



ПРИ ФИНАНСОВОЙ ПОДДЕРЖКЕ

ООО «ЛУКОЙЛ-Югнефтепродукт»

БУЛАТОВСКИЕ ЧТЕНИЯ

Материалы IV Международной
научно-практической конференции
(31 марта 2020 г.)



*Памяти доктора технических наук, профессора,
Заслуженного деятеля науки и техники РФ,
Заслуженного изобретателя РФ,
академика Международной и Российской инженерных академий,
Анатолия Ивановича Булатова
посвящается*



ПРИ ФИНАНСОВОЙ ПОДДЕРЖКЕ

ООО «ЛУКОЙЛ-Югнефтепродукт»

READINGS OF A.I. BULATOV

Materials of IV International
scientific and practical conference
(on March 31, 2020)



*Dedicated in memories of Doctor of Technical Sciences, professor,
Honored worker of science and technology of the Russian Federation,
Honored inventor of the Russian Federation,
Academician of the International and Russian
engineering academies,
Anatoly Ivanovich Bulatov*

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР ----- EDITOR-IN-CHIEF

САВЕНОК Ольга Владимовна

доктор технических наук, профессор кафедры Нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», Лауреат премии администрации Краснодарского края в области образования за 2015 год.

SAVENOK Olga Vadimovna

Doctor of Technical Sciences, Professor of department of Oil and gas engineering department named after professor G.T. Vartumyan FGBOU VO «Kuban state technological university», Winner of an award of administration of Krasnodar Region in the field of education for 2015.

ЗАМЕСТИТЕЛЬ ГЛАВНОГО РЕДАКТОРА: ----- DEPUTY CHIEF EDITOR:

ПАРИНОВА Татьяна Анатольевна

старший преподаватель кафедры русского языка ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет».

PARINOVA Tatyana Anatolyevna

Senior Lecturer of department of Russian Language FGBOU VO «Kuban state technological university».

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ: ----- EDITORIAL COUNCIL:

АГЗАМОВ Фарит Акрамович

доктор технических наук, профессор, профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», член Российской Академии Естественных Наук (РАЕН), член Академии горных наук, член диссертационного совета Д 212.289.04 на базе ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», член диссертационного совета Д 222.018.01 на базе Татарского научно-исследовательского и проектного института нефти имени В.Д. Шашина (ПАО «Татнефть»), Заслуженный деятель науки Российской Федерации, Заслуженный деятель науки Республики Башкортостан.

AGZAMOV Farit Akramovich

Doctor of Technical Sciences, Professor, Professor of «Drilling of Oil and Gas Wells» department FGBOU VO «Ufa state oil technical university», Member of the Russian Academy of Natural Sciences (Russian Academy of Natural Sciences), Member of Academy of mountain sciences, Member of dissertation council D 212.289.04 on the basis of FGBOU VO «The Ufa state oil technical university», Member of dissertation council D 222.018.01 on the basis of the Tatar research and design institute of oil of V.D. Shashin (PJSC «Tatneft»), Honored worker of science of the Russian Federation, Honored worker of science of the Republic of Bashkortostan.

БЕКЕТОВ Сергей Борисович

доктор технических наук, профессор, профессор кафедры геофизических методов поисков и разведки месторождений полезных ископаемых ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет», Почётный работник науки и техники РФ, Почётный работник газовой промышленности, Почётный работник топливно-энергетического комплекса, Почётный работник науки и техники Российской Федерации, Патриарший знак св. великомученицы Варвары.

BEKETOV Sergey Borisovich

Doctor of Technical Sciences, Professor, Professor of department of geophysical methods of search and investigation of the mineral deposits FGAOU VO «North Caucasian federal university», Honorary worker of science and technology of the Russian Federation, Honorary worker of the gas industry, Honorary worker of fuel and energy complex, Honorary worker of science and technology of the Russian Federation, Patriarchal sign of the Saint great martyr Varvara.

ГОЛЬЧИКОВА Надежда Николаевна

доктор геолого-минералогических наук, доцент, заведующая кафедрой геологии нефти и газа ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет», член-корреспондент РАЕН, член УМО по прикладной геологии специальности «Геология нефти и газа», член Русского географического общества.

GOLCHIKOVA Nadezhda Nikolaevna

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Associate professor, Head of geology of oil and gas department FGBOU VO «Astrakhan state technical university», Corresponding member of the Russian Academy of Natural Sciences, Member of UMO on applied geology of specialty «Geology of Oil and Gas», Member of the Russian Geographical Society.

МУХАМЕДГАЛИЕВ Бахтиёр Абдукадирович

доктор химических наук, профессор, профессор кафедры «Строительные материалы и химия» Ташкентского архитектурно-строительного института, профессор Университета КЕИО (Иокогама, Япония), региональный эксперт ООН по Центрально-Азиатскому региону по вопросам охраны окружающей среды и экологии, региональный эксперт международной научно-технической программы «Global Environment System Lieders» (Japan) по странам Юго-Восточной и Центральной Азии, учёный секретарь экспертной комиссии ВАК Республики Узбекистан по естественным наукам, эксперт Госкомитета Республики Узбекистан по науке и инновационным технологиям, почётный профессор Каракалпакского государственного университета имени Бердак.

MUKHAMEDGALIYEV Bakhtiyor Abdukadirovich

Doctor of Chemical Sciences, Professor, Professor of «Construction Materials and Chemistry» department of Tashkent architectural and construction institute, Professor of the KEIO University (Yokohama, Japan), Regional Expert of the UN in the Central Asian region in environmental protection and ecology, Regional Expert of the international scientific and technical program «Global Environment System Lieders» (Japan) in the countries of Southeast and Central Asia, Scientific Secretary of commission of experts of VAK of the Republic of Uzbekistan in natural sciences, Expert of the State Committee of the Republic Uzbekistan in science and innovative technologies, Honorary professor of the Karakalpak state university named after Berdak.

МУХАМЕТШИН Рустам Закиевич

доктор геолого-минералогических наук, профессор, профессор кафедры геологии нефти и газа имени академика А.А. Трофимука Казанского (Приволжского) федерального университета и кафедры литологии и геологии горючих ископаемых Уральского государственного горного университета, член-корреспондент Российской Академии Естественных Наук (РАЕН) (2015), член Экспертной комиссии по проблемам нефти и газа ВАК Минобрнауки РФ, член Общества экспертов России по недропользованию (ОЭРН).

MUKHAMETSHIN Rustam Zakiyevich

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor, Professor of the Trofimuk Department of Oil and Gas Geology, Kazan (Volga Region) Federal University and the Department of Lithology and Geology of Combustible Minerals, Ural State Mining University, corresponding member of the Russian Academy of Natural Sciences (RAEN) (2015), member of the Expert Commission on Oil and Gas Problems of the Higher Attestation Commission of the Ministry of Education and Science of the Russian Federation, member of the Russian Society of Experts on Subsoil Use (RSESU).

СИМОНЯНЦ Сергей Липаритович

доктор технических наук, профессор, профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, действительный член (академик) Российской академии естественных наук (РАЕН), действительный член академии технологических наук РФ, член диссертационного совета Д 212.200.15 на базе Российского государственного университета (национальный исследовательский университет) нефти и газа имени И.М. Губкина, член Экспертного совета по проблемам нефти и газа ВАК при Минобрнауки России, Лауреат премии имени академика И.М. Губкина (1989), Почётный нефтяник (1998), Почётный работник топливно-энергетического комплекса (2000), Почётная серебряная медаль В.И. Вернадского, РАЕН (2010), награждён медалью «В память 850-летия Москвы» (1997), член редакционных советов научно-технических журналов «Вестник Ассоциации буровых подрядчиков» и «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море».

SIMONYANTS Sergey Liparitovich

Doctor of Technical Sciences, Professor, Professor of Department of drilling of oil and gas wells of RGU of oil and gas named after I.M. Gubkin, Full Member (Academician) of the Russian Academy of Natural Sciences (RANS), Full Member of Academy of Technological Sciences of the Russian Federation, Member of dissertation council D 212.200.15 on the basis of the Russian state university (the national research university) of oil and gas of I.M. Gubkin, Member of Advisory Council on problems of oil and gas of VAK at the Ministry of Education and Science of the Russian Federation, Winner of an Award of a named after academician I.M. Gubkina (1989), Honourable Oil Industry Worker (1998), Honorary Worker of fuel and energy complex (2000), Honourable Silver Medal of V.I. Vernadsky, Russian Academy of Natural Sciences (2010), Awarded with a medal «In Commemoration of the 850th Anniversary of Moscow» (1997), Member of editorial councils of the scientific and technical magazines «Bulletin of Association of drilling contractors» and «Construction of oil and gas wells by land and by sea».

СОЛОВЬЁВА Валентина Николаевна

кандидат технических наук, старший научный сотрудник, Заслуженный работник нефтяной и газовой промышленности РФ.

SOLOVYYOVA Valentina Nikolaevna

Candidate of Technical Sciences, Senior Research Associate, Honoured Worker of the oil and gas industry of the Russian Federation.

ТРЕТЬЯК Александр Яковлевич

доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой «Нефтегазовые техника и технологии» ФГБОУ ВО «Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова», академик РАЕН, председатель диссертационного совета Д 212.304.07 при ФГБОУ ВО «ЮРГПУ (НПИ) имени М.И. Платова», Почётный разведчик недр, Почётный работник высшего профессионального образования Российской Федерации, награждён орденом Российской академии естественных наук «За пользу Отечеству» имени В.Н. Татищева, награждён медалью «За заслуги перед университетом», Заслуженный работник высшей школы Российской Федерации, присвоено почётное звание «Заслуженный профессор ЮРГТУ (НПИ)».

TRETIAK Alexander Yakovlevich

Doctor of Technical Sciences, Professor, Head of Department «Oil and gas equipment and technologies» FGBOU VO «The southern Russian state polytechnical university (NPI) of M.I. Platov», Academician of the Russian Academy of Natural Sciences, Chairman of dissertation council D 212.304.07 at FGBOU VO «YURGPU (NPI) of M.I. Platov», Honourable prospector of subsoil, Honorary Worker of higher education of the Russian Federation, Awarded the order the Russian academy of natural sciences «For advantage to the Fatherland» named after V.N. Tatishchev, Honoured worker of the higher school of the Russian Federation, Awarded with the medal «For Merits before the University», Honorary title «Honored professor of YURGTU (NPI)».

ХИЖНЯК Григорий Петрович

доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой «Нефтегазовые технологии» ФГБОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет».

HIZHNYAK Grigory Petrovich

Doctor of Technical Sciences, Professor, Head of Department «Oil and gas technologies» FGBOU VO «Perm National Research Polytechnical University».

ЯРЕМИЙЧУК Роман Семёнович

доктор технических наук, профессор, профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин Ивано-Франковского национального технического университета нефти и газа, Заслуженный деятель науки УССР, Лауреат Государственной премии в области науки Украины, награждён орденом «За заслуги» 3-ей степени, действительный член Научного общества имени Шевченко, академик Украинской нефтегазовой академии, Иностранный член Российской академии естественных наук имени В. Вернадского, награждён серебряной медалью имени Вернадского.

YAREMIYCHUK Roman Semyonovich

Doctor of Technical Sciences, Professor, Professor of Department of drilling of oil and gas wells of the Ivano-Frankivsk national technical university of oil and gas, Honored Worker of Science of USSR, Winner of the State Award in the field of science of Ukraine, Awarded the order «For Merits» of the 3-rd degree, Full Member of Scientific Organization of Shevchenko, Academician of the Ukrainian oil and gas Academy, Foreign Member of the Russian Academy of Natural Sciences of V. Vernadsky, Awarded with a silver medal named after Vernadsky.

Доктор Джошуа Лелези Конне

доктор химии материалов, Бристоль, Великобритания, старший лектор, отдел химии, отделение естественных наук, государственный университет рек, Порт-Харкорт, Нигерия.

Dr. Joshua Lelesi Konne

PhD Materials Chemistry, Bristol, UK, Senior Lecturer, Chemistry Department, Faculty of Science, Rivers State University, Port Harcourt, Nigeria.

БУЛАТОВСКИЕ ЧТЕНИЯ

**Материалы IV Международной
научно-практической конференции
(31 марта 2020 г.)**

Зарегистрировано в Национальном агентстве ISSN
Российской Федерации 27.07.2017

ISSN 2587-8913

В 7 ТОМАХ

ТОМ 4:

**СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
НЕФТИ, ГАЗА И ПРОДУКТОВ ПЕРЕРАБОТКИ**

Сборник статей

Краснодар
2020

УДК 622.1+622.691.4
ББК 33.1+39.76+39.77
Б90

Б90 **Булатовские чтения** : материалы IV Международной научно-практической конференции (31 марта 2020 г.) : в 7 т. : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг.

Т. 4: Современные технологии транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки. – 2020. – 184 с.

Сборник содержит материалы IV Международной научно-практической конференции «Булатовские чтения», проведенной в г. Краснодаре 31 марта 2020 г., посвященной памяти выдающегося инженера-нефтяника, доктора технических наук, профессора, академика Анатолия Ивановича Булатова.

Участники конференции дали всестороннюю характеристику развития нефтегазовой отрасли, проанализировали применяемые на сегодняшний день методы, технику и технологию и сделали предложения по их модернизации; выработали рекомендации по дальнейшему развитию прикладных направлений научных исследований; внесли предложения по совершенствованию кадрового обеспечения и международному сотрудничеству.

В сборнике изложены результаты исследовательских и опытно-конструкторских работ по широкому кругу вопросов, а также рассмотрены актуальные вопросы и проблемы освоения углеводородного потенциала Российской Федерации и зарубежных стран. Решение поставленных задач отражено в создании новых технологий разработки нефтегазовых месторождений, добычи, транспортировки и переработки углеводородного сырья. Широко представлены вопросы истории и современного состояния нефтегазового комплекса, подготовки кадров, разработки и внедрения энергетического и технологического оборудования, экономических и правовых исследований.

Научное издание предназначено для докторов и кандидатов наук различных специальностей, преподавателей вузов, докторантов, аспирантов, магистрантов, практикующих специалистов, студентов учебных заведений, а также всех, проявляющих интерес к рассматриваемой проблематике с целью использования в научной работе и учебной деятельности.

Издание выполнено в виде 7 томов, соответствующих тематическим направлениям работы конференции.

Материалы публикуются в авторской редакции. За достоверность сведений, изложенных в статьях, ответственность несут авторы.

Мнение редакции может не совпадать с мнением авторов статей. При использовании и заимствовании материалов ссылка на издание обязательна.

ББК 33.1+39.76+39.77
УДК 622.1+622.691.4

© Коллектив авторов, 2020
© ООО «Издательский Дом – Юг», 2020

READINGS OF A.I. BULATOV

**Materials of IV International
scientific and practical conference
(on March 31, 2020)**

It is registered in the National agency ISSN of
the Russian Federation 07.27.2017

ISSN 2587-8913

IN 7 VOL.

VOLUME 4:

**MODERN TECHNOLOGIES FOR TRANSPORTATION
AND STORAGE OF OIL, GAS AND REFINED PRODUCTS**

Conference bulletin

Krasnodar
2020

UDC 622.1+622.691.4
BBC 33.1+39.76+39.77
Б90

Б90 **Readings of A.I. Bulatov** : Materials of IV International scientific and practical conference (On March 31, 2020) : in 7 v. : Conference bulletin / Under the general editor, Doctor of Technical Sciences, Professor O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South.

V. 4: Modern technologies for transportation and storage of oil, gas and refined products. – 2020. – 184 p.

The Conference bulletin contains materials of the IV International scientific and practical conference «Readings of A.I. Bulatov» held in Krasnodar on March 31, 2020 devoted to memory of the outstanding oil engineer, Doctor of Technical Sciences, Professor, Academician Anatoly Ivanovich Bulatov.

Participants of the Conference gave a comprehensive characteristic of the development of oil and gas fields, analysed the methods applied today, the equipment and technology and made offers on their modernization; developed recommendations about further development of applied scientific research; made offers on improvement of staffing and the international cooperation.

In the Conference bulletin results of research and developmental works on a wide range of questions are stated and also topical issues and problems of development of hydrocarbon capacity of the Russian Federation and foreign countries are considered. The solution based on the objectives is reflected in creation of new technologies of development of oil and gas fields, production, transportation and processing of hydrocarbon raw materials. Questions of history and the current state of an oil and gas complex, training, development and deployment of power and processing equipment, economic and legal researches are widely presented.

The scientific publication is intended for doctors and candidates of science of various specialties, teachers of higher education institutions, doctoral candidates, graduate students, undergraduates, practicing experts, students of educational institutions and also everyone, showing interest in the considered perspective for the purpose of use in scientific work and educational activity.

The edition is executed in 7 volumes corresponding to the thematic areas of the Conference.

Materials are published in author's original form as they were presented. Authors bear the reliability and responsibility of the data stated in the articles.

Editorial opinion can not coincide with opinion of authors of articles. It is obligatory that all materials cited are referenced.

BBC 33.1+39.76+39.77
UDC 622.1+622.691.4



ОГЛАВЛЕНИЕ

TABLE OF CONTENTS

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
НЕФТИ, ГАЗА И ПРОДУКТОВ ПЕРЕРАБОТКИ

MODERN TECHNOLOGIES FOR TRANSPORTATION AND STORAGE OF
OIL, GAS AND REFINED PRODUCTS

Басов Е.Д., Хандзель А.В., Верисокин А.Е., Гунькина Т.А. Учет вероятностного фактора интенсивности осуществления производственного процесса при строительстве и ремонте систем трубопроводного транспорта	19
Basov Ye.D., Handzel A.V., Veresokin A.E., Gunkina T.A. Consideration of probabilistic factor of production process implementation during construction and repair of hydrocarbon pipeline transportation systems	
Бутолин С.В., Чернова Г. А. Проблема выбора материала фильтрующей перегородки в фильтрах для очистки нефтепродуктов	24
Butolin S.V., Chernova G.A. The problem of choosing the material of the filtering septum in filters for refining petroleum products	
Бутолин С.В., Чернова Г. А. Классификация отказов резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов	27
Butolin S.V., Chernova G.A. Classification of failures of oil and oil products storage tanks	
Буторин А.И., Сальников А.В. Обработка результатов инклинометрических измерений основных параметров напряженно-деформированного состояния магистральных газонефтепроводов методом сплайнов	29
Butorin A.I., Salnikov A.V. Processing the results of inclinometric measurements of the main parameters of the stress-strain state of gas and oil pipelines by the splines method	
Габдрахимова Э.Р., Худайбердин Р.Р. Биологическая коррозия магистральных нефтепроводов и резервуарных парков	33
Gabdrakhimova E.R., Khudaiberdin R.R. Biological corrosion of oil pipelines and storage tanks	
Галлямов И.И., Юсупова Л.Ф. Современное состояние магнитных съемок околотрубного пространства при диагностировании внутрипромысловых трубопроводов	36
Gallyamov I.I., Yusupova L.F. Current state of magnetic surveys of the near-tube space when diagnosing in-field pipelines	
Гараев А.И., Бакланов А.В. Расчет теплообменного аппарата для испарения керосина выхлопными газами ГТД	40
Garaev A.I., Baklanov A.V. Calculation of the heat exchanger for evaporation of kerosene by exhaust gases GTE	
Давыдова К.М. Влияние содержания объемной доли воды в нефти на скорость потока жидких углеводородов в трубопроводе	44
Davydova K.M. The effect of the content of the volume fraction of water in oil on the flow rate of liquid hydrocarbons in the pipeline	
Диоманде Б.Х., Савенок О.В. Характеристика системы сбора и подготовки скважинной продукции на морском месторождении Блок 63	47
Diomande B.H., Savenok O.V. Characteristics of the collection and preparation system of borehole products on the offshore field Block 63	



Игнатченко О.А., Литовник Н.Н. Повышение надежности газоперекачивающих агрегатов за счёт подготовки пускового воздуха 58 Ignatchenko O.A., Litovnik N.N. Improving the reliability of gas pumping units due to the preparation of the starting air	58
Краснов Д.С., Бакланов А.В. Определение гидравлических потерь в топливной системе камеры сгорания ГТД 61 Krasnov D.S., Baklanov A.V. Determination of hydraulic losses in the fuel system of the GTE combustion chamber	61
Кузнецова О.В., Федотов А.Л., Гонопольский А.А. Использование данных о температуре нефти, получаемых с датчиков внутритрубных инспекционных приборов определения положения трубопровода, для целей геотехнического мониторинга магистральных нефтепроводов 64 Kuznetsova O.V., Fedotov A.L., Gonopolsky A.A. The use of the data on the oil temperature measurement taken by the in-situ pipes testing positioning device sensors for geotechnical monitoring of trunk pipelines	64
Кусов Г.В., Савенок О.В. Низконапорный нефтяной газ: объёмы добычи и осложнения, возникающие при его сборе и подготовке 69 Kusov G.V., Savenok O.V. Low pressure petroleum gas: production volumes and complications arising from its collection and preparation	69
Кусов Г.В., Савенок О.В. Принцип сбора и подготовки низконапорного нефтяного газа с применением гидроприводных струйных компрессорных агрегатов 77 Kusov G.V., Savenok O.V. The principle of collection and treatment of low pressure petroleum gas using hydraulic jet compressor units	77
Кусов Г.В., Савенок О.В. Технологии сбора и подготовки низконапорного нефтяного газа с применением гидроприводных струйных компрессорных агрегатов на примере нефтесборного пункта «Романово» (г. Калининград) 83 Kusov G.V., Savenok O.V. Technologies for the collection and treatment of low pressure petroleum gas using hydraulic jet compressor units on the example of the «Romanovo» oil gathering station (Kaliningrad)	83
Лабуть Е.В., Кульбей А.Г., Липский В.К. Анализ взаимосвязи объемов технического обслуживания и количества аварийных остановок компрессорных станций 89 Labbut Ye.V., Kulbey A.G., Lipsky V.K. Analysis of the interrelations between the volume of maintenance and the number of emergency stops of compressor stations	89
Линская С.В. Современные технологии транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки 97 Linskaya S.V. Modern technologies of transport and storage of oil, gas and refined products	97
Ляшенко А.М., Афанасьев В.Л., Махинько В.С. Аспекты моделирования трубопровода для оптимальной работы электротехнической системы нефтеперекачивающей станции 100 Lyashenko A.M., Afanasiev V.L., Mahinko V.S. Aspects of pipeline modeling for optimum operation of electrical system of oil pumping station	100
Максимов Е.А. Альтернативные источники тепла для обогрева местных сопротивлений магистральных нефтепроводов в зимнее время 104 Maximov E.A. Alternative sources of heat for heating local resistance of main oil pipelines in wintertime	104
Махинько В.С., Афанасьев В.Л., Ляшенко А.М. Аспекты реализации электрохимической защиты трубопровода от коррозии для оптимальной работы электротехнической системы нефтеперекачивающей станции 111 Mahinko V.S., Afanasiev V.L., Lyashenko A.M. Aspects of implementation of electrochemical protection of pipeline against corrosion for optimal operation of electrical system of oil pumping station	111



Пашинян Л.А., Бояршинов С.Ю. Некоторые вопросы промышленной безопасности при строительстве магистральных трубопроводов	114
Pashinyan L.A., Boyarshinov S.Yu. Some industrial safety issues in the construction of main pipelines	
Пивнов В.П., Пивнова М.А. Проведение испытаний оборудования, применяемого для проведения врезок в трубопроводы под давлением	119
Pivnov V.P., Pivnova M.A. Testing of equipment used for tapping into pipelines under pressure	
Поварова Л.В., Мунтян В.С., Скиба А.С. Анализ современных методов защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии	125
Povarova L.V., Muntian V.S., Skiba A.S. Analysis of modern methods for protecting oilfield equipment from corrosion	
Поварова Л.В., Мунтян В.С., Скиба А.С. Коррозия трубопроводов и нефтегазового оборудования	130
Povarova L.V., Muntian V.S., Skiba A.S. Corrosion of pipelines and oil and gas equipment	
Прачев Ю.Н., Васильев В.А., Дитрих А.В., Гукасян Т.К., Вержбицкий В.В. Очистка внутренней полости промысловых трубопроводов от воды и механических примесей с применением полиуретановых очистных устройств	136
Prachev Yu.N., Vasiliev V.A., Ditrih A.V., Gukasian T.K., Verzhbitsky V.V. Internal cleaning of field pipelines from water and solid contaminants using polyurethane cleaning tools	
Работинская Т.И., Шишкин И.В., Кузьбожев А.С. Расчетное моделирование сезонного изменения температурных полей в мерзлом грунте, окружающем теплоизолированный газопровод	139
Rabotinskaya T.I., Shishkin I.V., Kuzbozhev A.S. Numerical modeling of seasonal changes in temperature fields in frozen soil surrounding a thermally insulated gas pipeline	
Сальников А.В., Харитонов И.В. Выбор райзерной нефтепроводной системы для эксплуатации в условиях арктического шельфа	143
Salnikov A.V., Kharitonof I.V. Selection of a riser oil pipeline system for operation in the Arctic shelf	
Сарычев И.Л., Кузьбожев А.С., Бирилло И.Н. Влияние протяженности подводного перехода на деформирование газопровода с положительной плавучестью	146
Sarychev I.L., Kuzbozhev A.S., Birillo I.N. The effect of the length of the underwater transition of the gas pipeline on deformation of the gas pipeline with positive buoyancy	
Сарычев И.Л., Кузьбожев А.С., Бирилло И.Н. Анализ нормативных требований к напряженно-деформированному состоянию магистральных газопроводов	151
Sarychev I.L., Kuzbozhev A.S., Birillo I.N. Analysis of regulatory requirements for the stress-strain state of gas pipelines	
Силина И.Г., Иванов В.А. Анализ действующей нормативно-технической документации в области строительства и эксплуатации морских нефтегазопроводов	155
Silina I.G., Ivanov V.A. Analysis of current standards and regulations in the field of offshore oil and gas pipelines construction and operation	
Силина И.Г., Иванов В.А. Особенности оценки взаимодействия дрейфующих ледовых образований с морскими трубопроводами	158
Silina I.G., Ivanov V.A. Ice features-offshore pipeline interaction assessment considerations	
Спириденок Л.М., Колесникович В.В. Влияние теплового расширения нефтепродуктов на аварийность технологических трубопроводов	161
Spiridenok L.M., Kolesnikovich V.V. Influence of thermal expansion of oil products on the emergency of technological pipelines	



Файрушин А.М., Исламова А.В.	
Применение усиливающего элемента из поликарбамида для ответвлений трубопроводов, работающих под давлением	168
Fireushin A.M., Islamova A.V.	
Strengthening pipeline branches with help reinforcement element from polycarbamide	
Файрушин А.М., Яковлева Д.Н.	
Моделирование новых конструкций узла тройникового соединения трубопровода с целью увеличения работоспособности	173
Fireushin A.M., Yakovleva D.N.	
Development of new constructions of the tee pipeline assembly assembly in order to increase operation	
Халимуллин А.А.	
Оценка ограниченного предела выносливости сварных металлоконструкций вертикальных резервуаров	177
Halimullin A.A.	
Assessment of the limited endurance limit for welded steel structures of vertical tanks	

**СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
НЕФТИ, ГАЗА И ПРОДУКТОВ ПЕРЕРАБОТКИ**

**MODERN TECHNOLOGIES FOR TRANSPORTATION
AND STORAGE OF OIL, GAS AND REFINED PRODUCTS**



УДК 622.691.4

УЧЕТ ВЕРОЯТНОСТНОГО ФАКТОРА ИНТЕНСИВНОСТИ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПРОЦЕССА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И РЕМОНТЕ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

CONSIDERATION OF PROBABILISTIC FACTOR OF PRODUCTION PROCESS IMPLEMENTATION DURING CONSTRUCTION AND REPAIR OF HYDROCARBON PIPELINE TRANSPORTATION SYSTEMS

Басов Евгений Дмитриевич

доктор технических наук,
Северо-Кавказский федеральный университет
Basov.ed@yandex.ru

Хандзель Александр Владиславович

кандидат технических наук,
доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных
и газовых месторождений Института нефти и газа,
Северо-Кавказский федеральный университет
RANGM26@yandex.ru

Верисокин Александр Евгеньевич

старший преподаватель кафедры разработки
и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
Института нефти и газа,
Северо-Кавказский федеральный университет
RANGM26@yandex.ru

Гунькина Татьяна Александровна

кандидат технических наук, доцент,
заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных
и газовых месторождений Института нефти и газа,
Северо-Кавказский федеральный университет
RANGM26@yandex.ru

Аннотация. Разработка и принятие организационно-технологических и управляющих решений по управлению проектами строительства (ремонта) систем трубопроводного транспорта углеводородов, как правило, происходит в условиях высокой степени неопределённости возможности их реализации, определяемой как вероятностным характером строительного процесса, так и неоднозначностью целей, критериев и альтернатив действий. Это обуславливает необходимость использования многовариантности организационно-технологических и управляющих решений. Авторами представлены и исследованы факторы, определяющие конкретную систему принятия организационных, технологических и управляющих решений по строительству (ремонту) систем трубопроводного транспорта углеводородов, а также приведены её основные аспекты. Разработка альтернативных решений в составе многовариантных проектов производства работ строительства и ремонта систем трубопроводного транспорта существенно повышает организационно-технологическую надёжность трубопроводного строительства.

Ключевые слова: трубопроводный транспорт, организационно-технологические и управляющие решения, многовариантность, организационно-технологическая надёжность, управление

Basov Yevgeny Dmitrievich

Doctor of Technical Sciences,
North-Caucasus Federal University
Basov.ed@yandex.ru

Handzel Alexander Vladislavovich

Candidate of Technical Sciences, Docent,
Associate Professor of the Department
of Development and Operation of Oil
and Gas Fields of Oil and Gas Institute,
North-Caucasus Federal University
RANGM26@yandex.ru

Veresokin Alexander Evgenievich

Senior Lecturer of the Department
of Development and Operation of Oil
and Gas Fields of Oil and Gas Institute,
North-Caucasus Federal University
RANGM26@yandex.ru

Gunkina Tatiana Aleksandrovna

Candidate of Technical Sciences, Docent,
Head of the Department of Development
and Operation of Oil and Gas Fields of Oil
and Gas Institute,
North-Caucasus Federal University
RANGM26@yandex.ru

Annotation. The development and making organizational, technological and management decisions on project management of construction (repair) of pipeline transportation systems of hydrocarbons usually takes place in condition of high uncertainty. It is difficult to identify the possibility of implementation of some decisions, which is determined both by the probabilistic nature of the construction process and by ambiguity of goals, criteria and alternatives of actions. This situation requires the usage of diversity in organizational, technological and control solutions. The authors presented and investigated the factors determining the specific system of making organizational, technological and control decisions on construction (repair) of hydrocarbon pipeline transportation systems. Also, the main aspects of the considered system are given. The development of alternative solutions as a part of diversified projects of construction and repair of pipeline transportation systems significantly increases the organizational and technological reliability of pipeline construction.

Keywords: pipeline transport, organizational-technological and management decisions, diversity, organizational and technological reliability, project management, pipeline,



проектами, трубопровод, интенсивность производства работ, климатические условия, условия строительства, моделирование условий строительства, моделирования технологических схем производства работ, моделирование строительного процесса, проект организации строительства, проект производства работ.

intensity of work performance, climatic conditions, construction conditions, modeling of construction conditions, modeling of technological schemes of work performance, modeling of construction process, project of the construction organization, the project of work performance.

Разработка и особенно принятие организационно-технологических и управляющих решений по управлению проектами строительства (ремонта) систем трубопроводного транспорта углеводородов (СТТУ), как правило, происходит в условиях высокой степени неопределённости возможности их реализации, определяемой как вероятностным характером строительного процесса, так и неоднозначностью целей, критериев и альтернатив действий.

Это с большой очевидностью, как и при разработке военных операций, обуславливает необходимость использования многовариантности организационно-технологических и управляющих решений.

По нашему мнению, договорный срок ввода в эксплуатацию отдельного участка магистрального трубопровода является главным критерием (с учётом требуемого качества строительно-монтажных работ (СМР)) трубопроводного строительства, поэтому срок окончания строительства следует определять как решение, имеющее строго детерминированный характер. Реализация всех последующих организационно-технологических и управляющих решений, очевидно, должны осуществляться по одному (а возможно, последовательно и по нескольким) варианту.

Дерево многовариантных организационно-технологических и управляющих решений представлено на рисунке 1.

№ уровней	Интерпретация вершин дерева	Шифр
I.	Срок окончания строительства	T_k
II.	Срок начала строительства	T_n
III.	Условия строительства	Y
IV.	Суммарная продолжительность работы КП	Σt_n
V.	Число КП	K
VI.	Продолжительность работы отдельного КП	t_n
VII.	Границы и направления работы КП	L_n
VIII.	Технологические, организационные и управляющие схемы производства СМР	N
IX.	Машинооснащение КП и их подразделений	Q
X.	Интенсивность КП и (в их составе) потоков отдельных видов СМР	T_Q
XI.	Интенсивность потребления ресурсов	R

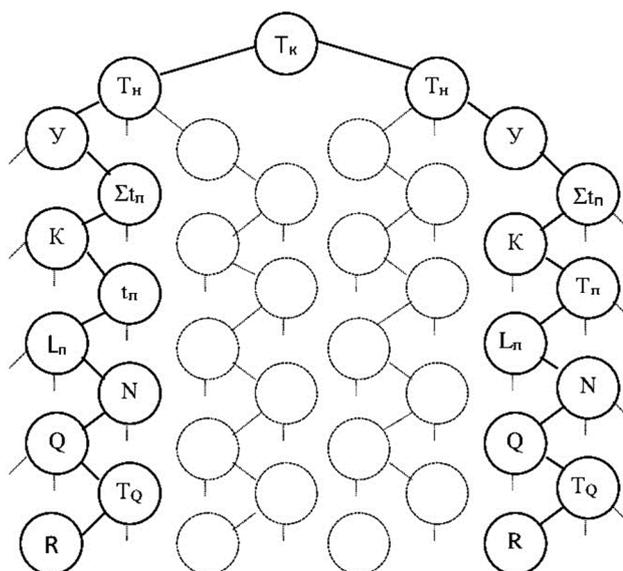


Рисунок 1 – Дерево многовариантных организационно-технологических и управляющих решений

Некоторая неопределенность срока начала строительства (ремонта) участков трубопровода объясняется тем, что этот срок в планах заказчика как бы сам собою подразумевается, исходя из условий конкурентных торгов (тендера), а остальное – «проблемы генподрядчика».

Очевидно, что для каждого временного интервала ($T_n \div T_k$) будет «свой» вариант набора характеристик условий строительства (ремонта) участка трубопровода, в первую очередь, природно-климатических, которые, в конечном итоге, определяют продолжительность осуществления всех комплексных потоков (КП) и всех входящих в них потоков отдельных видов СМР.

Число комплексных потоков в данном случае будет определяться суммарной продолжительностью работы всех их, а также схемами организации этой работы.

Направление хода работ каждого комплексного потока и границы их осуществления могут быть определены продолжительностью осуществления одного из них, поставленного в наиболее сложные условия выполнения работ.

Более того, в рамках даже отдельного комплексного потока отдельные виды СМР также могут выполняться по различным вариантам организационных, технологических и управляющих схем. При этом каждому варианту технологических схем может соответствовать (не обязательно оптимальная) совокуп-



ность вариантов машинооснащения, имеющих также варианты интенсивности производства СМР и, как следствие, варианты потребления материально-технических, рабочих и временных ресурсов.

Следует признать, что в плане организации управления проектами строительства (ремонта) систем трубопроводного транспорта углеводородов разработка многовариантных проектов организации строительства (ПОС) практически бессмысленна: невозможно предусмотреть, а тем более проработать все варианты (или хотя бы их основную часть) в составе технико-экономических обоснований (ТЭО) (технико-экономических расчётов (ТЭР), технико-экономической документации (ТЭД)).

Авторами настоящего исследования в решении данной части проблемы представляется необходимым учитывать факторы, определяющие рабочую, скорее всего, конкретную систему принятия организационных, технологических и управляющих решений. Факторы авторами определены следующим образом:

а) большинство решений может приниматься (и принимается) в ситуациях, ранее практически не встречавшихся, поскольку полное совпадение ситуаций в линейном трубопроводном строительстве событие практически невозможное, а тем более маловероятное;

б) принятие организационных, технологических и управляющих решений ограничено временными рамками (сроки оформления документов на участие в тендере, подготовка строительного производства);

в) выбор вариантов производства СМР происходит, как правило, в условиях высокой степени неопределенности возможности их реализации, связанной как со случайным характером строительного процесса, так и с неоднозначностью целей, критериев, альтернатив действий;

г) совершенно неудовлетворительно используются научные достижения в области экспертных систем в проектировании и управлении строительством.

