту для масштабних робіт на морі. При цьому податкова система стимулювала використання продукції бразильських заводів. Ще однією умовою була підготовка робітничих і інженерних кадрів з числа громадян Бразилії. Сьогодні бразильські університети є одними з кращих, у яких навчають професіям для роботи на морі. Ці державні заходи дозволили створити більше шести мільйонів робочих місць.



Рис. 3. Самопіднімальна плавуча бурова установка (СПБУ) "Петро Годованець"

Урядом Бразилії була створена державна компанія «Петробраз», яка здійснює геологічний моніторинг з координації всіх робіт на морі, науковий і проектний супровід бурових і експлуатаційних робіт, підрахунок запасів, затвердження проектів розробки родовищ і строгий

контроль за їхньою розробкою. Ця ж компанія контролює всі заходи по збереженню навколишнього середовища при виконанні робіт на морі.

Цей шлях Бразилії міг би бути частково прийнятим і для України. Для цього повинні би бути виконані такі дії:

1. В Україні треба створити окрему керуючу структуру для освоєння вуглеводневих ресурсів Чорного і Азовського морів і для організації виконання великомасштабних робіт, в тому числі залучення вітчизняного і зарубіжного капіталу. Ця структура повинна бути подібною до «Петробраз» і працювати безпосередньо під егідою Уряду України.

2. Вказана структура має забезпечити розробку і погодження державної програми або концепції та комплексного плану освоєння морських нафтогазових ресурсів і генеральної схеми розвитку інженерної інфраструктури нафтогазового комплексу на наших морях.

3. Основними документами, за якими має здійснюватися освоєння наших морських нафтогазових ресурсів, мають бути комплексний план і генеральна схема. Зазначені документи мають визначати ефективну послідовність заходів інформативно-правового та інформаційного забезпечення, а також раціональну схему інженерного облаштування систем буріння свердловин, їх експлуатації та транспортування нафти, газу і конденсату на сушу.



Рис. 4. На СПБУ "Петро Годованець"

За сучасних бурових самопіднімальних бурових установок і технологій спорудження горизонтальних свердловин майже всі родовища можуть експлуатуватися свердловинами, пробуреними з одного – трьох майданчиків (по десять і більше свердловин з одного майданчика). Це суттєво скорочує витрати на буріння і, основне, збільшує в два – три рази дебіт свердловин, збільшує коефіцієнт нафтогазоконденсатовіддачі і суттєво скорочує час розробки родовища. Для морських (і не лише морських) свердловин

полегшується процес наступного транспортування нафти і газу через трубопроводи або шляхом зрідження газу безпосередньо на морських майданчиках і наступного транспортування його танкерами на сушу. Енергію для зрідження газу можна отримувати з нетрадиційних джерел енергії або газу зі свердловин. Дуже цінним для майбутніх робіт на морі може бути досвід пуску в експлуатацію свердловин Одеського газоконденсатного родовища в 2012 – 2014 роках.

1. Першочерговому вирішенню підлягає забезпечення програм якісною геологічною інформацією. Враховуючи те, що за минулі після анексії Росією Криму роки може бути частково втраченою ця інформація та наукові і інженерні кадри надзвичайно важливим є створення відкритого ринку геологічної інформації. Можливо, що для цих робіт варто залучати (за прикладом Бразилії) іноземні спеціалізовані компанії.

2. Для залучення приватних українських і зарубіжних компаній до розвідки родовищ на морі необхідно на законодавчому рівні забезпечити гарантії інвесторам на надання переваг щодо отримання ліцензій на розробку відкритого за рахунок інвестицій родовища, страхування фінансових, геологічних і екологічних ризиків.

3. Звичайно, для вирішення проблем освоєння ресурсів наших морів необхідно концентровано залучити найбільш відомих фахівців та науковців, у тому числі і тих, що змушені були залишитися працювати в анексованому Криму. Варто було би заново організувати підготовку інженерних кадрів для роботи на морі в одному з наших ВИШів або за кордоном.

Викладені нами міркування показують якими складними є задачі по відновленню робіт з освоєння родовищ нафти і газу на Чорному морі. Ресурси, переведені в запаси газу на шельфовій зоні Чорного моря, у випадку їх освоєння, можуть забезпечити всі потреби України впродовж 40 років.

Разом з тим, зауважимо, що українськими спеціалістами ще не розглядалася ресурси газоконденсату на схилах Чорного моря. Один з найвідоміших спеціалістів світу в галузі газоконденсатів професор Юрій Макогон, що проживав останні 25 років в Канаді (або США), українець за своїм походженням, кілька разів приїжджав в Україну у 2006 – 2008 роках з метою доповісти в НАК «Нафтогаз України» або в Міністерстві енергетики про запаси конденсату на схилах Чорного моря, технології їх вилучення, місце розташування та залучення зарубіжних компаній для цієї роботи, але того, на жаль, не сталося.

Здається, у 2008 році в Сімферополь приїхав Президент компанії «Хант» і з ним приїхали сім віце-президентів цієї компанії. Вони доповідали Раді «Чорноморнафтогазу» про бажання пробурити першу свердловину на дні Чорного моря і просили

виділити цій компанії 200 км. кв. У заключному слові президент компанії заявив, що він ніколи би не вклав в цю роботу своїх 260 млн дол., якби не був упевнений в тому, що вже перша пробурена свердловина забезпечить видобуток нафти 1000 тонн за добу. Протоколи цієї наради були спрямовані Уряду України. Але там зупинилися на сумнозвісній компанії «Венко», виділивши їй 2000 км. кв. для цих робіт і відмовили у співпраці з компанією «Хант», хоча компанія «Венко» не мала необхідних фінансів, обладнання та персоналу для виконання складних робіт на морі.

Відновлення робіт на морі, враховуючи їх велику перспективність, може відбутися лише за рішенням Уряду України і воно може істотно забезпечити енергетичну безпеку України.¹

¹До редакції. Викладені тут міркування є результатом багаторічного аналізу роботи колишнього ДАТ «Чорноморнафтогазу» в Криму, якому покладалися великі сподівання авторів Програм по освоєнню нафтогазових ресурсів Чорного і Азовського морів і практично неможливість їх виконання при відсутності належного фінансування з боку держави. В далекому від нашого часу 2002 році тодішній керівник ДАТ Ігор Франчук відрядив мене до Бразилії для вивчення досвіду організації видобування нафти компанією «Петробраз», попередньо заручившись підтримкою тодішнього посла України пана Юрія Богаєвського і одного з керівників «Петробразу», українця за походженням, Георга Гаврилишина. За два тижні перебування в Ріо де Жанейро я мав можливість ознайомитись з системою виконання всіх робіт у їхній частині Атлантичного океану, відвідати одну з платформ, з якої бурилися свердловини однією із зарубіжних компаній, зустрітись з професорами двох великих університетів, у яких навчали майбутніх спеціалістів для роботи на морі. Вразила мене тоді неймовірна чіткість виконання всіх робіт.

Після повернення в Україну я підготував детальний звіт, а у скороченому вигляді направив його тодішньому Президенту України. З адміністрації Президента я отримав відповідь про те, що мої пропозиції будуть враховані при перемовинах Л.Кучми і Президента Бразилії Лула да Сілва. В силу відомих подій (проблеми острова Тузла і «плівки Мельниченка») ця зустріч не відбулася. У 2007 році я ці пропозиції вручив особисто в руки Президенту В. Ющенку при його відвіданні Криму. Після чого отримав три листи від керівництва НАК «Нафтогаз», Міністерства енергетики і від адміністрації Президента, у яких більшість моїх пропозицій визнавалися актуальними, окрім однієї (але головної, на мій погляд) – підпорядкування «Чорноморнафтогазу» безпосередньо Уряду з організацією робіт за схемою «Петробразу» з правом залученням зарубіжних компаній для роботи на морі. Зате

обстоювалася ідея об'єднання «Чорноморнафтогаз» і «Укргазвидобування» з подальшим підпорядкуванням її НАК «Нафтогаз України».

Наші сьогоденні міркування враховують реалії, що склалися після анексії Росією Криму, коли

варто повернутися до організації робіт з врахуванням досвіду Бразилії, адаптованого до сьогоденних умов і можливостей України.

ABSTRACT (IN UKRAINIAN)

Актуальність роботи. Морська територія в межах юрисдикції України, під дном якої знаходяться вуглеводневі ресурси України, становить 133700 кв. км. Попри сучасний стан анексії Криму Росією, Україна повинна бути готовою до відновлення робіт на морі після повернення Криму під свою юрисдикцію.

Мета статті – узагальнення досвіду Бразилії з освоєння вуглеводневих ресурсів шельфу і глибоководної частини Атлантичного океану і на цій основі вибудовування плану дій з відновлення видобутку Україною нафти і газу на Чорному морі.

Об'єктом дослідження є сучасний стан видобутку нафти і газу на шельфі, досвід Бразилії.

Завдання роботи розробка пропозицій для включення у Рекомендації щодо плану дій України по відновленню видобутку нафти і газу на Чорному морі після повернення Криму під свою юрисдикцію. Використання при розробці Рекомендацій досвіду Бразилії.

Результати роботи. На базі вивчення і узагальнення досвіду Бразилії з освоєння вуглеводневих ресурсів шельфу і глибоководної частини Атлантичного океану сформульовано ряд пропозицій для включення їх у Рекомендації щодо плану дій України по відновленню видобутку нафти і газу на Чорному морі після повернення Криму під українську юрисдикцію.

Ключові слова: Чорне море, Південний нафтогазоносний регіон України, відновлення видобутку нафти і газу, досвід Бразилії з освоєння морських вуглеводневих ресурсів.

ABSTRACT (IN RUSSIAN)

Актуальность работы. Морская территория в пределах юрисдикции Украины, под дном которой находятся углеводородные ресурсы Украины, составляет 133 700 кв. км. Несмотря на современное состояние аннексии Крыма Россией, Украина должна быть готова к возобновлению работ на море после возвращения Крыма под свою юрисдикцию.

Цель статьи – обобщение опыта Бразилии по освоению углеводородных ресурсов шельфа и глубоководной части Атлантического океана и на этой основе выстраивание плана действий по восстановлению добычи Украиной нефти и газа на Черном море.

Объектом исследования является современное состояние добычи нефти и газа на шельфе, опыт Бразилии.

Задачи работы – разработка предложений для включения в Рекомендации относительно плана действий Украина по восстановлению добычи нефти и газа на Черном море после возвращения Крыма под свою юрисдикцию. Использование при разработке Рекомендаций опыта Бразилии.

Результаты работы. На базе изучения и обобщения опыта Бразилии по освоению углеводородных ресурсов шельфа и глубоководной части Атлантического океана сформулирован ряд предложений для включения их в Рекомендации относительно плана действий Украина по восстановлению добычи нефти и газа на Черном море после возвращения Крыма под украинскую юрисдикцию.

Ключевые слова: Черное море, Южный нефтегазоносный регион Украины, возобновление добычи нефти и газа, опыт Бразилии по освоению морских углеводородных ресурсов.

ABOUT AUTHORS

Роман Яремійчук, доктор технічних наук, професор, заслужений діяч науки УРСР, лауреат Державної премії України в галузі науки і техніки, віце-президент Української нафтогазової академії (1994-2008 роки), дійсний член Наукового Товариства Шевченка, завідувач кафедри «Морські нафтогазові споруди» (1993-2003 рр.) і декан факультету «Морські нафтогазові технології» (2002-2010 рр.) Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, радник Голови правління ДАТ «Чорноморнафтогаз» (2010-2014 рр.). *e-mail*: : rom.yaremychuk@ukr.net



УДК 622.245.42

ПОЛЕГШЕНИЙ ТАМПОНАЖНИЙ МАТЕРІАЛ

В. М. Орловський¹, А. М. Похилко²

канд. техн. наук, доцент, Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова, Харків, Україна, e-mail: svaroh13@ukr.net,

²асистент, Полтавський Національний Технологічний Університет, Харків, Україна, e-mail: misyac@i.ua

LIGHTWEIGHT CEMENT MATERIAL

V. M. Orlovskyy¹, A. M. Pokhylko²

¹PhD, associate professor, Kharkiv National University of Municipal Economy named after A. M. Beketov, Kharkiv, Ukraine, e-mail: svaroh13@ukr.net,

²assistant Poltava National Technical University, Kharkiv, Ukraine, e-mail: misyac@i.ua

ABSTRACT

Objective. Getting a lightweight cement material based on a mixture of Portland cement ПЦТІ-100 (ПЦТІ-50) and additives for relief. To achieve this goal as admixture to cement used expanded perlite. By solving this problem show that the resulting lightweight concrete based on Portland cement and admixture of expanded perlite sand has high technological properties and meets applicable standards that the lightweight cement.

Methodology. When conducting research used experimental and theoretical methods. Experiments conducted on laboratory equipment simulating reservoir conditions. Measurements of technological properties of cement mortar and stone was carried out using a standard recording device. In particular slurry density was determined using a pycnometer, the amount of water in the solution is selected using the device КР-1, separation of water from cement slurries was determined by standard methods according to DSTU BV.2.7-86-99, the time necessary for pumping the cement slurry was determined on consistometer КЦ-3, was used to study adhesion Laboratory Press ПСУ-10 with a hydraulic drive and a special attachment, stone definition of strength in bending was carried out according to DSTU BV.2.7-86-99 on the device for testing samples for tensile bending. The test samples under compression was performed on a laboratory press ПСУ-10. The amount of experiments is sufficient to obtain results with confidence probability of 0.95.

Results. Developed and researched lightweight cement-based standard Portland cement ПЦТІ-100 (ПЦТІ-50) with an admixture of expanded perlite sand. Minimum density lightweight cementitious mortars based on material developed is 1160 - 1190 kg / m³, subject to other properties of cement and stone as required by current standards to lightweight materials.

Scientific novelty. Developed and selected the optimal formulation of the new downhole cement with reduced density on the basis of Standard Portland Cement and additives of expanded perlite.

Practical significance. The results of the research have practical use in the cementing of deep oil and gas wells in complex geological conditions of exploration areas and commercial hydrocarbon deposits in Ukraine. Based on this working out published "Recommendations on the use of lightweight materials for oil-cementing" that adopt the system the State Geological Service of Ukraine.

Key words: lightweight cement material, lightweight admixture, stone strength, adhesion, gas permeability

Постановка проблеми. При цементуванні свердловин в умовах низьких і аномально низьких пластових тисків (АНПТ), схильних до поглинання тампонажних розчинів, та геостатичних температурах до 70°C, а також при необхідності підняття тампонажного розчину на велику висоту в один прийом потрібні тампонажні матеріали з пониженою густиною цементного розчину.

На даний час промисловістю України в заводських умовах виготовляється лише один вид полегшеного тампонажного цементу ПЦТШ-Пол5-100 з нижньою границею густини розчину 1450 кг/м³, який призначений для температур вищих 50°C [1]. Проте сьогодні на більшості нафтогазових родовищ України існують умови, які потребують застосування полегшених а іноді й легких тампонажних матеріалів. Тому в цьому напрямку проводяться дослідження направлені на розроблення полегшених (густина розчину $\rho \geq 1400 \div \leq 1650$ кг/м³) і легких тампонажних матеріалів ($\rho \leq 1400$ кг/м³) для застосування в гірничо-геологічних умовах глибоких нафтових і газових свердловин України.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Полегшені тампонажні цементи відносяться до модифікованих матеріалів. Існує декілька способів зниження густини тампонажних матеріалів і розчинів [2, 3]:

1) зниженням густини твердої фази шляхом додавання легкого наповнювача або використанням в'язучої речовини з меншою густиною;

2) підвищення водосумішевого відношення з одночасним збільшенням водоутримуючої здатності розчину;

3) введенням в тампонажний розчин газової фази з одночасним її диспергуванням та стабілізацією утвореної піни:

а) аеруванням тампонажних розчинів;

б) введенням штучних або природних мікрочасток (капсул);

в) введенням спеціально оброблених, спучених матеріалів з великим ступенем кавернозності та низькою насипною масою;

4) заміною частини води вуглеводневою рідиною меншої густини;

5) комбіновані способи.

Вибір способу зниження густини тампонажного матеріалу визначається гірничо-геологічними умовами його застосування, а також технологічними можливостями підприємства, яке виконує тампонажні роботи.

Найбільш поширені полегшені тампонажні матеріали, що застосовуються в Україні, відносяться до першого і другого способів, або основані на комбінованому застосуванні цих способів у тампонажних сумішах. Спосіб одночасного зниження густини і збільшення водосумішевого відношення був застосований при створенні полегшених тампонажних матеріалів, які виготовлялись в Україні у промислових масштабах.

У 70-х роках минулого сторіччя в СРСР були розроблені полегшені тампонажні цементи ОЦГ – на основі суміші шлаку, портландцементного клінкеру і трепелу при співвідношенні компонентів 1:1 (за масою) та ОШЦ – на основі суміші шлаку і глини (наприклад бентоніту). Діапазон густини тампонажних розчинів на основі ОЦГ – 1450 ÷ 1600 кг/м³, водосумішеве відношення (В/С) = 0,7 ÷ 1,1, допустимі температури застосування 40 ÷ 150 °С. Діапазон густини тампонажних розчинів на основі ОШЦ – 1450 ÷ 1550 кг/м³, В/С = 0,85 ÷ 0,95, рекомендована температура застосування для ОШЦ-120 – 80 ÷ 160 °С, для ОШЦ-200 – 160 ÷ 220 °С [4, 5]. Цементи ОЦГ і ОШЦ виготовлялись в Україні Константинівським ВАТ «Завод обважнювачів».

В Україні були розроблені також полегшені цементи ПЦТШ-Пол5-100 і ПЦТШ-Пол4-100 до складу яких входить 50 % цементного клінкеру і 50 % полегшувальної домішки – цеолітизованого туфу, та 3% гіпсу [6]. Діапазон густин тампонажних розчинів на основі таких цементів 1400 ÷ 1500 кг/м³ при В/С = 1. Рекомендована температура застосування 50 ÷ 100 °С.

Постановка задачі. Задача досліджень полягає в створенні і дослідженні технологічних властивостей полегшеного тампонажного матеріалу для застосування в складних гірничо-геологічних умовах глибоких нафтових і газових свердловин в Україні.

Виклад основного матеріалу і результати. Колективом дослідників на базі Полтавського відділення УкрДГРІ розроблено полегшений тампонажний матеріал з високими технологічними властивостями на основі стандартних тампонажних цементів ПЦТІ-100 (ПЦТІ-50) і полегшувальної домішки, як яку використано спучений перлітовий пісок (СПП).

Полегшувальну домішку – спучений перлітовий пісок отримують шляхом термічної обробки вулканічної породи перліту при температурах 800 ÷ 1000 °С. У процесі нагрівання частинки перліту, які мають шкаралупоподібну структуру, спучуються, з них видалається 3 ÷ 5 % зв'язаної води, і об'єм матеріалу збільшується в 10 – 20 разів.

За оксидами СПП має наступний склад: 65 ÷ 75 % SiO₂ і 10 ÷ 15 % Al₂O₃, а також містить Fe₂O₃, CaO, MgO, Na₂O, K₂O.

Залежно від фракційного складу існує два види СПП: рядовий (СПП(Р)) і дрібний (СПП(М)). У свою чергу у межах кожного з цих видів існує поділ за насипними масами 1 м³ матеріалу. СПП(Р) виготовляється трьох марок: 75, 100, 150, СПП(М) – двох: 75, 100. Марка спученого перлітового піску відповідає масі 1 м³ матеріалу в кілограмах.

Особлива, шкаралупоподібна структура зерен спученого перлітового піску (їх пористість складає 80 ÷ 90 %) є передумовою втягнення повітря у процесі замішування тампонажного матеріалу.

При проведенні досліджень було вивчено

технологічні властивості полегшених тампонажних розчинів з домішками СПП (таблиця 1) [7, 8]. Аналіз результатів досліджень свідчить, що:

– на основі суміші портландцементу ПЦТІ-100 (ПЦТІ-50) і СПП можна одержувати полегшені і легкі тампонажні розчини густиною 1160 – 1510 кг/м³ при максимальному вмісті полегшувальної домішки 12 %;

– при фіксованому вмісті СПП за рахунок варіювання водосумішевого відношення (В/С) можна змінювати густину тампонажного розчину в межах від 2 % до 8 % із збереженням задовільних

технологічних властивостей розчину;

– полегшені і легкі тампонажні розчини з домішками СПП мають високу седиментаційну стійкість, що відповідає вимогам до полегшених тампонажних матеріалів;

– введення до складу тампонажного матеріалу полегшувальної домішки СПП призводить до скорочення термінів прокачування тампонажних розчинів; при цьому час загущення таких розчинів можна регулювати за допомогою стандартних сповільнювачів, наприклад НТФК.

Таблиця 1 – Технологічні властивості полегшеного (легкого) тампонажного матеріалу з домішками СПП

№ з/п	Склад суміші, мас. част., %					В/С	Добавка НТФК, % від маси сухого матеріалу	ρ, кг/м ³	Розтічність, м	Водовідділення, см ³	Прокачуваність, години-хвилини	
	ПЦТІ-50	ПЦТІ-100	СПП(Р)-100	СПП(Р)-75	СПП(М)-100						t = 50 °C, P = 20 МПа	t = 70 °C, P = 30 МПа
1	97	–	3	–	–	0,65	–	1510	0,220	1,5	–	–
2	95	–	5	–	–	0,70	–	1390	0,200	1,0	–	–
3	93	–	7	–	–	0,74	–	1340	0,215	0	–	–
4	90	–	10	–	–	0,90	–	1230	0,190	2,0	–	–
5	88	–	12	–	–	0,95	–	1170	0,200	1,0	–	–
6	–	95	5	–	–	0,70	–	1400	0,205	1,0	2 – 20	–
7	–	95	5	–	–	0,70	0,01	1400	0,220	4,0	>3 – 00	>3 – 00
8	–	93	7	–	–	0,75	–	1350	0,200	1,0	–	–
9	–	90	10	–	–	0,90	–	1250	0,205	1,0	1 – 40	–
10	–	90	10	–	–	0,90	0,01	1250	0,220	5,0	>3 – 00	>3 – 00
11	–	88	12	–	–	0,95	–	1160	0,200	0	–	–
12	92,5	–	–	7,5	–	0,98	–	1180	0,195	0	–	–
13	–	95	–	5	–	0,80	–	1300	0,200	2,0	–	–
14	–	95	–	–	5	0,75	–	1410	0,210	6,0	–	–
15	–	95	–	–	5	0,75	0,01	1410	0,230	10,0	–	–
16	–	92	–	–	8	0,80	–	1330	0,195	2,0	–	–
17	–	92	–	–	8	0,85	–	1315	0,205	6,0	–	–
18	–	90	–	–	10	0,95	–	1240	0,190	6,5	1 – 55	–
19	–	90	–	–	10	0,95	0,01	1240	0,215	10,0	>3 – 00	>3 – 00

Було вивчено поведінку полегшених (легких) тампонажних розчинів з різним вмістом СПП при різних тисках.