В этом плане современная схема организации функционирования управления строительства (ремонта) систем трубопроводного транспорта углеводородов вписывается в рамки ранее существовавшей, но с учётом именно управления проектами.

Из традиционной схемы логически выпадают:

- аппарат планирования;
- годовое (или иное другое) планирование;
- проект организации работ (ПОР), разрабатываемый на строительство всех объектов, находящихся на генподряде;
- подсистема оперативного производственного планирования заменяется многовариантными ППР;
- административное управление процессом организации управления строительством (ремонта) трубопровода.

Определение и исследование факторов, определяющих разработку ПОС в составе ТЭО (ТЭР, ТЭД) показало следующее.

Во-первых, основой необходимости использования многовариантности ППР (а прежде – разработки ПОС) является неуправляемый фактор – природно-климатические условия строительства, точнее, изменение этих условий как по протяженности трассы трубопровода, так и во времени.

Во-вторых, изменение характеристик любого фактора, как количественных, так и качественных, оказывает неизбежное и четко выражаемое влияние на остальные факторы.

Здесь представляется возможным ограничиться всего лишь одним примером.

Предположим, что по ходу строительства (ремонта) участка трубопровода ресурсообеспечение его ухудшается, например, вследствие санкционных мер, что в современных условиях глобализации мировой экономики весьма актуально. Тогда:

- снизится суммарная интенсивность производства работ;
- в связи с падением суммарной интенсивности производства работ возможно «неиспользование» благоприятных, например, климатических условий и вообще сезонных, грунтовых (без обводнения и промерзания) условий;
- изменяются возможности соблюдения экологических требований в части производства отдельных видов СМР и т.д.

Разработка нескольких вариантов ПОС не только нецелесообразна (нет детализации характеристик факторов, доведенной до уровня рабочих чертежей), но и практически невозможна, исходя из положения «ППР = ПОС + рабочие чертежи».

Учитывая то обстоятельство, что организация управления проектами строительства (ремонта) систем трубопроводного транспорта углеводородов требует научного анализа и обоснования принимаемых организационных, технологических и управляющих решений, возникает необходимость разработки математического обеспечения принятия этих решений, в основу которого, по мнению авторов, должен быть положен всесторонний и полный учёт воздействия стохастических (случайных, вероятностных) и детерминированных (вполне определенных) факторов.



Очевидно, что математическое обеспечение принятия указанных решений в условиях неопределенности возможности их реализации должно отвечать соответствующим требованиям.

Во-первых, формализованные математические модели процесса функционирования комплексных потоков должны адекватно отражать все его существенные свойства и специфику, обеспечивать высокую оперативность принятия решений, быть простыми и удобными в части оперирования ими, обеспечивать наглядность и информативность выходных результатов.

Во-вторых, аппарат математического обеспечения должен позволять формировать возможные варианты реализации производственного процесса. При большом числе вариантов и неопределенности возможности их реализации традиционная задача поиска оптимального решения (например, оптимального машинооснащения комплексного потока) является бесперспективной. В этих условиях задачу следует формулировать в несколько ином плане: «На основе количественной и качественной оценки вероятности реализации каждого варианта необходимо выбрать такой их уровень, число вариантов на котором не превышало бы некоторого конечного значения, причем каждый вариант был бы оптимизирован применительно к вполне определенным условиям строительства».

Здесь следует обратить внимание на следующее обстоятельство. Любая модель производственной системы является замкнутой, в то время как сама система является открытой, поскольку зависит от неформализуемых факторов, т.е. функционирует во взаимодействии с внешней средой. Единственным способом разрешения этого противоречия является включение в систему, а следовательно, и в модель производственной системы, человека, принимающего решения, в процессе выбора вариантов организационных, технологических и управляющих решений.

В этой связи в основу разработки системы организации принятия многовариантных решений по управлению проектами строительства (ремонта) систем трубопроводного транспорта углеводородов в условиях неопределенности возможности их реализации должны быть положены методики, построенные на основе человеко-машинного процесса. При этом основным аспектом должна являться автоматизация процесса выработки решений в сочетании со стандартизацией этих решений (с учетом решений по охране труда).

В свете этого многовариантные ППР должны содержать в своём составе разделы как с однозначными реализациями, так и решениями неоднозначными, разрабатываемыми соответственно на основе детерминированных исходных данных на весь срок строительства (ремонта) участка трубопровода и на основе как детерминированных, так и стохастических исходных данных.

Разделы вариантов ППР, кроме этого, должны включать также альтернативные и корректируемые решения.

Основные аспекты создания системы принятия многовариантных организационных, технологических и управляющих решений по строительству (ремонту) систем трубопроводного транспорта углеводородов представлены на рисунке 2.

Очевидно, что корректируемые неоднозначные решения должны разрабатываться в виде первоначальных вариантов, уточняемых в ходе строительства, а альтернативные решения разрабатываются в нескольких вариантах, общее число которых должно соответствовать возможным изменениям условий строительства.

В процессе производства работ следует использовать тот вариант, который наиболее полно соответствует фактическим условиям производства СМР. Альтернативные неоднородные решения могут быть индивидуальными, разработанными применительно (и исключительно) к конкретному, даже локальному участку трубопровода, а могут быть типовыми, но обязательно привязанными к конкретным условиям выполнения работ.

Разработка альтернативных решений в составе многовариантных ППР существенно сокращает вероятность того, что ППР на какой-либо стадии строительства станет неработоспособным вследствие скачкообразного изменения условий производства СМР, например, при изменении сезона строительства.

Использование механизма корректировки принимаемых решений позволяет своевременно учитывать постепенно накапливающиеся отклонения от графика выполнения работ, которые возникают, как правило, в результате как внутрисменных, так и целосменных простоев.

Непременным условием эффективного использования многовариантных ППР в трубопроводной практике строительства (ремонта) следует признать наличие действенной системы сбора, передачи и обработки информации о ходе выполнения работ в соответствии с положениями теории управления производством, – информации первичной (сведения о состоянии) и информации вторичной, т.е. командной, являющейся результатом обработки первичной информации.

Последняя, по результатам авторских исследований должна содержать:

- ежедневные данные о ходе производства работ на участке трубопровода в плане выполнения директивного графика по всем отдельным видам СМР с указанием причин отклонения от графика;
- ежедневные данные о запасах материально-технических ресурсов;
- ежедневные данные о состоянии строительных и специальных (отдельно) машин и механизмов в плане графика их движения (техническое обслуживание по номерам, текущий, средний и капитальный ремонт, списание, аварии и проч.).



Рисунок 2 – Основные аспекты создания системы принятия многовариантных организационных, технологических и управляющих решений по строительству (ремонту) систем трубопроводного транспорта углеводородов

Вторичная информация является основой корректировки графика выполнения ремонтно-строительных работ.

Литература:

1. Басов Е.Д. Организация строительства рассредоточенных объектов с малыми объемами работ / Е.Д. Басов, Н.А.Красноштанов // Научный вестник НГГТИ. – 2016. – № 4. – С. 26–29.
2. Басов Е.Д. Поточность, как главная форма организации строительства линейно-протяжённых объектов / Е.Д. Басов, И.С. Пузыревский // Научный вестник НГГТИ. – 2016. – № 4. – С. 30–32.

References:

1. Basov E.D. Organizing construction of distributed objects with low scope of work / E.D. Basov, N.A. Krasnoshtanov // Scientific Bulletin of NSHTI. – 2016. – № 4. – P. 26–29.
2. Basov E.D. Threading as the main form of organizing construction of linearly-extended objects / E.D. Basov, I.S. Puzirevski // Scientific Bulletin of NSHTI. – 2016. – № 4. – P. 30–32.



УДК 66-2

ПРОБЛЕМА ВЫБОРА МАТЕРИАЛА ФИЛЬТРУЮЩЕЙ ПЕРЕГОРОДКИ В ФИЛЬТРАХ ДЛЯ ОЧИСТКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ

THE PROBLEM OF CHOOSING THE MATERIAL OF THE FILTERING SEPTUM IN FILTERS FOR REFINING PETROLEUM PRODUCTS

Бутолин Сергей Владимирович

студент 1 курса магистратуры,
Поволжский государственный технологический университет
butolin_sv@mail.ru

Чернова Галина Александровна

студентка 4 курса специалитета,
ННГУ имени Н.И. Лобачевского
chga21@yandex.ru

Аннотация. Данная статья посвящена обзору используемых в настоящее время фильтрующих материалов. Целью работы является выявление и описание преимуществ и недостатков выделенных для анализа материалов.

Ключевые слова: фильтрующий материал, фильтрующий элемент, металлические проволочные сетки, неметаллические сетки, фильтрующие ткани.

Butolin Sergey Vladimirovich

1 year master's student,
Volga State Technological University
butolin_sv@mail.ru

Chernova Galina Aleksandrovna

Student of the 4th year of specialty,
Lobachevsky State University
of Nizhny Novgorod
chga21@yandex.ru

Annotation. This article is devoted to a review of currently used filter materials. The aim of the work is to identify and describe the advantages and disadvantages of the materials allocated for analysis.

Keywords: filter material, filter element, metal wire mesh, non-metal mesh, filter fabric.

Только что добытая нефть имеет множество примесей и загрязнений, которые необходимо удалить, поэтому очистка является одним из важнейших этапов переработки. Фильтрация – это один из физических способов очистки, заключающийся в прохождении суспензии через фильтрующую перегородку, которая представляет собой пористую структуру, размер пор которой напрямую влияет на ее фильтровальную способность. Жидкость проникает сквозь перегородку, а дисперсная фаза задерживается на ней. Далее будет проведен обзор с выделением достоинств и недостатков фильтрующих материалов, используемых в фильтрующих перегородках.

Фильтрующие материалы классифицируются по многим признакам, среди которых можно выделить сжимаемость и гибкость. Сжимаемость характеризуется способностью материала изменять объем в связи с перепадами давлениями.

В настоящее время наблюдается большое разнообразие фильтрующих материалов, применяемых при очистке нефти и нефтепродуктов. Они должны удовлетворять следующим требованиям [1]:

- Обладать минимальным сопротивлением потоку жидкости, но при этом иметь достаточно высокую удельную пропускную способность (объем жидкости, проходящий через единицу площади фильтрующего элемента за единицу времени)
- Обеспечивать заданные параметры фильтрования, например, тонкость;
- Иметь максимальный ресурс работы и сохранять эксплуатационные свойства как можно дольше;
- Сохранять механическую прочность и другие показатели на всём диапазоне рабочих температур;
- Быть экономичным.

Кроме вышеперечисленных пунктов в ряде случаев к фильтрующим материалам предъявляются и другие требования, связанные с конструкцией фильтрующего элемента, областью применения и т.п.

Фильтрующие материалы делятся на [2]:

- Гибкие:
 1. Тканые или сплетенные из волокон.
 2. Из связанных волокон (бумага, картон).
 3. Из несвязанных волокон (маты).
 4. Из связанных глобул порошка (пористый металлопрокат).
- Негибкие:
 1. Из глобул различных порошков путем прессования.
 2. Щелевые фильтры (Перфорированные пластины, изготовленные посредством пробивки калиброванных отверстий).

Итак, фильтрующие материалы могут быть представлены в следующих формах (рис. 1) [3]:



Рисунок 1 – Классификация фильтрующих материалов

1. Металлические проволочные сетки используются чаще всего, потому что они имеют некоторые преимущества, среди которых можно выделить следующие: высокая прочность, возможность тонкой очистки и регенерации, относительная экономичность. Такой фильтрующий материал может быть выполнен из металлов (сталь, никель и др.) и изготавливаться путем плетения, кручения, сварки. Они также различаются по форме и размерам отверстий. Тонкость фильтрации может быть увеличена за счёт установки пакета (двух и более слоев сетки). Главный недостаток такого материала заключается в высокой стоимости, что скажется на стоимости фильтра в целом, так как фильтрующая перегородка – основной элемент фильтра. Так же некоторые относительно недорогие виды металла подвержены коррозии.

2. Неметаллические сетки используются не так часто, как металлические проволочные, но стоит отметить важное преимущество такого фильтрующего материала – коррозионная стойкость. Для их изготовления используются самые разнообразные полимерные материалы, например, полипропилен, капрон и т.п. Они позволяют создать ячейки размером до 0,1 микрометра, но трудно обеспечить равномерную поровую структуру, т.к. в качестве фильтрующего материала используется полимер. А главный недостаток неметаллических сеток – старение материалов и плохая устойчивость к агрессивным химическим веществам.

3. Фильтровальные ткани состоят из скрученных нитей, образующих определенный геометрический узор. Они могут быть изготовлены тремя типами плетения: полотняным, саржевым, атласным. Большинство фильтровальных тканей имеют полотняное переплетение; такие ткани обладают наилучшей полнотой фильтрации, но в то же время имеют худшую пропускную способность. К фильтровальным тканям полотняного плетения относятся следующие виды: хлопчатобумажные ткани (фильтромиткаль, фильтровальный холст), шерстяные, синтетические ткани и др. Ткани саржевого плетения уступают полотняным по прочности и тонкости фильтрации, но имеют большую пропускную способность. Волокна, используемые при изготовлении нитей, имеют различный состав. Наибольшее распространение получили синтетические волокна. Фильтрующие материалы такого типа отличаются низкой стоимостью, доступностью. К недостаткам можно отнести возможность усадки в процессе эксплуатации и в случае обводнения поражение микроорганизмами. Но такие недостатки частично устранимы с помощью специальной обработки.

4. Нетканые текстильные материалы изготавливают из натуральных, химических волокон. Главные преимущества нетканых текстильных материалов – это низкая стоимость и хорошая фильтрующая способность. Они используются довольно часто вследствие низкой стоимости. Расположение волокон произвольное, они фиксируются склеиванием или прессованием. Поэтому качество фильтрующего материала, зависит и от свойств связующего материала. При изготовлении нетканых материалов используют натуральные и искусственные волокна. К нетканым материалам относят шерстяной, синтетический фетр, синтетический войлок.

5. Бумага и картон – наиболее распространенные материалы для тонкой очистки нефтепродуктов. Бумагу, обладающую высокопористой структурой, делают из древесной целлюлозы. Данная структура обладает хорошей удельной пропускной способностью и хорошими фильтрующими показателями за счёт малого диаметра пор. Фильтровальный картон изготавливают из волокон и отходов прядения, для их пропитки используют фенольные полимеры. Картон и бумага – это самые дешевые



материалы, их легко изготовить и использовать, именно поэтому они получили широкое распространение в очистке нефти. Основные недостатки бумаги и картона – низкая прочность и возможность набухания при контакте с водой, которая может находиться в нефти. Кроме того, у фильтрующего элемента, состоящего из бумаги и картона, отсутствует возможность к регенерации в процессе эксплуатации, возможна только его замена.

6. Металлокерамические материалы применяются в основном для очистки топлив масел. Их изготавливают из металлических порошков путем прессовки и спекания. Такие материалы обладают высокой прочностью, коррозионной стойкостью, это повышает экономичность. Кроме того, существенным достоинством металлокерамических материалов является способность к регенерации. Сложность изготовления обуславливает высокую стоимость материалов, поэтому их использование ограничено экономической целесообразностью. Одним из прогрессивных методов является формирование металлических гранул прокаткой между вращающимися валами, в результате получают гибкие листы и ленты, используемые в дальнейшем при изготовлении разнообразных фильтрующих элементов [4].

Существуют также материалы, которые используются для лабораторных целей. К таким в первую очередь относятся мембранные материалы, получаемые следующими способами: из растворов полимеров, из порошков или порошковых полимерных композиций; из волокон или волокнистых дисперсий; из монолитных пленок. Пористая структура в них достигается за счет газообразующих веществ, а механическая прочность – армированных проволок или волокон. Мембранные фильтры изготавливают на основе полиамида, поливинилхлорида и т.п. Достоинства таких материалов: дешевое и распространенное сырье, низкая трудозатратность при изготовлении. Главный недостаток в том, что трудно обеспечить равномерность поровой структуры фильтрующей перегородки.

Таким образом, можно сделать следующие выводы: в качестве фильтрующих материалов используются разнообразные вещества; каждый из фильтрующих материалов имеет свои особенности, а также достоинства и недостатки, что определяет некую специализацию того или иного материала; идеального фильтрующего материала на данный момент не существует.

Литература:

1. Вержичинская С.В. Химия и технология нефти и газа : учеб. пособие / С.В. Вержичинская, Н.Г. Дигуров, С.А. Синицин. – М. : ФОРУМ: ИНФРА-М, 2007. – 400 с.
2. Коваленко В.П. Очистка нефтепродуктов от загрязнения / В.П. Коваленко, В.Е. Турчанинов. – М. : Недра, 1990. – 160 с.
3. Коваленко В.П. Загрязнение и очистка нефтяных масел. – М. : Химия, 1978. – 304 с.
4. Жужиков В.А. Фильтрация. Теория и практика разделения суспензий. – М. : Химия, 1971. – 440 с.

References:

1. Verzhichinskaya S.V. Chemistry and technology of oil and gas: a training manual / S.V. Verzhichinskaya, N.G. Digurov, S.A. Sinitsin. – M. : FORUM: INFRA-M, 2007. – 400 p.
2. Kovalenko V.P. Purification of oil products from pollution / V.P. Kovalenko, V.E. Turchaninov. – M. : Nedra, 1990. – 160 p.
3. Kovalenko V.P. Pollution and purification of petroleum. – M. : Chemistry, 1978. – 304 p.
4. Zhuzhikov V.A. Filtering. Theory and practice of separation of suspensions. – M. : Chemistry, 1971. – 440 p.



УДК 66-7

КЛАССИФИКАЦИЯ ОТКАЗОВ РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

CLASSIFICATION OF FAILURES OF OIL AND OIL PRODUCTS STORAGE TANKS

Бутолин Сергей Владимирович

студент 1 курса магистратуры,
Поволжский государственный технологический университет
butolin_sv@mail.ru

Чернова Галина Александровна

студентка 4 курса специалитета,
ННГУ им Н.И. Лобачевского
chga21@yandex.ru

Аннотация. Цель данной статьи – определение и выделение основных причин отказов резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов.

Ключевые слова: отказ, резервуар, дефект, коррозия, хрупкое разрушение.

Butolin Sergey Vladimirovich

Master 1 student,
Volga State Technological University
butolin_sv@mail.ru

Chernova Galina Aleksandrovna

4 year student of the specialty,
Lobachevsky State University
of Nizhny Novgorod
chga21@yandex.ru

Annotation. The purpose of this article is to identify and highlight the main causes of tank failure for storing oil and oil products.

Keywords: failure, reservoir, defect, corrosion, brittle fracture.

Отказ – это такое состояние объекта, при котором он перестает выполнять свои функции в полной мере. Цель данной работы: изучение основных причин отказов резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов. Данная тема является актуальной, т.к. нефтегазовый сектор является крупнейшим элементом российской экономики [1].

Итак, резервуар можно считать исправным, если он герметичный, а все его оборудование работоспособное. Отказы в основном связаны со скрытыми дефектами, например, трещинами, непроварами; малыми дефектами, развивающимися во время эксплуатации.

Существенная доля отказов стальных резервуаров приходится на этап эксплуатации. Это видно на рис. 1., где кроме этапа эксплуатации 3 % приходится на строительство, 1 % – на ремонт и 32 % всех случаев – на испытание [2].

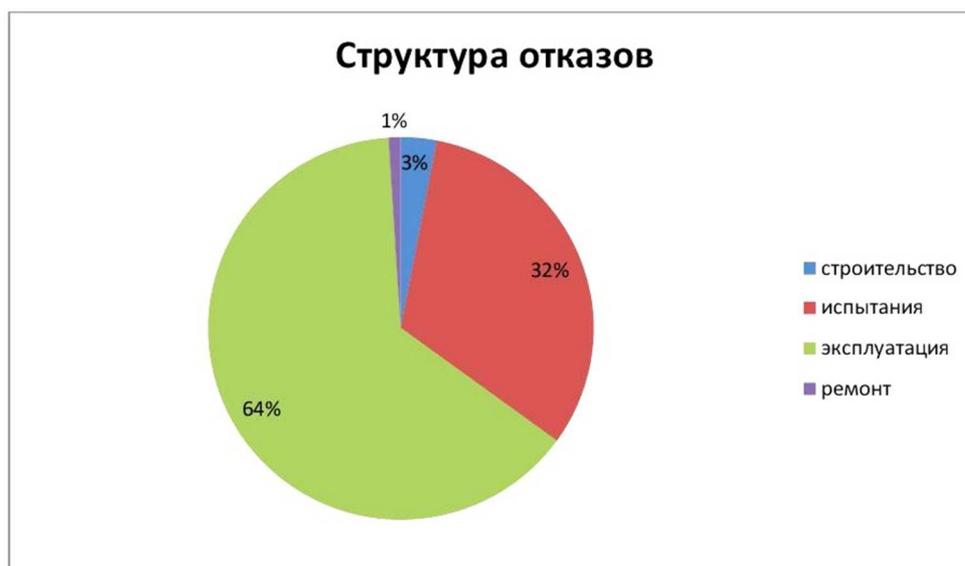


Рисунок 1 – Структура отказов стальных резервуаров в соответствии со стадиями жизненного цикла

Основными причинами отказов на резервуарах являются (рис. 2):

- коррозионный износ днища (как изнутри, в среде подтоварной воды, так и снаружи, из-за нарушения гидрофобного слоя основания днища) и нижних поясов стенки резервуара;



- дефекты сварных соединений и искажение формы стенки из-за низкого качества монтажа или неправильного выполнения основания;
- неравномерные осадки и локальные просадки основания;
- склонность некоторых марок стали к старению и хрупкому разрушению при низких температурах.

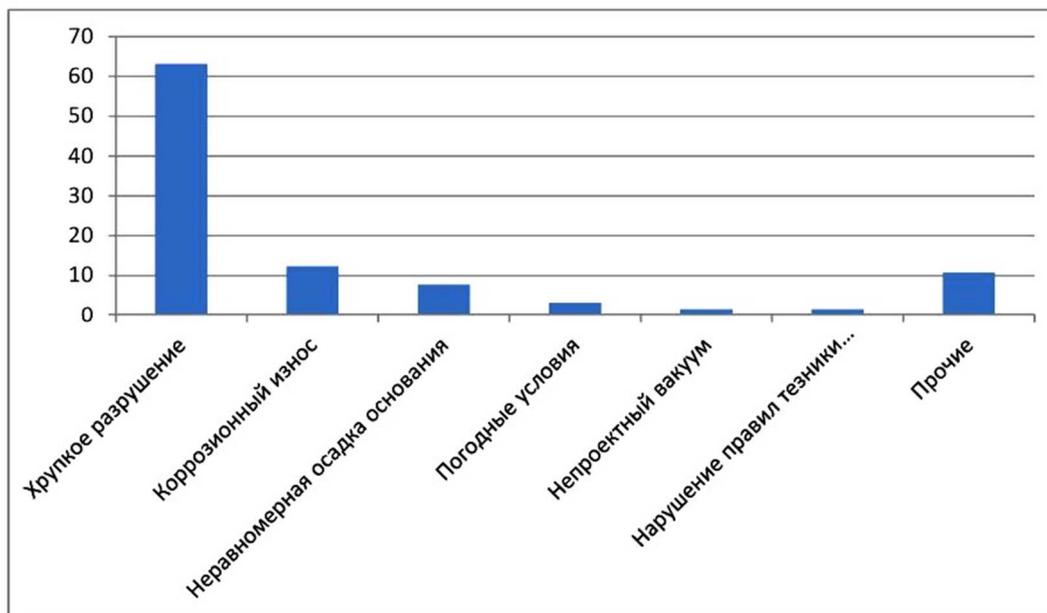


Рисунок 2 – Причины отказов и частота возникновения

На хрупкое разрушение приходится больше половины случаев. Хрупкое разрушение представляет собой отрыв одних слоев атомов от других под действием нормальных растягивающих напряжений. Для него характерна ветвящаяся форма трещины. Главные причины хрупкого разрушения: низкое качество материала и ошибки при проведении строительно-монтажных работ. Кроме того, причинами такого разрушения могут стать дефекты сварки и конструкции (вырезы проемов без закругления углов, жесткая приварка элементов, стесняющих упругие перемещения оболочки).

Таким образом, все вышеперечисленные причины можно сгруппировать следующим образом [3]:

- ошибки проектирования;
- низкое качество строительно-монтажных работ;
- ошибочные действия персонала, низкая квалификация работников;
- физико-химические процессы;
- неблагоприятные погодные условия;
- иные чрезвычайные обстоятельства.

Литература:

1. Кочерга В.Г. Основы теории надёжности оборудования. – Хабаровск : Издательство ДВГУПС, 2015.
2. Дейненко С.В. Обеспечение надёжности систем трубопроводного транспорта нефти и газа. – М. : Издательство Техника, 2011.
3. Гумеров А.Г. Эксплуатация оборудования нефтеперекачивающих станций. – М. : Недра 1996.

References:

1. Kocherga V.G. Fundamentals of the theory of equipment reliability. – Khabarovsk : DVGUPS Publishing House, 2015.
2. Deinenko S.V. Ensuring the reliability of oil and gas pipeline transport systems. – М. : Publishing House Technique, 2011.
3. Gumerov A.G. Operation of equipment of oil pumping stations. – М. : Nedra, 1996.



УДК 622.691.4.07:539.4.014.1

ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИНКЛИНОМЕТРИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЙ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ МЕТОДОМ СПЛАЙНОВ

PROCESSING THE RESULTS OF INCLINOMETRIC MEASUREMENTS OF THE MAIN PARAMETERS OF THE STRESS-STRAIN STATE OF GAS AND OIL PIPELINES BY THE SPLINES METHOD

Буторин Андрей Игоревич

магистрант кафедры проектирования
и эксплуатации магистральных газонефтепроводов,
Ухтинский государственный технический университет
butolin_sv@mail.ru

Сальников Александр Викторович

кандидат технических наук,
доцент кафедры проектирования
и эксплуатации магистральных газонефтепроводов,
Ухтинский государственный технический университет
ugtusovet@yandex.ru

Аннотация. Данная статья посвящена обзору автоматизированной системы мониторинга на базе высокоточной цифровой инклинометрии. Рассмотрен вопрос обработки результатов инклинометрических измерений с целью последующего определения напряженно-деформированного состояния трубопровода.

Ключевые слова: инклинометрия, сплайн, интерполяция, напряженно-деформированное состояние.

Butorin Andrey Igorevich

Student of design and operation
of gas and oil pipelines,
Ukhta State Technical University
butolin_sv@mail.ru

Salnikov Alexander Viktorovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor of Design
and Operation of Gas and Oil Pipelines,
Ukhta State Technical University
ugtusovet@yandex.ru

Annotation. This article is devoted to the reviews of an automated monitoring system based on high-precision digital inclinometry. The question of processing the results of inclinometric measurements with the aim of the subsequent determination of the stress-strain state of the pipeline is considered.

Keywords: inclinometry, spline, interpolation, stress-strain state.

Инклинометрия – определение пространственного положения объекта, выполняющаяся специальным прибором – инклинометром, с помощью которого фиксируют угол отклонения объекта от его первоначального положения, горизонта, или отвесного направления (рис. 1).

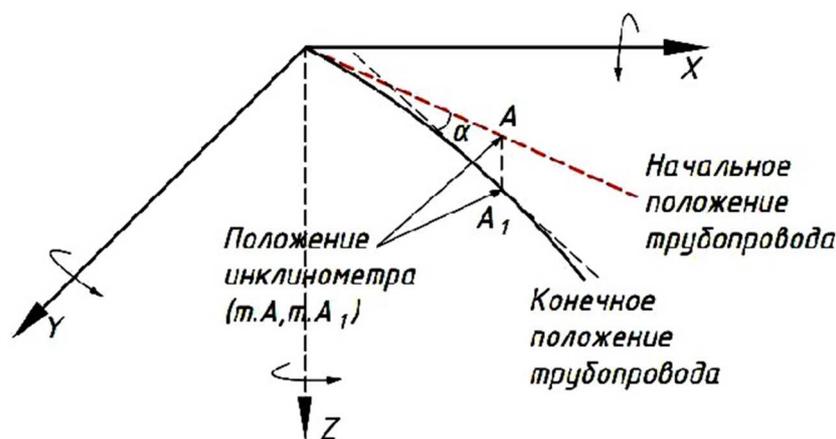


Рисунок 1 – Определение пространственного положения трубопровода методом инклинометрии

Основная задача автоматизированной системы мониторинга на базе высокоточной цифровой инклинометрии состоит в своевременном выявлении деформаций, недопустимых для магистральных газонефтепроводов. Результаты, полученные с помощью такой системы мониторинга, служат основой для принятия соответствующих решений, например, о проведении капитального ремонта, остановке производства или эксплуатации сооружения, эвакуации людей.



Ранее и практически до сих пор понятие «инклинометрия» чаще всего используется в связи с контролем пространственного положения стволов скважин при бурении. На самом деле понятие «инклинометрия» с развитием новых технологий имеет более широкое значение и применение.

Инклинометрические измерения предполагается проводить в целях получения основных параметров напряженно-деформированного состояния трубопровода. Такими параметрами являются напряжения от изгиба, радиус изгиба, кривизна и положение трубопровода в пространстве.

За последние годы активно осваивается и пополняется рынок высокоточных цифровых инклинометров для мониторинга деформаций. Примером таких приборов служат инклинометры на основе MEMS (Micro-ElectroMechanical Systems) – технологии микроэлектромеханических систем. Основой инклинометра данного типа, как правило, является аналоговый микромеханический 3-х осевой акселерометр емкостного типа. На выходе акселерометра присутствует сигнал, пропорциональный проекции силы гравитации на чувствительную ось (рис. 2).

Инклинометр с электрическим сигналом выхода, имеет очень высокую точность, относительно небольшие размеры и полное отсутствие подвижных механических узлов [1].

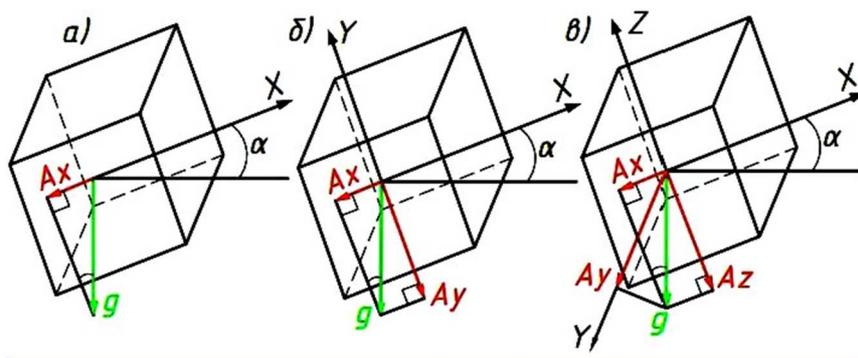


Рисунок 2 – Положение MEMS-акселерометра относительно вектора силы гравитации:
 а – для одной чувствительной оси; б – для двух осей; в – для трех осей

На первом этапе по данным измерений инклинометров в нескольких точках необходимо получить кривую $y'(z)$ как производную его оси.

Данная задача решается известным методом сплайнов. Сплайн представляет собой кусочно-заданную интерполяционную формулу, обеспечивающую самую высокую для данного класса функций степень гладкости. Получение искомых кривых реализовано в системе «MathCad» компьютерной алгебры из класса систем автоматизированного проектирования.

Если у нас достаточно много данных, то интерполяционный многочлен будет иметь слишком высокую степень. Интерполяционная формула будет слишком громоздкой, её вычисление будет долгим, а кроме того, на концах интервала погрешность интерполяции будет недопустимо велика из-за накопления ошибок округления, т.е. формула будет неустойчивой. Чтобы этого избежать, задают на каждом участке свой многочлен невысокой (обычно второй или третьей) степени [2].

Кубическая сплайн интерполяция позволяет провести кривую через набор точек таким образом, что первые и вторые производные кривой непрерывны в каждой точке. Эта кривая образуется путем создания ряда кубических полиномов, проходящих через наборы из трёх смежных точек. Затем кубические полиномы состыковываются друг с другом, чтобы образовать одну кривую.

Для мониторинга изменения положения трубопровода применяются инклинометры на основе MEMS. В местах установки датчиков снимаются показания приборов (рис. 3).

На втором этапе определяется кривизна в опасных точках на рассматриваемом участке. С этой целью определяется кривая $y''(z)$, как производная функции $y'(z)$. Кривая $y''(z)$ характеризует кривизну трубопровода в различных точках расчетного участка (рис. 4).

На завершающем этапе после получения кривой $y'(z)$ по измеренным наклонам нефтепровода в характерных точках можно получить кривую прогиба оси нефтепровода $y(z)$ и напряжение $\sigma(z)$ металла (рис. 5).

На основе расчетного анализа обосновывается вывод о прочности деформируемого участка трубопровода.

Анализ достоверности предложенного метода расчёта выполнен путем сопоставления полученных значений с результатами в программной среде САПР «Solidworks». Смоделированный участок трубопровода представляет собой трубу $D_n = 219$ мм, с толщиной стенки 5 мм, с параметрами $\sigma_t = 250$ МПа, $\sigma_v = 410$ МПа. Труба нагружена до величины, соответствующей принятым углам наклона (рис. 6).

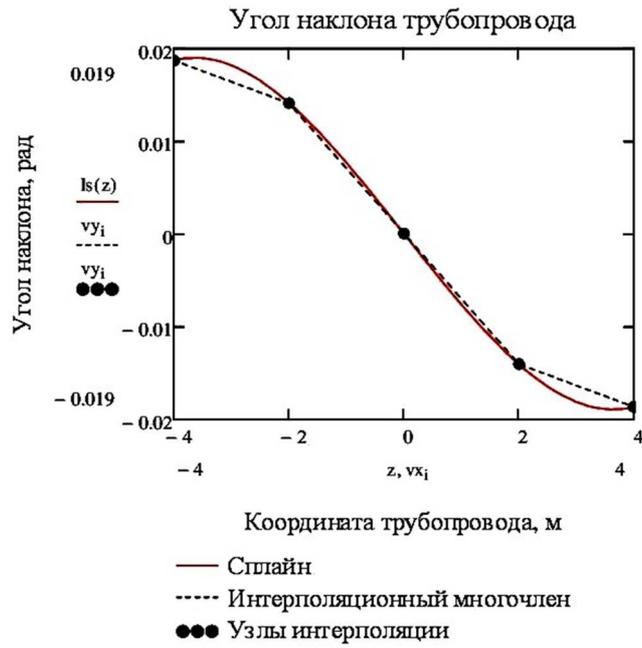


Рисунок 3 – Тангенс угла наклона трубопровода



Рисунок 4 – Прогиб трубопровода

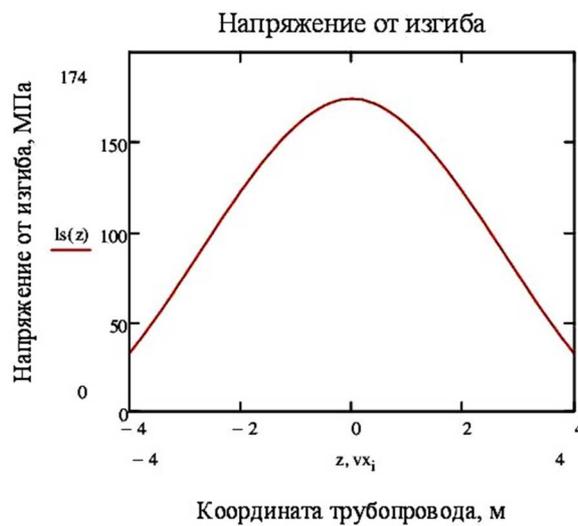


Рисунок 5 – Напряжение от изгиба

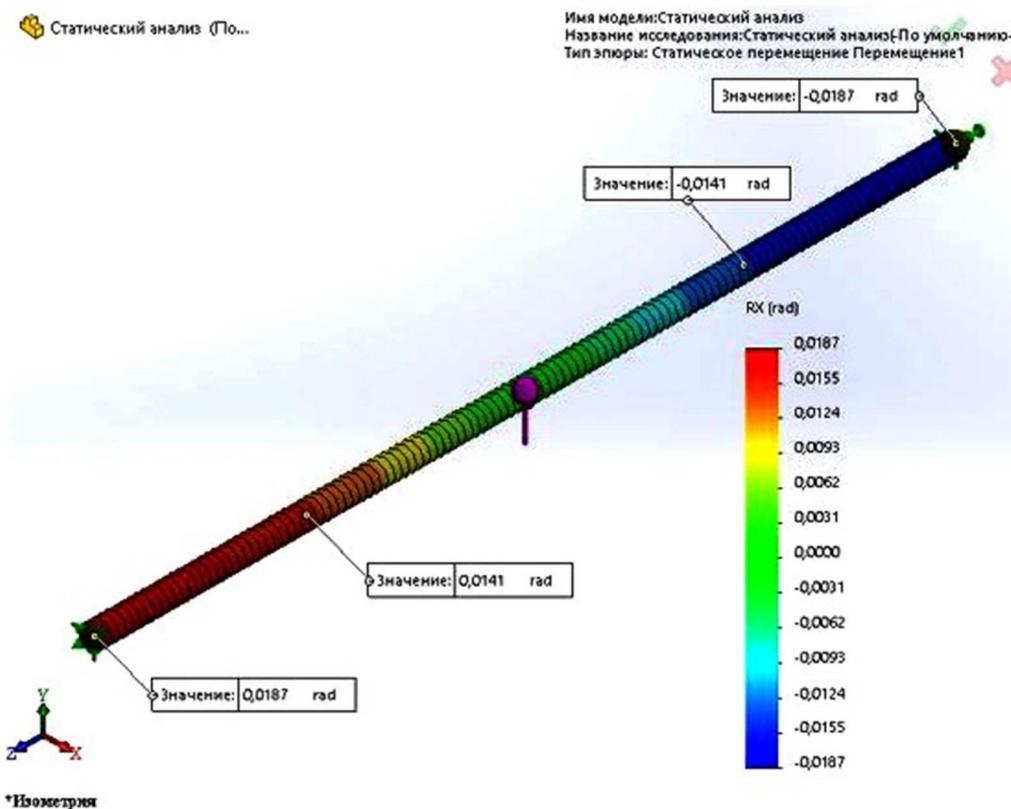


Рисунок 6 – Эпюра углов наклона

Сравнение результатов расчёта представлено в таблице 1.