Дослідження впливу тиску на густину полегшених тампонажних розчинів здійснювалося в наступній послідовності. Після змішування полегшеного тампонажного матеріалу з водою на протязі 10 хвилин вимірювали густину утвореного розчину з допомогою пікнометра. Потім пробу розчину поміщували в автоклав консистометра КЦ-3. Обертання стакана з пробєю здійснювали із стандартною швидкістю 60 об/хв. Експеримент

продовжувався протягом 15 – 30 хвилин, залежно від кінцевого тиску в автоклаві. У процесі проведення експериментів тиск в автоклаві піднімали від атмосферного до 2, 4, 6, 10 МПа відповідно. Таким чином, моделювали умови закачування і продавлювання тампонажного розчину у свердловині у процесі цементування обсадних колон. У виїнятих з автоклава проб полегшеного тампонажного розчину знову вимірювали густину.

Дослідження проводили для полегшених тампонажних розчинів з різним співвідношенням портландцементу і ВПП при різних тисках.

За результатами проведених експериментів побудована залежність густини полегшеного тампонажного розчину від вмісту ВПП у суміші при фіксованих тисках (рисунок 1).

Одержані графіки відображають наступні закономірності:

- із зростанням вмісту ВПП у суміші

збільшується вплив тиску на густину полегшених тампонажних розчинів, зокрема, при 5 % вмісту СПП відносно зростання густини складає 6 %, а при 10 % вмісту СПП відносно зростання густини складає 10 %;

- форма кривих при зростанні тиску від 0,1 до 10 МПа вказує на стабілізацію густини.

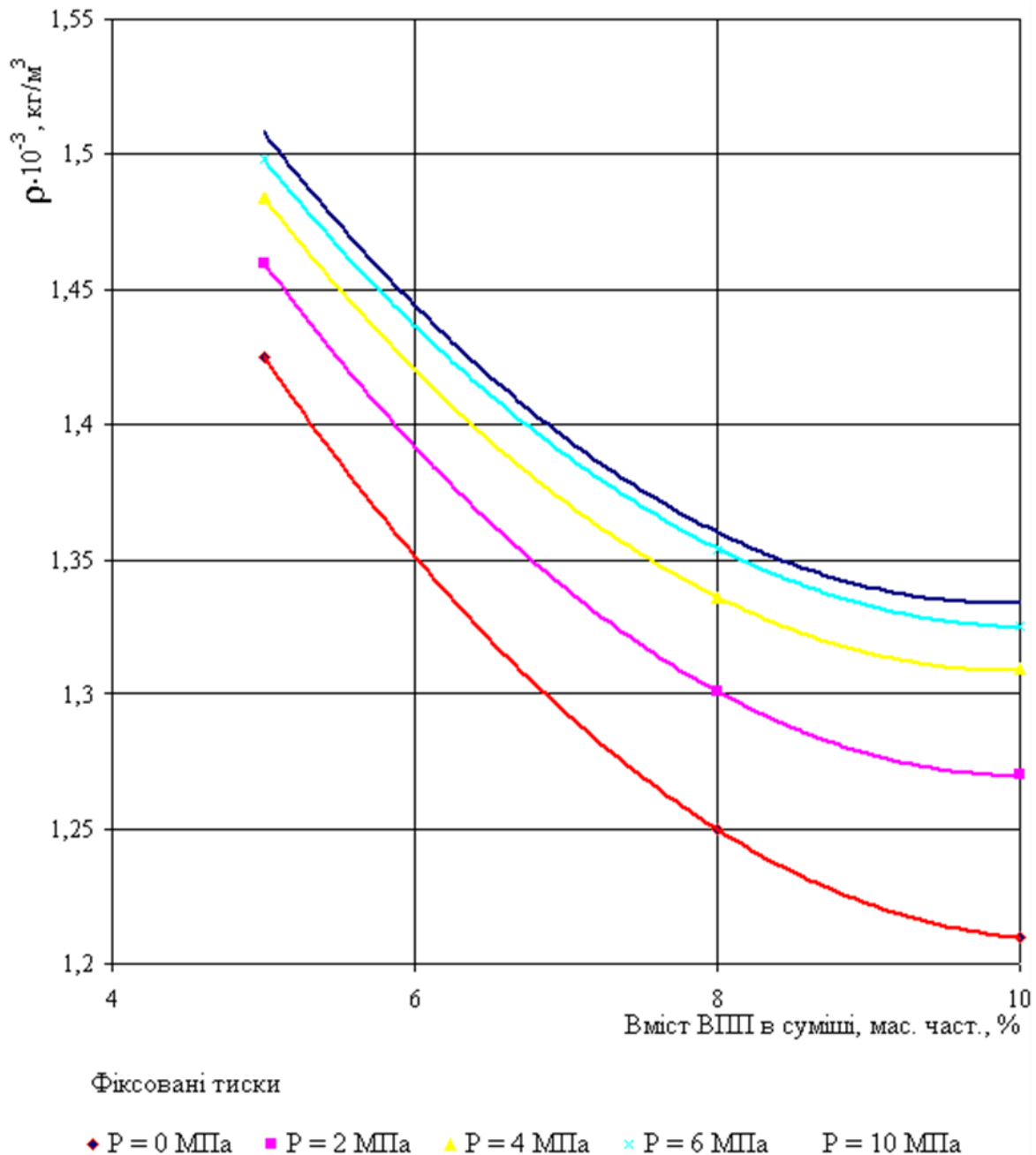


Рисунок 1 – Залежність густини тампонажних розчинів від вмісту ВПП у полегшеному тампонажному матеріалі

У таблиці 2 подані основні фізико-механічні властивості каменю з полегшеного тампонажного матеріалу: міцність, адгезія до металу, газопроникність. Аналіз даних досліджень дає змогу визначити наступні закономірності:

- використання різних видів СПП (СПП(Р) і СПП(М)) суттєво не впливає на величину фізико-механічних властивостей;
- підвищення вмісту СПП у суміші призводить до падіння величин міцності і адгезії та зростання

газопроникності. Це, в основному, пов'язано із збільшенням водосумішевого відношення (В/С) у рецептурах тампонажних розчинів зі зниженою густиною;

– в інтервалі температур від 20 °С до 60 °С спостерігається покращення фізико-механічних властивостей каменю;

– при зростанні температури до 80 °С суттєво знижується міцність, що свідчить про обмежену термостійкість полегшеного тампонажного матеріалу з домішками СПП;

– камінь на основі полегшеного тампонажного матеріалу відповідає вимогам ДСТУ що до міцності полегшених тампонажних цементів.

Таблиця 2 – Фізико-механічні властивості тампонажного каменю на основі оптимальних складів полегшеного тампонажного матеріалу з домішками СПП

Склад суміші, мас. част.,%		ρ, кг/м ³	Термін тузавання, діб	Міцність, МПа вигин/стискування				Газопроникність, мД			Адгезія до металу, МПа		
ПЦТІ-100 (ПЦТІ-50)*	СПП			t = 20 °С	t = 40 °С	t = 60 °С	t = 80 °С	t = 20 °С	t = 40 °С	t = 60 °С	t = 20 °С	t = 60 °С	
	(Р)	(М)											
97	3		1550	2	– / 2,7	– / 5,6	– / 7,0	– / 3,5	–	–	–	–	–
				28	6,3	6,8	8,5	3,3	–	–	–	–	–
95	5		1400	2	0,9 / 2,4	2,0 / 4,3	2,2 / 5,9	1,4 / 2,8	6,0	2,5	1,5	1,3	2,5
				28	5,9	6,4	7,1	2,4	–	–	–	–	–
93	7		1340	2	– / 2,2	– / 3,7	– / 3,8	– / 2,1	12,1	4,0	2,7	–	–
				28	4,5	5,1	5,9	2,0	–	–	–	–	–
90	10		1250	2	0,7 / 1,5	1,1 / 2,0	1,8 / 3,0	0,9 / 1,8	16,5	7,5	5,9	0,4	0,9
				28	3,7	3,8	4,5	2,0	–	–	–	–	–
88	12		1190	2	– / 0,7	– / 1,4	– / 2,1	– / 0,9	–	–	–	–	–
				28	2,5	2,8	3,0	1,5	–	–	–	–	–
95	–	5	1450	2	0,8 / 1,8	1,8 / 5,0	2,4 / 5,9	1,2 / 2,5	5,1	4,3	2,2	1,0	2,1
				28	5,7	6,3	6,1	2,5	–	–	–	–	–
92	–	8	1330	2	0,7 / 1,5	1,0 / 3,1	1,8 / 3,9	0,9 / 2,0	–	–	–	–	–
				28	3,0	3,5	4,0	2,0	–	–	–	–	–
88	–	12	1200	2	0,4 / 0,9	0,7 / 1,8	1,1 / 2,3	0,5 / 1,0	14,6	9,0	5,4	0,3	0,7
				28	2,0	2,3	2,7	1,1	–	–	–	–	–

* При температурах 20 °С, 40 °С використовувався тампонажний портландцемент ПЦТІ-50, при температурах 60 °С, 80 °С – ПЦТІ-100.

ВИСНОВКИ

Створено рецептури полегшених тампонажних матеріалів на основі суміші в'язучого (портландцемент ПЦТІ-100, ПЦТІ-50) і полегшувальної домішки густиною 1160 кг/м³ – 1550 кг/м³.

Як полегшувальну домішку використано

спучений перлітовий пісок СПП при співвідношенні компонентів тампонажного матеріалу за масою відповідно від 97:3 до 88:12.

Встановлено, що полегшений тампонажний матеріал відповідає існуючим стандартам що до вимог до полегшених тампонажних цементів.

Визначено температурний інтервал застосуван-

ня полегшеного тампонажного матеріалу, який становить $20\text{ }^{\circ}\text{C} \div 60\text{ }^{\circ}\text{C}$, допустимий – $15\text{ }^{\circ}\text{C} \div 70\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Наукова цінність розробки полягає в тому, що проведено підбір оптимальних рецептур нового полегшеного тампонажного матеріалу.

Запропонована розробка дає змогу розширити діапазон густин полегшених (легких) тампонажних розчинів, що має практичну цінність при цементуванні високопроникних пластів та розрізів свердловин в зонах аномально низьких пластових тисків, а також при необхідності підняття цементу на велику висоту в один прийом. На основі даної розробки видані «Рекомендації з використання легких (полегшених) тампонажних матеріалів для цементування свердловин», які прийняті до застосування в системі Державної геологічної служби України.

Список літератури / References

1. Горський В. Ф. Тампонажні матеріали і розчини / В.Ф. Горський. – Чернівці – 2006 – 524 с.
2. Данюшевський В.С. Справочное руководство по тампонажным материалам / В.С. Данюшевский, Р.М. Алиев, И.Ф. Толстых. – М.: Недра, 1987. – 373

3. Булатов А. И. Тампонажные материалы / А. И. Булатов, В. С. Данюшевский. – М.: Недра, 1987. – С. 164 – 167.

4. Новохатский Д. Ф. Специальные тампонажные цементы / Д.Ф. Новохатский // РНТС „Бурение” – 1972. – № 6 – С. 26 – 28.

5. Новохатский Д. Ф. Пути улучшения качества и перспективы производства тампонажных материалов для крепления нефтяных и газовых скважин / Д.Ф. Новохатский, В.А. Волошин // РНТС „Бурение” – 1978. – № 11 – С. 19 – 22.

6. ТУ У729755.01-94. портландцемент тампонажний полегшений для нормальних і помірних температур.

7. Орловський В. М. Нові полегшені і легкі тампонажні матеріали: науковий вісник / В.М. Орловський, С.Г. Михайленко, О.В. Лужаниця // Івано-Франк. нац. тех. унів. нафти і газу. – 2010. – №3. – С. 10 – 14.

8. Пат. 13254 Україна, МПК С 09 К 8/50. Тампонажна суміш / Лужаниця О.В., Михайленко С.Г., Орловський В.М., Мартинов Д.В (Україна); – № у 2005 09726; Заявлено 17.10.05; Опубл. 15.03.06, Бюл. № 3.

ABSTRACT (IN UKRAINIAN)

Мета. Створення рецептур полегшених тампонажних матеріалів на основі суміші в'язучого (портландцемент ПЦТІ-100, ПЦТІ-50) і полегшувальної домішки. Для досягнення цієї мети як полегшувальну домішку використано спучений перлітовий пісок. Шляхом розв'язання поставленої задачі довести, що новий полегшений тампонажний матеріал на основі стандартного тампонажного портландцементу і полегшувальної домішки спученого перлітового піску має високі технологічні властивості і відповідає вимогам чинних стандартів щодо полегшених тампонажних цементів.

Методика. При проведенні досліджень використано теоретичні й експериментальні методи. Експерименти проведено на лабораторному обладнанні, яке моделює пластові умови. Вимірювання технологічних властивостей тампонажного розчину та утвореного каменю проводилось з використанням стандартного лабораторного обладнання. Зокрема густина тампонажних розчинів визначалась з допомогою пікнометра, водосумішеве відношення розчинів підбиралось за допомогою конусу розтічності КР-1, водовідділення розчинів визначалось за стандартною методикою згідно ДСТУ БВ.2.7-86-99, час загуснення розчинів визначався на консистометрі КЦ-3, для вивчення адгезії використовувався лабораторний прес ПСУ-10 з гідравлічним приводом і спеціальна приставка, визначення границь міцності каменю при вигині проводилось згідно ДСТУ БВ.2.7-86-99 на приладі для випробування зразків-балочок на розтягування при вигині, при стискуванні – на пресі ПСУ-10. Кількість проведених експериментів достатня для одержання результатів з довірою вірогідністю 0,95.

Результати. Створено і досліджено полегшений тампонажний матеріал на основі стандартного тампонажного портландцементу ПЦТІ-100 (ПЦТІ-50) з полегшувальною домішкою спученого перлітового піску. Мінімальна густина нових полегшених тампонажних розчинів складає $1160 - 1190\text{ кг/м}^3$ при дотриманні інших властивостей тампонажного розчину і каменю згідно з вимогами чинних стандартів щодо полегшених матеріалів.

Наукова новизна. Створено новий полегшений матеріал на основі стандартного тампонажного портландцементу і полегшувальної домішки – спученого перлітового піску та підібрані оптимальні рецептури.

Практична значимість. Результати роботи мають практичне застосування при цементуванні глибоких нафтових і газових свердловин в складних гірничо-геологічних умовах геологорозвідувальних площ та промислових родовищ вуглеводневої сировини України. На основі даної розробки видані «Рекомендації з використання легких тампонажних матеріалів для цементування свердловин», які прийняті до застосування в системі Державної геологічної служби України.

Ключові слова: полегшений тампонажний матеріал, полегшувальна домішка, міцність цементного каменю, адгезія, газопроникність

ABSTRACT (IN RUSSIAN)

Цель. Получение облегченного тампонажного материала на основе смеси вяжущего (портландцемент ПЦТІ-100, ПЦТІ-50) и облегчающей примеси. Для достижения этой цели в качестве облегчающей примеси использован вспученный перлитовый песок. Путем решения поставленной задачи доказать, что полученный облегченный тампонажный материал на основе стандартного тампонажного портландцемента и облегчающей примеси – вспученного перлитового песка имеет высокие технологические свойства и отвечает требованиям действующих стандартов относительно облегченных тампонажных цементов.

Методика. При проведении исследований использованы теоретические и экспериментальные методы. Эксперименты проведены на лабораторном оборудовании, которое моделирует пластовые условия. Измерения технологических свойств тампонажного раствора и образованного камня проводилось с использованием стандартного лабораторного оборудования. В частности плотность тампонажных растворов определялась с помощью пикнометра, водосмесевое отношение растворов подбиралось с помощью конуса растекаемости КР-1, водоотделение тампонажных растворов определялось по стандартной методике согласно ДСТУ БВ.2.7-86-99, время загустевания тампонажных растворов определялось на консистомере КЦ-3, для изучения адгезии использовался лабораторный пресс ПСУ-10 с гидравлическим приводом и специальная приставка, определения пределов прочности камня при изгибе проводилось согласно ДСТУ БВ.2.7-86-99 на приборе для испытания образцов-балочек на растяжение при изгибе, при сжатии – на прессе ПСУ-10. Количество проведенных экспериментов достаточное для получения результатов с доверительной вероятностью 0,95.

Результаты. Создан и исследован облегченный тампонажный материал на основе стандартного тампонажного портландцемента ПЦТІ-100 (ПЦТІ-50) и облегчающей примеси, в качестве которой использован вспученный перлитовый песок. Минимальная плотность облегченных тампонажных растворов на основе разработанного материала составляет 1160 – 1190 кг / м³ при соблюдении других свойств тампонажного раствора и камня в соответствии с требованиями действующих стандартов относительно облегченных материалов.

Научная новизна. Создан новый облегченный тампонажный материал на основе стандартного тампонажного портландцемента и облегчающей примеси – вспученного перлитового песка и проведен подбор оптимальных рецептов.

Практическая значимость. Результаты работы имеют практическое применение при цементировании глубоких скважин в сложных горно-геологических условиях геологоразведочных площадей и промышленных месторождений углеводородного сырья Украины. На основе данной разработки созданы «Рекомендации по использованию легких (облегченных) тампонажных материалов для цементирования скважин», принятые к применению в системе Государственной геологической службы Украины.

Ключевые слова: облегченный тампонажный материал, облегчающая примесь, прочность камня, адгезия, газопроницаемость

ABOUT AUTHORS

В. М. Орловський канд. техн. наук, доцент, Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова, Харків, Україна, e-mail: svaroh13@ukr.net, ORCID-0000 0002 8749 5354

А. М. Похилко аспірант Національний технічний університет «ХПИ», Харків, Україна, e-mail: misyac@i.ua, ORCID-0000 0003 3033 5322



УДК 622.691.4

ВИБІР РАЦІОНАЛЬНИХ РЕЖИМІВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ НАФТОПРОВОДУ "КРЕМЕНЧУК – ПРОЛЕТАРСЬКА"

О. Кобяк

магістрант кафедри видобування нафти, газу та конденсату НТУ «ХПІ»

SELECTION OF RATIONAL MODES OF OPERATION OF THE PIPELINE "KREMENCHUK - PROLETARSKAYA"

A. Kobyak

Master's student of the Department of Oil, Gas and Condensate Extraction of NTU "KhPI"

ABSTRACT

The relevance of paper. As the cost of pumping oil through the pipeline worsens the economic component of the enterprise, it is necessary to consider new promising modes of operation of oil pumping stations.

The purpose of the article. Analysis of alternative system technical options for operation of the Kremenchuk-Proletarskaya oil pipeline and selection of the least energy-intensive ones.

The object of the study is the main oil pumping station "Kremenchuk" and the adjacent section of the main oil pipeline "Kremenchuk-Kherson" from 0 km to 70 km.

The tasks of paper the capacity of the pipeline with the known physical and chemical properties of oil, the geometric parameters of the pipeline with three different schemes of work, the specific characteristics of the pumps for different temperature conditions of transportation.

The purpose of article. Minimum power is consumed when adjusting by changing the speed of the pump rotor. It is carried out by means of couplings (hydraulic, electromagnetic, disk) installed between the motor and the pump, or change of frequency of rotation of the electric drive (thyristor schemes), etc. ways. The method of regulation by trimming the impeller of the pump is effective when using the pumping mode for a long period. It is used in Kremenchug district oil pipeline management by the method of application of replaceable rotors on pumps. The method of throttling is the simplest and most commonly used. (reducing the cross section of the pressure pipeline by covering the regulating body on the pressure regulators). Bypassing is to pass part of the oil flow from the pressure line through the bypass pipeline to the receiving line. The least economical way.

Key words: *oil pumping station, regulation mode, power losses, mathematical model, pressure characteristic, main pumps, throughput*

Вступ. За територіальною і структурною ознакою Кременчуцьке районне нафтопровідне управління (КРНУ) перебуває в центрі системи вітчизняних магістральних нафтопроводів [1]. Магістральні нафтопроводи і об'єкти КРНУ розташовані в центральних областях України –

Полтавській, Дніпропетровській, Харківській, Кіровоградській.

До складу Кременчуцького РНУ входять чотири нафтоверкачувальні станції (НПС): "Перещепине", "Кременчук", "Пролетарська", "Широке", та база виробничого обслуговування (БВО), що розташована в м. Кременчук. Основне завдання

Кременчуцького РНУ полягає в поставці прийнятої з північного напрямку нафти на Кременчуцький нафтопереробний завод і перекачуванню нафти, прийнятої зі східного напрямку на південь України, на нафтопереробні заводи (НПЗ) Херсона і Одеси та на експорт. Один із нафтопроводів, "Кременчук-Херсон", був спроектований Київським інститутом "Південдіпротрубопровід" у 1970 році. Будівництво нафтопроводу здійснювалося БМУ-16 об'єднання "Укргазбуд" у період з 1970 по 1972 рік. У 1972 році нафтопровід став до ладу. На ділянці нафтопроводу "Кременчук-Херсон" експлуатуються дві нафтоперекачувальні станції: головна – НПС "Кременчук" і проміжна – НПС "Пролетарська". Ділянка нафтопроводу складається з основної нитки довжиною 70 км і лупінгу з 0 км по 25 км. На основній нитці є два підводних переходи. Зовнішній діаметр основної нитки ділянки нафтопроводу дорівнює 720 мм, підводних переходів 1020 мм, лупінгу 1020 мм.

На сьогодні НПС "Кременчук" обладнана двома підірними відцентровими насосними агрегатами НПВ 3600-90 (підірний зливно-наливний насос) із продуктивністю 2200 м³/год, тиском на викиді 4,5 кг/см², та потужністю 950 кВт; чотирма магістральними відцентровими насосними агрегатами НМ 3600-230 із продуктивністю 2200 м³/год, тиском на викиді 27 кг/см², та потужністю 2320 кВт; резервуарним парком, що складається з восьми резервуарів типу РВС-10000 зі стаціонарними дахами без понтонів, загальною ємністю 80000 м³.