Таблица 1 – Сравнение методов расчёта основных параметров НДС

№	Координата	Угол наклона трубы	Напряжение от изгиба, МПа		Прогиб, мм	
		φ, радианы	Инклином-я	Solidworks	Инклином-я	Solidworks
1	-4	0.0187	37	3	0	0
2	-2	0.0141	123	107	35	34
3	0	0	177	210	50	50
4	2	-0.0141	123	107	35	34
5	4	-0.0187	37	3	0	0

Достоверность полученных результатов обеспечивается. Положение трубопровода предложенным методом определено с погрешностью ±2,9 %. Напряжения от изгиба варьируются в пределах значений ±34 МПа.

Литература:

1. Грязнев Д.Ю. Технология автоматизированного мониторинга геологических процессов в зоне прокладки магистральных трубопроводов / Д.Ю. Грязнев, А.А. Александров, С.П. Сущев // Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. Сер.: Приборостроение. – 2013. – № 2(91). – С. 58–65.
2. Иткин В.Ю. Интерполяция и сглаживание данных в пакете MATLAB : учеб. пособие / В.Ю. Иткин, О.Н. Кочуева. – М. : Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2019. – 135 с.

References:

1. Gryaznev D.Yu. Technology of automated monitoring of geological processes in the zone of laying pipelines / D.Yu. Gryaznev, A.A. Alexandrov, S.P. Sushev // Vestnik MGTU named after N.E. Bauman. Ser.: Instrument making. – 2013. – № 2(91). – P. 58–65.
2. Itkin V.Yu. Interpolation and data smoothing in MATLAB package : Tutorial / V.Yu. Itkin, O.N. Kochueva. – M. : Publishing Center of the Russian State University of Oil and Gas (NRU) named after I.M. Gubkina, 2019. – 135 p.



УДК 67.019

БИОЛОГИЧЕСКАЯ КОРРОЗИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ И РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ

BIOLOGICAL CORROSION OF OIL PIPELINES AND STORAGE TANKS

Габдрахимова Элина Раилевна

студентка,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
elina.rastova2012@yandex.ru

Худайбердин Равиль Робертович

ведущий специалист по охране труда,
ООО «РН-Сервис» филиал в г. Уфа
hudajberdin@inbox.ru

Аннотация. Основная причина аварий на магистральных нефтепроводах – коррозия, которая помимо основных причин может вызываться сообществом микроорганизмов. Ведущую роль в формировании внутренней и внешней коррозии металлических конструкций трубопроводов и резервуарных парков принадлежит сульфатвосстанавливающим и тионовым бактериям, в основе механизма коррозионного действия которых лежит восстановление сульфатов, присутствующих в среде. В статье проанализированы существующие методы борьбы с биокоррозией и выявлен наиболее эффективный способ.

Ключевые слова: биокоррозия, бактерия, нефтепровод, резервуар, бактерицид, нефть.

Gabdrakhimova Elina Railevna

Student,
Ufa State Petroleum Technological University
elina.rastova2012@yandex.ru

Khudaiberdin Ravil Robertovich

leading specialist in labor protection,
LLC «RN-Servis» branch Ufa
hudajberdin@inbox.ru

Annotation. The main cause of accidents at oil pipelines is corrosion, which in addition to the main causes can be caused by a community of microorganisms. The leading role in the formation of internal and external corrosion of the metal structures of pipelines and storage tanks belongs to sulfate-reducing and thionic bacteria, the basis of the mechanism of the corrosive action of which is the reduction of sulfates present in the medium. The article analyzes the existing methods of combating biocorrosion and identifies the most effective way.

Keywords: biocorrosion, bacteria, oil pipeline, reservoir, bactericide, oil.

Н аряду с повреждениями стальных конструкций электрохимической коррозией в настоящее время наблюдаются многочисленные случаи отказов трубопроводов и оборудования вследствие биологической коррозии или биокоррозии. Биокоррозия наносит ощутимый вред магистральным нефтепроводам, вызывая прорыв внутренней стенки трубы по нижней образующей, что приводит к утечке большого количества нефти и нефтепродукта в почву и подземные воды.

Металлические конструкции резервуарных парков и трубопроводов подвергаются биодеструкции как со стороны внешней (воздушной и почвенной) среды, так и действию неблагоприятных факторов внутренней среды.

Основная причина возникновения внутренней биологической коррозии нефтепроводов – большое массовое содержание серы и сероводорода в перекачиваемой нефти. Внутренние коррозионные поражения резервуаров носят язвенный характер и располагаются в основном в донной части резервуаров, где собирается шлам и «подтоварная» вода. Вода попадает в нефтепродукты в процессе хранения и транспортировки и если своевременно не удаляется, то скапливается внизу и в ней концентрируются коррозионно-активные соли и микроорганизмы.

Внешняя биологическая коррозия вызывается сообществом микроорганизмов, находящихся преимущественно в почве. Характерной особенностью микроорганизмов, участвующих в процессах биологической коррозии трубного металла, является микробиоценоз (ассоциативное состояние), включающий в себя аэробные бактерии, сульфатвосстанавливающие бактерии, тионовые бактерии и мицелиальные (плесневые) грибы, то есть все те организмы, которые обладают деструктивной активностью.

Наибольшую опасность среди перечисленных микроорганизмов представляют группы анаэробных сульфатвосстанавливающих бактерий, которые в процессе жизнедеятельности потребляют сульфаты, продуцируют сульфиты и сульфиды, обладающие высокой химической активностью. Также в процессе метаболизма бактерии выделяют в среду большое количество сероводорода. В резервуарах и магистральных нефтепроводах колонии сульфатвосстанавливающих бактерий имеют вид множества бугорков микронных размеров, разбросанных главным образом на горизонтальной поверхности днищ резервуаров, емкостей и в нижней части сечения труб. При удалении с такого бугорка продуктов коррозии, под ними в металле обнаруживается более глубокая язва.



Кроме того, ускоряющее воздействие на коррозию подземных конструкций оказывают тионовые бактерии или тиобактерии. Механизм действия тиобактерий сводится к тому, что в процессе их жизнедеятельности образуется и накапливается серная кислота, являющаяся причиной коррозионных повреждений.

В силу перечисленного обнаружение сульфатвосстанавливающих и тионовых бактерий, а также дальнейшее подавление их роста является актуальной проблемой трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.

Для обнаружения сульфатвосстанавливающих бактерий был выполнен посев водной вытяжки нефти Туймазинского месторождения, имеющую высокую массовую долю серы, на среду Постгейта В.

В ходе эксперимента было зарегистрировано появление черного осадка сульфида железа, что свидетельствовало о наличии сульфатвосстанавливающих бактерий в анализируемой пробе. Кроме того, оценка состояния резервуара, в котором хранится транспортируемая нефть, также показала наличие искомым бактерий.

Для обнаружения тионовых бактерий был выполнен посев водной вытяжки нефти Туймазинского месторождения на среду Бейеринка. С помощью микроскопа были выявлены колонии тионовых бактерий (рис.1).

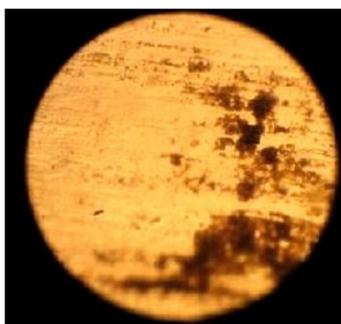


Рисунок 1 – Снимок колонии тионовых бактерий

Для предотвращения биокоррозионных повреждений нефтепроводов и резервуарных парков необходимо производить ингибирование и обеспечивать контролируемое удаление из рабочей среды питательных для микроорганизмов веществ, а также подбирать соответствующие эффективные защитные покрытия.

При обслуживании трубопроводов для уничтожения и предотвращения роста коррозионно-вызывающих микроорганизмов используют бактерициды или специальные комплексные ингибиторы разных видов коррозии, обладающие биоцидными свойствами.

В результате эксперимента по подавлению развития сульфатвосстанавливающих и тионовых бактерий было выявлено, что бактерицид ЛПЭ-32 обладает наибольшей биоцидной активностью. Кроме того, ЛПЭ-32 полностью растворяется в воде с получением гомогенного раствора и нерастворим в нефти. Это является большим преимуществом, так как полная растворимость в воде обеспечивает эффективную обработку всевозможных застойных зон, где интенсивно развиваются микроорганизмы, а также гарантирует отсутствие загрязнения нефти посторонними примесями.

Для эффективной борьбы с источником возникновения биокоррозии необходимо составить и реализовывать поэтапный план мероприятий, где отправной точкой должен стать процесс идентификации микроорганизмов и определение их количественного содержания в добываемой продукции и закачиваемых водах. Только проведя детальное исследование, идентифицировав микроорганизмы и определив их количество, можно грамотно подобрать и использовать бактерициды для эффективной борьбы с биокоррозией и добиться существенной экономии средств и увеличения срока эксплуатации оборудования.

Помимо применения бактерицида необходимо также защищать внутреннюю стенку нефтепровода от биологического обрастания – наростов мицелия или слизи. Применяемые на сегодняшний день битумные-полимерные покрытия часто оказываются благоприятным субстратом для развития микроорганизмов. Эффективным способом борьбы с внутренней коррозией нефтепроводов и обеспечения сохранности, как самих трубопроводов, так и качества содержащихся в них светлых нефтепродуктов является противокоррозионная защита внутренних металлических поверхностей резервуаров лакокрасочными покрытиями. Наиболее эффективные покрытия для защиты стальных резервуаров от бактериальной коррозии – эпоксидные. Они выдерживают самые жесткие коррозионные условия, возникающие в резервуарах в донной части на границе раздела нефтепродукт – вода.



Ежегодно нефтегазовым компаниям приходится тратить значительные суммы денег на борьбу с последствиями биокоррозии. Но гораздо важнее не бороться с последствиями, а предотвращать их. Добиться повышения надежности и снижения аварийности нефтепроводов можно за счет применения бактерицидов и труб с антикоррозионным покрытием.

Литература:

1. Каменщиков Ф.А. Борьба с сульфатвосстанавливающими бактериями на нефтяных месторождениях. – Ижевск : НИЦ «Регулярная и хаотичная динамика», Институт компьютерных исследований, 2007. – 412 с.
2. Андреева Д.Д. Коррозионно-опасная микрофлора нефтяных месторождений. – Казань : Вестник Казанского технологического университета, 2013. – 12 с.
3. Кушнаренко В.М. Биокоррозия стальных конструкций. – Оренбург : Вестник Оренбургского государственного университета, 2012. – С. 160–164.
4. Нанзатоол Ю.В. Биокоррозия объектов промышленных предприятий и методы защиты от нее. – Курск : Биосферная совместимость: человек, регион, технологии, 2015. – 79 с.
5. Жиглецова С.К. Повышение экологической безопасности при использовании биоцидов для борьбы с коррозией, индуцируемой микроорганизмами. – М. : Прикладная биохимия и микробиология, 2012. – 694 с.

References:

1. Kamenshchikov F.A. The fight against sulfate-reducing bacteria in oil fields. – Izhevsk : Research Center «Regular and chaotic dynamics», Institute for Computer Research, 2007. – 412 p.
2. Andreeva D.D. Corrosion-hazardous microflora of oil fields. – Kazan : Bulletin of Kazan Technological University, 2013. – 12 p.
3. Kushnarenko V.M. Biocorrosion of steel structures. – Orenburg : Bulletin of the Orenburg State University, 2012. – P. 160–164.
4. Nanzatool Yu.V. Biocorrosion of industrial facilities and methods of protection against it. – Kursk : Biosphere compatibility: human, region, technology, 2015. – 79 p.
5. Zhigletsova S.K. Improving environmental safety when using biocides to combat corrosion induced by microorganisms. – M. : Applied Biochemistry and Microbiology, 2012. – 694 p.



УДК 622.276

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ МАГНИТНЫХ СЪЕМОК ОКОЛОТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА ПРИ ДИАГНОСТИРОВАНИИ ВНУТРИПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

CURRENT STATE OF MAGNETIC SURVEYS OF THE NEAR-TUBE SPACE WHEN DIAGNOSING IN-FIELD PIPELINES

Галлямов Ильгиз Ихсанович

доктор технических наук, профессор,
профессор кафедры Информационных технологий,
математики и естественных наук,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет, филиал в г. Октябрьском
ilgiz.gallyamov@inbox.ru

Юсупова Лилия Фановна

специалист по учебно-методической работе
кафедры Информационных технологий,
математики и естественных наук,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет, филиал в г. Октябрьском
shalilya@yandex.ru

Аннотация. Надежная и безопасная эксплуатация внутрипромысловых трубопроводов во многом зависит от работоспособности линейной части трубопровода. Физическим методом чувствительным к указанным дефектам, является магнитное поле Земли, возмущенное полем ферромагнитной трубы, флуктуации которого связаны с неоднородностью и нарушением сплошности металла стенок и экспериментальные исследования магнитного поля дают информацию о состоянии трубы.

Ключевые слова: магнитное поле, дефект, дисперсия магнитного поля, среднее значение магнитного поля, концентрация напряжений, магнитоупругий, магнитомеханический эффекты.

Gallyamov Ilgiz Ikhsanovich

Doctor of Engineering Sciences, Professor,
Professor Department of Information
Technologies, Mathematics
and Natural Sciences,
Ufa State Petroleum
Technological University,
Branch of the University
in the City of Oktyabrsky
ilgiz.gallyamov@inbox.ru

Yusupova Lilya Fanovna

Specialist in educational and methodical work
of Information Technologies,
Mathematics and Natural Sciences,
Ufa State Petroleum
Technological University, branch
of the University in the City of Oktyabrsky
shalilya@yandex.ru

Annotation. Reliable and safe operation of in-field pipelines largely depends on the performance of the linear part of the pipeline. The physical method that is sensitive to these defects is the earth's magnetic field perturbed by the field of the ferromagnetic pipe, whose fluctuations are associated with inhomogeneity and violation of the continuity of the metal walls. Experimental studies of the magnetic field provide information about the state of the pipe.

Keywords: magnetic field, defect, variance of the magnetic field, the average value of the magnetic field, stress concentration, magneto-elastic, magneto-mechanical effects.

Надежная и безопасная эксплуатация трубопроводов во многом зависит от работоспособности линейной части трубопровода.

К дефектам трубы, как конструктивного элемента трубопровода, относятся механические повреждения и деформации труб изоляционных покрытий, возникающие на разных стадиях (при транспортировании, монтаже и эксплуатации трубопроводов), а также технологические элементы конструкции (крепление и др.).

Главным фактором, приводящим к снижению надежности прямолинейных участков трубопровода, является коррозионное повреждение наружных поверхностей трубопроводов вследствие нарушения изоляции и эрозионное повреждение вследствие межкристаллитной коррозии.

Результаты исследования посвящены изучению магнитного поля в околотрубном пространстве, которые дают информацию о состоянии трубы.

Ферромагнетизм, наблюдаемый на макроскопическом уровне, но самой своей сути является квантово-механическим явлением, поэтому для описания таких магнитных материалов нужно сформулировать эвристическую модель, учитывающую взаимодействия такого типа. При помощи этой модели можно дать описание на языке физики сплошных сред взаимодействий между континуумом решетки – носителем информации – и полем намагниченности. Последнее через понятие о гиромангнитном эффекте связано со спиновым континуумом. Действительно, так как с каждой отдельной части-



цей квантово-механическим образом связан магнитный момент атома и спин, а электроны дают преобладающий вклад в магнитный момент атома, то удобнее назвать континуум, непрерывным образом выражающий дискретное распределение отдельных спинов в реальном ферромагнитном теле, электронным спиновым континуумом. Таким образом, необходимы полевые уравнения, описывающие континуум решетки – уравнения движения механики, а также уравнения, которые описывают электронный спиновый континуум. Это можно сделать, к примеру, на упругих материалах. Такие попытки предпринимались, и они известны в литературе [1–4].

Одним из факторов, приводящим к снижению надежности трубопроводов, является коррозионное повреждение наружных поверхностей трубопроводов вследствие нарушения изоляции и другим – эрозийное повреждение внутренних поверхностей трубопроводов вследствие межкристаллитной коррозии и гидродинамических ударов транспортируемого продукта, приводящих к потере металла в стенке трубы. Эти два повреждения трубопроводов, способствующих уменьшению толщины стенок трубопровода, при определенных условиях могут привести к трещинообразованию и разрыву металла.

Известно, что дефект на трубе является концентратором напряжений. Напряжения такого рода на ферромагнитном материале приводят к дополнительной намагниченности в области дефекта как это приведено на рисунке 1.

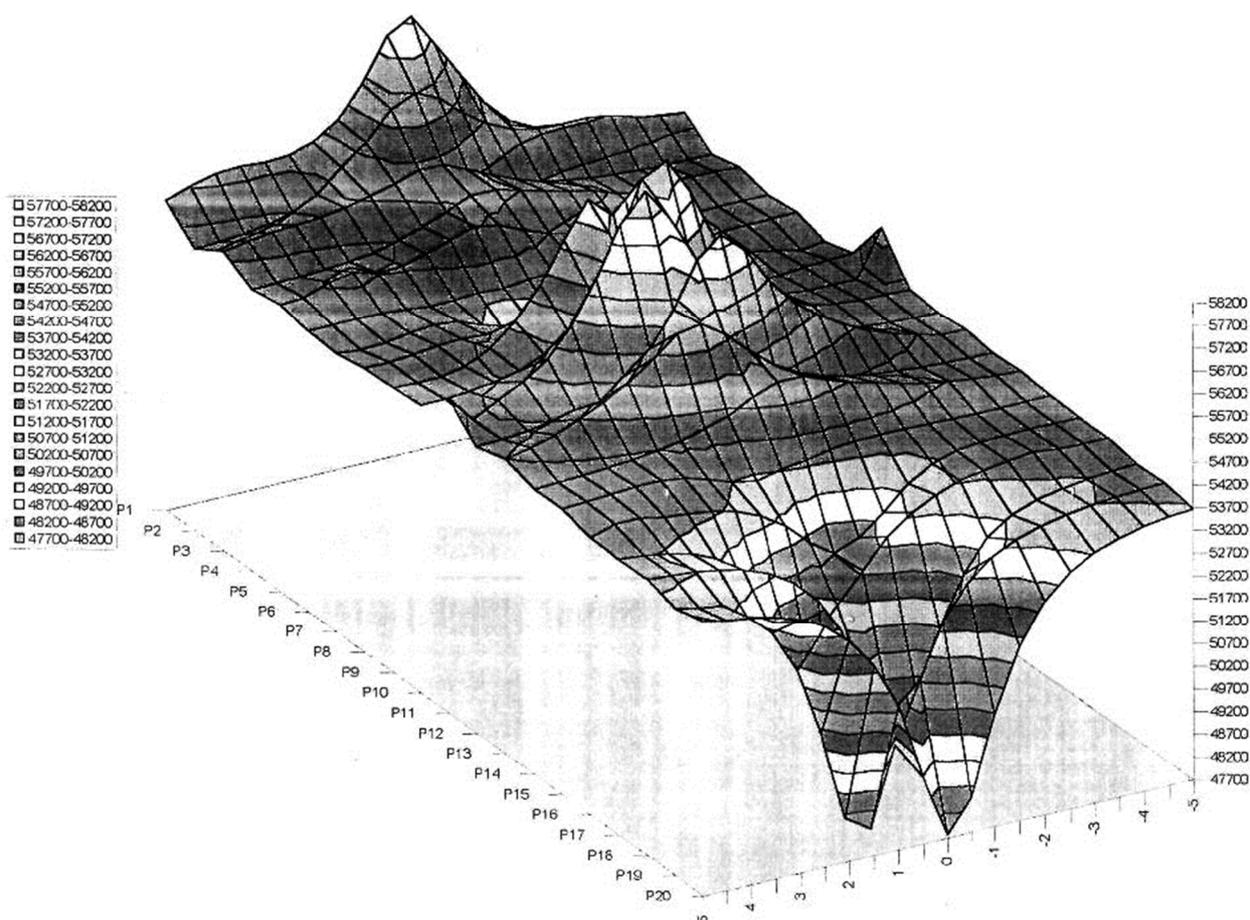


Рисунок 1 – 3D изображение вариаций магнитного поля

Для повышения эффективности определения дефектов в подземных трубопроводах неконтактным методом предлагается способ, включающий измерение над трубопроводом характеристик магнитного поля в процессе перемещения датчика вдоль трубопровода. Измеряют величину магнитной индукции в пунктах, отстоящих друг от друга на расстоянии от 0,25–0,5 м. Затем строят график зависимости величины магнитной индукции от координат трубопровода и находят средние значения величины магнитной индукции для выбранного участка, затем определяют величины среднеквадратичных отклонений и выделяют области, где величины значений индукции магнитного поля равны или превышают удвоенное значение величины среднеквадратичных отклонений. Выделенные на графике области определяют на местности, раскапывают эти участки и осуществляют визуально-измерительный контроль с использованием ультразвуковых толщиномеров или вихретоковых дефектоскопов. Средние значения величин магнитной индукции определяют для участка длиной не более 250 м.



Сущность технологии будет понятна из нижеследующего описания и графического материала.

На рисунке 2 изображено изменение величины магнитной индукции вдоль трубопровода. Метод реализуется следующим образом.

На местности вдоль трубопровода осуществляют измерение магнитной индукции на пунктах, отстоящих друг от друга на расстоянии от 0,25–0,5 м. Для проведения измерений используется магнитометр. Как правило, положение трубопровода на местности известно. В случае отсутствия такой информации магнитометр используется в качестве трассоискателя и предварительно определяют положение трубопровода на местности. На рисунке 2 представлен в качестве примера результат магнитной съемки трубопровода и на десятом пикете обнаружена аномалия, выходящая за пределы среднее значение плюс два среднеквадратичных отклонения, что является свидетельством наличия дефекта на трубе. Провели раскопку трубы и обнаружили дефект.

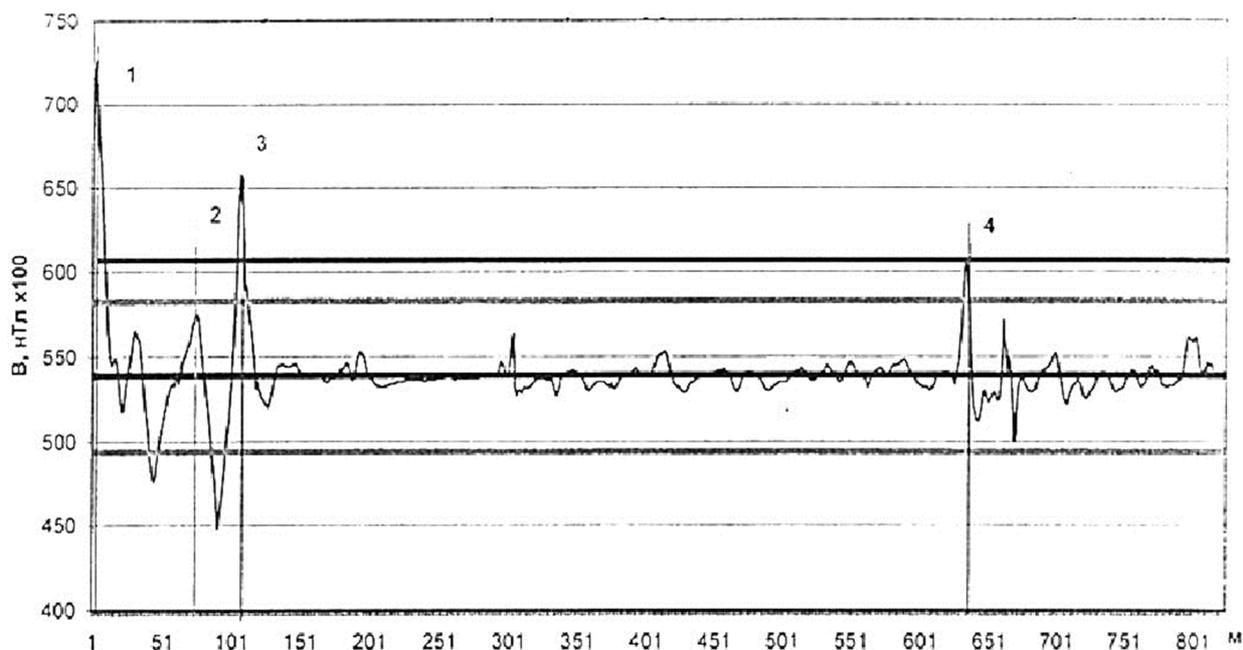


Рисунок 2 – Эпюра магнитометрического диагностирования:

- 1, 3 – недопустимые дефекты, требуется шурфовка и проведение диагностирования (дефектоскопия, толщинометрия); 2 – дефект допустимый (в начальной стадии); 4 – дефект близко к критическому, требуется шурфовка

Предлагаемый способ обнаружения дефектов неконтактный, сплошности стенок трубопровода неразрушающий, не требует выполнения земляных работ при измерении, снижает трудовые затраты на выполнение измерений имеет перспективы осуществления высокого уровня автоматизации, позволяет документировать результаты измерений, строить базу данных, на основе которой можно построить систему оценки сплошности стенок трубопровода. Способ применим как для «черных» труб, так и для металлополимерных, залегающих в земле на глубине до 3 метров. Более подробное обсуждение результатом исследований можно найти в работах [5–7].

Приведенные в статье результаты научных исследований позволяют сделать вывод о том, исследование магнитных полей рассеяния вблизи подземных трубопроводов позволяет обнаружить и классифицировать дефекты как на теле трубы, так и на сварных швах, а также находить места разрушения антикоррозионной защиты на внутрипромысловых трубопроводах. Полученная таким образом информация позволяет обслуживать трубопровод наиболее эффективным способом.

Литература:

1. Галлямов И.И. Микромагнитные съемки околотрубного пространства – перспективный метод диагностики внутрипромысловых трубопроводов / И.И. Галлямов, А.И. Зайдуллин // Научно-практический семинар. – Октябрьский : ОФ УГНТУ, 1998. – С. 162–167.
2. Галлямов И.И. Опыт применения магнитной съемки на внутрипромысловых трубопроводах как способа технического диагностирования / И.И. Галлямов, А.А. Крылов, А.И. Галлямов // Современные технологии нефтегазового дела: тез. докл. Всерос. научно-техн. конф. – Уфа : Изд-во УГНТУ, 2007. – 97 с.
3. Галлямов И.И. Перспективы высокоточной магнитной съемки для целей контроля технического состояния и экспертизы внутрипромысловых трубопроводов // Материалы Республиканской научно-практической кон-



ференции. г. Октябрьский, 23–27 августа 1999 года / Ред. колл.: К.В. Антонов (гл. редактор) и др. – г. Октябрьский : Управление по недрам РБ, ОАОА НПП ВНИИГИС, 1999. – 206 с.

4. Галлямов И.И. Повышение надежности нефтепромыслового оборудования на стадии эксплуатации. – Уфа : Изд-во УГНТУ, 1999. – 206 с.

5. Галлямов И.И. Теоретические основы и некоторые приложения механики сплошных электромагнитных сред : монография / И.И. Галлямов, Л.Ф. Юсупова. – Уфа : Изд-во УГНТУ, 2017. – 128 с.

6. Галлямов И.И. Неразрушающий контроль и техническая диагностика внутрипромысловых подземных трубопроводов с поверхности земли / И.И. Галлямов, Л.Ф. Юсупова // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. – Уфа : УГНТУ, 2014. – Т. 2. – С. 80–87.

7. Пат. на изобретение RU 2301941 C1, 27.06.2007. Способ обнаружения дефектов внутрипромысловых трубопроводов / М.Х. Валеев, А.А. Лаптев, И.И. Галлямов, А.И. Галлямов, Р.Ф. Надршин; заявка № 2006101137/06 от 12.01.2006.

References:

1. Gallyamov I.I. Micro-magnetic survey near-tube space is a promising diagnostic tool infield pipelines / I.I. Gallyamov, A.I. Zaidullin // Scientific and practical seminar. – Oktyabrsky : OF USTU, 1998. – P. 162–167.

2. Galyamov I.I. Experience of application of the magnetic survey on the intra-field pipelines as a method of technical diagnostics / I.I. Galyamov, A.A. Krylov, A.I. Galyamov // Modern technologies of oil and gas business: Proc. of All-Russia scientific-technical conf. – Ufa : Publishing house of USTU, 2007. – 97 p.

3. Gallyamov I.I. Perspectives of high precision magnetic surveying for the purpose of technical state control and examination of infield pipelines // Proceedings of the Republican scientific-practical conference. Oktyabrsky, 23–27 August 1999: Antonov K.V. (Editor-in-chief) and others // Proceedings of the Republican Scientific Conference. – Oktyabrsky : Subsoil Department of RB, ОАО NPP VNIIGIS, 1999. – 206 p.

4. Gallyamov I.I. Increase of reliability of oilfield equipment at the stage of operation. – Ufa : USTU Publishing House, 1999. – 206 p.

5. Gallyamov I.I. Theoretical bases and some applications of mechanics of continuous electromagnetic media : monograph / I.I. Gallyamov, L.F. Yusupova. – Ufa : USTU Publishing House, 2017. – 128 p.

6. Gallyamov I.I. Non-destructive control and technical diagnostics of the infield underground pipelines from the ground surface / I.I. Gallyamov, L.F. Yusupova // Modern Technologies in Oil and Gas Business – 2014: Proceedings of International Scientific and Technical Conference in 2 v. – Ufa : USTU, 2014. – V. 2. – P. 80–87.

7. Patent for invention RU 2301941 C1, 27.06.2007. Method of detecting defects in infield pipelines / M.H. Valiev, A.A. Laptev, I.I. Gallyamov, A.I. Gallyamov, R.F. Nadrshin; application № 2006101137/06 from 12.01.2006.



УДК 621.43.056

РАСЧЕТ ТЕПЛООБМЕННОГО АППАРАТА ДЛЯ ИСПАРЕНИЯ КЕРОСИНА ВЫХЛОПНЫМИ ГАЗАМИ ГТД

CALCULATION OF THE HEAT EXCHANGER FOR EVAPORATION OF KEROSENE BY EXHAUST GASES GTE

Гараев Алмаз Ильшатович

студент,
Казанский национальный исследовательский технический
университет им. А.Н. Туполева – КАИ

Бакланов Андрей Владимирович

кандидат технических наук, доцент кафедры РДЭУ,
Казанский национальный исследовательский технический
университет им. А.Н. Туполева – КАИ
almazsdf@mail.ru

Garaev Almaz Ilshatovich

Student,
Kazan National Research
Technical University
named after A.N. Tupolev – KAI

Baklanov Andrey Vladimirovich

Candidate of technical sciences,
Associate Professor JEPF,
Kazan National Research
Technical University
named after A.N. Tupolev – KAI
almazsdf@mail.ru

Аннотация. В данной работе предложен способ испарения керосина горячими газами, формируемыми газотурбинным двигателем. Разработана методика расчета теплообменного аппарата необходимого для обеспечения испарения керосина.

Annotation. In this paper we propose a method for vaporizing kerosene with hot gases generated by a gas turbine engine. A method for calculating the heat exchanger required to ensure the evaporation of kerosene has been developed.

Ключевые слова: расчет, теплообменный аппарат, испарение керосина.

Keywords: payment, heat exchanger, kerosene vapor.

Камеры сгорания газотурбинных установок работают на газообразном топливе [1]. Перед постановкой на двигатель необходимо провести испытания камер сгорания для определения температурного поля на выходе, потерь давления, устойчивости запуска и других характеристик. Для проведения испытаний камер сгорания ГТУ необходимо обеспечить подвод газообразного топлива к исследуемой камере [2]. В случае, когда отсутствует природный газ, но в наличии есть керосин, то представляется возможным выполнять подвод испаренного керосина к испытываемой камере. Зачастую в качестве воздухоподогревателя для стенда испытаний камер сгорания используется газотурбинный двигатель, имеющий отборы воздуха, подводимого к камере [3]. На выходе из двигателя происходит истечение высокотемпературных газов, которые можно использовать для испарения керосина. Для этих нужд необходим теплообменный аппарат. Он (рис. 1) содержит змеевик 1, расположенный в цилиндрическом кожухе 2, который устанавливается на выходе из сопла 3 газотурбинного двигателя.

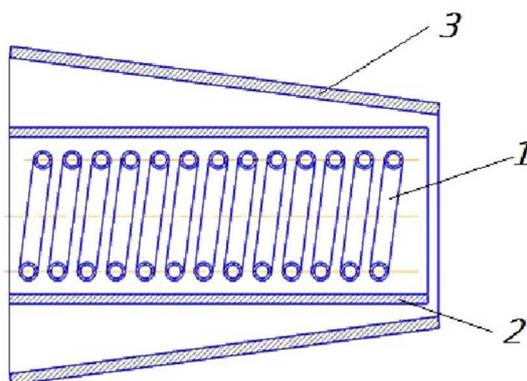


Рисунок 1 – Схема теплообменного аппарата

Расчет теплового потока и потребной длины трубки на участке нагревания керосина до температуры кипения.

Скорость газа на срезе сопла:

$$V_{\Gamma} = \frac{G_{\Gamma}}{\rho_{\Gamma} \cdot F_{\Gamma}}$$



Число Рейнольдса:

$$Re_{\Gamma} = \frac{V_{\Gamma} \cdot d_{нар}}{\nu_{\Gamma}},$$

где ν_{Γ} – кинематическая вязкость.

При последовательном расположении трубок в теплообменнике и $Re_{\Gamma} = 2 \times 10^2 \dots 2 \times 10^5$ безразмерный коэффициент теплоотдачи вычисляется по формуле:

$$Nu_{\Gamma} = 0,02 \cdot Re_{\Gamma}^{0,65} \cdot Pr_{\Gamma}^{0,33} \cdot \left(\frac{Pr_{\Gamma}}{Pr_{\Gamma,СТ.}} \right)^{0,25}.$$

Коэффициент теплоотдачи от газа к стенке трубки [4]:

$$\alpha_{\Gamma} = \frac{Nu_{\Gamma} \cdot \lambda_{\Gamma}}{d_{нар}},$$

где λ_{Γ} – коэффициент теплопроводности.

Средняя скорость керосина в трубке:

$$V_{\kappa} = \frac{G_{\kappa}}{\rho_{\kappa} \cdot F_{ТР}}.$$

Число Рейнольдса:

$$Re_{\kappa} = \frac{V_{\kappa} \cdot d_{вн}}{\nu_{\kappa}}.$$

Течение турбулентное ($Re > 1 \times 10^4$).