При перекачуванні нафти на ділянці нафтопроводу "Кременчук-Пролетарська" зустрічаються три схеми роботи: підключення основної нитки і лупінгу, робота тільки основної нитки, робота тільки лупінгу і основної нитки з 25 км до 70 км. Такі схеми дозволяють обслуговувати засувки відключення від основної нитки при працюючому лупінгу або навпаки.

При нормальному перекачуванні нафти нафтопроводом можливі такі режими регулювання роботи: дроселювання надлишку напору на виході нафтоперекачувальної станції, регулювання байпасуванням, регулювання обрізкою робочих коліс насосів, регулювання зменшенням частоти обертання ротора насоса.

Для отримання найкращої продуктивності роботи ділянки НПС "Кременчук" і проміжної – НПС "Пролетарська", потрібно оптимізувати та підібрати найкращу схему роботи з вибором оптимального режиму регулювання нафтоперекачувальної станції. Для цього потрібно провести комплекс гідравлічних розрахунків.

Основна частина. Проведемо дослідження нафтопроводної системи, яка складається з головної нафтоперекачувальної станції "Кременчук" (ГНПС) і прилягаючої ділянки нафтопроводу "Кременчук – Пролетарська". Для проведення гідравлічних розрахунків потрібно сформуванню комплекс

вихідних даних. Відомо типи насосів, можливі схеми їх роботи, паспортні напірні і енергетичні характеристики насосів, геометричні і міцнісні характеристики лінійної частини трубопроводу, фізико-хімічні властивості нафти і температурні умови її транспортування [2].

Різниця геодезичних відміток кінця і початку досліджуваної ділянки нафтопроводу дорівнює [3]:

$$\Delta Z = Z_k - Z_n = 182 - 71 = 111 \text{ м} \quad (1)$$

де, ΔZ – різниця геодезичних відміток, м;

Z_k – геодезична висотна відмітка кінця ділянки, м;

Z_n – геодезична висотна відмітка початку ділянки, м.

Головна нафтоперекачувальна станція "Кременчук" на ділянці має довжину $L=70$ км та внутрішній діаметр $D=0,7$ м. Насоси на ГНПС мають трубопровідну обв'язку, що забезпечує їхню послідовну роботу. Максимальна кількість послідовно працюючих насосів $r_m=3$. Відповідно до плану поставки нафти споживачеві прийнято, що годинна продуктивність досліджуваної ділянки нафтопроводу $Q = 2400$ м³/год.

Математична модель напірної характеристики магістрального насоса НМ 3600-230 має вигляд:

$$H_0 = a - bQ^2 \quad (2)$$

де, H_0 – математична модель напірної характеристики;

Q – витрата рідини на ділянці трубопроводу, м³/с;

a, b – коефіцієнти математичної моделі напірної характеристики одного насоса.

Коефіцієнти математичної моделі напірної характеристики насоса визначаємо за формулами:

$$b = (H_1 - H_2) / (Q_2^2 - Q_1^2) \quad (3)$$

$$a = H_1 + bQ_1^2 = H_2 + bQ_2^2 \quad (4)$$

де, H_1, H_2 – точки заміру годинної продуктивності, 286 м, 256 м;

Q_1, Q_2 – годинна продуктивність досліджуваної ділянки, $Q_1=2000$ м³/год = 0,555 м³/с; $Q_2 = 3000$ м³/год = 0,833 м³/с.

Підставивши дані отримуємо:

$$b = \frac{286 - 256}{0,833^2 - 0,555^2} = 78;$$

$$a = 286 + 78 \times 0,555^2 = 256 + 78 \times 0,833^2 = 310.$$

Таким чином, математичний опис напірної характеристики магістрального насоса НМ 3600-90 має вигляд:

$$H_0 = 310 - 78 Q^2$$

Використовуючи паспортні характеристики насоса марки НМ 3600-230, визначаємо

максимальне значення його к.к.д. $\eta_{max} = 0,82$ [3].

Для математичного опису залежності к.к.д. насоса від його подачі використаємо наступну формулу:

$$\eta = \eta_{max} \left[2 \frac{Q_e}{Q_{нг}} - \left(\frac{Q_e}{Q_{нг}} \right)^2 \right], \quad (5)$$

де $Q_{нг}$ – номінальна годинна подача насоса, у нашому випадку $Q_{нг} = 3600 \text{ м}^3/\text{год}$,

Q_e – фактична година подача насоса $\text{м}^3/\text{год}$.

Отже, математична залежність має вигляд:

$$\eta = 0,82 \left[\frac{Q_e}{1800} - \left(\frac{Q_e}{3600} \right)^2 \right].$$

Для забезпечення нормальної роботи магістральних насосів потрібен певний підпір. На ГНПС "Кременчук" він створюється підпірним насосом марки НПВ 3600-90. Точки заміру годинної продуктивності: H_1, H_2 – 110 м, 80 м відповідно, та годинна продуктивність досліджуваної ділянки дорівнює $Q_1 = 2500 \text{ м}^3/\text{год} = 0,694 \text{ м}^3/\text{с}$; $Q_2 = 4000 \text{ м}^3/\text{год} = 1,111 \text{ м}^3/\text{с}$.

Використовуючи формули (3) і (4), знаходимо значення коефіцієнтів математичної моделі для підпірного насоса [4].

$$a_n = 110 + 40 \times 0,694^2 = 129$$

$$b_n = \frac{110 - 80}{1,111^2 - 0,694^2} = 40$$

Таким чином, математична модель напірної характеристики підпірного насоса НПВ 3600-90 має вигляд:

$$H_n = 129 - 40 Q^2$$

Математична модель головної насосної станції загалом має вигляд:

$$H_{ГПС} = A_{ГПС} - B_{ГПС} Q^2, \quad (6)$$

де, $A_{ГПС} = a_n + ra$; $B_{ГПС} = e_n + rv$;

$H_{ГПС}$ – математична модель головної нафтоперекачувальної станції;

Q – годинна потужність насоса, $\text{м}^3/\text{с}$;

r – кількість послідовно працюючих насосів.

Математична модель кінцевої насосної станції загалом має вигляд:

$$H_{КПС} = A_{КПС} - B_{КПС} Q^2, \quad (7)$$

де, $A_{КПС} = ra$; $B_{КПС} = rv$;

$H_{КПС}$ – математична модель кінцевої нафтоперекачувальної станції;

Q – годинна потужність насоса, $\text{м}^3/\text{с}$.

З огляду на фактичний стан внутрішньої поверхні нафтопроводу, приймаємо абсолютну

еквівалентну шорсткість труби, $K_e = 0,5 \text{ мм}$.

З огляду на технічний стан досліджуваного нафтопроводу, його міцнісні властивості, задаємося максимально припустимим тиском у трубопроводі, $P_{дон} = 5,1 \text{ МПа}$.

При проведенні гідравлічних розрахунків ділянки нафтопроводу вважаємо, що температура нафти дорівнює температурі ґрунту на глибині укладання трубопроводу.

Для реалізації заданого режиму роботи потрібно знайти різницю між загальними втрати напору в трубопроводі та напору, що розвивають насоси НПС. Якщо загальні втрати напору в трубопроводі перевищують напір, що розвивається насосами НПС, то реалізація заданого режиму перекачування є неможливою. Якщо загальні втрати напору в трубопроводі перевищують максимально припустимий напір, то реалізувати заданий режим перекачування також неможливо. Якщо різниця напору НПС і загальних втрат напору перевищує напір одного насоса H_0 , то зменшимо необхідне число послідовно працюючих насосів і повторюємо розрахунки.

Надлишок напору НПС, що підлягає регулюванню дорівнює:

$$H_{pezi} = H_{HCi} - H_{obi} \quad (8)$$

де, H_{HCi} – напір нафти на виході останнього, в групі послідовно працюючих, насоса, м;

H_{obi} – загальні втрати напору на досліджуваній ділянці нафтопроводу, м.

Знаходимо напір нафти на виході останнього, в групі послідовно працюючих, насосів за формулою (6).

$$H_{HCi} = (129 + 3 \times 310) - (40 + 3 \times 78) \times 0,58333^2 = 965 \text{ м}.$$

Визначаємо загальні втрати напору на досліджуваній ділянці нафтопроводу:

$$H_{obi} = 1,02 H_{Ti} + \Delta z + H_k, \quad (9)$$

де, Δz – різниця геодезичних відміток кінця і початку трубопроводу, 111 м;

H_k – прийнятий напір наприкінці ділянки трубопроводу, 40 м;

H_{Ti} – формула Дарсі-Вейсбаха, втрати напору на тертя, м.

За формулою Дарсі-Вейсбаха знаходимо втрати напору на тертя:

$$H_{Ti} = \lambda_i \frac{L W^2}{D 2g},$$

де, λ_i – коефіцієнт гідравлічного опору;

L – довжина ділянки нафтопроводу, 70000 м;

D – внутрішній діаметр ділянки нафтопроводу, 0,759 м;

W – середня швидкість руху нафти в

трубопроводі, м/с;

g – прискорення сили ваги, $9,81 \text{ м/с}^2$.

Коефіцієнт гідравлічного опору розраховують за формулою Блазіуса:

$$\lambda_i = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}$$

де, Re – число Рейнольдса.

Значення числа Рейнольдса в нафтопроводі дорівнює:

$$Re = \frac{WD}{v_i} \quad (12)$$

де, v_i – розрахункова в'язкість, $13,9 \text{ сСт}$.

Розрахункову в'язкість визначаємо за формулою Рейнольдса – Філонова:

$$v_i = v_1 e^{-u(t_2 - t_1)}, \quad (13)$$

де, t_1, t_2 – температура нафти в точці, $20; 2,2^\circ\text{C}$ відповідно;

U – коефіцієнт крутості віскограми, $1/\text{град}$.

Обчислимо коефіцієнт крутості віскограми за формулою:

$$U = \frac{I}{t_1 - t_2} \quad (14)$$

де, t_1, t_2 – значення температур, при яких відома в'язкість нафти, $20, 5,8^\circ\text{C}$;

v_1, v_2 – відповідні значення кінематичної в'язкості нафти, $13,9 \text{ сСт}; 40,9 \text{ сСт}$.

Визначаємо середню швидкість руху нафти в трубопроводі:

$$W = \frac{4Q}{\pi D^2} \quad (15)$$

де, Q – секундна продуктивність ділянки нафтопроводу, $0,58333 \text{ м}^3/\text{с}$.

Отже, можемо розрахувати надлишок напору НПС.