Безразмерный коэффициент теплоотдачи вычисляется по формуле:

$$Nu_{\kappa} = 0,021 \cdot Re_{\kappa}^{0,8} \cdot Pr_{\kappa}^{0,43} \cdot \left(\frac{Pr_{\kappa}}{Pr_{\kappa,СТ.}} \right)^{0,25}.$$

где Pr – число Прандтля.

Поправочный коэффициент для изогнутых труб:

$$S_R = 1 + 1,77 \cdot \left(\frac{d_{вн}}{R_3} \right).$$

Коэффициент теплоотдачи от стенки трубки к керосину:

$$\alpha_{\kappa} = S_R \cdot \frac{Nu_{\kappa} \cdot \lambda_{\kappa}}{d_{вн}}.$$

Плотность теплового потока [5]:

$$q = \frac{t_{\Gamma} - t_{КСР}}{\frac{1}{\alpha_{\Gamma}} + \frac{\delta_{СТ}}{\lambda_{СТ}} + \frac{1}{\alpha_{\kappa}}}.$$

Проверка температуры на стенке трубки:

$$t_{СТ} = t_{КСР} + q \cdot \frac{1}{\alpha_{\kappa}},$$



$$t_{CT} = t_{\Gamma} - q \cdot \frac{1}{\alpha_{\Gamma}}.$$

Количество аккумулируемого тепла, необходимо для нагревания керосина до температуры кипения:

$$Q_{нагр} = Q_{180^{\circ}} - Q_{20^{\circ}} = G_{K} \cdot C_{K} (t_{K2} - t_{K1}) \tau.$$

Потребная площадь поверхности трубки:

$$F_{пов.нагр} = \frac{Q_{нагр}}{q}.$$

Потребная длина трубки:

$$l_{тр.нагр} = \frac{F_{пов}}{\pi \left(\frac{d_{вн} + d_{нар}}{2} \right)}.$$

Произведя расчет теплового потока и потребной длины трубки на участке испарения керосина по аналогии с представленным выше расчетом производится расчет геометрии теплообменника.

Длина витка змеевика:

$$L_{ВИТ} = \pi \cdot D_3.$$

Суммарная длина топливной трубки в змеевике:

$$L_{тр} = L_{тр.нагр} + L_{тр.исп}.$$

Число витков змеевика:

$$n = \frac{L_{тр}}{L_{ВИТ}}.$$

Длина змеевика при шаге между витками:

$$L_{ш} = d_{нар} \cdot 3,$$

$$L_3 = L_{ш} \cdot n.$$

Выводы:

1. Разработан способ испарения керосина выхлопными газами ГТД.
2. Разработан способ использования испаренного керосина в качестве топлива для проведения испытаний камер сгорания, работающих на газообразном топливе.
3. Разработана методика расчета, позволяющая определить геометрию теплообменника для испарения керосина.

Литература:

1. Бакланов А.В. Влияние формы насадка вихревой горелки на смешение в закрученной струе / А.В. Бакланов, А.Н. Маркушин, Н.Е. Цыганов // Вестник казанского государственного технического университета имени А.Н. Туполева. – 2014. – № 3. – С. 13–18.
2. Маркушин А.Н. Исследование рабочего процесса камер сгорания в составе ГТД / А.Н. Маркушин, А.В. Бакланов // Вестник Самарского университета. Аэрокосмическая техника, технологии и машиностроение. – 2016. – Т. 15. – № 3. – С. 81–89.
3. Бакланов А.В. Малоэмиссионная камера сгорания диффузионного типа с микропламенным горением для конвертированного авиационного газотурбинного двигателя // Вестник Московского авиационного института. – 2017. – Т. 24. – № 2. – С. 57–68.
4. Расчет теплообменника : метод. указания / Сост.: А.Б. Мозжухин, Е.А. Сергеева; Под ред. Н.Ц. Гагаповой. – ТГТУ. – Тамбов, 2001. – 32 с.
5. Расчет теплообменника : метод. указания / Сост.: А.Б. Мозжухин, Е.А. Сергеева. – Тамбов : Изд-во Тамб. гос. техн. ун-та, 2007. – 32 с.

**References:**

1. Baklanov A.V. The influence of the shape of the nozzle of a vortex burner on mixing in a swirling stream / A.V. Baklanov, A.N. Markushin, N.E. Tsyganov // Bulletin of Kazan State Technical University named after A.N. Tupolev. – 2014. – № 3. – P. 13–18.
2. Markushin A.N. The study of the process of combustion chambers as part of a gas turbine engine / A.N. Markushin, A.V. Baklanov // Bulletin of Samara University. Aerospace engineering, technology and engineering. – 2016. – Vol. 15. – № 3. – P. 81–89.
3. Baklanov A.V. Low-emission diffusion-type combustion chamber with microflame burning for a converted aviation gas turbine engine // Moscow Aviation Institute Bulletin. – 2017. – Vol. 24. – № 2. – P. 57–68.
4. Calculation of the heat exchanger : method. Instructions / Comp.: A.B. Mozhukhin, E.A. Sergeeva; Edited by N.Ts. Gatapova. – TSTU. – Tambov, 2001. – 32 p.
5. Calculation of the heat exchanger: method. instructions / Comp. : A.B. Mozhukhin, E.A. Sergeeva. – Tambov : Publishing house of Tamb. state tech. University, 2007. – 32 p.



УДК 621.6.033

ВЛИЯНИЕ СОДЕРЖАНИЯ ОБЪЕМНОЙ ДОЛИ ВОДЫ В НЕФТИ НА СКОРОСТЬ ПОТОКА ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ В ТРУБОПРОВОДЕ

THE EFFECT OF THE CONTENT OF THE VOLUME FRACTION OF WATER IN OIL ON THE FLOW RATE OF LIQUID HYDROCARBONS IN THE PIPELINE

Давыдова Ксения Михайловна
Инженер метролог,
АО «Транснефть-метрология»
k.m.davydova@yandex.ru

Davydova Ksenia Mikhailovna
Engineer metrologist,
«Transneft Metrology» JSC
k.m.davydova@yandex.ru

Аннотация. В статье рассматривается гидравлическая характеристика трубопровода. Построен график зависимости скорости потока жидкости от плотности. Описано влияние содержания объемной доли воды в нефти на скорость потока жидких углеводородов в нефтепроводе. Описаны методы определения содержания воды.

Annotation. The article considers the hydraulic characteristic of the pipeline. A plot of the dependence of the fluid flow rate on density is constructed. The influence of the content of the volume fraction of water in oil on the flow rate of liquid hydrocarbons in the pipeline is described. Methods for determining the water content are described.

Ключевые слова: скорость потока жидкости, влияние плотности на скорость, транспорт нефти, методы определения содержания воды.

Keywords: fluid flow rate, the effect of density on the speed, oil transport, methods for determining the water content.

В наши дни с каждым годом увеличивается нефтедобыча, растет экспорт и внутреннее потребление нефти и нефтепродуктов, поэтому одним из актуальных вопросов, является вопрос их транспортировки и хранения.

В XXI веке магистральный нефтепроводный транспорт продолжает оставаться главным связующим звеном топливно-энергетического комплекса. Основными задачами, стоящими перед отраслью, являются обеспечение стабильной доставки нефти потребителям внутри страны и за рубеж, развитие и обеспечение надежной работы нефтепроводной системы. Объекты трубопроводного транспорта нефти относятся к взрывопожароопасным сооружениям, отказ в работе которых может привести к очень тяжёлым последствиям, как экологическим, так и последствиям, несущим за собой человеческие жертвы.

Основной задачей трубопроводного транспорта жидких углеводородов является перекачка из одного пункта в другой заданного количества продукта за фиксированный промежуток времени.

Все магистральные нефтепроводы или нефтепродуктопроводы разбиты на технологические участки, в начале и конце каждого из которых находится резервуарный парк. Технологический участок трубопровода – это 5–6 гидравлически связанных участка, разделенных промежуточными нефтеперекачивающими станциями (НПС). Зная характеристику технологического участка трубопровода, нефтеперекачивающих агрегатов, расположенных на нем, можно определить пропускную способность на рассматриваемом участке.

Основным уравнением, используемым для расчета стационарных режимов работы жидких углеводородов, является уравнение Бернулли (1). Данное уравнение определяет гидравлическую характеристику нефтепровода [1]:

$$\left(\frac{p_n}{\rho * g} + z_n\right) - \left(\frac{p_k}{\rho * g} + z_k\right) = i(Q) * L, \quad (1)$$

где $i(Q)$ – гидравлический уклон, p_n , p_k – давление жидкости в начальном и конечном сечении, $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ – ускорение свободного падения, ρ – плотность жидкости, z_n , z_k – геометрический напор в начальном и конечном сечении, L – длина расчетного участка.

Гидравлический уклон i (модуль тангенса угла наклона линии гидравлического уклона), для напорного течения жидкости определяется формулой Дарси-Вейсбаха [1]:

$$i = \lambda(Re, \varepsilon) * \frac{1}{d} * \frac{V^2}{2 * g}, \quad (2)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления, d – диаметр трубопровода, V – скорость потока жидких углеводородов.



Рассмотрим влияние такого фактора как содержание доли воды в нефти на скорость движения жидких углеводородов в трубопроводе, исходя из начальных условий, таких как: участок нефтепровода длиной $L = 120$ км, с внутренним диаметром $d = 800$ мм ведется перекачка нефти плотностью $\rho = 830...870$ кг/м³. Давление на входе составляет $p_n = 10$ кПа, на выходе $p_k = 30$ кПа, $d = 800$ мм, z_n и $z_k = 50$. Примем коэффициент $\lambda = 0,02$ [2].

По этим данным используя формулы (1) и (2) построена зависимость $V(\rho)$ скорость потока жидких углеводородов от плотности.

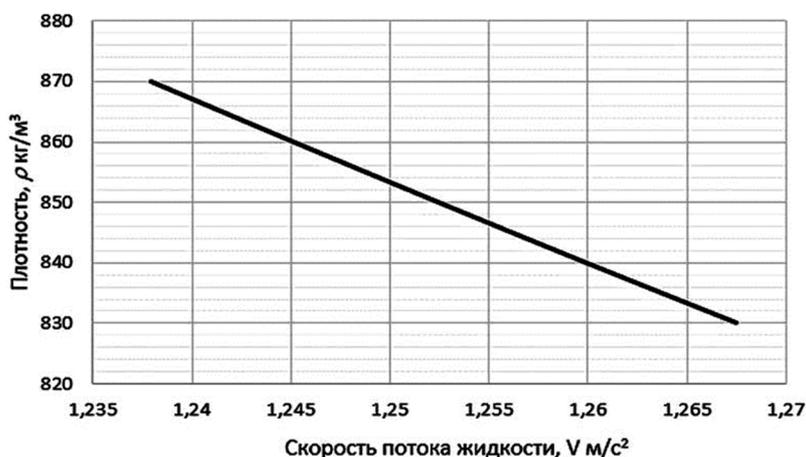


Рисунок 1 – График зависимости скорости потока жидких углеводородов от плотности в нефтепроводе

Из графика видно, что чем выше плотность транспортируемой смеси, тем ниже скорость потока жидкости. Рассмотрим, как влияет содержание воды в нефти на общую плотность смеси жидких углеводородов.

При смешении различных нефтяных жидкостей объем смеси мало изменяется сравнительно объемом составляющих компонентов, в силу этого можно принять [3]:

$$\rho_{\text{смеси}} = \frac{\sum V_i \cdot \rho}{\sum V_i} = \frac{V_1 \rho_1 + V_2 \rho_2 + V_3 \rho_3 + \dots}{V_1 + V_2 + V_3 + \dots}$$

Плотность воды составляет $\rho = 997$ кг/м³ [4], следовательно, чем больше доля воды содержится в нефти, тем выше становится плотность смеси. Таким образом, содержание доли воды в нефти уменьшает скорость потока жидких углеводородов в трубопроводе.

Существуют различные методы определения содержания воды в нефти, они могут быть разделены на две группы: качественные и количественные.

Количественное определение воды в нефтепродуктах и нефти чаще всего проводят с использованием методов [5]:

- метод Дина и Старка (ГОСТ 2477-65), заключается в отгонке от нефти воды со специальным растворителем и последующем их разделении в градуированном приемнике на два слоя.

- центрифугирование, заключается в снятие показаний объема слоя воды и осадка на дне пробирок, после центрифугирования.

- газометрический метод, химическое взаимодействие воды, присутствующей в нефти, с реактивами (металлическими натрием, кальцием, гидридом кальция, реактивом Карла-Фишера), которое сопровождается выделением водорода.

- диэлектрический (емкостной) метод, основан на измерении емкостных свойств конденсатора, обкладки которого помещены в измеряемую жидкость.

Качественные испытания позволяют определять не только эмульсионную, но и растворенную воду. К этим методам относятся:

- пробы на прозрачность, пробу охлаждают до заданной температуры, в рассеянном свете смотрят на появление помутнения.

- проба Клиффорда, пробу встряхивают с кристаллами $KMnO_4$. При наличии воды происходит окрашивание нефтепродукта в розоватые цвета.

- проба на потрескивание, пробу нефти нагревают до заданной температуры, наличие влаги в нефти считается установленным, если при вспенивании или без него слышно потрескивание не менее двух раз.

- проба на реактивную бумагу, на верхний край пробы помещают полоску фильтровальной бумаги, смоченной в растворе цианида железа с солью закиси железа – появляется темно-голубое окрашивание.



Нефтегазовый комплекс давно выделен, как отдельная отрасль. В связи с этим данная отрасль имеет как специализированные нормативные документы, так и средства измерений. Исходя из этих особенностей для измерения количественного содержания воды в нефти поточный влагомер EASZ-1 BS&W компании EESIFLO отлично зарекомендовал себя в работе. Принцип действия данного влагомера основан на методе диэлькометрии. Они надежны и просты в эксплуатации, так же обладают высокой точностью измерения, которая составляет $\pm 0,0035$ % от объема воды. Особенностью данного прибора является автоматическая калибровка.

В нефтяных компаниях в системах измерения количества и качества нефти (СИКН) используются приборы для анализа содержания воды в нефтепродуктах. Однако как правило приборы обладают небольшим диапазоном измерения влажности. Поточный влагомер EASZ-1 BS&W способен измерить содержание воды в нефти до 65 %.

Литература:

1. Васильев Г.Г. Трубопроводный транспорт нефти / Г.Г. Васильев, Г.Е. Коробков, А.А. Коршак и др. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – Т. 1. – 407 с.
2. Лурье М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. – М. : «Нефть и газ» РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2003. – 335 с.
3. Притула А.Ф. Транспорт нефти, нефтяных продуктов и газа. – М. : Ленинград, 1938. – Ч. 1. – 456 с.
4. Википедия. – URL : <https://ru.wikipedia.org/wiki/Вода> (20.03.2018).
5. Широков И.Б. Приборы, применяемые для определения содержания воды в нефти и нефтепродуктах (обзор) / И.Б. Широков, И.И. Марончук // Энергетические установки и технологии. – 2018. – Т. 4. – С. 56–73.

References:

1. Vasiliev G.G. Pipeline transportation of oil / G.G. Vasiliev, G.E. Korobkov, A.A. Korshak and others. – M. : Nedra-Business Center LLC, 2002. – Vol. 1. – 407 p.
2. Lurie M.V. Mathematical modeling of the processes of pipeline transport of oil, oil products and gas. – M. : «Oil and gas» Russian State University of Oil and Gas named after I.M. Gubkina, 2003. – 335 p.
3. Pritula A.F. Transport of oil, oil products and gas. – M. : Leningrad, 1938. – Part 1. – 456 p.
4. Wikipedia. – URL : <https://ru.wikipedia.org/wiki/Water> (03/20/2018).
5. Shirokov I.B. Instruments used to determine the water content in oil and petroleum products (review) / I.B. Shirokov, I.I. Maronchuk // Power plants and technologies, 2018. – Vol. 4. – P. 56–73.



УДК 622.276.04 + 622.279.04

ХАРАКТЕРИСТИКА СИСТЕМЫ СБОРА И ПОДГОТОВКИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ НА МОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ БЛОК 63

CHARACTERISTICS OF THE COLLECTION AND PREPARATION SYSTEM OF BOREHOLE PRODUCTS ON THE OFFSHORE FIELD BLOCK 63

Диоманде Бле Хьюге

аспирант кафедры нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный технологический университет
huguesdiomande@gmail.com

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный технологический университет
olgasavenok@mail.ru

Аннотация. В статье приведено описание fpso (плавучая установка для добычи, хранения и отгрузки нефти). Подробно описана подводная система разработки залежи Тамбор морского месторождения Блок 63, подключённая к плавающей платформе по технологии FPSO. Рассмотрена система сбора и подготовки скважинной продукции и приведены основные описания, характеристики и принципы действия, а также внешний вид этих установок, разобраны условия, в которых применение их рекомендовано. Рассмотрена типовая схема сбора нефтяной продукции, используемая на месторождении Блок 63. Приведены основные узлы, применяемые при подготовке нефти данного месторождения. Проведён анализ эффективности технологической схемы подготовки скважинной продукции и рассмотрены проблемы, существующие при сборе и подготовке нефти.

Ключевые слова: плавучая установка для добычи, хранения и отгрузки нефти; преимущества эксплуатации судов FPSO; подводная часть системы добычи нефти с платформы FPSO; система сбора и подготовки скважинной продукции; блок-схема системы очистки газа; блок-схема системы сжатия газа; проблемы, существующие при сборе и подготовке нефти.

Diomande Ble Hugues

Graduate Student of Oil
and Gas Engineering Department
named after professor G.T. Vartumyan,
Kuban State Technological University
huguesdiomande@gmail.com

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of Technical Sciences,
Professor of Oil
and Gas Engineering Department
named after professor G.T. Vartumyan,
Kuban State Technological University
olgasavenok@mail.ru

Annotation. The article describes the FPSO (Floating Production, Storage and Offloading). The submarine development system for the Tambor deposit of the Block 63 offshore field connected to a floating platform using FPSO technology is described in detail. A system for collecting and preparing well products is considered, and basic descriptions, characteristics and principles of operation, as well as the appearance of these units are given, the conditions in which their use is recommended are analyzed. A typical oil production collection scheme used at Block 63 is considered. The main units used in the preparation of oil for this field are presented. The analysis of the effectiveness of the technological scheme for the preparation of borehole products is carried out and the problems existing in the collection and preparation of oil are considered.

Keywords: floating installation for oil production, storage and shipment; advantages of operating FPSO vessels; underwater part of the oil production system from the FPSO platform; system for collecting and preparing well products; block diagram of a gas purification system; block diagram of a gas compression system; problems existing in the collection and preparation of oil.

Месторождение находится в бассейне Конго, простирается более чем на 600 км, приблизительно между широтами 3° и 7° южной широты (рис. 1). Южная часть бассейна принадлежит государству Ангола. Северная часть бассейна отделена от Габонского бассейна выходом на поверхность докембрийского фундамента, который простирается с востока на запад и с северо-востока на юго-запад и носит название хребта Майумбра. Эти отложения преимущественно меловые и третичные, и залегают на докембрийском и исключительно кембрийском фундаменте. Два крупных события контролируют структуру и осадконакопление морской части – южно-атлантический рифт и региональное погружение бассейна.

Месторождение Блок 63 имеет площадь около 4172 км². Нефтеносная площадь в общей сложности составляет 3025 км². Доказанные запасы оцениваются в более чем в 3,5 млрд баррелей



и 1,2 млрд баррелей неизвлекаемых запасов. Качество нефти колеблется от 25 до 37 градусов по API, пористость от 20 до 30 %, проницаемость от 0,5 до 3 мкм² и вязкости от 0,5 до 3 сПз.

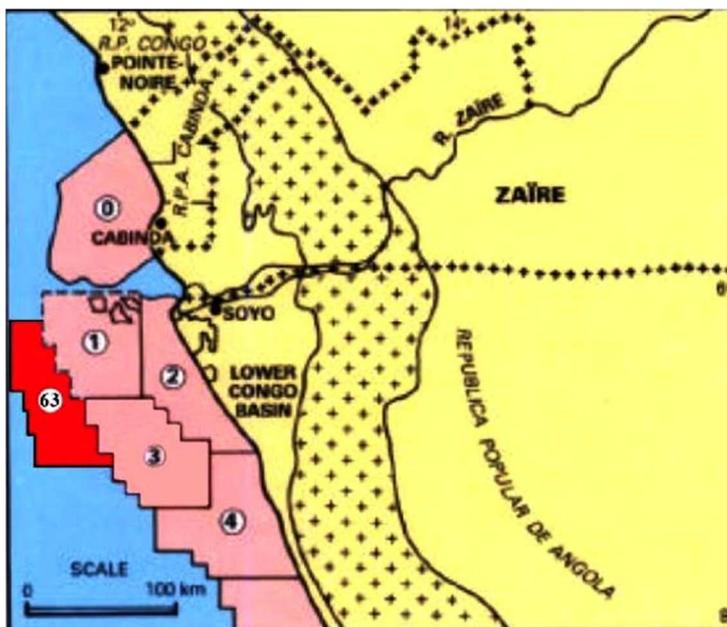


Рисунок 1 – Расположение месторождения Блок 63

FPSO (плавучая установка для добычи, хранения и отгрузки нефти)

FPSO (Floating Production, Storage and Offloading) (рис. 2) – это плавучая система добычи, хранения и выгрузки нефтепродуктов. Она является одной из ряда различных типов плавучих систем, используемых сегодня в нефтяной и газовой промышленности.



Рисунок 2 – Плавающая платформа

Внешне она напоминает судно, но спроектирована абсолютно иначе и перевозит не только всю необходимую продукцию и технологическое оборудование, обычно относящееся к платформе нелетучих масел и газопромысловой платформе, но и резервуары для сырой нефти, добываемой из скважин на морском дне.

Она надолго пришвартовывается в отведённом ей месте и соединяется со скважинами гибкой водоотделяющей колонной.

В ходе работы FPSO нефть и газ добываются самостоятельно, либо поступают с близлежащих морских платформ (МП) и хранятся до отгрузки в нефтеналивной танкер или отправки по нефтепроводу.



На рисунке 3 показана схема плавучей установки для добычи, хранения и отгрузки нефти.

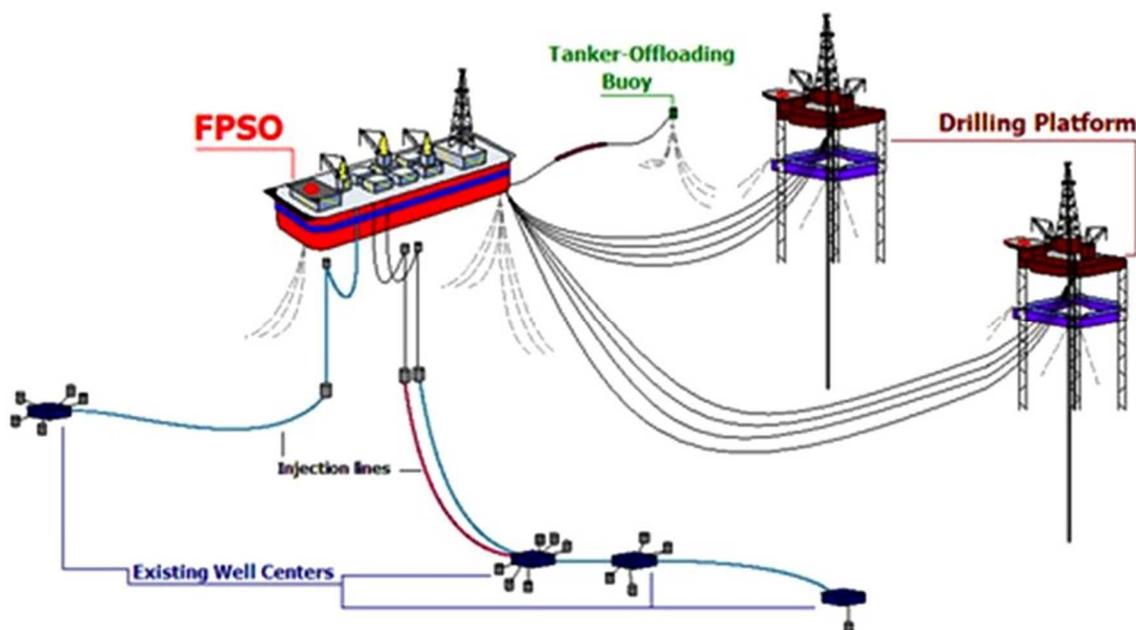


Рисунок 3 – Схема плавучей установки для добычи, хранения и отгрузки нефти

Нефть накапливается в FPSO нефти до тех пор, пока не накопится достаточного количества для наполнения нефтеналивного танкера.

На FPSO может происходить подготовка нефти. Однако предпочтительнее осуществлять первичную сепарацию на МП для экономии места в резервуарах FPSO.

FPSO предпочтительнее в приграничных шельфовых проектах, поскольку они просты в установке и не требуют нефтепроводной инфраструктуры для экспорта нефти.

FPSO могут быть переоборудованы из нефтеналивного танкера или быть специально построенным.

Первый нефтяной FPSO был построен в 1977 году на месторождении Shell Castellon, расположенном в испанском Средиземноморье.

Сегодня более 270 нефтяных FPSO развёрнуто по всему миру.

Нефть, добываемая на морских добывающих платформах, может транспортироваться на материк по нефтепроводу или танкером.

Когда для транспортировки нефти выбран нефтеналивной танкер, необходимо накапливать нефть в нефтяном резервуаре, чтобы танкер не был постоянно занят во время добычи нефти, а необходим только после того, как было добыто достаточно нефти для его полной загрузки.

Огромным преимуществом эксплуатации судов FPSO является исключение затрат на прокладку километром трубопроводов от месторождения до берегового терминала. Производственное оборудование судов FPSO позволяет производить освоение небольших месторождений нефти либо глубоководных месторождений в дали от уже существующей подводной инфраструктуры. Причём при производстве на небольших месторождениях, запасы которых могут быть исчерпаны уже через 1,5–2 года, отпадает необходимость установки дорогостоящих нефтяных платформ. Когда месторождение отработано, судно переходит к разработке следующего.

Подводная система разработки залежи Тамбор морского месторождения Блок 63 подключена к плавающей платформе по технологии FPSO, позволяющей проводить морскую добычу, подготовку, хранение и отгрузку скважинной продукции на глубине 500 метров и более. На рисунке 4 приведена подводная часть системы добычи нефти с платформы FPSO.

Из рисунка видно, что бурение производилось тремя буровыми установками. Каждая установка связана с FPSO линиями для подачи химических веществ и материалов для всех скважин и коллекторов.

Платформы типа FPSO имеют следующие преимущества:

- более быстрая разработка месторождения (18–20 месяцев против 36 месяцев);
- возможность эксплуатации в глубоких водах (до 2000 м);
- нет необходимости создания инфраструктуры (например, трубопроводы, резервуарные парки и т.д.);
- платформа может выдерживать большие нагрузки;



- подходит для использования в качестве нефтяного терминала;
- мобильность.

Технология FPSO имеет следующие характеристики:

- хранение от 200–2000 тыс. баррелей;
- добыча от 20–250 тыс. баррелей;
- водоизмещение от 40–250 тыс. тонн;
- глубина воды 30–2000 метров;
- ес верхних строений 2–33 тыс. тонн.

Тенденцией добычи нефти в Анголе является продвижение в более глубокие воды, в большинстве из новых проектов используются стационарные единицы, такие как плавающие платформы.

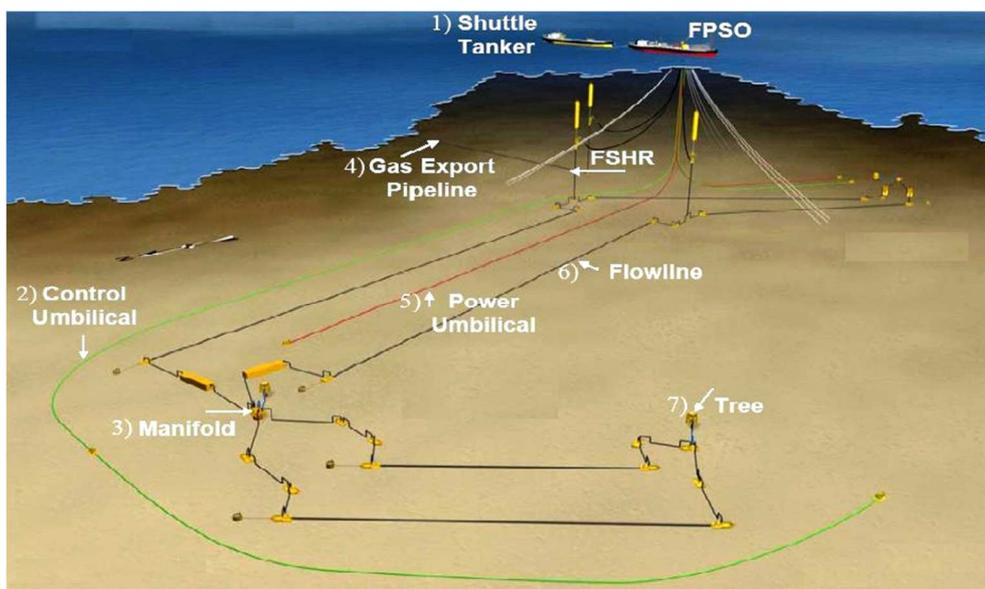


Рисунок 4 – Подводная часть системы добычи нефти с платформы FPSO:
 1) танкер для отгрузки; 2) система управления; 3) манифольд; 4) газопровод;
 5) система подача энергии; 6) трубопровод 7) фонтанная арматура

Система сбора и подготовки скважинной продукции на УПН

Для разработки залежи Тамбор морского месторождения Блок 63 используется технология FPSO. Разработка месторождения осуществляется с помощью подводных устьев, расположенных в трёх частях залежи.

Эксплуатационные и нагнетательные скважины объединены с FPSO через подводные коллекторы от трубопроводов и гибких стояков. Схема подводной добычи на залежи Тамбор приведена на рисунке 5.

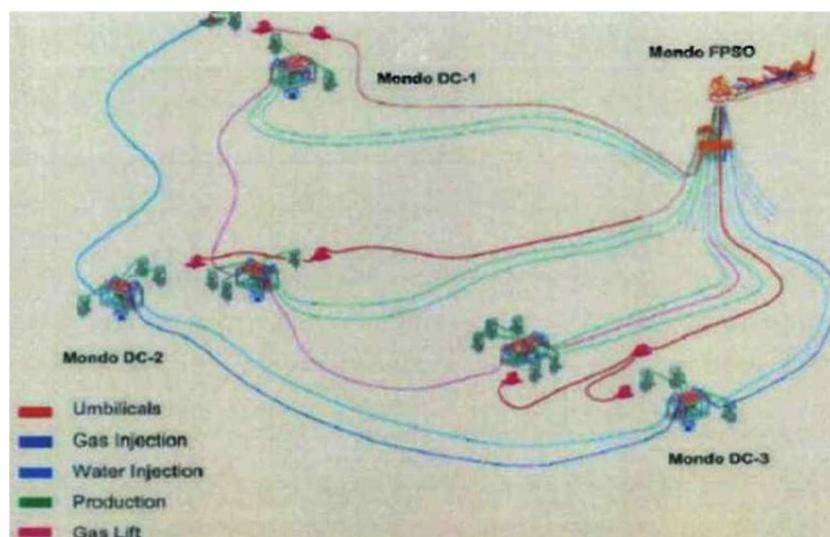


Рисунок 5 – Схема подводной добычи на залежах Тамбор



Эксплуатационные скважины

Конструкция скважины планируется в открытом стволе с гравийным фильтром.

Гравийный фильтр используется для очистки от песка. Все эксплуатационные скважины имеют постоянные приборы для измерения давления и температуры, которые установлены на забое скважины.

При разработке залежи Тамбор было запланировано использовать газлифт.

Потери нефти оцениваются от 12 до 25 тыс. барр./сут. Для поддержания этих потоков были выбраны трубы 5/34 дюймов.

Очистка песка будет контролироваться в основном через OHGP (open hole gravel pack – открытое отверстие гравийных фильтров).

Нагнетательные скважины

Эксплуатация нагнетательных скважин планируется также в открытом стволе с контролем поступления песка. Контроль песка необходим для предотвращения попадания песка обратно в скважину.

Расход нагнетания воды оценивается между 10 и 40 тыс. барр./сут.

Система подготовки и транспорта нефти

В систему подготовки и транспорта нефти флюид поступает из подводных скважин. В основном эта система позволяет разделить потоки газа, нефти и воды, поступающие на платформу.

Затем газ направляют в систему сжатия, где он используется для собственных нужд, а оставшая часть может перекачиваться на землю, закачиваться в пласты через нагнетательные скважины и использоваться для газлифта.

Жидкость направляется на насосы, подаётся в другие аппараты, резервуары или откачивается на землю.

Вода направляется, в частности, в систему очистки, после чего остаточная нефть отправляется обратно, а чистая вода сбрасывается в море. Эта вода также может быть направлена в систему закачки через нагнетательные скважины для поддержания пластового давления.

В системе подготовки производится разделение нефти и газа, нефти и воды. Возможность использования этих процессов связано с большой разницей между массовой плотностью воды, нефти и газа. Для большей эффективности процесса разделения потоки нагреваются. Тепловая энергия поступает от блоков утилизации теплоты отходящих газов от печи или турбины и также за счёт собственно добытого газа в качестве топлива.

Часть воды по-прежнему остаётся в виде эмульсии и не может быть сепарирована. Для разрушения эмульсии используются электродендраторы.

Газ отделяется в сепарационной установке, которая снижает давление на величину, близкую к атмосфере. Блок-схема системы подготовки нефти показано на рисунке 6.



Рисунок 6 – Блок-схема системы подготовки нефти



На рисунке 7 приведена предлагаемая схема сепарации нефти.

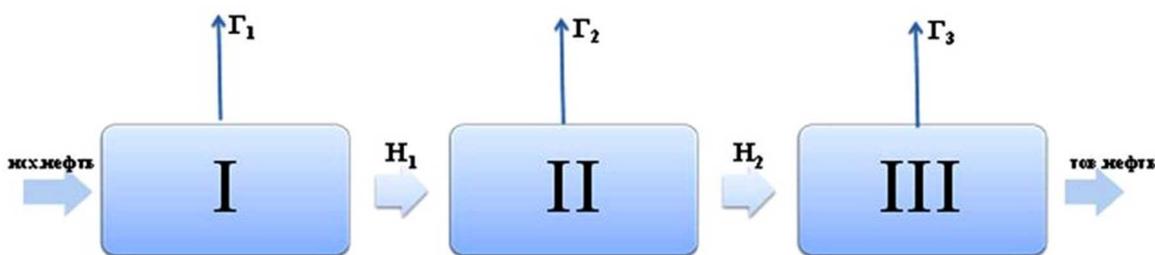


Рисунок 7 – Предлагаемая схема сепарации нефти

Система сжатия газа

Система сжатия газа состоит из компрессора по рекуперации паров (URV). Эти блоки получают газ из системы подготовки нефти.

Наибольший объём газа идёт в систему высокого сжатия, которая состоит из параллельных батарей центробежных компрессоров.

После сжатия газ отправляют на:

- другое месторождение (на новый проект Анголы);
- газлифт (используется, чтобы произвести больше нефти); газ вводится через затрубное пространство, снижает вес столба нефти, поэтому увеличивается перепад давления между пластом и скважиной и таким образом содействует подъёму и транспортировке нефти;
- использование в качестве топливного газа (газ, отделённый от конденсата, используется в качестве топлива для газовой системы турбины для выработки электроэнергии);
- закачку (газ закачивается в скважины для ППД в отсутствии спроса или инфраструктуры его перекачки);
- другие цели, если есть и другие пути использования газа;
- сжигание (малая часть).

Блок-схема системы очистки газа и блок-схема системы сжатия газа приведены в рисунки 8 и 9.

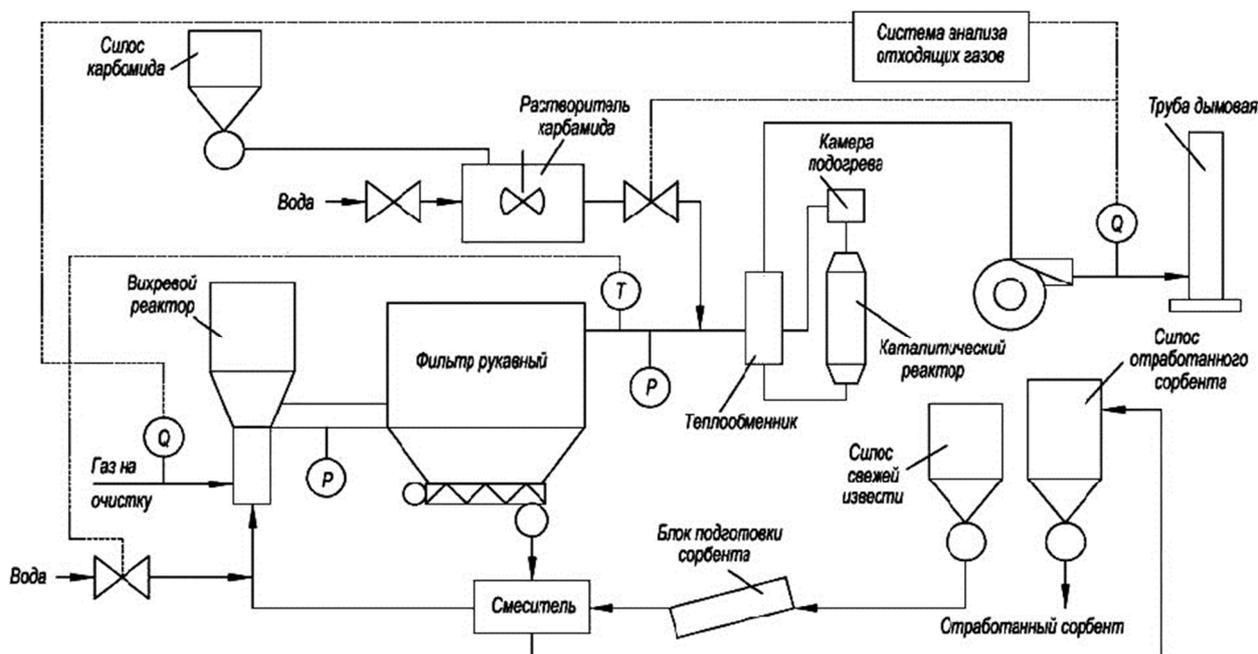


Рисунок 8 – Блок-схема системы очистки газа

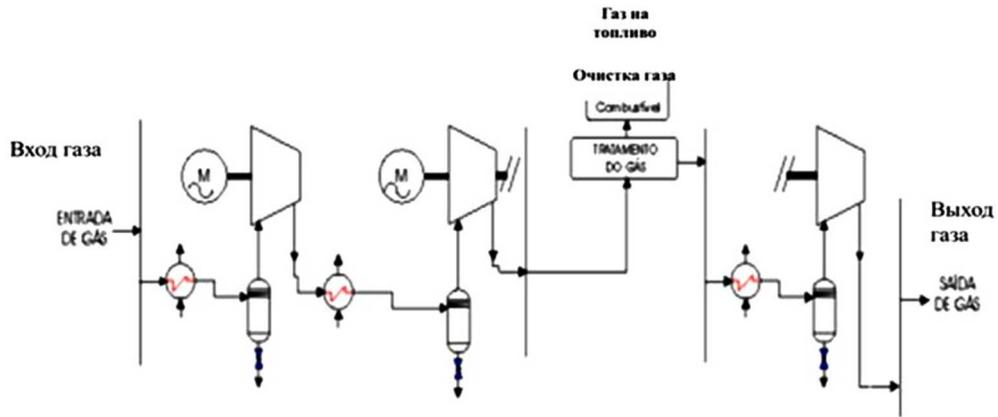


Рисунок 9 – Блок-схема системы сжатия газа

Система для производства электроэнергии и горячей воды состоит в основном из турбины. Эта система состоит из авиационной турбины, генератора (рис. 10 и 11).

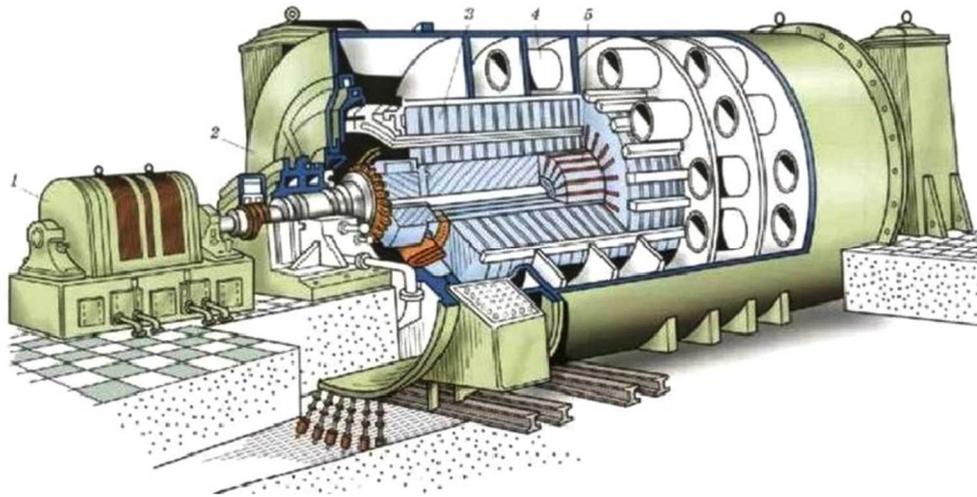
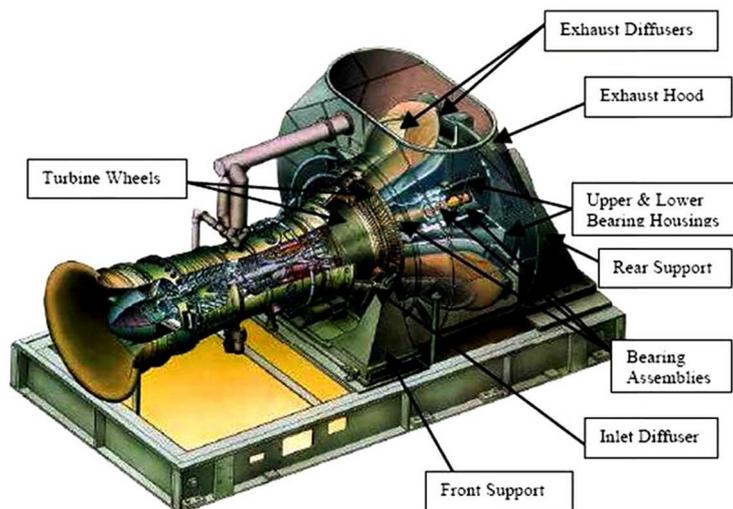


Рисунок 10 – Схема турбогенератора:
 1 – возбудитель; 2 – корпуса; 3 – сердечника статора;
 4 – секций водородного охлаждения; 5 – ротора



TYPICAL GAS TURBINE ARRANGEMENT
 [POWER TURBINE COMPONENTS INDICATED]

Рисунок 11 – Конструкция газовой турбины



Часть тепла от выхлопных газов выделяют в WHRU (система регенерации тепла). Это в основном теплообменники. Горячая вода в основном используется для нагрева продукции добывающих скважин в целях разделения трёх потоков жидкости (газа, нефти и воды). В некоторых случаях может быть дополнительный нагрев воды в печи. В последних проектах UEP в системе используется 4 турбогенератора мощностью около 25 МВт каждый, один в качестве резерва. Ёмкость в стратегии резервирования составляет около 75 МВт, а на спрос электрической энергии, как правило, не превышает 65 МВт (рис. 12 и 13).

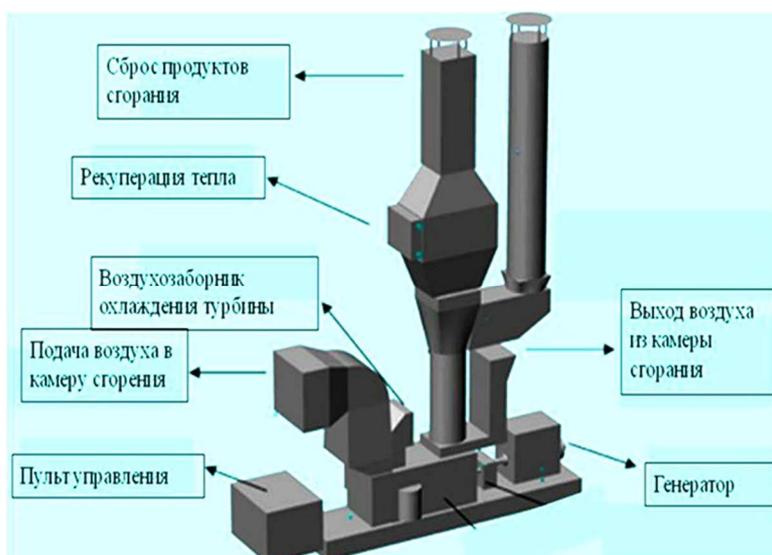


Рисунок 12 – Схема турбогенератора с подогревом воды через WHRU

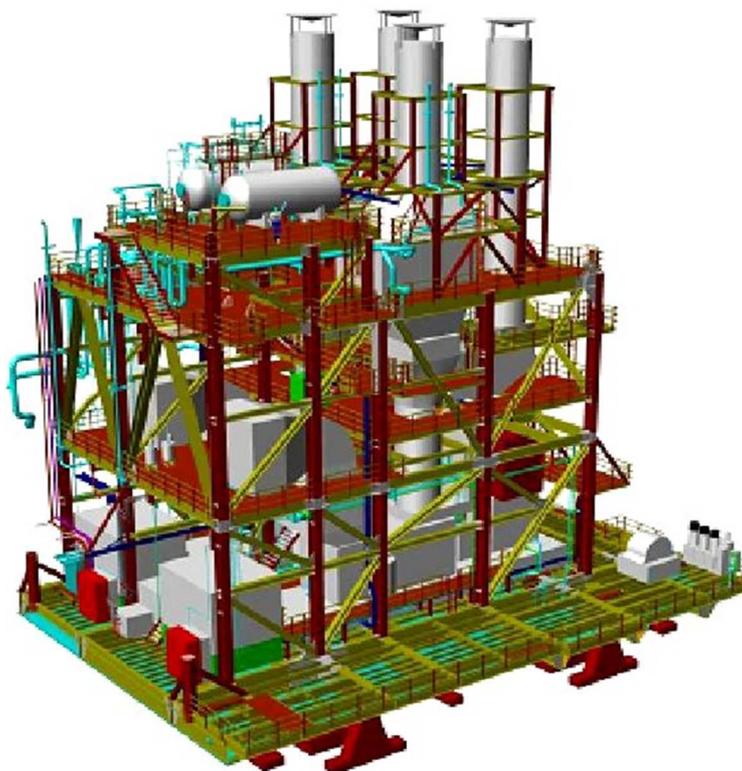


Рисунок 13 – Модуль электрической мощности (2 турбогенератора)

Машины (насосы, компрессоры и турбины)

Основным оборудованием являются насосы, компрессоры и турбины. Эти устройства потребляют энергию. Эти машины также вырабатывает тепло в окружающую среду. Так что есть потенциал для получения тепловой энергии.



Проблемы, существующие при сборе и подготовке нефти

Наиболее серьёзной проблемой промышленной подготовки нефти является нестационарность потока продукции в нефтепромысловом оборудовании. Нестационарность проявляется не только и не столько в колебаниях объёмных расходов потоков, сколько в колебаниях фазового и компонентного составов нефтепромысловой продукции. Учитывая, что нефть – многокомпонентное природное соединение с большим содержанием в ней естественных ПАВ, имеющих решающее значение в стабилизации и разрушении водонефтегазовых дисперсных систем, такие изменения составов определяют, как правило, нарушения технологических режимов работы нефтепромыслового оборудования.

Как уже ранее подчёркивалось, скважинная продукция нефтяных месторождений не просто многофазная смесь, включая известные агрегатные состояния вещества (жидкое, газовое и твёрдое), но и высокодисперсная система. Жидкость представляет собой, в первую очередь, смесь двух практически нерастворимых (при термобарических условиях промысла) многокомпонентных жидкостей (солёная вода и нефть). Нефть, в свою очередь, это смесь многокомпонентных взаиморастворимых жидкостей переменной природы. Нефтяной газ – смесь многокомпонентного газа пластовой нефти, паров нефти и воды, компонентный состав которой постоянно меняется из-за изменения термобарических условий в промысловой системе сбора и подготовки. Твёрдые вещества в скважинной продукции представлены:

- в первую очередь, кристаллами парафина с адсорбированными на них естественными ПАВ;
- мельчайшими частицами породы, размеры которых не превышают характерных размеров пустот в коллекторе;
- механическими примесями, попадающими в скважинную продукцию после проведения различных геолого-технических мероприятий, включая надводный и капитальный ремонт скважин и т.п.

Удельная поверхность дисперсной системы в составе скважинной продукции сопоставима с удельной поверхностью породы нефтяных залежей. Поэтому роль поверхностных явлений во всех основных процессах подготовки нефти, нефтяного газа и попутной пластовой воды становится определяющей. Особенно наглядно можно представить этот феномен в объяснении так называемого эффекта «старения» водонефтяных эмульсий и эффективности процесса «обессоливания» товарной нефти.

На основании проведённых расчётов была подобрана схема трёхступенчатой сепарации нефти, наиболее полно удовлетворяющая требованиям, предъявляемым к подготовке нефти на данной платформе.

Литература:

1. Запорожец Е.П. Регулярные процессы и оборудование в технологиях сбора, подготовки и переработки нефтяных и природных газов / Е.П. Запорожец и др. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012. – 620 с.
2. Зиберт Г.К. Технологии и техника сбора нефтяного газа / Г.К. Зиберт и др. – М. : Недра, 2013. – 404 с.
3. Голубев Н.В. Основы проектирования судовых энергетических установок / Н.В. Голубев, Н.М. Горбунов, А.В. Поздеев. – Л. : Судостроение, 1973. – 392 с.
4. Вербицкий С.В. Мировой флот FPSO. Современное состояние и перспективы развития / С.В. Вербицкий и др. // Труды ЦНИИ имени акад. А.Н. Крылова. – 2012. – № 66(350). – С. 125–134.
5. Галиев А.А. Численное моделирование сепаратора с изменением конструктивных особенностей // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 4. – С. 56–58.
6. Галиева Р.А. Исследование одновременной очистки газа от кислых компонентов и сероорганических соединений новыми абсорбентами физико-химического действия // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 4. – С. 42–44.
7. Зиянгиров А.Г. Перспективы применения мобильных компрессорных установок в условиях завершающей стадии разработки газовых месторождений / А.Г. Зиянгиров, Т.И. Мухамедьянов, В.И. Павлюченко // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 4. – С. 62–64.
8. Кусов Г.В. Автоматизированная система управления установкой подготовки попутного нефтяного газа / Г.В. Кусов, О.В. Савенок; Под общ. ред. Т.М. Сигитова // Современные тенденции развития нефтегазовой и машиностроительной отраслей : сборник научных статей по материалам I Международной научно-практической конференции (25 мая 2016 года, г. Пермь). – Пермь : ИП Сигитов Т.М., 2016. – С. 21–29.
9. Кусов Г.В. Модернизация низкотемпературных сепараторов на Уренгойском газоконденсатном месторождении / Г.В. Кусов, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 2. – С. 179–197.
10. Кусов Г.В. Анализ системы подготовки газа на Уренгойском газоконденсатном месторождении (на примере УКПГ-15) / Г.В. Кусов, О.В. Савенок // Сборник научных трудов по материалам Всероссийской научно-практической конференции «Теоретические и прикладные исследования в области естественных, гуманитарных и технических наук» (17 июня 2016 года, г. Прокопьевск). – Прокопьевск, 2016. – С. 84–95.
11. Кусов Г.В. Влияние систем автоматизации и контроля на надёжность функционирования систем сбора, подготовки и транспорта газа / Г.В. Кусов, О.В. Савенок // Сборник статей международной исследовательской организации «Cognitio» по материалам XII Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы науки XXI века» (31 июля 2016 года, г. Москва). – М. : Международная исследовательская организация «Cognitio», 2016. – С. 45–48.



12. Кусов Г.В. Обоснование применимости экспоненциального закона распределения при оценке надёжности блочного автоматизированного нефтепромыслового оборудования / Г.В. Кусов, О.В. Савенок // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2016. – № 8. – С. 158–165.

13. Кусов Г.В. Анализ эффективности подготовки газа на УКПГ-9 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Технологическая часть / Г.В. Кусов, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 3. – С. 40–51.

14. Кусов Г.В. Анализ эффективности подготовки газа на УКПГ-9 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Модернизация аппаратов осушки газа / Г.В. Кусов, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 3. – С. 52–72.

15. Кусов Г.В. Анализ системы сбора и подготовки газа Бованенковского месторождения / Г.В. Кусов, О.В. Савенок // Сборник статей научно-информационного центра «Знание» по материалам XX Международной заочной научно-практической конференции «Развитие науки в XXI веке» (13 декабря 2016 года, г. Харьков). – Харьков : научно-информационный центр «Знание». – Ч. 2. – С. 22–29.

16. Кусов Г.В. Характеристика системы сбора и подготовки газа на Медвежьем месторождении // Журнал «Научный форум. Сибирь». – Тюмень : ООО «Русарра», 2016. – Т. 2. – № 4. – С. 31–33.

17. Кусов Г.В. Система сбора и подготовки газа на примере УКПГ-13 Уренгойского газоконденсатного месторождения / Г.В. Кусов, О.В. Савенок, Одунлами Казим Алан // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 4. – С. 120–133.

18. Савенок О.В. Перспективы рационального использования попутного нефтяного газа в России // Газовая промышленность. Спецвыпуск журнала «Газовая промышленность»: Вузовская наука – нефтегазовой отрасли. – 2013. – № 692. – С. 91–95.

19. Савенок О.В. Методы и технологии переработки и эффективного использования попутного нефтяного газа / О.В. Савенок, Д.Д. Шарыпова // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 10. – С. 64–71.

20. Шестерикова Р.Е. Энергетический анализ влияния очистки газа от диоксида углерода на его транспортировку по магистральным газопроводам / Р.Е. Шестерикова, А.А. Шестерикова, И.А. Галанин // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 4. – С. 74–77.

21. Paik J.K. Ship-Shaped Offshore Installations. Design, Building and Operation / J.K. Paik, A.K. Thaya-mballi. – Cambridge University press, 2007. – 536 p.

22. Yamada K. Marginal field development by adopting FPSO lease contract / K. Yamada, M. Kawase, Y. Shimamura // Journal of the Japanese Association for Petroleum Technology. – 1999. – Vol. 64. – Iss. 6. – P. 527–532.

23. Yoshihide Shimamura. FPSO/FSO: State of the art // Journal of Marine Science and Technology. – 2002. – Vol. 7. Iss. 2. – P. 59–70.

References:

1. Zaporozhets E.P. Regular processes and equipment in technologies of oil and natural gas gathering, preparation and processing / E.P. Zaporozhets et al. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012. – 620 p.

2. Siebert G.K. Technology and equipment in the collection of oil gas / G.K. Siebert et al. – M. : Nedra, 2013. – 404 p.

3. Golubev N.V. Design bases for the ship power plants / N.V. Golubev, N.M. Gorbunov, A.V. Pozdeev. – L. : Shipbuilding, 1973. – 392 p.

4. Verbitskiy S.V. World FPSO Fleet. Modern state and prospects of development / S.V. Verbitskiy et al. / Proceedings of Central Scientific Research Institute named after acad. Krylov A.N. // Proceedings of Central Scientific Research Institute named after acad. – 2012. – № 66 (350). – P. 125–134.

5. Galiev A.A. Numerical modeling of a separator with change of design features // Bulatovskie readings. – 2018. – V. 4. – P. 56–58.

6. Galiev R.A. Investigation of the simultaneous gas purification from the acidic components and the sulfur compounds by the new absorbents of the physical and chemical action // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 4. – P. 42–44.

7. Ziyangirov A.G. Perspectives of the mobile compressor unit's application in the conditions of the final stage of the gas fields development / A.G. Ziyangirov, T.I. Mukhamedianov, V.I. Pavlyuchenko // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 4. – P. 62–64.

8. Kusov G.V. Automated control system for the associated petroleum gas preparation unit / G.V. Kusov, O.V. Savenok // Modern trends in the development of oil-gas and machine-building industries: collection of scientific articles on the materials of the I International scientific-practical conference (May 25, 2016, Perm) / Under general editorship of T.M. Sigitov. – Perm : IE Sigitov T.M., 2016. – P. 21–29.

9. Kusov G.V. Modernization of the low-temperature separators at the Urengoy gas-condensate field / G.V. Kusov, O.V. Savenok // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2016. – № 2. – P. 179–197.

10. Kusov G.V. Analysis of the gas preparation system at the Urengoy gas condensate field (by the example of GCPG-15) / G.V. Kusov, O.V. Savenok // Collection of scientific papers on the materials of All-Russian scientific-practical conference «Theoretical and applied research in the field of natural, humanities and technical sciences». (June 17, 2016, Prokopyevsk). – Prokopyevsk, 2016. – P. 84–95.

11. Kusov G.V. Influence of automation and control systems on the reliability of the systems of collection, preparation and transport of gas / G.V. Kusov, O.V. Savenok // Collection of articles of international research organization «Cognitio» on the materials of XI International Scientific Conference «Actual problems of science of the XXI century» (July 31, 2016, Moscow). – M. : International research organization «Cognitio», 2016. – P. 45–48.



12. Kusov G.V. Justification of the exponential distribution law applicability at the reliability estimation of the block automated oilfield equipment / G.V. Kusov, O.V. Savenok // Gornyi Informational-Analytical Bulletin (scientific and technical journal). – 2016. – № 8. – P. 158–165.
13. Kusov G.V. Analysis of the gas preparation efficiency at the gas processing unit 9 of the Yamburg oil-gas-condensate field. Technological part / G.V. Kusov, O.V. Savenok // Science. Technique. Tekhnologii (Polytechnical bulletin). – 2016. – № 3. – P. 40–51.
14. Kusov G.V. Analysis of Gas Treatment Efficiency at Gas Processing Unit-9 of the Yamburg oil-gas-condensate field. Modernization of the gas drying apparatuses / G.V. Kusov, O.V. Savenok // Science. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2016. – № 3. – P. 52–72.
15. Kusov G.V. Analysis of the gas collection and preparation system of Bovanenkovskoye field / G.V. Kusov, O.V. Savenok // Collection of articles of scientific-informational center «Znaniye» on materials of the XX International correspondence scientific-practical conference «Development of science in the XXI century». (December 13, 2016, Kharkov). – Kharkov : Scientific-Information Center «Knowledge». – Part 2. – P. 22–29.
16. Kusov G.V. Characteristics of the gas gathering and preparation system at the Medvezhiy field // Journal «Scientific Forum. Siberia». – Tyumen : LLC «Rusarra», 2016. – V. 2. – № 4. – P. 31–33.
17. Kusov G.V. System of gas gathering and preparation on an example of Urengoi gas-condensate field RPG-13 / G.V. Kusov, O.V. Savenok, Odunlami Kazim Alan // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2016. – № 4. – P. 120–133.
18. Savenok O.V. Prospects of the associated petroleum gas rational use in Russia // Gas industry. Special issue of the journal «Gazovaya Promyshlennost»: Higher education science – oil and gas industry. – 2013. – № 692. – P. 91–95.
19. Savenok O.V. Methods and technologies of processing and effective use of the associated petroleum gas / O.V. Savenok, D.D. Sharypova // Oil. Gas. Innovations. – 2013. – № 10/2013. – P. 64–71.
20. Shesterikova R.E. Energy analysis of an influence of the gas cleaning from the carbon dioxide on its transportation on the main gas pipelines / R.E. Shesterikova, A.A. Shesterikova, I.A. Galanin // Bulatovskie readings. – 2017. – V. 4. – P. 74–77.
21. Paik J.K. Ship-Shaped Offshore Installations. Design, Building and Operation / J.K. Paik, A.K. Thayamballi. – Cambridge University press, 2007. – 536 p.
22. Yamada K. Marginal field development by adopting FPSO lease contract / K. Yamada, M. Kawase, Y. Shimamura // Journal of the Japanese Association for Petroleum Technology. – 1999. – Vol. 64. – Iss. 6. – P. 527–532.
23. Yoshihide Shimamura. FPSO/FSO: State of the art // Journal of Marine Science and Technology. – 2002. – Vol. 7. Iss. 2. – P. 59–70.



УДК 533.723, 608.2, 665.622.22, 62-185.3, 519.873, 62-122, 62-123, 62-164.21

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ ЗА СЧЁТ ПОДГОТОВКИ ПУСКОВОГО ВОЗДУХА

IMPROVING THE RELIABILITY OF GAS PUMPING UNITS DUE TO THE PREPARATION OF THE STARTING AIR

Игнатченко О.А.

аспирант, преподаватель,
Кубанский государственный технологический университет,
инженер по эксплуатации оборудования
газовых объектов II категории,
газокомпрессорная служба Краснодарского УПХГ –
филиал ООО «Газпром ПХГ»
o.ignatchenko@krs.phg.gazprom.ru

Литовник Н.Н.

студентка кафедры МОНГП,
АМТИ (филиал),
Кубанский государственный технологический университет
litovniknadia@mail.ru

Аннотация. Во время пуска газоперекачивающих агрегатов происходит попадание механических примесей по воздушным линиям в силовые цилиндры поршневого компрессора, что приводит к образованию задир на стенках втулок и поршней, и остановки агрегата на ремонт. Данная проблема устранена путём предварительной подготовки пускового воздуха перед подачей в агрегат за счёт установки центробежного сепаратора, что привело к повышению надежности ГПА.

Ключевые слова: надежность, газоперекачивающий агрегат, пусковой воздух, сепаратор.

Ignatchenko Oleg A.

Graduate student, Teacher,
Kuban State University of Technology,
equipment operation engineer
gas facilities of category II,
gas compressor service
of the Krasnodar UPHG –
Gazprom PHG Branch
o.ignatchenko@krs.phg.gazprom.ru

Litovnik Nadezgdia N.

Student Armavir Institute of Mechanics
and Technology (branch),
Kuban State Technological University
litovniknadia@mail.ru

Annotation. During the start-up of gas pumping units, mechanical impurities enter the power cylinders of the piston compressor through the air lines. This leads to the formation of bulge on the walls of the bushings and pistons and stop the unit for repair. This problem is eliminated by pre-treatment of the starting air before feeding into the unit due to the installation of a centrifugal separator, which led to increased reliability of the HPA.

Keywords: reliability, gas-pumping unit, starting air, separator.

Важным критерием долгой и эффективной работы агрегата является показатель надежности. Главными задачами вовремя продолжительной эксплуатации оборудования остаются предотвращение аварий и абразивного износа установок.

Газоперекачивающий агрегат – это одно из главных технологических оборудований для сжатия природного газа на компрессорных станциях газопроводов и подземных хранилищ. Его задачей является повышение давления газа до заданной величины. Основная часть парка энергетического оборудования КС была введена в эксплуатацию еще в 1980–1990 годы, поэтому очень важно повышать эксплуатационную надежность ГПА.

Надежность – свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах все параметры, обеспечивающие выполнение требуемых функций в заданных условиях эксплуатации [1]. Недостаточная надежность оборудования приводит к большим расходам при восстановлении (ремонте) и к простоем оборудований, а также к прекращению снабжения населения энергетически важными ресурсами.

На примере компрессорной станции Краснодарского УПХГ, в состав оборудования которой входят газомотокомпрессоры типа МК-8, МК-8М. Инструкцией по эксплуатации ГМК МК-8, МК-8М предусматривается пуск газомотокомпрессора с помощью сжатого воздуха с любого положения коленчатого вала при температуре помещения не ниже +5 °С (278 К) [2]. Управление пуском осуществляется как вручную, так и автоматически от сигнала системы автоматики. Сжатый воздух от пусковых баллонов подводится к главному пусковому клапану, при этом часть воздуха от подводящего трубопровода подается на усилитель. При его открытии, пусковой воздух поступает по главной пусковой магистрали к распределительным клапанам, и от них, в соответствии с порядком работы цилиндров двигателя, к пусковым клапанам, которые установлены на крышках силовых цилиндров. Под действием сжатого воздуха происходит открытие пусковых клапанов, и воздух поступает в цилиндры двигателя.

Газокомпрессоры типа МК-8, МК-8М применяются на компрессорной станции Краснодарского УПХГ, где и возникла необходимость повышения надежности данного агрегата. Все проводившиеся на станции испытания с применением сепаратора для очистки входного воздуха, дали положительные результаты.



Начало работы компрессора предусматривается пуском сжатого воздуха с любого положения коленчатого вала при температуре помещения не ниже $+5\text{ }^{\circ}\text{C}$ (278 K) [2]. От пусковых баллонов к главному пусковому клапану подводится сжатый воздух, при этом часть воздуха от подводящего трубопровода подается на усилитель.

Основное требование, предъявляемое к газомотокомпрессорам, – круглосуточная работа с остановками лишь для проведения технического обслуживания или постановки в резерв. Газомотокомпрессор представляет собой единый агрегат, состоящий из газового двигателя внутреннего сгорания и поршневого компрессора.

В газомотокомпрессоре МК-8 используется газовый комбинированный двухтактный двигатель с внутренним смесеобразованием, петлевой схемой газообмена и искровым зажиганием.

Причиной износа и остановок газомотокомпрессора становится недостаточная подготовленность воздуха, подающегося в силовые цилиндры, вместе с воздушным потоком закачиваются механические примеси и конденсат. Абразивный износ происходит с попаданием песка в цилиндр, работа агрегата останавливается на время ремонта, либо оборудование вовсе выходит из строя и больше не может быть введено в эксплуатацию. В связи с этим было решено установить перед входом агрегата сепаратор, очищающий воздух.

Конструкция сепаратора довольно проста: сосуд объемом $V = 0,1\text{ м}^3$ имеет тангенсальный вход в верхней части, нижней расположена линия для выноса собранных механических примесей и конденсата. Располагается сепаратор вертикально относительно земли. На рисунке 1 показан рассматриваемый сепаратор для очистки, не установленный в систему газомотокомпрессора.



Рисунок 1 – Центробежный сепаратор для очистки входного воздуха, снятый в ремонтный период с агрегата

Принцип работы сепаратора заключается в следующем: воздух поступает в агрегат под углом 45 градусов за счет тангенциального верхнего входа. Под действием центробежных сил поступившие частицы разбрасываются по стенкам сосуда, в дальнейшем спускаясь вниз. Таким образом вся грязь и конденсат скапливаются в нижней части сепаратора у выхода для выноса собранных частиц и в дальнейшем выносятся по продувочной линии в емкость для сбора. На рисунке 2 уже установленный сепаратор.



Рисунок 2 – Установленный центробежный сепаратор перед входом ГПА



Результатом использования центробежного сепаратора является повышение надежности газоперекачивающего агрегата, стабилизация его работы, уменьшено количество случаев детонирования агрегата при его пуске. Количество остановок агрегата по причине некачественной подготовки пускового воздуха было снижено на 15–20 %, а также уменьшены случаи задир на втулках и поршнях, что положительно сказалось на экономической эффективности и надёжности ГПА.

Все это достигнуто улучшением подготовки пускового воздуха с помощью установки центробежного сепаратора введено в эксплуатацию на компрессорной станции Краснодарского УПХГ.

Литература:

1. Шишмарёв В.Ю. Надежность технических систем : учебник. – 2-е издание, 2018. – 305 с.
2. Техническое описание и инструкция по эксплуатации 8201-1000 ТО «Газомотокомпрессоры МК-8». 1975.
3. Яковлев Е.И. Техническая диагностика газоперекачивающих агрегатов / Е.И. Яковлев, Н.И. Фетисенкова, А.С. Рябченко. – М. : Изд-во МИНГ, 1988. – 240 с.
4. ПАО «Газпром» Общество с ограниченной ответственностью «Газпром ПХГ» // Выписка из технологического регламента Подземного хранилища газа филиала ООО «Газпром ПХГ» «Краснодарского УПХГ». – с. Успенское, 2019. – 313 с.
5. Козаченко А.Н. Эксплуатация компрессорных станций магистральных газопроводов : справочник. – М. : Нефть и газ, 1999. – 463 с.
6. Леонтьев И.А. Основы надежности систем добычи газа / И.А. Леонтьев, И.Г. Журавлев. – М. : Недра, 1975. – 201 с.
7. Калабро С.Р. Принципы и практические вопросы надежности / С.Р. Калабро; Пер. с англ., Под. ред. Д.Ю. Панова. – М. : Машиностроение, 1966. – 376 с.

References:

1. Shishmaryov V.Yu. Reliability of technical systems : textbook. – 2nd edition, 2018. – 305 p.
2. Technical Description and Operating Instructions 8201-1000 TO «MK-8 Gas Motocompressors». – 1975.
3. Yakovlev E.I. Technical diagnostics of the gas compressor units / E.I. Yakovlev, N.I. Fetisenkova, A.S. Ryabchenko. – M. : Published by MINGG, 1988. – 240 p.
4. Public Company Gazprom Limited Liability Company «Gazprom UGS» // Extract from the technological regulations of Underground Gas Storage of OOO Gazprom UGS branch «Krasnodar UGSF». – Village Uspenskoye, 2019. – 313 p.
5. Kozachenko A.N. Operation of the compressor stations of the gas main pipelines : reference book. – M. : Oil and Gas, 1999. – 463 p.
6. Leontief I.A. Fundamentals of reliability of gas production systems / I.A. Leontief, I.G. Zhuravlev. – M. : Nedra, 1975. – 201 p.
7. Calabro S.R. Principles and practical questions of reliability / S.R. Calabro; Translation from English, Ed. by D.Yu. Panova. – M. : Mashinostroenie, 1966. – 376 p.



УДК 621.452.3:621.43.055

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ В ТОПЛИВНОЙ СИСТЕМЕ КАМЕРЫ СГОРАНИЯ ГТД

DETERMINATION OF HYDRAULIC LOSSES IN THE FUEL SYSTEM OF THE GTE COMBUSTION CHAMBER

Краснов Дмитрий Сергеевич

студент,
Казанский национальный исследовательский
технический университет имени А.Н. Туполева – КАИ
dima-krasnov-09@mail.ru

Бакланов Андрей Владимирович

кандидат технических наук,
доцент кафедры РДИЭУ,
Казанский национальный исследовательский
технический университет имени А.Н. Туполева – КАИ
andreybaklanov@bk.ru

Аннотация. В данной работе рассматривается топливная система стационарной газотурбинной установки НК-16СТ. Разработана методика определения гидравлических потерь в топливной системе камеры сгорания ГТД. Произведено сравнение расчетных и экспериментальных данных.

Ключевые слова: расчет, потери давления, топливная система, гидравлические потери.

Krasnov Dmitry Sergeevich

Student,
Kazan National Research
Technical University
named after A.N. Tupolev – KAI
dima-krasnov-09@mail.ru

Baklanov Andrey Vladimirovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor of JEandPP,
Technical University
named after A.N. Tupolev – KAI
andreybaklanov@bk.ru

Annotation. In this paper, the fuel system of a stationary gas turbine unit NK-16ST is considered. A method for determination hydraulic losses in the fuel system of the gas turbine combustion chamber is developed. The calculated and experiment data are compared.

Keywords: calculation, pressure loss, fuel system, hydraulic losses.

Топливная система ГТД представляет из себя гидравлическую систему, состоящую из набора гидравлических элементов, которые соединены между собой. Обычно она состоит из элементов предназначенных для передачи жидкости или газа на расстояние (трубопроводы), управления потоком (клапаны, заслонки), изменения направлений и разделения потока (колена, отводы, тройники, коллекторы) изменения скорости (сужения, расширения), дозирования и организации распыливания (жиклеры, форсунки) [1].

Определение гидравлических потерь проводится для участков топливной системы от дозатора газа до выхода из форсунки [2].

Методика расчета заключается в следующем:

– При расчете конечный участок топливной системы разделяется на отдельные участки (участок содержит только одно путевое или местное сопротивление), гидравлические сопротивления которых составляют в сумме потери давления на всем участке.

• выбирается расчетный участок;

• части системы, примыкающие к нему, отбрасываются, и заменяются граничными условиями

– Определяются теплофизические свойства рабочего тела. При заданной температуре обычно это определяют по справочным данным (плотность, динамическая вязкость).

– Записываются и решаются уравнения, определяющие граничные условия на выбранном участке, и тем самым определяются значения их величин (расход рабочего тела через участок, скорость течения рабочего тела в участке).

– Определение режима течения жидкости (число Рейнольдса, приведенная плотность потока массы, приведенная скорость), из которого определяются скоростной напор.

– Коэффициент сопротивления зависит от конструкции конкретного элемента участка. Он определяется из [3]. В нем приводятся формула для расчетного определения коэффициента сопротивления в зависимости от его основных параметров, а также графическое изображение этой зависимости и таблицы численных значений коэффициента сопротивления.