Обчислимо коефіцієнт крутості віскограми за формулою (14):

$$U = \frac{1}{20 - 5,8} \ln \frac{40,9}{13,9} = 0,07600 \frac{1}{\text{град}}$$

Визначимо середню швидкість руху нафти в трубопроводі за формулою (15):

$$W = \frac{4 \times 0,58333}{\pi \times 0,759^2} = 1,28993 \text{ м/сек}^2$$

Розрахункову в'язкість сСт визначаємо за формулою Рейнольдса-Філонова (13):

Знаходимо значення числа Рейнольдса в

нафтопроводі за формулою (12):

$$Re_i = \frac{1,28993 \times 0,759}{53,76856 \times 10^{-6}} = 18218.$$

Коефіцієнт гідравлічного опору визначений за формулою Блазіуса (11):

$$\lambda_i = \frac{0,3164}{18212^{0,25}} = 0,02724$$

За формулою Дарсі-Вейсбаха знаходимо втрати напору на тертя (10):

$$H_{Ti} = 0,02724 \times \frac{700001,28993^2}{0,759 \times 2 \times 9,81} = 213 \text{ м}$$

За формулою (9) визначаємо загальні втрати на досліджуваній ділянці нафтопроводу:

$$H_{обі} = 1,02 \times 213 + 111 + 40 = 368 \text{ м.}$$

У нашому випадку різниця напору НПС $H_{НСі} = 965 \text{ м}$ і загальних втрат напору $H_{обі} = 368 \text{ м}$ перевищує напір одного насоса $H_0 = 283 \text{ м}$, тому зменшуємо необхідне число послідовно працюючих насосів:

$$r_i = 3 - 1 = 2$$

Знаходимо напір нафти на виході останнього з групи послідовно працюючих насосів:

$$H_{НСі} = (129 + 2 \times 310) - (40 + 2 \times 78) \times 0,583332 = 682 \text{ м.}$$

У нашому випадку різниця напору НПС $H_{НСі} = 682 \text{ м}$ і загальних втрат напору $H_{обі} = 368 \text{ м}$ перевищує напір одного насоса $H_0 = 283 \text{ м}$, тому ще раз зменшуємо необхідне число послідовно працюючих насосів:

$$r_i = 2 - 1 = 1$$

Знаходимо напір нафти на виході останнього в групі послідовно працюючих насосів:

$$H_{НСі} = (129 + 1 \times 310) - (40 + 1 \times 78) \times 0,583332 = 399 \text{ м.}$$

Після визначення необхідного числа послідовно працюючих насосів знаходимо надлишок напору НПС, що підлягає регулюванню:

$$H_{пезі} = 399 - 368 = 31 \text{ м.}$$

У результаті розрахунків з'ясувалося, що загальні втрати напору в трубопроводі не перевищують напір, що розвивають насоси НПС,

тобто $H_{обі} < H_{НСі}$ ($368 \text{ м} < 399 \text{ м}$), і реалізація заданого режиму перекачування є можливою, також загальні втрати напору в трубопроводі не перевищують максимально припустимий напір, тобто $H_{обі} < H_{Допі}$ ($368 \text{ м} < 591 \text{ м}$).

Оскільки розрахунок вівся в найгірших умовах перекачування з найнижчою температурою для січня, то в результаті розрахунків з'ясовано, що для перекачування заданої витрати $Q_2 = 2100 \text{ м}^3/\text{год}$ досить тільки одного магістрального насоса і для всіх наступних місяців.

Після розрахунку можливого використання заданого режиму, потрібно визначити оптимальну схему роботи НПС. Як вже було зазначено, нафтопровід має три схеми експлуатації: підключення основної нитки і лупінгу, робота тільки основної нитки, робота тільки лупінгу і основної нитки з 25 км до 70 км.

Для початку, потрібно визначити еквівалентні діаметри для кожної схеми. При паралельних нафтопроводах для еквівалентного нафтопроводу діаметр для n ниток визначають за формулою:

$$\left(\frac{D_{екв}^{5-m}}{L_{екв}}\right)^{\frac{1}{2-m}} = \sum_{i=1}^n \left(\frac{D_i^{5-m}}{l_i}\right)^{\frac{1}{2-m}}, \quad (16)$$

де, $L_{екв}$ – еквівалентна довжина трубопроводу, м;
 l_i – довжина i -ї ділянки трубопроводу, м;
 $D_{екв}$ – еквівалентний діаметр трубопроводу, м;
 D_i – діаметр труби i -ї ділянки, м;
 m – показник режиму руху рідини.

Якщо $l_1 = l_2 = l_3 = \dots = l_n = L_{екв}$, тоді:

$$D_{екв}^{\frac{5-m}{2-m}} = \sum_{i=1}^n D_i^{\frac{5-m}{2-m}}. \quad (17)$$

Нафту, яку перекачують по нафтопроводу відносять до нафти середньої в'язкості. Зазвичай рух такої нафти при температурах перекачування відбуваються в зоні гідравлічно-гладких труб, для якої $m=0,25$.

Розрахуємо еквівалентний діаметр для трубопроводу змінного діаметра основної нитки з 0 км по 25 км за формулою (16), з огляду, що внутрішній діаметр труби вставок діаметром 1020 мм $D_3=D_4=0,988 \text{ м}$, довжина вставок дорівнює $L_3+L_4=1785+2038=3608 \text{ м}$, а внутрішній діаметр труби діаметром 720 мм $D_1=0,7 \text{ м}$.

$$D_{екв} = \left(\frac{\frac{25000}{3608} + \frac{25000-3608}{(0,988)^{5-0,25} + (0,7)^{5-0,25}}}{(0,988)^{5-0,25} + (0,7)^{5-0,25}}\right)^{\frac{1}{5-0,25}} = 0,718 \text{ м}$$

Знайдемо еквівалентний діаметр нафтопроводу для паралельних ниток з 0 по 25 км (основної нитки зі знайденим еквівалентним діаметром і лупінгу із внутрішнім діаметром $D_2=0,988 \text{ м}$ (по довжині 25

км) за формулою (17)

$$D_{екв} = \left(0,718^{\frac{5-0,25}{2-0,25}} + 0,988^{\frac{5-0,25}{2-0,25}}\right)^{\frac{2-0,25}{5-0,25}} = 1,134 \text{ м}$$

Розрахуємо еквівалентні діаметри для кожної зі схем.

Для схеми 1:

$$D_{екв1} = \left(\frac{\frac{70000}{25000} + \frac{45000}{1,134^{5-0,25}}}{1,134^{5-0,25} + 0,7^{5-0,25}}\right)^{\frac{1}{5-0,25}} = 0,759 \text{ м}$$

Для схеми 2:

$$D_{екв2} = \left(\frac{\frac{70000}{25000} + \frac{45000}{0,718^{5-0,25}}}{0,718^{5-0,25} + 0,7^{5-0,25}}\right)^{\frac{1}{5-0,25}} = 0,706 \text{ м}$$

Для схеми 3:

$$D_{екв3} = \left(\frac{\frac{70000}{25000} + \frac{45000}{0,988^{5-0,25}}}{0,988^{5-0,25} + 0,7^{5-0,25}}\right)^{\frac{1}{5-0,25}} = 0,753 \text{ м}$$

Після того, як визначили еквівалентні діаметри, можна розрахувати пропускну здатність нафтопроводу для кожної із схем, та порівняти їхні параметри.

Для визначення пропускну здатності i -того перегону скористаємося рівнянням балансу напорів [6].

$$\Delta H_{НС-ВНС} Q_i^2 = \lambda i K \frac{l_i}{D_i^5} Q_i^2 + \Delta z_i + h_{опі}, \quad (18)$$

де, Q_i – пропускну здатність i -того перегону $\text{м}^2/\text{с}$;

K – постійний коефіцієнт;

λ_i – коефіцієнт гідравлічного опору i -того перегону;

l_i – довжина i -того перегону, м;

D_i – внутрішній діаметр i -того перегону, м;

Δz_i – різниця геодезичних оцінок кінця та початку i -того перегону;

$h_{опі}$ – величина дроселюемого напору i -того перегону, якщо тиск на виході станції перевищує припустиму величину $P_{дон}$.

Визначимо постійний коефіцієнт K :

$$K = 1,02 \frac{8}{\pi^2 g}, \quad (19)$$

де, 1,02 – коефіцієнт, що враховує втрати напору на місцевих опорах. Отже:

$$K=1,02 \frac{8}{3,14^2 9,81} = 0,0843 c^2 / м,$$

Напір, що відповідає допустимому тиску визначений за формулою:

$$H_{ДОПi} = \frac{P_{ДОП}}{\rho \times g} \quad (20)$$

де $P_{ДОП}$ – максимально допустимий з умови міцності трубопроводу тиск нафти, 5,1МПа.

$$H_{ДОПi} = \frac{5,1 \times 10^6}{879 \times 9,81} = 591 м.$$

Пропускна здатність перегону визначається за формулою:

$$Q_i = \sqrt{\frac{A_{НС} - \Delta z_i - h_{опi}}{B_{НС} + K \lambda_i \frac{l_i}{D_i^5}}} \quad (21)$$

Так як коефіцієнт гідравлічного опору λ залежить від продуктивності Q , то рівняння (20) вирішується методом послідовних наближень.

Задаємо перше наближення пропускної здатності ділянки нафтопроводу "Кременчук-Пролетарська" для першої схеми перекачування, у гірших умовах січня місяця, при трьох працюючих насосах головної станції і при наступних вихідних даних: $l_i = 70000 м$; $D_i = D_{екв} = 0,759 м$; $\Delta z_i = 111 м$; $Q_{i2} = 2900 м^3/год$, що відповідає $Q_i = 0,80556 м^3/с$.

Обчислюємо число Рейнольдса:

$$Re = \frac{4Q_i}{\pi D_i v}, \quad (22)$$

$$Re = \frac{4 \times 0,80556}{3,14 \times 0,759 \times 53,7 \times 10^{-6}} = 25177$$

Згідно ВНТП 2-86 для труб, діаметром 720 мм $Re_n = 100 \times 10^3$.

У нашому випадку $Re_i < Re_n$, отже коефіцієнт гідравлічного опору визначаємо за формулою Блазіуса (11):

$$\lambda_i = \frac{0,3164}{25177^{0,25}} = 0,02512.$$

Обчислюємо напір на виході головної станції (формула 6):

$$H_{НС} = (129 + 3 \times 310) - (40 + 3 \times 78) \times 0,80556^2 = 881 м$$

Знаходимо величину дроселюючого напору (формула 15):

$$h_{опi} = 881 - 591 = 290 м$$

Визначаємо пропускну здатність перегону за

формулою (21):

$$Q_i = \sqrt{\frac{310 \times 3 - 111 - 290}{3 \times 78 + 0,0843 \times 0,02512 \frac{70000}{0,759^5}}} = 0,80198 м^3 / с$$

Перевіряємо задану точність гідравлічного розрахунку при $\epsilon = 0,0001 м^3/с$

$$Q_i = 0,80556 - 0,80198 = 0,00358 м^3/с > 0,0001 м^3/с.$$

Робимо розрахунок у другому наближенні, тому що $h_{опi}$ більше напору, створюваного одним насосом ($H_o = 283 м$ з розділу 2), приймаємо кількість працюючих рівне 2.

$$Re = \frac{4 \times 0,80198}{3,14 \times 0,759 \times 53,7 \times 10^{-6}} = 25065$$

$$H_{НС} = (129 + 2 \times 310) - (40 + 2 \times 78) \times 0,80198^2 = 622 м$$

$$h_{опi} = 622 - 591 = 31 м$$

Перевіряємо задану точність гідравлічного розрахунку при $\epsilon = 0,0001 м^3/с$:

$$Q_i = 0,80198 - 0,8009 = 0,00108 м^3/с > 0,0001 м^3/с.$$

Зробимо розрахунок у третьому наближенні:

$$Re = \frac{4 \times 0,8009}{3,14 \times 0,759 \times 53,7 \times 10^{-6}} = 24643$$

$$\lambda_i = \frac{0,3164}{24643^{0,25}} = 0,02525$$

$$H_{НС} = (129 + 2 \times 310) - (40 + 2 \times 78) \times 0,8009^2 = 623,3 м$$

$$h_{опi} = 623,3 - 591 = 32,3 м$$

$$Q_i = \sqrt{\frac{310 \times 2 - 111 - 32,3}{2 \times 78 + 0,0843 \times 0,02525 \frac{70000}{0,759^5}}} = 0,79856 м^3 / с$$