– Потери давления на участке определяются произведением скоростного напора и коэффициента сопротивления.

Расчет потерь давления ведется по элементам топливной системы, начиная от среза форсунок.



Результатом расчета является определение потерь давлений на участках, и требуемого давления на входе в топливную систему [4].

В соответствии с предложенной методикой выполнен расчет топливной системы стационарной газотурбинной установки НК-16СТ служащей для привода нагнетателя газоперекачивающего агрегата. Принципиальная схема топливной системы представлена на рисунке 1. Она состоит из начального участка (от топливной магистрали до дозатора газа) и конечного участка (от дозатора газа, до выхода из топливных форсунок). *Конечный участок топливной системы состоит из [5]:*

- дозатор газа,
- топливный патрубок,
- ресивер,
- штуцер подвода топлива,
- топливный коллектор плиты,
- топливные каналы от коллектора к форсункам,
- форсунка камеры сгорания,
- сечение на выходе из форсунки.

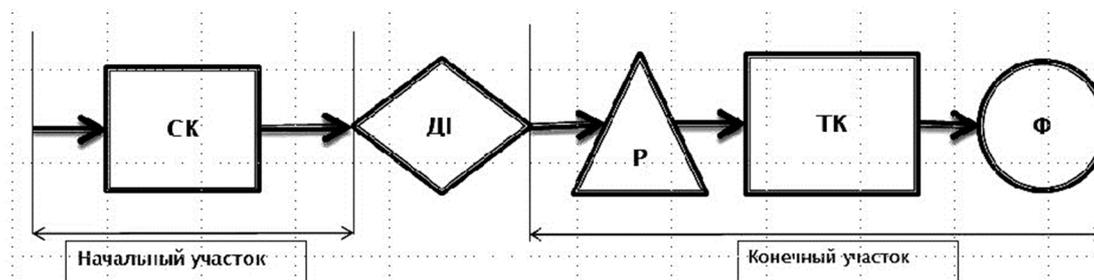


Рисунок 1 – Принципиальная схема топливной системы:

СК – стопорный клапан; ДГ – дозатор газа; Р – распределитель; ТК – топливный коллектор; Ф – форсунка

В ходе расчета были использованы следующие формулы:

Число Рейнольдса:

$$Re = \frac{G_T \cdot D_0}{n_{фор} \cdot F_0 \cdot \mu}$$

Определение приведенной плотности потока:

$$q(\lambda) = \frac{G_T \cdot \sqrt{T}}{n_{фор} \cdot m_{кр} \cdot F_0 \cdot P_i}$$

Скоростной напор:

$$\frac{\rho \cdot w^2}{2} = 0,358 \cdot P_i \cdot q(\lambda) \cdot \lambda.$$

Потери давления:

$$\Delta P_i = \varepsilon \cdot \frac{\rho \cdot w^2}{2}.$$

Для проверки эффективности разработанной методики в контрольных сечениях топливной системы двигателя НК-16СТ установлены датчики определения давления и проведены испытания двигателя с выходом на режимы снятия дроссельной характеристики [6, 7].

По результатам испытаний выявлено, что отклонение расчетных и экспериментальных данных не превысило 10 %.

Выводы:

1. Разработана методика расчета для определения гидравлических потерь в топливной системе ГТД.
2. Произведен расчет потерь давления в топливной системе стационарного ГТД, работающего на природном газе.
3. Произведено измерение давления в контрольных сечениях топливной системы.
4. Подтверждена хорошая сходимость расчетных и экспериментальных данных.

**Литература:**

1. Маркушин А.Н. Гидравлические потери в серийной и модернизированной многофорсуночной камере сгорания ГТД / А.Н. Маркушин, А.В. Бакланов, Г.Ф. Салимзянова // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. – 2016. – Т. 18. – № 1. – С. 90–94.
2. Маркушин А.Н. Гидравлические характеристики укороченной многофорсуночной камеры сгорания ГТД / А.Н. Маркушин, А.В. Бакланов // Авиационно-космическая техника и технология. – 2013. – № 8. – С. 131.
3. Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям. – 1975.
4. Бакланов А.В. Влияние направляющего аппарата на гидравлические характеристики камеры сгорания ГТД / А.В. Бакланов, А.Н. Маркушин, Г.Ф. Салимзянова // Сборник: Проблемы и перспективы развития авиации, наземного транспорта и энергетики «АНТЭ-2015»: материалы Международной научно-технической конференции / Казанский национальный исследовательский технический университет им. А.Н. Туполева – КАИ (КНИТУ-КАИ), Лаборатория МФТП (КНИТУ-КАИ), 2015. – С. 757–762.
5. Гриценко Е.А. Конвертирование авиационных ГТД в газотурбинные установки наземного применения / Е.А. Гриценко, В.П. Данильченко, С.В. Лукачев и др. – Самара : СНЦ РАН, 2004. – 266 с.
6. Маркушин А.Н. Исследование рабочего процесса камер сгорания в составе ГТД / А.Н. Маркушин, А.В. Бакланов // Вестник Самарского университета. Аэрокосмическая техника, технологии и машиностроение. – 2016. – Т. 15. – № 3. – С. 81–89.
7. Маркушин А.Н. Испытательные стенды для исследования процессов и доводки низкоэмиссионных камер сгорания ГТД / А.Н. Маркушин, А.В. Бакланов // Вестник Самарского государственного аэрокосмического университета им. академика С.П. Королёва (национального исследовательского университета). – 2013. – № 3-1(41). – С. 131–138.

References:

1. Markushin A.N. Hydraulic losses in a serial and modernized multiforsunochnoy combustion chamber of the gas turbine engine / A.N. Markushin, A.V. Baklanov, G.F. Salimzyanova // Izvestiya Samara scientific center of the Russian Academy of Sciences. – 2016. – Vol. 18. – № 1. – P. 90–94.
2. Markushin A.N. Hydraulic characteristics of a shortened multiforsunochnoy combustion chamber of the gas turbine engine / A.N. Markushin, A.V. Baklanov // Aviation and space engineering and technology. – 2013. – № . 8. – P. 131.
3. Idelchik I.E. Handbook of hydraulic resistance. – 1975.
4. Baklanov A.V. Influence of the guide device on the hydraulic characteristics of the combustion chamber of the gas turbine engine / A.V. Baklanov, A.N. Markushin, G.F. Salimzyanova // Collection: Problems and prospects of aviation, ground transport and energy «ANTE-2015» – Materials international scientific and technical conference. Kazan national research technical University named after A.N. Tupolev – KAI (KNITU-KAI), mftp laboratory (KNITU-KAI), 2015. – P. 757–762.
5. Gritsenko E.A. Conversion of aviation gas turbine engines to gas turbine installations for ground use / E.A. Gritsenko, V.P. Danilchenko, S.V. Lukachev, etc. – Samara : SNC RAS, 2004. – 266 p.
6. Markushin A.N. Study of the working process of combustion chambers in the gas turbine engine / A.N. Markushin, A.V. Baklanov // Bulletin of the Samara University. Aerospace engineering, technologies and mechanical engineering. – 2016. – Vol. 15. – № 3. – P. 81–89.
7. Markushin A.N. Test stands for research of processes and finishing of low-emission combustion chambers of GTE / A.N. Markushin, A.V. Baklanov // Bulletin of the Samara state aerospace University named after academician S.P. Korolev (national research University). – 2013. – № 3-1(41). – P. 131–138.



УДК 622.692.4

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДАННЫХ О ТЕМПЕРАТУРЕ НЕФТИ, ПОЛУЧАЕМЫХ С ДАТЧИКОВ ВНУТРИТРУБНЫХ ИНСПЕКЦИОННЫХ ПРИБОРОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОЛОЖЕНИЯ ТРУБОПРОВОДА, ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ГЕОТЕХНИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

THE USE OF THE DATA ON THE OIL TEMPERATURE MEASUREMENT TAKEN BY THE IN-SITU PIPES TESTING POSITIONING DEVICE SENSORS FOR GEOTECHNICAL MONITORING OF TRUNK PIPELINES

Кузнецова Ольга Викторовна

научный сотрудник лаборатории комплексного анализа результатов геотехнических обследований, ООО «Научно-исследовательский институт трубопроводного транспорта»
KuznetsovaOV@niitnn.transneft.ru

Федотов Алексей Леонидович

кандидат географических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории разработки и ведения геоинформационных систем и баз данных, ООО «Научно-исследовательский институт трубопроводного транспорта»
FedotovAL@niitnn.transneft.ru

Гонопольский Александр Адамович

кандидат технических наук, старший научный сотрудник лаборатории промышленной безопасности и охраны труда, ООО «Научно-исследовательский институт трубопроводного транспорта»
GonopolskyAA@niitnn.transneft.ru

Аннотация. В работе производится анализ результатов измерения температуры нефти датчиком внутритрубного инспекционного прибора определения положения трубопровода. Исследуются области применения данных по температуре потока нефти при осуществлении геотехнического мониторинга. Приводятся результаты исследования чувствительности модели расчета ореолов оттаивания, осадок грунта и расчета напряженно-деформированного состояния трубопровода к изменению температуры стенки магистрального нефтепровода в исходных данных.

Ключевые слова: магистральный нефтепровод, трубопроводный транспорт нефти, геотехнический мониторинг, внутритрубная диагностика, вечная мерзлота, вечномерзлый грунт, температура грунта, напряженно-деформированное состояние, тепловые расчеты, ореол оттаивания, тепловая осадка грунта.

Kuznetsova Olga Viktorovna

Researcher at the Laboratory for Integrated Analysis of Geotechnical Survey Results, LLC «Research Institute of Pipeline Transport»
KuznetsovaOV@niitnn.transneft.ru

Fedotov Alexei Leonidovich

Candidate of Geographical Sciences, Leading Researcher in the Laboratory for the development and maintenance of geographic information systems and databases, LLC «Research Institute of Pipeline Transport»
FedotovAL@niitnn.transneft.ru

Gonopolsky Alexander Adamovich

Candidate of Technical Sciences, Senior Researcher, Occupational Health and Safety Laboratory, LLC «Research Institute of Pipeline Transport»
GonopolskyAA@niitnn.transneft.ru

Annotation. The paper provides the analysis of the results of the oil temperature measurement by the in-situ pipes testing positioning device sensor. The paper investigates areas of application of data regarding the temperature of the oil stream in the implementation of geotechnical monitoring. The paper summarizes the results regarding the research of the sensitivity of the model for the halo thawing calculation, the soil subsidence and the calculation of the stress-strain state of the pipeline in relation to the trunk pipeline wall temperature change in the input data.

Keywords: trunk pipeline, oil transportation, geotechnical monitoring, in-situ pipes testing, permafrost, frozen ground, soil temperature, stress-strain state, thermal design, halo thawing, soil subsidence.

Развитие энергетической инфраструктуры районов Крайнего Севера является приоритетной задачей Российской Федерации. Геотехнический мониторинг играет важную роль при эксплуатации магистральных нефтепроводов (далее – МН), проложенных в районах распространения многолетнемерзлых грунтов (далее – ММГ).



В процессе эксплуатации МН, проложенного подземным способом, происходит оттаивание ММГ, что может привести к возникновению перемещений и деформаций трубопровода [1]. Результаты измерений температуры транспортируемой по МН нефти являются исходными данными при проведении расчетов ореолов оттаивания и осадок грунта, а также расчетов напряженно-деформированного состояния в стенке МН, на основании которых принимаются решения о выполнении компенсирующих мероприятий.

На сегодняшний день для получения информации о температурном режиме перекачки применяются данные измерений температуры стенки МН с датчиков систем диспетчерского контроля и управления. Датчики систем диспетчерского контроля и управления (далее – СДКУ) устанавливаются на расстоянии 10–30 км друг от друга, в связи с чем форма функции распределения температуры стенки по МН между этими датчиками остается неизвестной. Современные внутритрубные инспекционные приборы определения положения трубопровода (далее – ВИП ОПТ) АО «Транснефть-Диаскан» позволяют проводить измерения температуры перекачиваемой нефти для каждой секции трубы при проведении внутритрубной диагностики [2]. Эти данные могут быть использованы для решения различных задач геотехнического мониторинга.

На рисунке 1 приведен пример определения формы и построения аппроксимирующей функции температуры стенки МН по данным с датчиков СДКУ и с учетом результатов измерения температуры нефти при проведении внутритрубной диагностики.

Как видно из графика, температура стенки, измеренная датчиками СДКУ на 40-м км и 130-м км участка МН, превышает температуру нефти, измеренную ВИП ОПТ, что противоречит условию теплообмена на границах «нефть-трубопровод – грунт». Также повышение температуры стенки МН в данных точках не подтверждается пиком в распределении температуры нефти. В связи с чем показания данных датчиков не должны приниматься при проведении калибровки модели расчета температуры стенки МН и задании формы функции ее распределения по длине участка МН.



Рисунок 1 – Выбор формы аппроксимирующей функции температуры стенки по длине МН

На рисунке 2 приведены графики распределения температуры нефти по длине МН для пропусков ВИП ОПТ в период с 2015 по 2017 гг. на участке МН «ВСТО-1», участки распространения многолетнемерзлых грунтов и объемы нанесенной тепловой изоляции на реконструируемых участках МН по годам. Тепловая изоляция нанесена на участки с выявленными ранее перемещениями трубопровода, ненормативными и уменьшающимися радиусами изгиба секций труб на основании результатов прогнозных расчетов ореолов оттаивания и осадок грунта и расчетов напряженно-деформированного состояния стенки МН. Из графиков видно, что участки с нанесенной тепловой изоляцией соответствуют координатам расположения пиков на графиках распределения температуры нефти. Также определено, что характер распределения температуры нефти по длине МН не является случайным, т.к. форма функции указанного распределения сохраняется от пропуска к пропуску ВИП ОПТ.

По итогам работы сделан вывод, что применение данных с ВИП ОПТ о температуре перекачиваемой нефти позволит:

- выявить некорректные показания датчиков СДКУ (рис. 1);
- получить информацию о соотношении тепловых потоков по участкам трассы МН, что выражается наличием участков с повышением температуры нефти и участками с ее охлаждением, о существовании которых невозможно сделать предположение на основании данных СДКУ (рис. 1);



- определить форму аппроксимирующей функции при проведении расчетов температуры стенки МН (рис. 1);
- выявить потенциально опасные участки трассы до момента появления значительных изменений технического состояния МН (рис. 2);
- выявить участки МН, где необходимо проведение дополнительных геологических обследований с целью уточнения грунтовых условий и установка дополнительных средств мониторинга (рис. 2);
- определить очередность проведения прогнозных расчетов состояния МН на начальных этапах эксплуатации (рис. 2).

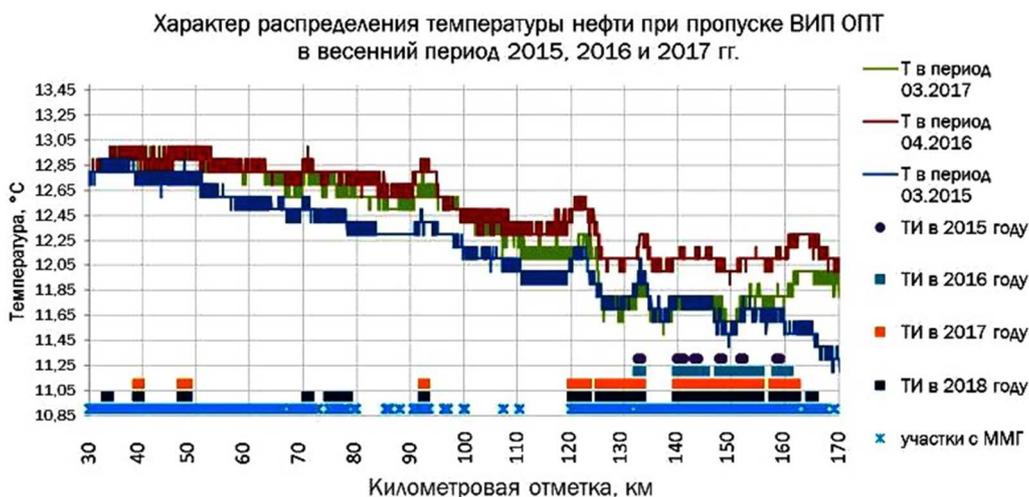


Рисунок 2 – Анализ зависимости объемов нанесения тепловой изоляции по годам и характера распределения температуры нефти по МН по данным пропусков ВИП ОПТ в период 2015–2017 гг.

В работе проведено исследование чувствительности модели расчета ореолов оттаивания, осадок грунта и напряженно-деформированного состояния трубопровода к изменению температуры его стенки.

Для заданного сечения проведены прогнозные расчеты указанных характеристик при изменении температуры стенки МН на выявленную среднюю величину расхождения расчетных температур нефти для планируемых режимов, используемых при прогнозировании состояния МН, и фактических температур, измеренных датчиком ВИП ОПТ, составляющую 2 °С. Расчеты проводились в соответствии с [3, 4].

В таблице 1 представлены результаты расчета ореола оттаивания грунта в расчетном сечении при изменении температуры стенки МН на заданную величину. По результатам расчетов получено, что время достижения ореолом оттаивания подошвы слоя грунта, характеризующегося наибольшими осадками (ледогрунт), сокращается на срок 1 год 3 мес.

Таблица 1 – Сроки достижения ореолом оттаивания подошвы каждого слоя грунта в расчетном сечении

№ п/п	Наименование характеристики	Грунты в расчетном сечении				
		Грунт подсыпки	Песок сероватобурый	Суглинок щебенистый слабольдистый	Ледо-грунт	Песчаник плотный неразмягчаемый
1	2	3	4	5	6	7
1	Положение подошвы слоя грунта от нижней образующей МН, м	0,2	3,9	4,8	7,9	12,0
2	Накопленная осадка грунта в заданном сечении, м	0,043	0,052	0,402	3,36	3,39
3	Срок достижения ореолом оттаивания подошвы слоя грунта (исходный расчет)	–	8 лет 9 мес.	11 лет 9 мес.	22 года	26 лет 4 мес.



Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7
4	Срок достижения ореолом оттаивания подошвы слоя грунта (расчет при изменении температуры стенки МН на величину среднего расхождения расчетной и фактической температур, 2 ° С)	–	6 лет 10 мес.	11 лет 1 мес.	20 лет 9 мес.	24 года 10 мес.
5	Разница указанных в п. 3 и п. 4 сроков	–	– 1 год 11 мес.	– 8 мес.	– 1 год 3 мес.	– 1 год 6 мес.

Примечание:

- Осадка слоя грунта, согласно расчетной модели [4], состоит из двух составляющих: осадки, обусловленной действием собственного веса оттаивающего грунта; осадки, обусловленной дополнительным давлением на грунт от действия веса МН. Осадка грунта подсыпки обусловлена только дополнительным давлением на грунт от действия веса МН, т.к. грунт подсыпки не является мерзлым.
- При проведении расчетов при выборе величины температурной поправки принято, что величина изменения температуры нефти равна изменению величины температуры стенки МН

Графики изменения величин ореолов оттаивания и осадки грунта при изменении температуры стенки (Тст.) МН на заданную величину (+/-2 ° С) приведены на рисунках 3, 4.



Рисунок 3 – График изменения расчетной осадки грунта по месяцам при изменении температуры стенки МН на заданную величину



Рисунок 4 – График изменения расчетного ореола оттаивания грунта по месяцам при изменении температуры стенки МН на заданную величину



На основании полученных прогнозных ореолов оттаивания и осадок грунта проведены расчеты напряженно-деформированного состояния стенки МН, по результатам которых выявлено, что при расчете с исходной температурой стенки МН дата превышения расчетными напряжениями предела текучести стали (σ_T) составляет август 2025 года, при расчете с измененной на заданную величину температурой стенки МН – сентябрь 2023 г. В таблице 2 представлены данные по прогнозным осадкам грунта в заданном сечении для расчета с измененной температурой стенки МН на даты август 2025 года и сентябрь 2023 г.

Таблица 2 – Результаты расчетов напряженно-деформированного состояния стенки МН

№ п/п	Координата сечения, км	Расчет при измененной $T_{ст.}$		Вывод
		Осадки грунта на дату август 2025 г. (превышение расчетными напряжениями σ_T при расчете с исходной $T_{ст.}$)	Осадки грунта на дату превышения расчетными напряжениями σ_T – сентябрь 2023 г.	
1	0	0,085	0,029	Срок достижения расчетными напряжениями предела текучести стали σ_T сокращается на 1 год 11 месяцев
2	0,268	0,124	0,071	
3	0,368	0,171	0,110	
4	0,901	0,146	0,098	
5	0,958	0,178	0,123	
6	1,023	0,178	0,124	
7	1,078	2,619	1,086	
8	1,128	0,088	0,043	
9	1,228	0,169	0,104	
10	1,328	0,076	0,011	
11	1,428	0,136	0,071	
12	1,508	0,171	0,128	
13	1,608	0,062	0,062	
14	1,718	0,166	0,109	

По результатам проведенного анализа выявлено, что при изменении температуры стенки МН на выявленную среднюю величину расхождения расчетных температур нефти для планируемых режимов, используемых при прогнозировании состояния МН, и фактических температур, измеренных датчиком ВИП ОПТ, срок достижения расчетными напряжениями в стенке МН предела текучести стали сокращается на срок 1 год 11 месяцев, что свидетельствует о чувствительности модели к изменению исходных данных (температуры нефти). Таким образом, подтверждена необходимость применения данных с датчиков ВИП ОПТ о температуре нефти при решении задач геотехнического мониторинга.

Литература:

1. Лисин Ю.В. Технические решения по способам прокладки нефтепровода Заполярье – НПС «Пур-Пе» / Ю.В. Лисин и др. // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 1(13). – С. 24–28.
2. URL : <https://diascan.transneft.ru/> (16.03.2020).
3. СНиП 2.02.04-88 Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах.
4. Лисин Ю.В. Оценка планово-высотного положения трубопровода на участках с многолетнемерзлыми грунтами / Ю.В. Лисин и др. // Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. Сер. Машиностроение. – 2012. – № 3. – С. 68–79.

References:

1. Lisin Yu.V. Technical solutions for oil pipeline construction methods Polar region – OPS «Pur-Pe» / Yu.V. Lisin et al. // Science and technology of oil and oil products pipeline transportation. – 2014. – № 1(13). – P. 24–28.
2. URL : <https://diascan.transneft.ru/> (16.03.2020).
3. SNiP 2.02.04-88 Foundations and foundations on permafrost soils.
4. Lisin Yu.V. Estimation of the pipeline planned high-altitude position at the sections with the permafrost soils / Yu.V. Lisin et al. // Vestnik of MGTU named after N.E. Bauman. Ser. Mashinostroenie. – 2012. – № 3. – P. 68–79.



УДК 665.612.2

НИЗКОДАВЛЯЮЩИЙ НЕФТЯНОЙ ГАЗ: ОБЪЁМЫ ДОБЫЧИ И ОСЛОЖНЕНИЯ, ВОЗНИКАЮЩИЕ ПРИ ЕГО СБОРЕ И ПОДГОТОВКЕ

LOW PRESSURE PETROLEUM GAS: PRODUCTION VOLUMES AND COMPLICATIONS ARISING FROM ITS COLLECTION AND PREPARATION

Кусов Геннадий Владимирович

аспирант,
Северо-Кавказский федеральный университет
de_france@mail.ru

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный технологический университет
olgasavenok@mail.ru

Аннотация. В статье рассматривается терминология «низкодавящие углеводородные газы». Приведены объёмы добычи, использования и сжигания на факелах попутного нефтяного газа и сделаны краткие выводы по добыче и запасам низкодавящих нефтяных газов. Описаны основные причины, вызывающие осложнения при сборе и подготовке низкодавящих нефтяных газов.

Ключевые слова: терминология «низкодавящие углеводородные газы», попутный нефтяной газ, объёмы добычи попутного нефтяного газа, объёмы использования и сжигания на факелах попутного нефтяного газа, осложнения при сборе и подготовке, осложнения при сборе низкодавящих нефтяных газов, осложнения при подготовке низкодавящих нефтяных газов.

Kusov Gennady Vladimirovich

Graduate student,
North-Caucasian Federal University
de_france@mail.ru

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of Technical Sciences,
Professor of oil and gas engineering
Department named after
professor G.T. Vartumyan,
Kuban State Technological University
olgasavenok@mail.ru

Annotation. The article discusses the terminology «low-pressure hydrocarbon gases». The volumes of production, use and flaring of associated petroleum gas are presented and brief conclusions are drawn on the production and reserves of low-pressure petroleum gases. The main causes causing complications in the collection and preparation of low-pressure petroleum gases are described.

Keywords: terminology «low pressure hydrocarbon gases», associated petroleum gas, associated petroleum gas production volumes, volumes of use and flaring of associated petroleum gas, complications in the collection and preparation, complications in the collection of low-pressure petroleum gases, complications in the preparation of low-pressure petroleum gases.

Терминология «низкодавящие углеводородные газы»

Существует несколько определений понятия низкодавящие углеводородные газы.

Одни авторы дают определение, которое в основном привязано к экономическому и техническому аспектам: «Низкодавящий газ – это газ, имеющий место в технологических схемах разработки, добычи и переработки продукции нефтегазоконденсатных месторождений, вовлечение которого в промышленный оборот и хозяйственное использование сопряжено со значительными техническими проблемами и материальными затратами».

В работах других авторов «низкодавящий газ» определяется как газ, «промышленное использование которого с глубоким компримированием и дальнейший транспорт экономически не рентабельны или низкорентабельны». То есть и в этом случае по сути дела главным критерием отнесения добываемого газа к категории низкодавящего является рентабельность сжатия до давления, используемого при магистральном транспорте.

Существует также определение «низкодавящего газа», которое привязано к проблемам социально-экономического развития регионов газодобычи: «Низкодавящий газ – новая экономическая категория, символизирующая неизбежное увеличение степени переработки местного сырья и компенсации негативных явлений, включая снижение зависимости от импорта электроэнергии».

Специалисты ООО «Оренбурггазпрома» распространили понятие «низкодавящего газа» не только на добываемый, но и на перерабатываемый газ: «Под низкодавящими газами на объектах добычи и переработки в Оренбургском газохимическом комплексе понимают также газы, рабочее давление которых ниже уровня рабочего давления основного технологического процесса и которые должны утилизироваться за счёт специально разработанных и внедрённых технических мероприятий».



Попутный нефтяной газ

Попутный нефтяной газ (ПНГ) – смесь углеводородных и неуглеводородных газов и паров, сорбированная (растворённая) нефтью в пластовых условиях, а также находящаяся в свободном состоянии в газовых шапках нефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений, выделяющаяся из сырой нефти в процессе её добычи.

Количество растворённого газа в нефти – газовый фактор, находится в пределах от 3–5 м³/т в самых верхних горизонтах до 200–300 м³/т и более в глубоко залегающих пластах при хорошей сохранности залежей. При наличии на месторождении газовых шапок газовый фактор достигает и более высоких значений от 700 м³ и выше на тонну нефти (за счёт прорыва).

По составу нефтяные газы подразделяют на:

- преимущественно углеводородные, содержащие 95–100 % углеводородных компонентов;
- углеводородные, имеющие примесь двуокиси углерода от 4 до 20 %;
- углеводородные с примесью азота 3–15 %;
- углеводородные, содержащие примеси азота и двуокиси углерода;
- углеводородно-азотные, содержащие порядка 50 % азота.

Кроме этого, в нефтяных газах присутствуют пары воды, сероводородные газы, гелий, аргон. В нефтяных газах отдельных месторождений содержатся промышленные запасы гелия.

По соотношению метана и его гомологов нефтяные газы делят на:

- сухие, содержащие CH₄ свыше 85 %, C₂H_{6+в} до 15 %;
- жирные, содержащие CH₄ менее 85 %, C₂H_{6+в} более 15 %.

Уменьшение количества метана в нефтяном газе наблюдается при дегазации нефти в сепараторах ступеней её подготовки, в которых производится снижение давления от первой ступени к последней.

Объёмы добычи, использования и сжигания на факелах нефтяного газа

Объёмы добычи попутного газа находятся в прямой зависимости от добычи нефти, поскольку к попутному газу относится растворённый газ или смесь растворённого газа и газа из газовой шапки из всех видов месторождений углеводородного сырья, добываемого через нефтяные скважины.

До настоящего времени не разработана единая система учёта добычи попутного (нефтяного) газа. По отчётности, представленной Росстатом, Росгеолфондом (МНР России) и ЦДУ ТЭК (Минпромэнерго России), данные по имеют существенные отличия:

- Росстат – 57,9 млрд м³;
- Росгеолфонд – 36,7 млрд м³;
- ЦДУ ТЭК – 55,3 млрд куб. м³.

При этом объёмы сжигаемого попутного газа:

- Росстат – 13,1 млрд м³;
- Росгеолфонд – 13,4 млрд м³;
- ЦДУ ТЭК – 14,9 млрд м³.

По некоторым данным уровень сжигаемого в факелах и выбрасываемого в атмосферу ПНГ в настоящее время составляет 23–27 % от ресурса добываемого газа.

В Российской Федерации сложилась следующая система использования нефтяного газа. Нефтяной газ, собираемый на промысле, направляется на газоперерабатывающий завод (ГПЗ). При формировании традиционной системы (не менее чем десять лет) нефтяной газ низкого давления, получаемый на конечных ступенях сепарации нефти, практически не используется, вследствие чего половина его запасов сжигается в факелах.

Одной из причин сжигания большого количества газа на факелах является нулевая ставка налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ). Данная норма принята в 2000 году и введена в действие с 01 января 2001 года в целях поддержания и вывода из кризиса предприятий ТЭК в связи с низкими ценами на нефть в 1997–1999 гг. (9–12 долл. США за баррель нефти). Следует отметить, с введением нулевой ставки НДПИ на попутный газ резко увеличился объём его сжигания на факельных установках (с 7,2 млрд м³ в 2001 году до 11,2 млрд м³ в 2002 году).

При существенном росте использования попутного (нефтяного) газа для собственных нужд с 4,4 млрд м³ в 2001 году до 7,5 млрд м³ в 2006 году (в 1,7 раза) объём его переработки на ГПЗ и компрессорных станциях (КС) за этот же период увеличился лишь в 1,4 раза (с 22,2 млрд м³ в 2001 году до 30,7 млрд м³ в 2006 году). Объём переработки попутного газа составляет 94,9 % от действующих проектных мощностей газоперерабатывающих заводов и станций компримирования (34,4 млрд м³).

Динамика сжигания попутного газа на факельных установках имеет негативную тенденцию. В период с 2001 по 2006 гг. объём сжигания попутного газа увеличился почти в 2 раза (с 7,2 млрд м³ в 2001 году до 14,1 млрд м³ в 2006 году) и составил в 2006 году 24,4 % от суммарной его добычи. В абсолютном выражении большая часть попутного газа сжигается в Западной Сибири – 9,7 млрд м³ (68,7 %).

Уровень сжигания попутного (нефтяного) газа по нефтяным компаниям колеблется от 53,5 % до 5 % и составляет в среднем по России 24,4 %.



Сжигание попутного газа на факельных установках приводит к значительным потерям ценного химического сырья. К примеру, в 2004 году в составе попутного газа на факельных установках сожжено 7,1 млн тонн этана, 4,1 млн тонн пропана, 2,6 млн тонн бутана, 13 млн м³ гелия. Кроме того, сжигание попутного газа приводит к значительным выбросам твёрдых загрязняющих веществ и ухудшению экологической обстановки в нефтепромысловых районах (в 2004 году в атмосферу выброшено 321,8 тыс. тонн твёрдых загрязняющих веществ или около 12 % общего объёма выбросов в России).

Краткие выводы по добыче и запасам низконапорных нефтяных газов

Добыча нефтяных газов составляет 55,3–57,9 млрд м³/год; при этом сжигается его на факельных установках в среднем 24,4 % от добываемого количества. В своём постановлении от 08.01.2009 г. Правительство РФ ужесточило штрафные санкции к производствам, сжигающим нефтяной газ на факельных установках. Правительство призвало довести уровень использования нефтяного газа до 95 %.

Для использования низконапорных углеводородных газов необходимо совершенствовать уже существующие технологии или разрабатывать новые технологические и конструкторские решения по их добыче, сбору и подготовке. С целью определения направлений этих разработок необходимо выявить основные негативные явления (причины), осложняющие добычу, сбор и подготовку низконапорных газов.

Основные причины, вызывающие осложнения при сборе и подготовке низконапорных нефтяных газов

Основными причинами, вызывающими осложнения при сборе и подготовке нефтяных газов, являются следующие.

1. Низкое и различное давление газа сепарации нефти: обычно на первой ступени давление поддерживают в пределах 1,7–2,0 МПа, на второй – 0,7–1,6 МПа, на третьей – 0,105–0,3 МПа.
2. Различное количество нефтяного газа, отбираемого на ступенях сепарации нефти. Максимум приходится на первую ступень, минимум – на последнюю.
3. Повышенное содержание конденсирующихся углеводородных компонентов C_{4+в}. По соотношению метана и его гомологов нефтяные газы делят на сухие, содержащие СН₄ свыше 85 %, C₂H_{6+в} до 15 %; и жирные, содержащие СН₄ менее 85 %, C₂H_{6+в} более 15 %. Концентрация легкоконденсирующихся компонентов C_{4+в} увеличивается с понижением давления и увеличением температуры на ступенях сепарации нефти. Необходимо отметить, что состав газа может изменяться со временем, для примера в таблице 1 представлены составы газов разных месторождений.
4. Высокое содержание паров воды, количество которых увеличивается с понижением давления и увеличением температуры на ступенях сепарации нефти.
5. Увеличение количества добываемой пластовой воды на заключительных стадиях разработки месторождений, что, как следствие, сопровождается повышением концентрации солей.
6. Наличие в газе капельной жидкости (воды, нефти и конденсата) из-за недостаточной эффективности работы нефтяных сепараторов.

Таблица 1 – Усреднённые составы нефтяного газа различных месторождений, % масс.

Месторождение	CO ₂	N ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₄ H ₁₂	i-C ₅ H ₁₂	n-C ₅ H ₁₂
Самотлорское									
2014 г.	0,59	1,48	60,64	4,13	13,05	4,04	8,60	2,52	2,65
1980 г.	1,17	0,32	82,88	4,23	6,48	2,35	1,19	0,57	0,48
Варьёганское									
2014 г.	0,69	1,51	59,33	8,31	13,51	4,05	6,65	2,20	1,80
1980 г.	0,18	0,93	77,25	6,95	9,42	2,59	0,53	0,46	0,57
Бавлинское									
2014 г.	0,40	8,40	35,00	20,70	19,90		9,80		5,80
1980 г.	0,35	9,35	39,60	26,78	17,27	3,50	1,53	0,69	3,50
Ромашкинское									
2014 г.	1,50	8,00	38,80	19,10	17,80		8,00		6,80
1980 г.	0,29	11,23	43,41	20,38	16,23	1,53	3,50	0,64	0,69

Осложнения при сборе нефтяного газа

Осложнения, связанные с низким и различным давлением газа

Традиционные компрессоры (поршневые, центробежные, вихревые, роторные) не в состоянии одновременно принимать газы разного давления, т.е. невозможно сжимать одним компрессором газы, имеющие разное давление. Различное давление газа на ступенях сепарации нефти диктует необходимость применения только одного типа компрессора для сжатия газа определённого давления. При изменении давления газа на входе компрессора последний входит в так называемый режим «помпажа», при котором возникают неуправляемые пульсации газа и вибрация машины, приводящие к авариям.



Осложнения, связанные с различным количеством нефтяного газа, отбираемого на ступенях сепарации нефти

Указанные выше типы компрессоров имеют оптимальные области применения по производительности и давлению сжатия газов (рис. 1). Как видно из рисунка 1, компрессоры традиционных типов полностью не охватывают область по производительности менее $0,1 \text{ м}^3/\text{с}$ ($360 \text{ м}^3/\text{ч}$). Работа компрессоров поршневого и центробежного типов неэффективна в области сжатия газов ниже $0,5 \text{ МПа}$.

Осложнения, связанные с повышенным содержанием легкоконденсирующихся углеводородных компонентов

В поршневых и центробежных компрессорах при сжатии газов с повышенным содержанием $\text{C}_{3+\text{в}}$ при высокой температуре происходит осмосление рабочих поверхностей и отложение на них коксообразных веществ. Вследствие этого происходит недопустимая вибрация как самого компрессора, так и подводящих трубопроводов и технологического оборудования.