Перевіряємо задану точність гідравлічного розрахунку при $\epsilon = 0,0001 м^3/с$:

$$Q_i = 0,8009 - 0,79856 = 0,00234 м^3/с > 0,0001 м^3/с.$$

Зробимо розрахунок у четвертому наближенні:

$$Re = \frac{4 \times 0,79856}{3,14 \times 0,759 \times 53,7 \times 10^{-6}} = 24571$$

$$\lambda_i = \frac{0,3164}{24571^{0,25}} = 0,02527$$

$$H_{НС} = (129 + 2 \times 310) - (40 + 2 \times 78) \times 0,79856^2 = 624 м$$

$$h_{опi} = 624 - 591 = 33 м$$

$$Q_i = \sqrt{\frac{310 \times 2 - 111 - 33}{2 \times 78 + 0,0843 \times 0,02524 \frac{70000}{0,759^5}}} = 0,79810 \text{ м}^3/\text{с}$$

Перевіряємо задану точність гідравлічного розрахунку при $\varepsilon=0,0001 \text{ м}^3/\text{с}$:

$$Q_i = 0,79856 - 0,79810 = 0,00046 \text{ м}^3/\text{с} > 0,0001 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Зробимо розрахунок у п'ятому наближенні:

$$Re = \frac{4 \times 0,79810}{3,14 \times 0,759 \times 53,7 \times 10^{-6}} = 24556$$

$$\lambda_i = \frac{0,3164}{24556^{0,25}} = 0,02528$$

$$H_{ГНС} = (129 + 2 \times 310) - (40 + 2 \times 78) \times 0,7981^2 = 624,2 \text{ м}$$

$$h_{опi} = 624,2 - 591 = 33,2 \text{ м}$$

$$Q_i = \sqrt{\frac{310 \times 2 - 111 - 33,2}{2 \times 78 + 0,0843 \times 0,02528 \frac{70000}{0,759^5}}} = 0,79800 \text{ м}^3/\text{с}$$

Перевіряємо задану точність гідравлічного розрахунку при $\varepsilon=0,0001 \text{ м}^3/\text{с}$:

$$Q_i = 0,79810 - 0,79800 = 0,0001 \text{ м}^3/\text{с} = \varepsilon,$$

Отже, пропускна здатність перегону "Кременчук-Пролетарська" при зазначених вихідних даних становить:

$$Q_i = 0,798 \text{ м}^3/\text{с} = 2872 \text{ м}^3/\text{год}$$

Отримані результати оформимо у вигляді технологічних карт пропускної здатності досліджуваної ділянки нафтопроводу (таблиця 1)

Як видно з наведеної таблиці, найбільш раціональною є схема роботи ділянки по основній нитці з підключеним лупінгом, тому що при мінімальному дроселюванні ми маємо більшу продуктивність перекачування, за нею йде схема підключення №3 – робота лупінгу довжиною 25 км і послідовно включеної основної нитки.

Розрахунки, виконані раніше, показали, що при реалізації заданого режиму перекачування нафти з витратою $Q = 2100 \text{ м}^3/\text{год}$ напір, що розвивають насоси ГНПС "Кременчук" перевищує значення загальних втрат напору на досліджуваній ділянці нафтопроводу "Кременчук-Пролетарська". Це свідчить про необхідність регулювання режимів роботи системи ГНПС – трубопровод.

Таблиця 1 – Технологічні карти пропускної здатності ділянки нафтопроводу "Кременчук-Пролетарська" у січні місяці

Схема підключення	Еквівалентний діаметр, м	Число послідовно працюючих насосів, r	Розрахункова в'язкість нафти, ν , сСт	Напір на виході насосів НПС $H_{НС, м}$	Величина дроселюемого напору $H_{Д, м}$	Пропускна здатність ділянки Q_g , $\text{м}^3/\text{год}$
1	0,759	3	879	883	292	режим неможливий
	0,759	2	879	623	32	2878
	0,759	1	879	407	0	1874
2	0,706	3	879	943	352	режим неможливий
	0,706	2	879	666	75	2333
	0,706	1	879	416	0	1570
3	0,753	3	879	891	300	режим неможливий
	0,753	2	879	629	38	2811
	0,753	1	879	408	0	1838

(припустимий тиск $P_{доп} = 5,1 \text{ МПа}$)

Розглянемо всі відомі способи регулювання і оптимізуємо їх відповідно до конкретної нафтопроводної системи[7]. Як критерій оптимальності приймаємо мінімальне значення потужності, що споживають насоси ГНПС на перекачування заданої кількості нафти.

Розрахунки зробимо для найгірших умов, тобто при максимальній в'язкості нафти, що відповідає мінімальній температурі ґрунту на глибині укладання трубопроводу.

Режим дроселювання надлишку напору на виході нафтоперекачувальної станції.

Обчислюємо к.к.д. насоса при заданій витраті нафти (формула 5):

$$\eta = 0,82 \left[2 \frac{2100}{3600} - \left(\frac{2100}{3600} \right)^2 \right] = 0,68$$

Знаходимо потужність насосів НПС, витрачену на перекачування нафти при регулюванні режимів роботи методом дроселювання:

$$N_{НСдр} = \frac{Q \times H_{НС} \times \rho \times g \times 10^{-3}}{\eta \times \eta_e}, \quad (23)$$

де, $N_{НСдр}$ – потужність насосів НПС, кВт;
 η_e – к.к.д. електродвигуна – привода насоса, 0,68;
 Q – витрати напору, 0,58333 м³/с.

$$N_{НСдр} = \frac{0,58333 \times 399 \times 867 \times 9,81 \times 10^{-3}}{0,68 \times 0,95} = 3117 \text{ кВт}$$

Визначаємо втрати потужності на регуляторі тиску:

$$\Delta N_{др} = \frac{Q \times H_{рег} \times \rho \times g \times 10^{-3}}{\eta \times \eta_e}, \quad (24)$$

$$\Delta N_{др} = \frac{0,58333 \times 31 \times 867 \times 9,81 \times 10^{-3}}{0,68 \times 0,95} = 240 \text{ кВт}$$

Режим регулювання байпасуванням.

Якщо напірний патрубок насосів з'єднати з всмоктувальним обвідним трубопроводом – байпасом, то можна здійснювати регулювання режимів роботи перепуском частини потоку нафти з вихідного колектора у всмоктувальний.

Обчислюємо подачу насоса при регулюванні байпасуванням:

Секунду:

$$Q_{б} = \sqrt{\frac{A_{НС} - H_{об}}{B_{НС}}}, \quad (25)$$

$$Q_{б} = \sqrt{\frac{439 - 368}{118}} = 0,775 \text{ м}^3 / \text{с},$$

Годинну:

$$Q_{бч} = 3600 \times Q_{б} \quad (26)$$

$$Q_{бч} = 3600 \times 0,775 = 2790 \text{ м}^3 / \text{год}.$$

Визначаємо к.к.д. насоса при регулюванні байпасуванням (формула 5):

$$\eta_{б} = 0,82 \left[2 \frac{2790}{3600} - \left(\frac{2790}{3600} \right)^2 \right] = 0,77.$$

Знаходимо потужність насосів НПС, витрачену на перекачування нафти при регулюванні методом байпасуванням (формула 23):

$$N_{НСб} = \frac{0,775 \times 368 \times 867 \times 9,81 \times 10^{-3}}{0,77 \times 0,95} = 3327 \text{ кВт}$$

Визначаємо втрати потужності на регуляторі тиску (формула 24):

$$\Delta N_{б} = \frac{(0,775 - 0,58333) \times 368 \times 867 \times 9,81 \times 10^{-3}}{0,77 \times 0,95} = 823 \text{ кВт}.$$

Режим регулювання обрізкою робочих коліс насосів.

Вважаємо, що обрізці підлягають однаковою мірою ротори всіх працюючих насосів. Знаходимо надлишок напору, який створюється ротором одного насоса при заданому режимі перекачування нафти. Оскільки для перекачування працює один магістральний насос, то $\Delta h = 31 \text{ м}$.

Визначаємо необхідний напір одного магістрального насоса:

$$H_o^* = H_o - \Delta h, \quad (27)$$

$$H_o^* = 283 - 31 = 252 \text{ м}.$$

Обчислюємо необхідний ступінь обрізки ротора насоса:

$$\varepsilon_H = \sqrt{\frac{H_o^* + bQ^2}{a}}, \quad (28)$$

$$\varepsilon_H = \sqrt{\frac{252 + 78 \times 0,58333^2}{310}} = 0,949.$$

Отримане значення ступеня обрізки колеса порівнюємо із припустимим. Припустимий ступінь обрізки колеса $\varepsilon_d = 0,9$, що менше отриманого результату. Отже, немає необхідності використовувати комбінований спосіб регулювання – обрізки робочих коліс і дроселювання.

Визначаємо коефіцієнти математичної моделі напірної характеристики насоса і НПС після обрізки (3,4,7):

$$a^* = a \times \varepsilon_D^2; b^* = b;$$

$$a^* = 310 \times 0,9^2 = 279; \quad b^* = 78;$$

$$A^*_{HC} = ra^* + a_n; \quad B^*_{HC} = rb + b_n;$$

$$A^*_{HC} = 1 \times 279 + 129 = 408;$$

$$B^*_{HC} = 1 \times 78 + 40 = 118.$$

Обчислюємо напір, що розвивається насосами НПС після обрізки (формула 7):

$$H^*_{HC} = A^*_{HC} - B^*_{HC} Q^2,$$

$$H^*_{HC} = 408 - 118 \times 0,58333^2 = 368 \text{ м.}$$

Напір, що підлягає дроселюванню при комбінованому способі регулювання (формула 8):

$$H_{opo} = 368 - 368 = 0 \text{ м,}$$

тобто дроселювати немає необхідності.

Визначаємо к.к.д. насоса після обрізки при заданій витраті нафти (формула 5):

$$\eta_o = 0,805 \left[2 \frac{2100}{3600} - \left(\frac{2100}{3600} \right)^2 \right] = 0,66$$

Знаходимо потужність насосів НПС, витрачену на перекачування нафти при регулюванні режимів роботи обрізкою коліс (формула 23):

$$N_{HC0} = \frac{0,58333 \times 368 \times 867 \times 9,81 \times 10^{-3}}{0,66 \times 0,95} = 2930 \text{ кВт}$$

Якщо обраний ступінь обрізки дорівнює необхідному, то:

$$H_{opo} = 0; \quad N_{opo} = 0.$$

Режим регулювання зменшенням частоти обертання ротора насоса.

Знаходимо коефіцієнти математичної моделі напірної характеристики магістрального насоса при зміні частоти обертання ротора (формула 2):

$$a^{**} = Ho^* + bQ^2,$$

$$a^{**} = 252 + 78 \times 0,58333 = 297$$

Частота обертання ротора насоса, необхідна для реалізації заданого режиму перекачування нафти без дроселювання надлишку напору, визначається за формулою:

$$n_2 = 3000 \sqrt{\frac{a^{**}}{a}}, \quad (29)$$

$$n_2 = 3000 \sqrt{\frac{297}{310}} = 2934$$

Потужність насосів, витрачена на перекачування нафти при регулюванні зміною частоти обертання ротора розраховується (формула 23):

$$N_{HCn} = \frac{0,58333 \times 368 \times 867 \times 9,81 \times 10^{-3}}{0,68 \times 0,95} = 2876 \text{ кВт}$$

Розглянемо всі зазначені способи послідовно за зростанням потужності на перекачування.