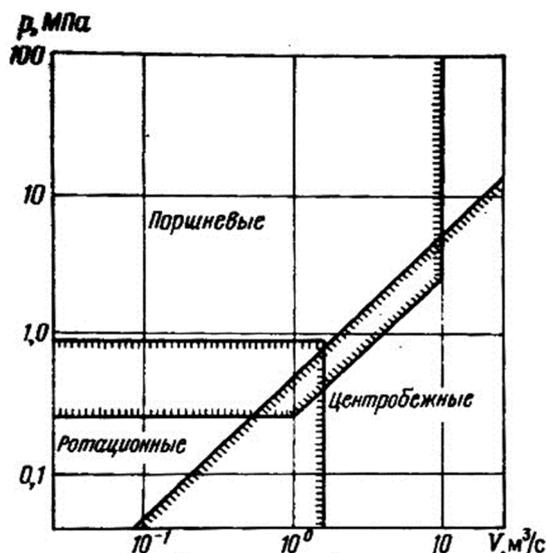


Рисунок 1 – Области применения компрессоров различных типов

Конденсирующиеся компоненты хорошо растворяются в смазочных и уплотняющих рабочие поверхности маслах. В связи с этим последние необходимо регенерировать на специальных установках или производить их частую замену, что приводит к дополнительным капитальным и эксплуатационным расходам.

Осложнения, связанные с повышенной концентрацией солей

Соли откладываются на рабочих органах компрессорных агрегатов, в межступенчатых теплообменниках, в подводящих трубопроводах и входных патрубках. Отложения нарушают регламентируемую работу компрессорного оборудования. Удаление солевых отложений очень трудоёмкий и энергетически затратный процесс, выполняемый с помощью специального оборудования. В процессе применяются различные химические реагенты. Вещества, получающиеся в результате реакций, необходимо утилизировать или соответствующим образом ликвидировать.

Осложнения, связанные с изменением компонентного состава газа

Как видно из таблицы 1, изменение компонентного состава газа во времени очень значительно. Изменение компонентного состава газа приводит к увеличению или уменьшению его суммарной молекулярной массы и, как следствие, к изменению его плотности, что в свою очередь приводит к изменению энергетических характеристик машины всегда в худшую сторону.

Осложнения, связанные с большим содержанием паров воды

Большое содержание воды повышает вероятность образования газовых гидратов в сборных трубопроводах и изменению давления на приёме компрессоров и к вышеуказанным осложнениям в их работе. Для предотвращения образования в осенне-зимний период гидратов подаются водные растворы метанола. В связи с этим в сборных газопроводах увеличивается количество жидкости, тем самым увеличивая их гидравлическое сопротивление. Наличие воды в системе усиливает коррозию оборудования, особенно при содержании в газе кислых компонентов.



Осложнения, связанные с наличием в газе капельной жидкости

В сборных газопроводах из-за конденсации легкоконденсирующихся компонентов, паров воды, уноса из нефтяных сепараторов нефти и воды скапливается большое количество жидкости. Наличие больших масс жидкости в газопроводах увеличивает их гидравлическое сопротивление. Кроме того, при движении массы жидкости на изгибах трубопроводов центробежными силами создаются опасные напряжения, которые приводят к преждевременному износу труб и авариям.

Периодически или спонтанно жидкость в виде залповых выбросов поступает на вход в компрессорные станции или в технологическое оборудование установок подготовки газа. Единовременное количество поступающей жидкости может достигать 200–500 м³ при скорости жидкости в трубе, составляющей 0,80–0,95 от скорости транспортируемого газа (порядка 20–40 м/с). Процесс поступления жидкости нестационарный, при котором жидкость ускоряется за счёт уменьшения её массы в трубопроводе при сохранении давления газа. Процесс поступления жидкости из газопровода в ёмкость сепаратора описывается системой уравнений:

- И.В. Мещерского, отражающее движение тел переменной массы:

$$\frac{dw_L}{d\tau} = \frac{f \cdot (P_1 - P_2)}{M_L - \tau \cdot L_i}, \tag{1}$$

- расхода жидкости через входной патрубок сепаратора:

$$L_i = \rho_L \cdot f \cdot W_{Li}, \tag{2}$$

где τ – время поступления жидкости, с; f – площадь, занимаемая жидкостным потоком в самом узком поперечном сечении патрубка, через который поступает жидкость, м²; P_1, P_2 – давление газовой фазы в трубопроводе за жидкостью и давление на входе оборудования, Па; M – исходная масса жидкости, кг; ρ_L – плотность жидкости, кг/м³; w_{Li} – скорость поступления жидкости через патрубок, м/с.

Остаточная относительная масса жидкости в газопроводе:

$$\bar{M}_L = \frac{M_{Li}}{M_L},$$

относительная скорость поступления жидкости в ёмкость:

$$\bar{W}_L = \frac{W_{Li}}{W_L},$$

где M_{Li} – масса жидкости, которая остаётся в трубопроводе; M_L – исходная масса жидкости; W_{Li} – скорость жидкости, поступающей в сепаратор; W_L – начальная скорость жидкости, равная её скорости в трубопроводе.

Возрастание скорости поступления жидкости графически представлено на рисунке 2, из которого видно, что скорость жидкости возрастает с уменьшением её массы в трубопроводе. Причём скорость остаточной жидкости (хвоста) увеличивается в 4,0–4,8 раза от начальной величины скорости жидкости в газопроводе. На долю «хвостовой» части жидкости приходится 15–20 % от общего объёма.

Динамический напор жидкостной массы с повышением её скорости увеличивается, и величина его максимума при начальных скоростях транспортируемого газа составляет: 20 м/с – 4,2 МПа; 50 м/с – 26,0 МПа.

При поступлении серии жидкостных пробок из трубопровода непосредственно в компрессор или в предварительный сепаратор каждая предыдущая жидкостная пробка движется с ускорением, и за счёт образующегося за ней разрежения последующая жидкостная пробка также увеличивает свою скорость. Естественно, что при поступлении жидкости в компрессор традиционного типа она приведёт его к разрушению. Такие воздействия от динамических сил жидкости на корпуса сепараторов приводят к их ускоренному износу и авариям.

Полная подготовка газа к транспорту включает технологии его очистки от углеводородов, паров воды и кислых компонентов. Очистку газа от кислых компонентов обычно производят на установках большой производительности, например, на Астраханском и Оренбургском ГПЗ, на крупных нефтяных месторождениях типа Тенгиз и Жанажол. На таких установках газ компримируют до необходимых давлений, и поэтому он не рассматривается как низконапорный по технологии. Далее рассматриваются только низконапорные нефтяные газы, подготавливаемые непосредственно в местах добычи.

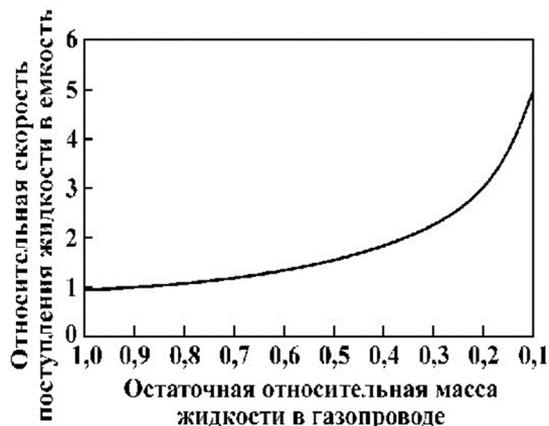


Рисунок 2 – Изменение скорости жидкости при её поступлении в оборудование

Осложнения при подготовке нефтяного газа

Осложнения, связанные с низким и различным давлением количеством газа, а также с повышенным содержанием легкоконденсирующихся углеводородных компонентов

Отделение углеводородов (и попутно воды) обычно производится методом конденсации. При этом подбирают соответствующее давление и температуру (рис. 3).

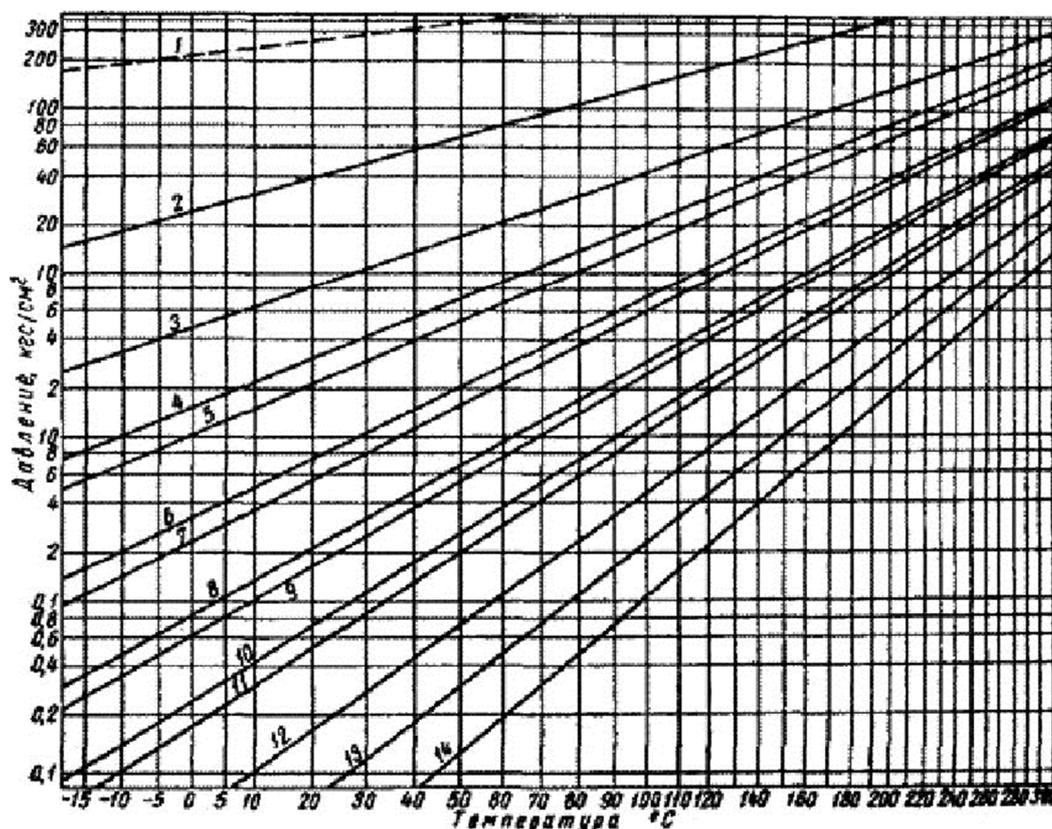


Рисунок 3 – Упругость паров углеводородов метанового ряда:

1 – метан; 2 – этан; 3 – пропан; 4 – изобутан; 5 – бутан; 6 – изопентан; 7 – пентан; 8 – изогексан; 9 – гексан; 10 – изогептан; 11 – гептан; 12 – октан; 13 – нонан; 14 – декан

Рассмотрим, для чего низконапорный газ сжимают и охлаждают. Осложнения, связанные с компримированием газа, описаны выше. Холод обычно получают:

- дросселированием;
- с помощью детандерных агрегатов;
- в холодильных машинах.

Первые два способа не приемлемы для промыслов из-за низкого начального давления. Холодильные машины традиционных типов экономически нецелесообразно применять на промыслах, где добываются небольшие количества нефтяного газа.



Имелся опыт абсорбционной осушки нефтяного газа установками немецкой фирмы «Газелан». Осушка газа производится в горизонтальных прямоточных абсорберах. На месторождениях России (Тюменская область, Башкортостан, Дагестан и т.д.) производительность таких установок небольшая и составляет от 0,5 до 2,5 млн м³/сут.

Вообще в Российской Федерации сложилась следующая система использования нефтяного газа. Нефтяной газ (в основном первой и второй ступени сепарации нефти), собираемый на промысле, направляется на газоперерабатывающий завод (ГПЗ). Выработанная на ГПЗ широкая фракция лёгких углеводородов (ШФЛУ) по продуктопроводу (или по железной дороге) направляется потребителю. Далее с ГПЗ сухой отбензиненный газ (СОГ) поступает в газопровод и подаётся на газотурбинную электростанцию (ГРЭС). Электрическая энергия используется на технологические и бытовые нужды промыслов, ГПЗ и подаётся в линии электропередачи (ЛЭП).

Достоинствами данной системы использования ресурсов ПНГ (централизованная выработка электроэнергии) являются:

- высокий коэффициент эффективности использования установленной мощности (более 94 %);
- высокая эффективность выработки электрической энергии (на уровне лучших электростанций отрасли);
- относительно низкая себестоимость выработки электроэнергии.

В то же время данная система использования ресурсов ПНГ имеет и ряд недостатков:

- содержит большие и сложные технологические объекты (газопроводные сети, компрессорные станции, ГПЗ, продуктопровод, электростанцию, магистральные и промысловые линии электропередач, промысловые электроустановки) и «растягивается» на сотни километров;
- требует весьма крупных капитальных вложений;
- на строительство системы затрачивается от 8 до 14 лет;
- низкий общий КПД системы из-за большого количества включённых в неё технологических элементов. Поскольку общий (или интегральный) энергетический КПД системы, состоящей из последовательно соединённых технологических объектов, равен произведению энергетических КПД каждого объекта, то при расстоянии от ГПЗ до ГРЭС и от ГРЭС до промыслов 500 км он составит всего 14,5 %.

К тому же при формировании традиционной системы (не менее чем 10 лет) нефтяной газ низкого давления, получаемый на концевых ступенях сепарации нефти, практически не используется, вследствие чего половина его запасов сжигается в факелах. Уровень сжигаемого в факелах и выбрасываемого в атмосферу ПНГ в настоящее время составляет 23–27 % от ресурса добываемого газа.

Осложнения, связанные с повышенной концентрации солей

Помимо тех осложнений, связанных с солями и описанных выше, имеются и осложнения в работе современных систем абсорбционной осушки углеводородных газов. Со временем происходит накопление солей в абсорбентах. Наличие солей в абсорбентах приводит:

- к образованию в смеси с углеводородами стойких эмульсий и пены, что увеличивает потери абсорбентов в результате их вторичного уноса из массообменных и сепарационных аппаратов установок осушки газа;
- к частичной или полной потере сорбционных свойств;
- к повышению их коррозионной активности и ускоренному коррозионному износу поверхностей испарителей регенерационной колонны;
- к осаждению солей на трубах теплообменников и испарителей, что приводит к снижению эффективности или авариям последних;
- к термическому разложению высокомолекулярных соединений абсорбентов, возникающему вследствие местных перегревов на поверхностях теплообменных аппаратов и испарителей.

В связи с негативным действием солей необходимо их удалять из абсорбентов. Удаление солей из абсорбентов является сложной инженерной задачей, для решения которой необходимы дополнительные капитальные и эксплуатационные расходы.

Литература:

1. Запорожец Е.П. Регулярные процессы и оборудование в технологиях сбора, подготовки и переработки нефтяных и природных газов / Е.П. Запорожец и др. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012. – 620 с.
2. Зиберт Г.К. Подготовка и переработка углеводородных газов и конденсата. Технологии и оборудование / Г.К. Зиберт, Е.П. Запорожец, И.М. Валиуллин. – М. : Недра, 2008. – 734 с.
3. Зиберт Г.К. Технологии и техника сбора нефтяного газа / Г.К. Зиберт и др. – М. : Недра, 2013. – 404 с.
4. Бугрий О.Е. Добыча низконапорного газа на месторождениях Надым-Пур-Тазовского региона // Наука и техника в газовой промышленности. – 2013. – № 1(53). – С. 48–55.



5. Козинцев А.Н. Низконапорный газ. Проблемы и перспективы его использования / А.Н. Козинцев, А.В. Величкин // Наука и техника в газовой промышленности. – 2013. – № 1(53). – С. 10–12.
6. Огай В.А. Технологии добычи низконапорного сеноманского газа // Материалы V региональной научно-практической конференции обучающихся ВО, аспирантов и учёных «Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса» (28 апреля 2015 года, г. Тюмень). – Тюмень : Издательство: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2015. – С. 222–228.
7. Саранча А.В. Технологии добычи низконапорного сеноманского газа / А.В. Саранча и др. // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1-1. – С. 211–218.
8. Савенок О.В. Перспективы рационального использования попутного нефтяного газа в России // Газовая промышленность. Спецвыпуск журнала «Газовая промышленность»: Вузовская наука – нефтегазовой отрасли. – 2013. – № 692. – С. 91–95.
9. Савенок О.В. Методы и технологии переработки и эффективного использования попутного нефтяного газа / О.В. Савенок, Д.Д. Шарыпова // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 10. – С. 64–71.
10. Шестерикова Р.Е. Энергетический анализ влияния очистки газа от диоксида углерода на его транспортировку по магистральным газопроводам / Р.Е. Шестерикова, А.А. Шестерикова, И.А. Галанин // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 4. – С. 74–77.
11. Шестерикова Р.Е. Новые направления использования низконапорного газа на поздней стадии разработки месторождений / Р.Е. Шестерикова, А.А. Шестерикова // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 3. – С. 94–100.
12. Концепция вовлечения низконапорного природного газа в топливный баланс России. – URL : http://www.fimip.ru/shared/projects/1715/PRJ001715_1.pdf

References:

1. Zaporozhets E.P. Regular processes and equipment in technologies of oil and natural gas gathering, preparation and processing / E.P. Zaporozhets et al. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012. – 620 p.
2. Siebert G.K. Preparation and processing of hydrocarbon gases and condensate. Technologies and equipment / G.K. Siebert, E.P. Zaporozhets, I.M. Valiullin. – M. : Nedra, 2008. – 734 p.
3. Siebert G.K. Technologies and technique of the oil gas gathering / G.K. Siebert et al. – M. : Nedra, 2013. – 404 p.
4. Bugrii O.E. Low-pressure gas production at the Nadym-Pur-Taz fields // Science and technology in gas production. – 2013. – № 1(53). – P. 48–55.
5. Kozintsev A.N. Low pressure gas. Problems and prospects of its use (in Russian) / A.N. Kozintsev, A.V. Velichkin // Science and technology in gas industry. – 2013. – № 1(53). – P. 10–12.
6. Ogai V.A. Technology of low-pressure Cenomanian gas production // Proceedings of the V Regional Scientific and Practical Conference of trainees, postgraduates and scientists «Experience, current problems and prospects of the oil and gas complex» (April 28, 2015, Tyumen). – Tyumen : Publishing house: Tyumen State Oil and Gas University, 2015. – P. 222–228.
7. Locust A.V. Technologies of low pressure Cenomanian gas production / A.V. Locust et al. // Modern problems of science and education. – 2015. – № 1-1. – P. 211–218.
8. Savenok O.V. Prospects of the associated petroleum gas rational use in Russia // Gas industry. Special issue of the journal «Gas Industry»: Higher education science – oil and gas industry. – 2013. – № 692. – P. 91–95.
9. Savenok O.V. Methods and technologies of the associated petroleum gas processing and effective utilization / O.V. Savenok, D.D. Sharypova // Oil. Gas. Innovations. – 2013. – № 10. – P. 64–71.
10. Shesterikova R.E. Energy analysis of an influence of the gas cleaning from the carbon dioxide on its transportation on the main gas pipelines / R.E. Shesterikova, A.A. Shesterikova, I.A. Galanin // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 4. – P. 74–77.
11. Shesterikova R.E. New directions of the low pressure gas use at the late field development stage / R.E. Shesterikova, A.A. Shesterikova // Izvestia of higher educational institutions. Oil and gas. – 2017. – № 3. – P. 94–100.
12. The concept of involving low pressure natural gas in the fuel balance of Russia Electronic resource. – URL : http://www.fimip.ru/shared/projects/1715/PRJ001715_1.pdf



УДК 622.279.8 + 621.924.06

ПРИНЦИП СБОРА И ПОДГОТОВКИ НИЗКОДАВЛЯЮЩЕГО НЕФТЯНОГО ГАЗА С ПРИМЕНЕНИЕМ ГИДРОПРИВОДНЫХ СТРУЙНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ АГРЕГАТОВ

THE PRINCIPLE OF COLLECTION AND TREATMENT OF LOW PRESSURE PETROLEUM GAS USING HYDRAULIC JET COMPRESSOR UNITS

Кусов Геннадий Владимирович

аспирант,
Северо-Кавказский федеральный университет
de_france@mail.ru

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный технологический университет
olgasavenok@mail.ru

Аннотация. В статье описан принцип сбора и подготовки нефтяного газа с применением гидроприводных струйных компрессорных агрегатов. Показано, что технология выполняется в одну или несколько ступеней. Приведены принципиальная схема одной ступени гидроприводной многофункциональной технологии сбора и подготовки нефтяного газа и принципиальная схема одной ступени гидроприводной многофункциональной технологии сбора и подготовки разных ступеней сепарации нефти. Рассмотрены преимущества описанной одноступенчатой технологии над традиционными технологиями с компрессорными агрегатами, которые используются в существующих системах сбора и подготовки нефтяных газов.

Ключевые слова: принцип сбора и подготовки нефтяного газа, применение гидроприводных струйных компрессорных агрегатов, традиционные технологии сбора и подготовки газа, принципиальная схема одноступенчатой технологии, низконапорный многокомпонентный нефтяной газ, технология сбора и подготовки разных ступеней сепарации нефти.

Kusov Gennady Vladimirovich

Graduate student,
North-Caucasian Federal University
de_france@mail.ru

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of Technical Sciences,
Professor of oil and gas engineering
Department named after
professor G.T. Vartumyan,
Kuban State Technological University
olgasavenok@mail.ru

Annotation. The article describes the principle of collecting and preparing petroleum gas using hydraulically driven jet compressor units. It is shown that the technology is performed in one or several steps. A schematic diagram of one stage of a hydraulic multi-function technology for collecting and preparing oil gas and a schematic diagram of one stage of a hydraulic multi-function technology for collecting and preparing different stages of oil separation are given. The advantages of the described single-stage technology over traditional technologies with compressor units that are used in existing systems for the collection and preparation of oil gases are considered.

Keywords: principle of collection and preparation of oil gas, use of hydraulic drive jet compressor units, traditional gas collection and treatment technologies, schematic diagram of a single-stage technology, low-pressure multicomponent petroleum gas, technology for the collection and preparation of various stages of oil separation.

Газ, отводимый от концевых ступеней сепарации нефти, практически не имеет избыточного давления и содержит большое количество легкоконденсирующихся углеводородных компонентов и паров воды. Его количество по сравнению с газами предыдущих ступеней сепарации нефти невелико. Сбор, компримирование и подготовка таких газов встречает большое количество проблем.

Традиционные технологии сбора и подготовки газа построены из ряда последовательно выполняемых процессов. Например, при сборе и подготовке газа – это транспорт газа по внутринефтепромысловым трубопроводам, сепарация от капельной жидкости и механических примесей, его компримирование, охлаждение, сепарация сконденсированных углеводородов и воды, осушка газовой фазы методами НТС, НТК или абсорбцией. Каждый процесс осуществляется в определённой последовательности и на определённом оборудовании. Вся технология представляет собой линию (агрегат), смонтированную из нескольких специализированных аппаратов. Каждый аппарат обвязан соответствующими трубопроводами с запорно-регулирующей арматурой и автоматикой. Металлоёмкость (соответственно и капиталоемкость) таких технологических линий высокая. Для технологий высокой произво-



длительности это приемлемо. По такому принципу обустроены все газовые, газоконденсатные и нефтяные месторождения.

Для технологий небольшой производительности капиталовложения на единицу объема добываемого газа обратно пропорционально производительности. Поэтому линейно-цепочечный подход к созданию технологий сбора и подготовки газов небольшой производительности неприемлем. Малогабаритные газобензиновые установки, спроектированные по такому принципу, не получили широкого распространения.

В основу адаптированной технологии положен метод совмещения и одновременного выполнения нескольких процессов, а именно:

- сжатие газа;
- его промывка от механических примесей, капельной жидкости (засоленной пластовой воды);
- охлаждение с конденсацией паров воды и углеводородов;
- при необходимости осуществляется абсорбционная осушка газа и/или его очистка от кислых компонентов (H_2S , CO_2), а также сераорганических соединений (серооксид углерода (COS), сероуглерод (CS_2), меркаптаны (RSH), тиофены) и других примесей;
- многофазного разделения сжатого газа, углеводородного конденсата, воды или насыщенного абсорбента.

Технология выполняется в одну или несколько ступеней.

Принципиальная схема одноступенчатой технологии представлена на рисунке 1.

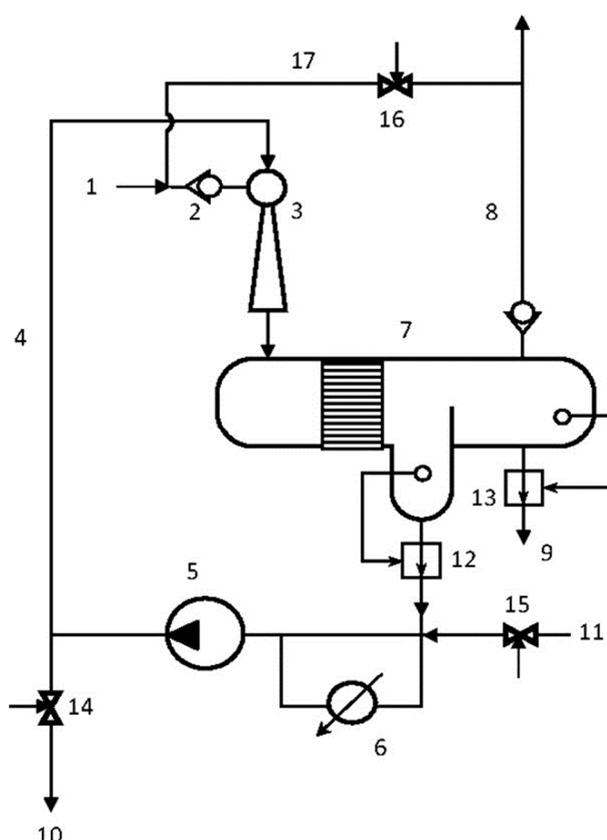


Рисунок 1 – Принципиальная схема одной ступени гидроприводной многофункциональной технологии сбора и подготовки нефтяного газа:
 1 – линия подачи низконапорного нефтяного газа; 2 – обратный клапан;
 3 – жидкостно-струйный компрессор;
 4 – линия подачи высоконапорной рабочей жидкости; 5 – насос;
 6 – холодильник; 7 – фазный разделитель;
 8 – линия сжатого подготовленного газа;
 9 – линия отвода углеводородного конденсата;
 10 – линия отвода насыщенного абсорбента;
 11 – линия подачи концентрированного абсорбента;
 12, 13 – управляемые по уровню клапаны;
 14, 15, 16 – запорно-регулирующие клапаны (возможно дистанционное управление); 17 – байпас



Низконапорный многокомпонентный нефтяной газ поступает по линии 1 через обратный клапан 2 в жидкостно-струйный компрессор 3 (ЖСК). По линии 4 в ЖСК насосом 5 подаётся высоконапорная рабочая жидкость (техническая вода или абсорбент), охлаждённая в холодильнике 6. В качестве холодильника может служить аппарат воздушного охлаждения (АВО) или рекуперативный теплообменник, служащий для нагрева нефти. В ЖСК газ сжимается и одновременно промывается от капельной жидкости и механических примесей.

Если рабочей жидкостью служит абсорбент осушки газа (например, диэтиленгликоль ДЭГ) или очистки от кислых компонентов (например, моноэтаноламин МЭА или дигликольамин ДГА), то осуществляется очистка газа от водных или кислых компонентов. Разделение сжатого газа, углеводородного конденсата и воды или абсорбента производится в трёхфазном разделителе 7 емкостного типа. Разделители такого типа имеют ещё наименование – многофункциональный аппарат (МФА). Разделение производится с эффективностью порядка 99 %. Сжатый газ отводится в линию 8, углеводородный конденсат – через линию 9; насыщенный абсорбент – в линию 10. Концентрированный абсорбент подводится по линии 11.

Регулировка производительности осуществляется перепуском части газа по байпасу 17 в линию 1 подачи исходного газа.

С целью подготовки нескольких газов, имеющих разное давление, например, газов из второй и третьей ступеней сепарации нефти, применима технология, выполненная по схеме, представленной на рисунке 2. По такой схеме по одной технологии производится сбор и подготовка газа двух ступеней сепарации нефти. Газ второй и третьей ступеней сепарации нефти, которые имеют разное давление, подаются соответственно по линиям 1 и 18 в ЖСК 3 и 19. Газы сжимаются в ЖСК, например, до давления в сборном промысловом газопроводе, равном давлению в первой ступени сепарации нефти. Процессы очистки и подготовки газов осуществляются аналогично технологии, описанной выше.

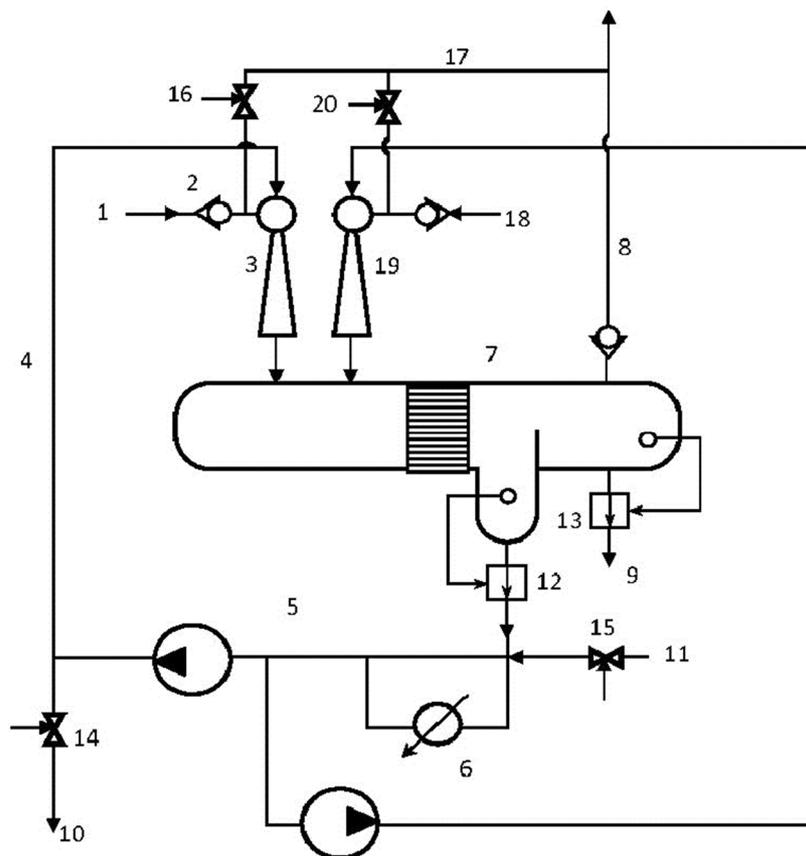


Рисунок 2 – Принципиальная схема одной ступени гидроприводной многофункциональной технологии сбора и подготовки разных ступеней сепарации нефти:

- 1 – линия подачи газа второй ступени сепарации нефти; 2 – обратный клапан;
- 3 – жидкостно-струйный компрессор; 4 – линия подачи высоконапорной рабочей жидкости;
- 5 – насос; 6 – холодильник; 7 – фазный разделитель (МФА); 8 – линия сжатого подготовленного газа;
- 9 – линия отвода углеводородного конденсата; 10 – линия отвода насыщенного абсорбента;
- 11 – линия подачи концентрированного абсорбента; 12, 13 – управляемые по уровню клапаны;
- 14, 15, 16 – запорно-регулирующие клапаны (возможно дистанционное управление);
- 17 – байпас; 18 – линия подачи газа третьей ступени сепарации нефти



Помимо того, что данной технологией может производиться частичная осушка газа от воды и очистка его от кислых компонентов, следует отметить следующие преимущества описанной одноступенчатой технологии над традиционными технологиями с компрессорными агрегатами, которые используются в существующих системах сбора и подготовки нефтяных газов.

1. Возможность одновременного сжатия газа различного исходного давления (рис. 2), т.е. разных ступеней сепарации нефти.
2. Гибкое изменение производительности по газу:
 - путём перепуска газа по байпасу 17;
 - изменением числа оборотов насоса;
 - ступенчатое – отключением одного из нескольких насосов.
3. Сжатие газа в ЖСК является изотермическим в связи с тем, что жидкости по массе намного больше газа. Изотермический процесс сжатия газа является с энергетической (термодинамической) точки зрения наиболее эффективным.
4. Стабильная беспомпажная работа при:
 - сжатии газа любой плотности и компонентного состава (при наличии любого количества конденсирующихся углеводородных и водяного компонентов);
 - пульсирующих изменениях термобарических параметров (давления, температуры) исходного газа.
5. Отсутствие компрессорных машин для каждого состава и давления газа, требующие резерва.
6. Допустимая работа при наличии в сжимаемом газе механических примесей, пены, капельной жидкости, которая может содержать смолы, парафины, асфальтены, а также при спонтанном поступлении из подводящего газопровода жидкостных пробок.
7. Удаление из газа тяжёлых углеводородных компонентов и паров воды в процессе его сжатия. В процессе сжатия многокомпонентного углеводородного газа холодной жидкостью конденсируются пары воды и углеводородные компоненты.
8. Очистка газа от механических примесей, пены, капельной жидкости, жидкостных пробок. Эффективность промывки газа в жидкостно-струйном компрессоре очень высока и является наилучшим процессом из известных. Не требуется дополнительное оборудование (входной сепаратор, ресивер).
9. Обеспечение подачи углеводородного конденсата под давлением сжатого газа на переработку или в нефть для повышения её качества.
10. Высокая надёжность за счёт отсутствия движущихся частей в жидкостно-струйных компрессорах, а также за счёт возможности непрерывной работы насосов более 8000 часов.
11. Повышенная взрыво- и пожаробезопасность за счёт полностью герметичной системы, в которой применяются насосы с магнитными муфтами между приводом и рабочим валом.
12. Возможность использования тепла, поглощаемого рабочей жидкостью при сжатии газа, например, для подогрева нефти.
13. Не имеет традиционного масляного хозяйства и не требуют специальных смазочных материалов, поэтому не требуется масляное хозяйство и пр.
14. Возможна полная автоматизация (работа в автоматическом режиме, управление и контроль с пульта дежурного оператора).
15. Обслуживание периодическое (не требуется постоянное присутствие персонала).
16. Запуск и остановка осуществляется одной кнопкой на щите управления насосами или по команде из помещения операторной.
17. Уменьшенные капитальные затраты (стоимость насосов в несколько раз меньше стоимости компрессоров).

Литература:

1. Запорожец Е.П. Регулярные процессы и оборудование в технологиях сбора, подготовки и переработки нефтяных и природных газов / Е.П. Запорожец и др. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012. – 620 с.
2. Зиберт Г.К. Подготовка и переработка углеводородных газов и конденсата. Технологии и оборудование / Г.К. Зиберт, Е.П. Запорожец, И.М. Валиуллин. – М. : Недра, 2008. – 734 с.
3. Зиберт Г.К. Технологии и техника сбора нефтяного газа / Г.К. Зиберт и др. – М. : Недра, 2013. – 404 с.
4. Галиев А.А. Численное моделирование сепаратора с изменением конструктивных особенностей // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 4. – С. 56–58.
5. Галиева Р.А. Исследование одновременной очистки газа от кислых компонентов и сероорганических соединений новыми абсорбентами физико-химического действия // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 4. – С. 42–44.
6. Зиянгилов А.Г. Перспективы применения мобильных компрессорных установок в условиях завершающей стадии разработки газовых месторождений / А.Г. Зиянгилов, Т.И. Мухамедьянов, В.И. Павлюченко // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 4. – С. 62–64.



7. Кусов Г.В. Автоматизированная система управления установкой подготовки попутного нефтяного газа / Г.В. Кусов, О.В. Савенок; Под общ. ред. Т.М. Сигитова // Современные тенденции развития нефтегазовой и машиностроительной отраслей: сборник научных статей по материалам I Международной научно-практической конференции (25 мая 2016 года, г. Пермь). – Пермь : ИП Сигитов Т.М., 2016. – С. 21–29.

8. Кусов Г.В. Модернизация низкотемпературных сепараторов на Уренгойском газоконденсатном месторождении / Г.В. Кусов, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 2. – С. 179–197.

9. Кусов Г.В. Анализ системы подготовки газа на Уренгойском газоконденсатном месторождении (на примере УКПГ-15) / Г.В. Кусов, О.В. Савенок // Сборник научных трудов по материалам Всероссийской научно-практической конференции «Теоретические и прикладные исследования в области естественных, гуманитарных и технических наук» (17 июня 2016 года, г. Прокопьевск). – Прокопьевск, 2016. – С. 84–95.