Мінімальна потужність витрачається при регулюванні зміною частоти обертання ротора насоса. Здійснюється за допомогою муфт (гідрравлічних, електромагнітних, дискових), установлюваних між двигуном і насосом, або зміною частоти обертання електропривода (тиристорними схемами) і ін. способами.

Спосіб регулювання за рахунок обрізки робочого колеса насоса ефективний при використанні на тривалий період режиму перекачування. Використовується у Кременчуцькому РНУ методом застосування змінних роторів на насосах.

Спосіб дроселювання найбільш простий і часто застосовується. Принцип роботи полягає у зменшенні перетину напірного трубопроводу прикриттям регулювального органа на регуляторах тиску. Регуляторами тиску оснащені всі НПС керування.

Байпасування полягає в перепуску частини потоку нафти з напірної лінії по обвідному трубопроводу в прийомну лінію. Найменш економічний спосіб.

3. ВИСНОВКИ

У результаті розрахунків з'ясувалося, що загальні втрати напору в трубопроводі не перевищують напір, що розвивають насоси НПС і також не перевищують максимально припустимий напір.

З'ясовано, що для перекачування заданої витрати $Q_2 = 2100$ м³/годод досить тільки одного магістрального насоса.

Встановлено, що оптимальною є схема роботи ділянки по основній нитці з підключеним лупінгом, за нею йде схема підключення №3 – робота лупінгу довжиною 25 км і послідовно включеної основної нитки.

Визначено, що мінімальна потужність затрачається при регулюванні зміною частоти обертання ротора насоса. Спосіб регулювання за рахунок обрізки робочого колеса насоса ефективний при використанні на тривалий період режиму перекачування. Спосіб дроселювання найбільш простий і часто застосовується.

Список літератури / References

1. Ю. В. Банахевич, А. В. Драгілев, Ю. М. Дьомін та ін. Продовження ресурсу трубопровідного транспорту України – Львів: Сполом, 2012. – 280 с.: іл. – Бібліогр. в кінці розділів. – ISBN 978-966-665-732-2.
2. В. К. Липский, М. Е. Демидова Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов учебно-методический комплекс для студентов специальности 1-70 05 01 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ - новополоцк 2007 уч.-изд. л. 17,2. Тираж 95. Заказ № 93, 312 ст..
3. Лурье М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа – Москва: Нефть и газ, 2003. 335 с.
4. Нафтогазова інженерія та технології. – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Оцінка втрат нафти від витоків при транспортуванні і розробка заходів її скорочення - Івано- Франківськ, 2017., 167 ст..
5. Возняк М.П., Кривенко Г.М. Особливості температурного і гідравлічного розрахунку нафтопроводів при перекачуванні високов'язких парафіновмісних нафт: тези науково-технічної конференції професорсько-викладацького складу університету. Ч.1. Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 1995. ст.45.
6. Багга Т.М., Руднев С.С., Некрасов Б.Б. и др. Гидравлика, гидромашины и гидроприводы. Москва: Машиностроение, 1982. 423 ст..
7. Volodymyr Grudz, Andriy Zhdek, Vasyly Bolonnyy. Estimation of flow rate of oil loss as a result of damage of linear part of oil main. Metallurgical and Mining Industry. 2016. №6. P. 75–78.

ABSTRACT (IN UKRAINIAN)

Актуальність роботи. Так як витрати на перекачування нафти по нафтопроводу погіршують економічну складову підприємства, слід розглядати нові перспективні режими роботи нафтоперекачувальних станцій.

Мета статті. Аналіз альтернативних системотехнічних варіантів експлуатації нафтопроводу “Кременчук” – “Пролетарська” і вибір найменш енерговитратного.

Об’єктом дослідження є головна нафтоперекачувальна станція “Кременчук” і прилягаюча до неї ділянка магістрального нафтопроводу “Кременчук – Херсон” з 0 км по 70 км.

Завдання роботи. Визначення пропускної здатності ділянки нафтопроводу при відомих фізико-хімічних властивостях нафти, геометричних параметрах трубопроводу при трьох різних схемах роботи, конкретних характеристиках насосів для різних температурних умов транспортування.

Результати роботи. Встановлено, що мінімальна потужність витрачається при регулюванні зміною частоти обертання ротора насоса. Здійснюється за допомогою муфт (гідравлічних, електромагнітних, дискових), установлюваних між двигуном і насосом, або зміною частоти обертання електропривода (тиристорними схемами) і іншими способами. Спосіб регулювання за рахунок обрізки робочого колеса насоса ефективний при використанні на тривалий період режиму перекачування. Використається в Кременчуцькому районному нафтопровідному управлінні методом застосування змінних роторів на насосах. Спосіб дроселювання найбільш простий і часто застосовується. (зменшення перетину напірного трубопроводу прикриттям регульовального органа на регуляторах тиску). Байпасування полягає в перепуску частини потоку нафти з напірної лінії по обвідному трубопроводу в прийомну лінію. Найменш економічний спосіб.

Ключові слова: нафтоперекачувальна станція, режим регулювання, втрати потужності, математична модель, напірна характеристика, магістральні насоси, пропускна здатність.

ABSTRACT (IN RUSSIAN)

Актуальность работы. Так как затраты на перекачку нефти по нефтепроводу ухудшают экономическую составляющую предприятия, следует рассматривать новые перспективные режимы работы нефтеперекачивающих станций.

Цель статьи. Анализ альтернативных системотехнических вариантов эксплуатации нефтепровода “Кременчук” - “Пролетарская” и выбор наименее энергозатратного.

Объектом исследования является главная нефтеперекачивающая станция «Кременчук» и прилегающая к ней участок магистрального нефтепровода “Кременчук-Херсон” с 0 км по 70 км.

Задачи работы. Определение пропускной способности участка нефтепровода при известных физико-химических свойствах нефти, геометрическим параметрам трубопровода при трех различных схемах работы, конкретных характеристиках насосов для различных температурных условий транспортировки.

Результаты работы. Установлено, что минимальная мощность затрачивается при регулировании изменением частоты вращения ротора насоса. Осуществляется с помощью муфт (гидравлических,

электромагнитных, дисковых), устанавливаемых между двигателем и насосом, или изменением частоты вращения электропривода (тиристорными схемами) и другими способами. Способ регулирования за счет обрезки рабочего колеса насоса эффективен при использовании на длительный период режима перекачки. Используется в Кременчугском районном нефтепроводного управления методом применения переменных роторов на насосах. Способ дросселирования больше простой и часто применяется. (Уменьшение сечения напорного трубопровода прикрытием регулирующего органа на регуляторах давления). Байпасование заключается в перепуска части потока нефти из напорной линии по обводном трубопровода в приемную линию. Наименее экономичный способ.

Ключевые слова: нефтеперекачивающая станция, режим регулирования, потери мощности, математическая модель, напорная характеристика, магистральные насосы, пропускная способность.

ABOUT AUTHORS

О. Кобяк, магистрант кафедры видобування нафти, газу та конденсату НТУ «ХПІ»
e-mail: Олександр Кобяк <ko59.acme@ukr.net>

Наші автори:

Ілля Фик, доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри видобування нафти, газу та конденсату, Національний технічний університет "Харківський політехнічний інститут", Харків

Михайло Фик, кандидат технічних наук, доцент, кафедра видобування нафти, газу та конденсату, Національний технічний університет "Харківський політехнічний інститут", Харків

Маджид Аббуд, аспірант, кафедра видобутку нафти та газу, Національний технічний університет "Харківський політехнічний інститут", Харків

Сергій Левонюк, старший викладач, кафедра видобування нафти, газу та конденсату, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», Харків

Х. Ель Такі, студент, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», Харків

Леонід Шпильовий, канд. техн. наук, ст. наук. співробітник, Інститут геохімії, мінералогії та рудоутворення ім. М.П. Семененка АН України, Київ

ТОВ "Азов – Мінералтехніка", Донське, Донецька область, Україна

Володимир Білецький, докт. техн. наук, професор, кафедра видобування нафти, газу та конденсату, Національний технічний університет "Харківський політехнічний інститут", Харків

Василь Суярко, д.г.-м.н, професор, Харківський національний університет ім. В.Н.Каразіна, Харків

Василь Косарев, канд. техн. наук, член-кор. Академії гірничих наук, м. Карлівка, Донецька область

Микола Стаднік, д-р. техн. наук, професор, Вінницький національний аграрний університет, Вінниця

Євген Приседський, інженер, Київ

Роман Яремійчук, д-р техн. наук, професор, Українська нафтогазова академія, Львів

Віталій Орловський, канд. техн. наук, доцент, Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова, Харків

Аліна Похилко, аспірант, кафедра видобування нафти, газу та конденсату, Національний технічний університет «ХПІ», Полтава-Харків

Олександр Кобяк, магістрант, кафедра видобування нафти, газу та конденсату, Національний технічний університет "Харківський політехнічний інститут", Харків

ЗМІСТ

<i>М. І. Фик, І.М. Фик, М. Х. Аббуд</i> Тепло-гідрравлічний розрахунок мережі нафтових трубопроводів на основі двошарового бонд-графу	1–5
<i>С. М. Левонюк, Х. Ель Такі</i> Вибір стратегії для оптимального методу штучного підйому (на прикладі новотроїцького родовища, Україна)	6–13
<i>Л. Шпильовий, В. Білецький</i> Український графіт	14–25
<i>В. Г. Суярко, В. С. Білецький</i> Нанотехнології в гірництві: вилучення металів з гідромінеральної сировини методами супрамолекулярної хімії	26–30
<i>В. В. Косарев, М. І. Стаднік, Е. В. Приседський</i> Дондїпровуглемаш – інститут комплексної механізації шахт	31–35
<i>Р. С. Яремійчук</i> Освоєння вуглеводневих ресурсів Чорного моря	36–40
<i>В. М. Орловський, А. М. Похилко</i> Полегшений тампонажний матеріал	41–47
<i>Олександр Кобяк</i> Вибір раціональних режимів експлуатації нафтопроводу "Кременчук – Пролетарська"	48–58
<i>Наші автори</i>	59
<i>Зміст</i>	60



Національний технічний університет
«Харківський політехнічний університет»
кафедра «Видобування нафти, газу та конденсату»
61002, Україна, м.Харків,
вул.Пушкінська, 85, корпус У-4
Телефон: (057)707-65-15; (067)717-80-68
E-mail: dngik@ukr.net



ГЕОТЕХНОЛОГІЇ

Науково-технічний журнал

Число 3

Комп'ютерна верстка Анастасія Куш

Обкладинка Михайло Фик

Редактор випуску Володимир Білецький

Рекомендовано до друку кафедрою «Видобування нафти, газу та конденсату» Навчально-наукового Інституту хімічних технологій та інженерії Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут»

Протокол № 4 від 8 жовтня 2020 року

Підписано до друку оригінал-макет 08.10.2020

Формат 60×84 1/16. Папір офісний.

Друк цифровий. Гарнітура Times. Ум.друк.арк. 8,0.

Обл.вид.арк. 6. Зам. 0409-2020. Наклад 100 пр.