10. Кусов Г.В. Влияние систем автоматизации и контроля на надёжность функционирования систем сбора, подготовки и транспорта газа / Г.В. Кусов, О.В. Савенок // Сборник статей международной исследовательской организации «Cognitio» по материалам XII Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы науки XXI века» (31 июля 2016 года, г. Москва). – М. : Международная исследовательская организация «Cognitio», 2016. – С. 45–48.

11. Кусов Г.В. Обоснование применимости экспоненциального закона распределения при оценке надёжности блочного автоматизированного нефтепромыслового оборудования / Г.В. Кусов, О.В. Савенок // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2016. – № 8. – С. 158–165.

12. Кусов Г.В. Анализ эффективности подготовки газа на УКПГ-9 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Технологическая часть / Г.В. Кусов, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 3. – С. 40–51.

13. Кусов Г.В. Анализ эффективности подготовки газа на УКПГ-9 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Модернизация аппаратов осушки газа / Г.В. Кусов, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 3. – С. 52–72.

14. Кусов Г.В. Анализ системы сбора и подготовки газа Бованенковского месторождения / Г.В. Кусов, О.В. Савенок // Сборник статей научно-информационного центра «Знание» по материалам XX Международной заочной научно-практической конференции «Развитие науки в XXI веке» (13 декабря 2016 года, г. Харьков). – Харьков : научно-информационный центр «Знание». – Ч. 2. – С. 22–29.

15. Кусов Г.В. Характеристика системы сбора и подготовки газа на Медвеьем месторождении // Журнал «Научный форум. Сибирь». – Тюмень : ООО «Русарра», 2016. – Т. 2. – № 4. – С. 31–33.

16. Кусов Г.В. Система сбора и подготовки газа на примере УКПГ-13 Уренгойского газоконденсатного месторождения / Г.В. Кусов, О.В. Савенок, Одунлами Казим Алан // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 4. – С. 120–133.

17. Савенок О.В. Перспективы рационального использования попутного нефтяного газа в России // Газовая промышленность. Спецвыпуск журнала «Газовая промышленность»: Вузовская наука – нефтегазовой отрасли. – 2013. – № 692. – С. 91–95.

18. Савенок О.В. Методы и технологии переработки и эффективного использования попутного нефтяного газа / О.В. Савенок, Д.Д. Шарыпова // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 10/2013. – С. 64–71.

19. Шестерикова Р.Е. Энергетический анализ влияния очистки газа от диоксида углерода на его транспортировку по магистральным газопроводам / Р.Е. Шестерикова, А.А. Шестерикова, И.А. Галанин // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 4. – С. 74–77.

References:

1. Zaporozhets E.P. Regular processes and equipment in technologies of oil and natural gas gathering, preparation and processing / E.P. Zaporozhets et al. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012. – 620 p.

2. Siebert G.K. Preparation and processing of hydrocarbon gases and condensate. Technologies and equipment / G.K. Siebert, E.P. Zaporozhets, I.M. Valiullin. – M. : Nedra, 2008. – 734 p.

3. Siebert G.K. Technologies and technique of the oil gas gathering / G.K. Siebert et al. – M. : Subsoil, 2013. – 404 p.

4. Galiev A.A. Numerical modeling of a separator with change of the design features // Bulatovskie readings. – 2018. – V. 4. – P. 56–58.

5. Galiev R.A. Investigation of the simultaneous gas purification from the acidic components and the sulfur compounds by the new absorbents of the physical and chemical action // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 4. – P. 42–44.

6. Ziyangirov A.G. Perspectives of the mobile compressor units application in the conditions of the final stage of the gas fields development / A.G. Ziyangirov, T.I. Mukhamedianov, V.I. Pavlyuchenko // Bulatovskie readings. – 2018. – V. 4. – P. 62–64.

7. Kusov G.V. Automated control system for the associated petroleum gas preparation unit / G.V. Kusov, O.V. Savenok; Ed. by T.M. Sigitov // Modern trends in the development of the oil-gas and machine-building industries: collection of scientific articles on the materials of the I International scientific-practical conference (May 25, 2016, Perm). – Perm : IE Sigitov T.M., 2016. – P. 21–29.

8. Kusov G.V. Modernization of the low-temperature separators at the Urengoy gas-condensate field / G.V. Kusov, O.V. Savenok // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2016. – № 2. – P. 179–197.

9. Kusov G.V. Analysis of the gas preparation system at the Urengoy gas condensate field (on the example of GPP-15) / G.V. Kusov, O.V. Savenok // Collection of scientific papers on materials of All-Russian scientific-practical conference «Theoretical and applied research in the field of natural, humanities and technical sciences». (June 17, 2016, Prokopievsk). – Prokopievsk, 2016. – P. 84–95.



10. Kusov G.V. Influence of automation and control systems on the reliability of functioning of gas gathering, preparation and transport systems / G.V. Kusov, O.V. Savenok // Collection of articles of international research organization «Cognitio» on the materials of the O²² International scientific-practical conference «Actual problems of science of the XXI century» (July 31, 2016, Moscow). – M. : International research organization «Cognitio», 2016. – P. 45–48.

11. Kusov G.V. Justification of the exponential distribution law applicability at the reliability estimation of the block automated oilfield equipment / G.V. Kusov, O.V. Savenok // Gornyi Informational-Analytical Bulletin (scientific and technical journal). – 2016. – № 8. – P. 158–165.

12. Kusov G.V. Analysis of the gas preparation efficiency at the gas processing unit 9 of the Yamburg oil-gas-condensate field. Technological part / G.V. Kusov, O.V. Savenok // Science. Technique. Tekhnologii (Polytechnical bulletin). – 2016. – № 3. – P. 40–51.

13. Kusov G.V. Analysis of Gas Treatment Efficiency at Gas Processing Unit-9 of the Yamburg oil-gas-condensate field. Modernization of the gas drying apparatuses / G.V. Kusov, O.V. Savenok // Science. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2016. – № 3. – P. 52–72.

14. Kusov G.V. Analysis of the gas gathering and preparation system of Bovanenkovskoye field (in Russian) / G.V. Kusov, O.V. Savenok // Collection of articles of scientific-informational center «Znaniye» on materials of the XX International correspondence scientific-practical conference «Development of science in the XXI century». (December 13, 2016, Kharkov). – Kharkov : Scientific-Information Center «Knowledge». – Part 2. – P. 22–29.

15. Kusov G.V. Characteristics of the gas gathering and preparation system at the Medvezhiy field // Journal «Scientific Forum. Siberia». – Tyumen : «Rusarra», 2016. – V. 2. – № 4. – P. 31–33.

16. Kusov G.V. System of gas gathering and preparation on an example of Urengoi gas-condensate field RPG-13 / G.V. Kusov, O.V. Savenok, Odunlami Kazim Alan // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2016. – № 4. – P. 120–133.

17. Savenok O.V. Prospects of the associated petroleum gas rational use in Russia // Gas industry. Special issue of the journal «Gazovaya Promyshlennost»: Higher education science – oil and gas industry. – 2013. – № 692. – P. 91–95.

18. Savenok O.V. Methods and technologies of processing and effective use of the associated petroleum gas / O.V. Savenok, D.D. Sharypova // Oil. Gas. Innovations. – 2013. – № 10/2013. – P. 64–71.

19. Shesterikova R.E. Energy analysis of an influence of the gas cleaning from the carbon dioxide on its transportation through the main gas pipelines / R.E. Shesterikova, A.A. Shesterikova, I.A. Galanin // Bulatovskie readings. – 2017. – V. 4. – P. 74–77.



УДК 622.279.8 + 621.924.06

**ТЕХНОЛОГИИ СБОРА И ПОДГОТОВКИ
НИЗКОДАВЛЯЮЩЕГО НЕФТЯНОГО ГАЗА
С ПРИМЕНЕНИЕМ ГИДРОПРИВОДНЫХ СТРУЙНЫХ
КОМПРЕССОРНЫХ АГРЕГАТОВ НА ПРИМЕРЕ
НЕФТЕСБОРНОГО ПУНКТА «РОМАНОВО» (г. КАЛИНИНГРАД)**

**TECHNOLOGIES FOR THE COLLECTION AND TREATMENT
OF LOW PRESSURE PETROLEUM GAS
USING HYDRAULIC JET COMPRESSOR UNITS
ON THE EXAMPLE OF THE «ROMANOVO»
OIL GATHERING STATION (KALININGRAD)**

Кусов Геннадий Владимирович

аспирант,
Северо-Кавказский федеральный университет
de_france@mail.ru

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный технологический университет
olgasavenok@mail.ru

Аннотация. Разработка и внедрение новых технологий и техники, более адаптированных к сбору и подготовке низконапорных газов, является актуальной задачей. Одним из перспективных направлений в развитии таких технологий является использование в них гидроприводных струйных компрессорных агрегатов. Их разработка и внедрение требуют большого объёма расчётов, связанных с определением основных технологических параметров. В статье рассмотрены технологии сбора и подготовки нефтяного газа с применением гидроприводных струйных компрессорных агрегатов на примере нефтесборного пункта «Романово» (г. Калининград).

Ключевые слова: нефтесборный пункт «Романово»; технологическая установка сбора и подготовки нефтяного газа; компримирование двух (и более) газов различных давлений, температур и составов; принцип действия гидроприводного струйного компрессорного агрегата; изменение технологической характеристики установки; основные преимущества гидроприводных струйных компрессорных агрегатов.

Kusov Gennady Vladimirovich

Graduate student,
North-Caucasian Federal University
de_france@mail.ru

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of Technical Sciences,
Professor of oil
and gas engineering department
named after professor G.T. Vartumyan,
Kuban State Technological University
olgasavenok@mail.ru

Annotation. The development and implementation of new technologies and equipment, more adapted to the collection and preparation of low-pressure gases, is an urgent task. One of the promising directions in the development of such technologies is the use of hydraulic drive jet compressor units in them. Their development and implementation require a large amount of calculations related to the determination of the main technological parameters. The article discusses the technology of gathering and preparing oil gas using hydraulically driven jet compressor units using the example of the «Romanovo» oil gathering station (Kaliningrad).

Keywords: oil gathering station «Romanovo»; technological unit for collecting and preparing oil gas; compression of two (or more) gases of various pressures, temperatures and compositions; principle of operation of a hydraulic driven jet compressor unit; change in the technological characteristics of the installation; main advantages of hydraulic driven jet compressor units.

Примером технического решения задачи компримирования двух (и более) газов различных давлений, температур и составов одним струйным компрессорным агрегатом, который был выполнен за полтора года компаниями ЗАО «ГК «РусГазИнжиниринг» и ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть», является установка подготовки попутного нефтяного газа (УП ПНГ) различных ступеней сепарации нефти на нефтесборном пункте (НСП) «Романово» (г. Калининград). Газ различных ступеней сепарации нефти собирается в две технологические нитки с давлением 0,15 МПа и 0,0094 МПа. Газ сжигался на двух факелах высокого давления ФВД (0,15 МПа) и низкого давления ФНД (0,0094 МПа). Основные исходные данные сведены в таблицу 1.



Таблица 1 – Основные исходные данные

1	Давление газа высокого давления, сжигаемого на факеле (ФВД), МПа	0,15
2	Объём сжигаемого газа по ФВД, м3/сут.	28500
3	Давление газа по факелу низкого давления (ФНД), МПа	0,0094
4	Объём сжигаемого газа по ФНД, м3/сут.	21000
5	Давление в газопроводе, МПа	max 0,6
6	Расстояние от УП ПНГ до точки сдачи газа, км	7,5
Дополнительно предусмотреть снижение производительности УП ПНГ, связанной с перспективой уменьшения объёма ПНГ		

Установка сбора и подготовки нефтяных газов выполнена по схеме, представленной на рисунке 1.

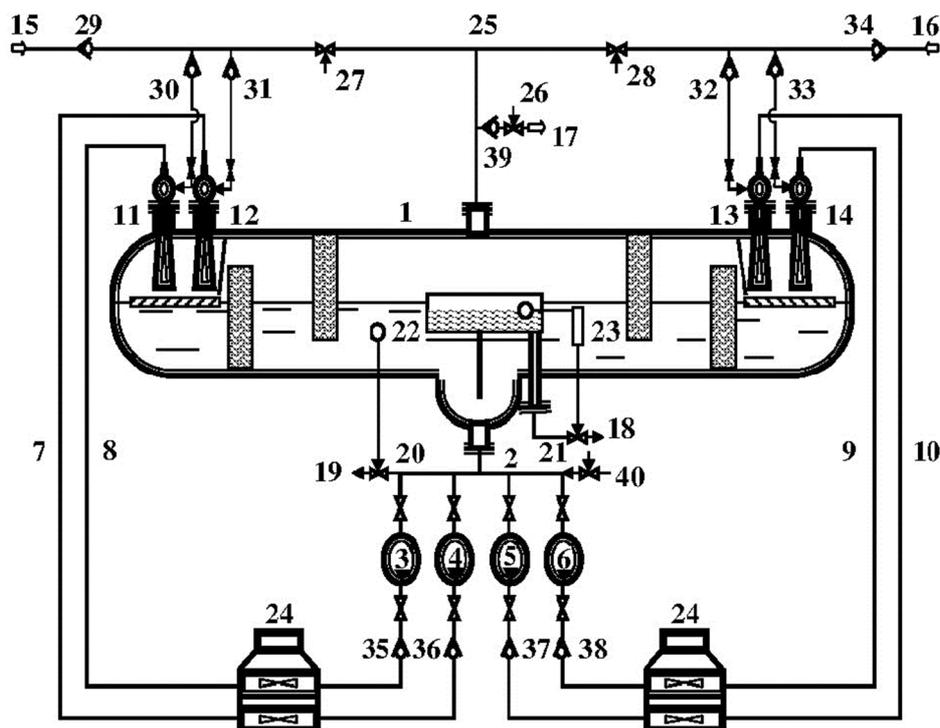


Рисунок 1 – Принципиальная схема

гидроприводных струйных компрессорных агрегатов:

- 1 – МФА (трёхфазный разделитель); 2 – трубопровод подачи рабочей жидкости;
- 3–6 – насосы; 7–10 – трубопроводы высоконапорной жидкости;
- 11–14 – струйные компрессора (эжекторы); 15 – трубопровод высоконапорного газа;
- 16 – трубопровод низконапорного газа; 17 – трубопровод сжатого газа;
- 18 – трубопровод вывода конденсата; 19 – трубопровод вывода воды;
- 20, 21 – управляемые клапаны по жидкости; 22, 23 – сигнализаторы уровня;
- 24 – АВО; 25 – байпас; 26–28 – управляемые клапаны по газу;
- 29–39 – обратные клапаны; 40 – трубопровод подвода рабочей жидкости

Принцип действия ГСКА сводится к следующему. Рабочая жидкость из МФА 1 поступает по трубопроводу 2 в насосы 3, 4, 5 и 6, которые нагнетают её по трубопроводам 7, 8, 9 и 10 и подают в жидкостно-струйные компрессоры 11, 12, 13 и 14. В жидкостно-струйные компрессоры 11 и 12 подаётся низконапорный газ второй ступени сепарации по трубопроводу 15, а в компрессоры 13 и 14 по трубопроводу 16 высоконапорный газ первой ступени сепарации. Струи высоконапорной жидкости, истекая из сопел, захватывают низконапорный газ, смешиваются с ним и передают ему свою кинетическую энергию. Газожидкостная смесь в диффузоре эжектора затормаживается и повышает своё давление. После чего поступает в МФА 1, где происходит трёхфазное разделение смеси на рабочую жидкость – воду, углеводородный конденсат и сжатый газ. Сжатый газ отводится по трубопроводу 17, углеводородный конденсат – по трубопроводу 18, а рабочая жидкость вновь подаётся по трубопроводу 2 в насосы.

В исходном газе всегда присутствует вода в парообразном и капельном виде. При сжатии газа пары конденсируются, а капельная вода улавливается в трёхфазном разделителе МФА 1. Со време-



нем её количество увеличивается, излишки сбрасывается по трубопроводу 19. Сброс воды и углеводородного конденсата осуществляется автоматически по команде управляемыми клапанами 20 и 21 соответственно от сигнализаторов уровня 22 и 23.

При сжатии газа выделяется тепло, которое нагревает рабочую жидкость. Для её охлаждения служат АВО 24.

Регулировка температуры рабочей жидкости осуществляется автоматически включением и отключением АВО по команде от термопары (условно не показанной) или по команде оператора.

Для обеспечения температуры точки росы газа по воде и углеводородам в холодный период в соответствии с ГОСТ 5542-87 после узлов регулирования давления подготовленного газа и окончательной сепарации предусмотрен подогрев сжатого газа на 20–40 °С выше температуры сепарации газа в теплообменнике.

Регулировка производительности в агрегате производится ступенчато и плавно. Ступенчатая регулировка выполняется отключением насосов. Плавная регулировка производится путём регулирования производительности насосов инверторами, а также существует возможность перепуска части сжатого газа по байпасной линии 25.

Для подачи рабочей жидкости в эжекторы 2 и 3 используются два насосных агрегата 6 и 7 (GI 150-80-MIS-240/4) с напором 267,5 м, производительностью 45–66 м³/ч и расчётной потребляемой мощностью (при расходе 66 м³/ч) – 71 кВт.

Для подачи рабочей жидкости в эжекторы компримирования газа второй степени сепарации 4 и 5 используются два насосных агрегата 8 и 9 (GI 150-80-MIS-240/6) с напором 347 м, производительностью 79–114 м³/ч и расчётной потребляемой мощностью (при расходе 114 м³/ч) – 149,3 кВт.

Учитывая динамику объёмов подготовки попутного нефтяного газа, к 2017 году производительность установки снижается с 18 млн м³ в год до 8,5 млн м³, т.е. более чем в 2 раза. В связи с этим было принято решение отказаться от предложенного ранее резервного насоса, так как в 2017 году автоматически появляются два резервных насосных агрегата: один для компримирования газа первой степени сепарации (высоконапорный), второй – для компримирования газа второй степени сепарации (низконапорный). В начальный период эксплуатации работают все четыре насосных агрегата с максимальной производительностью 18 млн м³/год. Изменение технологической характеристики установки представлено в таблице 2.

Таблица 2 – Изменение технологической характеристики установки

Показатели	газ первой степени сепарации		газ второй степени сепарации		всего по двум ступеням сепарации	
	2008	2017	2008	2017	2008	2017
Годы эксплуатации	2008	2017	2008	2017	2008	2017
Давление низконапорного газа, МПа	0,15	0,15	0,0094	0,0094	–	–
Производительность по газу, млн м ³ /год	10,4	4,9	7,66	3,6	18,06	8,5
Количество насосов в работе, шт.	2	1	2	1	4	2
Количество резервных насосов, шт.	–	1	–	1	–	2
Напор насоса, м	267,5	267,5	347	347	–	–
Давление газожидкостной смеси на выходе из эжектора, МПа (абс.)*	0,715–0,89	0,715–0,89	0,71–0,88	0,71–0,88	–	–
Производительность по жидкости, м ³ /ч	132	66	228	114	360	180
Расчётная потребляемая мощность, кВт	142	71	298,6	149,3	440,6	220,3
КПД насоса	69		73,5		–	–

* Давление на входе насоса равно давлению в сепараторе-разделителе.

Общий вид установки и её оборудования представлены на рисунке 2.

Заказчик – ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть» отметил основные преимущества гидроприводных струйных компрессорных агрегатов перед традиционными компрессорными агрегатами:

- отсутствие компрессорных машин для каждого состава и давления газа, требующие резерва (т.е. трёх типов компрессорных агрегатов);
- возможность компримирования газов любого состава и давления, в т.ч. жирных с их конденсацией при сжатии;
- возможность компримировать одновременно несколько газов различного состава с разными давлениями и температурой;
- применение изотермического сжатия газа – низкие температуры сжимаемого газа 10–35 °С (высокая степень сжатия в одной ступени до 10 при изотермическом КПД процесса 0,35–0,46);
- уменьшенные капитальные и эксплуатационные затраты;



Рисунок 2 – Вид гидроприводных струйных компрессорных агрегатов на пункте сбора нефти и газа «Романово» (г. Калининград)

- имеет малый срок окупаемости (капиталовложения на затраты по приобретению силовых агрегатов и на строительные-монтажные работы примерно в 2 раза ниже, чем для установок с винтовыми компрессорами);
 - общие эксплуатационные расходы на струйные компрессоры примерно на 30 % меньше, чем у винтовых компрессорных установок;
 - моторесурс на порядок больший, чем у компрессоров традиционного типа;
 - высокая надёжность и обеспечение возможности непрерывной работы насоса (порядка 8000 часов);
 - высокая надёжность за счёт отсутствия движущихся частей в жидкостно-струйных компрессорах;
 - не требуется установки ресивера, т.к. трёхфазный разделитель имеет достаточный объём для сжатого газа;
 - не имеет традиционного масляного хозяйства и не требуют специальных смазочных материалов;
 - стабильно работает при изменяющихся величинах давления и расхода исходного газа (не требуется противопомпажная система), работоспособность агрегата сохраняется в широком диапазоне изменения расхода утилизируемого газа (0–100 %), гибкое изменение производительности достигается путём плавного снижения давления (перекрытием задвижки) на входе ЖСК, перепуска газа по байпасу, изменением числа оборотов насоса или ступенчатым отключением одного или нескольких насосов и эжекторов;
 - стабильно функционирует при наличии в исходном газе загрязнений в виде пены, механических примесей и капельной жидкости;
 - стабильно работает на различных химических составах газа и при его изменении, в т.ч. с содержанием коррозионно-активных компонентов более 2 %;
 - не теряет своей работоспособности при наличии в исходном газе жидкости, поступающей в виде пробок, а также конденсата, образующегося при сжатии;
 - высокоэффективно очищает (промывает) сжимаемый газ от всех видов загрязнений;
 - производит удаление из сжимаемого газа в виде конденсата высокомолекулярных углеводородных соединений;
 - при применении в гидроприводных струйных компрессорных агрегатов в качестве рабочей жидкости абсорбентов может производиться осушка сжимаемого газа от паров воды;
 - полностью герметичен и оснащается герметичными насосами, каждый из которых имеет магнитную муфту между приводом и рабочим валом, а значит, имеет повышенную экологичность;
 - возможность использования тепла, выделяющегося при сжатии газа, например, для подогрева нефти рабочей жидкостью, обогрева производственных помещений и пр.;
 - при запуске и остановке не требуется сброс углеводородов в окружающую среду;
 - имеет повышенную пожаро- и взрывобезопасность в связи с его герметичностью и применением в качестве рабочего тела жидкости (в частности, воды);
 - простота в обслуживании, не требующая высококвалифицированного персонала;
 - выполнена полная автоматизация (запуск и остановка осуществляется одной кнопкой на щите управления насосами или по команде из операторной);
 - периодическое обслуживание (не требуется непосредственного присутствия персонала).



Литература:

1. Запорожец Е.П. Регулярные процессы и оборудование в технологиях сбора, подготовки и переработки нефтяных и природных газов / Е.П. Запорожец и др. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012. – 620 с.
2. Зиберт Г.К. Подготовка и переработка углеводородных газов и конденсата. Технологии и оборудование / Г.К. Зиберт, Е.П. Запорожец, И.М. Валиуллин. – М. : Недра, 2008. – 734 с.
3. Зиберт Г.К. Технологии и техника сбора нефтяного газа / Г.К. Зиберт и др. – М. : Недра, 2013. – 404 с.
4. Галиев А.А. Численное моделирование сепаратора с изменением конструктивных особенностей // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 4. – С. 56–58.
5. Галиева Р.А. Исследование одновременной очистки газа от кислых компонентов и сероорганических соединений новыми абсорбентами физико-химического действия // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 4. – С. 42–44.
6. Зиянгиров А.Г. Перспективы применения мобильных компрессорных установок в условиях завершающей стадии разработки газовых месторождений / А.Г. Зиянгиров, Т.И. Мухамедьянов, В.И. Павлюченко // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 4. – С. 62–64.
7. Кусов Г.В. Автоматизированная система управления установкой подготовки попутного нефтяного газа / Г.В. Кусов, О.В. Савенок; Под общ. ред. Т.М. Сигитова // Современные тенденции развития нефтегазовой и машиностроительной отраслей: сборник научных статей по материалам I Международной научно-практической конференции (25 мая 2016 года, г. Пермь). – Пермь : ИП Сигитов Т.М., 2016. – С. 21–29.
8. Кусов Г.В. Модернизация низкотемпературных сепараторов на Уренгойском газоконденсатном месторождении / Г.В. Кусов, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 2. – С. 179–197.
9. Кусов Г.В. Анализ системы подготовки газа на Уренгойском газоконденсатном месторождении (на примере УКПГ-15) / Г.В. Кусов, О.В. Савенок // Сборник научных трудов по материалам Всероссийской научно-практической конференции «Теоретические и прикладные исследования в области естественных, гуманитарных и технических наук» (17 июня 2016 года, г. Прокопьевск). – Прокопьевск, 2016. – С. 84–95.
10. Кусов Г.В. Влияние систем автоматизации и контроля на надёжность функционирования систем сбора, подготовки и транспорта газа / Г.В. Кусов, О.В. Савенок // Сборник статей международной исследовательской организации «Cognitio» по материалам XII Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы науки XXI века» (31 июля 2016 года, г. Москва). – М. : Международная исследовательская организация «Cognitio», 2016. – С. 45–48.
11. Кусов Г.В. Обоснование применимости экспоненциального закона распределения при оценке надёжности блочного автоматизированного нефтепромыслового оборудования / Г.В. Кусов, О.В. Савенок // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2016. – № 8. – С. 158–165.
12. Кусов Г.В. Анализ эффективности подготовки газа на УКПГ-9 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Технологическая часть / Г.В. Кусов, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 3. – С. 40–51.
13. Кусов Г.В. Анализ эффективности подготовки газа на УКПГ-9 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Модернизация аппаратов осушки газа / Г.В. Кусов, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 3. – С. 52–72.
14. Кусов Г.В. Анализ системы сбора и подготовки газа Бованенковского месторождения / Г.В. Кусов, О.В. Савенок // Сборник статей научно-информационного центра «Знание» по материалам XX Международной заочной научно-практической конференции «Развитие науки в XXI веке» (13 декабря 2016 года, г. Харьков). – Харьков : научно-информационный центр «Знание». – 2016. – Ч. 2. – С. 22–29.
15. Кусов Г.В. Характеристика системы сбора и подготовки газа на Медвежьем месторождении // Журнал «Научный форум. Сибирь». – Тюмень : ООО «Русарра», 2016. – Т. 2. – № 4. – С. 31–33.
16. Кусов Г.В. Система сбора и подготовки газа на примере УКПГ-13 Уренгойского газоконденсатного месторождения / Г.В. Кусов, О.В. Савенок, Одунлами Казим Алан // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 4. – С. 120–133.
17. Савенок О.В. Перспективы рационального использования попутного нефтяного газа в России // Газовая промышленность. Спецвыпуск журнала «Газовая промышленность»: Вузовская наука – нефтегазовой отрасли. – 2013. – № 692. – С. 91–95.
18. Савенок О.В. Методы и технологии переработки и эффективного использования попутного нефтяного газа / О.В. Савенок, Д.Д. Шарыпова // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 10. – С. 64–71.
17. Шестерикова Р.Е. Энергетический анализ влияния очистки газа от диоксида углерода на его транспортировку по магистральным газопроводам / Р.Е. Шестерикова, А.А. Шестерикова, И.А. Галанин // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 4. – С. 74–77.

References:

1. Zaporozhets E.P. Regular processes and equipment in technologies of oil and natural gas gathering, preparation and processing / E.P. Zaporozhets et al. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012. – 620 p.
2. Siebert G.K. Preparation and processing of hydrocarbon gases and condensate. Technologies and equipment / G.K. Siebert, E.P. Zaporozhets, I.M. Valiullin. – M. : Nedra, 2008. – 734 p.
3. Siebert G.K. Technologies and technique of the oil gas gathering / G.K. Siebert et al. – M. : Nedra, 2013. – 404 p.
4. Galiev A.A. Numerical modeling of a separator with change of the design features // Bulatovskie readings. – 2018. – T. 4. – P. 56–58.
5. Galiev R.A. Investigation of the simultaneous gas purification from the acidic components and the sulfur compounds by the new absorbents of the physical and chemical action // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 4. – P. 42–44.



6. Ziyangirov A.G. Perspectives of the mobile compressor units application in the conditions of the final stage of the gas fields development / A.G. Ziyangirov, T.I. Mukhamedianov, V.I. Pavlyuchenko // *Bulatovskie readings*. – 2018. – V. 4. – P. 62–64.
7. Kusov G.V. Automated control system for the associated petroleum gas preparation unit / G.V. Kusov, O.V. Savenok // *Modern trends in the development of oil-gas and machine-building industries: collection of scientific articles on the materials of the I International scientific-practical conference (May 25, 2016, Perm) / Under general editorship of T.M. Sigitov*. – Perm : IE Sigitov T.M., 2016. – P. 21–29.
8. Kusov G.V. Modernization of the low-temperature separators at the Urengoy gas-condensate field / G.V. Kusov, O.V. Savenok // *Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin)*. – 2016. – № 2. – P. 179–197.
9. Kusov G.V. Analysis of the gas preparation system at the Urengoy gas condensate field (on the example of GPP-15) / G.V. Kusov, O.V. Savenok // *Collection of scientific papers on materials of All-Russian scientific-practical conference «Theoretical and applied research in the field of natural, humanities and technical sciences»*. (June 17, 2016, Prokopyevsk). – Prokopyevsk, 2016. – P. 84–95.
10. Kusov G.V. Influence of automation and control systems on the reliability of functioning of gas gathering, preparation and transport systems / G.V. Kusov, O.V. Savenok // *Collection of articles of international research organization «Cognitio» on the materials of the 22nd International scientific-practical conference «Actual problems of science of the XXI century» (July 31, 2016, Moscow)*. – M. : International research organization «Cognitio», 2016. – P. 45–48.
11. Kusov G.V. Justification of the exponential distribution law applicability at the reliability estimation of the block automated oilfield equipment / G.V. Kusov, O.V. Savenok // *Gornyi Informational-Analytical Bulletin (scientific and technical journal)*. – 2016. – № 8. – P. 158–165.
12. Kusov G.V. Analysis of the gas preparation efficiency at the gas processing unit 9 of the Yamburg oil-gas-condensate field. Technological part / G.V. Kusov, O.V. Savenok // *Science. Technique. Tekhnologii (Polytechnical bulletin)*. – 2016. – № 3. – P. 40–51.
13. Kusov G.V. Analysis of Gas Treatment Efficiency at Gas Processing Unit-9 of the Yamburg oil-gas-condensate field. Modernization of the gas drying apparatuses / G.V. Kusov, O.V. Savenok // *Science. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin)*. – 2016. – № 3. – P. 52–72.
14. Kusov G.V. Analysis of the gas gathering and preparation system of Bovanenkovskoye field / G.V. Kusov, O.V. Savenok // *Collection of articles of scientific-informational center «Znaniye» on materials of the XX International correspondence scientific-practical conference «Development of science in the XXI century»*. (December 13, 2016, Kharkov). – Kharkov : Scientific-Information Center «Knowledge». – Part 2. – P. 22–29.
15. Kusov G.V. Characteristics of the gas gathering and preparation system at the Medvezhiy field // *Journal «Scientific Forum. Siberia»*. – Tyumen : «Rusarra», 2016. – V. 2. – № 4. – P. 31–33.
16. Kusov G.V. System of gas gathering and preparation on an example of Urengoi gas-condensate field RPG-13 / G.V. Kusov, O.V. Savenok; Odunlami Kazim Alan // *Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin)*. – 2016. – № 4. – P. 120–133.
17. Savenok O.V. Prospects of the associated petroleum gas rational use in Russia // *Gas industry. Special issue of the journal «Gazovaya Promyshlennost»: Higher education science – oil and gas industry*. – 2013. – № 692. – P. 91–95.
18. Savenok O.V. Methods and technologies of processing and effective use of the associated petroleum gas / O.V. Savenok, D.D. Sharypova // *Oil. Gas. Innovations*. – 2013. – № 10/2013. – P. 64–71.
17. Shesterikova R.E. Energy analysis of an influence of the gas cleaning from the carbon dioxide on its transportation through the main gas pipelines / R.E. Shesterikova, A.A. Shesterikova, I.A. Galanin // *Bulatovskie readings*. – 2017. – Vol. 4. – P. 74–77.



УДК 622.691.4.004

АНАЛИЗ ВЗАИМОСВЯЗИ ОБЪЕМОВ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И КОЛИЧЕСТВА АВАРИЙНЫХ ОСТАНОВОК КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ

ANALYSIS OF THE INTERRELATIONS BETWEEN THE VOLUME OF MAINTENANCE AND THE NUMBER OF EMERGENCY STOPS OF COMPRESSOR STATIONS

Лабуть Евгений Владимирович

инженер-технолог,
Филиал «Минское УМГ «Газпром трансгаз Беларусь»
labutevgeniy@gmail.com

Кульбей Андрей Геннадьевич

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры трубопроводного транспорта и гидравлики,
Полоцкий государственный университет
andreikulbei@mail.ru

Липский Владимир Константинович

доктор технических наук, профессор,
профессор кафедры
трубопроводного транспорта и гидравлики,
Полоцкий государственный университет
v.lipski@mail.ru

Аннотация. Проведён анализ аварийных остановок при эксплуатации компрессорных станций, выявлены основные причины. Произведен сравнительный анализ объемов технического обслуживания и ремонта с точки зрения затрачиваемого времени на производство работ. Предложены меры по снижению количества аварийных остановок газоперекачивающих агрегатов на компрессорных станциях.

Ключевые слова: газоперекачивающий агрегат, компрессорная станция, аварийная остановка, техническое обслуживание и ремонт.

Labbut Yevgeny Vladimirovich

Process Engineer,
Branch «Minsk UMG
«Gazprom Transgas Belarus»
labutevgeniy@gmail.com

Kulbey Andrey Gennadievich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Assistant Professor in the Department
of Pipeline Transport and Hydraulics,
Polotsk State University
andreikulbei@mail.ru

Lipsky Vladimir Konstantinovich

Doctor of Technical Sciences, Professor,
Professor in the Department
of Pipeline Transport and Hydraulics,
Polotsk State University
v.lipski@mail.ru

Annotation. The analysis of emergency stops during operation of compressor stations is carried out, the main reasons are identified. A comparative analysis of the volume of maintenance service and repair in terms of time spent on the production of works is made. Measures are proposed to reduce the number of emergency stops of gas-pumping units at compressor stations.

Keywords: compressor units, compressor station, emergency stop, maintenance and repair.

Газотранспортный комплекс является важной частью экономики и энергетической безопасности государства. Основу газотранспортного комплекса составляют линейные трубопроводы и компрессорные станции. Так как станции работают в связке, то остановка всего одной станции или даже газоперекачивающего агрегата (ГПА) обычно влечет за собой сбой работы всей системы.

Для предотвращения остановки станций существует система их технического обслуживания и ремонта (ТОиР), реализуемая путем диагностики и проведения регламентных работ. Но в то же время, аварийные остановки станций не являются редкостью.

В свою очередь, необдуманное увеличение затрат на техническое обслуживание может не принести должного эффекта. Поэтому нужно придерживаться оптимального соотношения затрат на ТОиР и минимизацией аварийных остановок компрессорных станций. Мы поставили перед собой цель: скорректировать систему регламентного обслуживания для уменьшения количества аварийных отказов компрессорных станций

Основным оборудованием компрессорных станций является ГПА, который в свою очередь состоит из нагнетателя, редуктора и электродвигателя. Для работы этого оборудования требуется сложные системы КИПиА, электрооборудования, маслосистемы и вспомогательного оборудования. Отказ может произойти любой из систем.

Для анализа статистики аварийных отказов (АО) в данной статье были изучены данные о эксплуатации компрессорных станций Западно-Сибирского региона за период с 2001 по 2012 гг. и Беларуси (КС «Минск», КС «Орша») за период с 2013 по 2019 гг. Анализ будем производить в процентном соотношении, приняв общее количество АО за 100 %.

КС Западно-Сибирского региона с своим составе имеют 27 электрических ГПА двух типов СТД-4000-2 и ЭГПА-4,0/8200-56/1.26-Р, расположенных на следующих КС: «Александровская», «Вер-



тикос», «Парабель», «Чажемто», «Володино», «Просоково». Суммарная наработка ЭГПА составила 805 978 часов. За этот данный период произошло 170 аварийных опасных и безопасных АО [1].

По данным статистики АО за период эксплуатации КС Западно-Сибирского региона с 2001 по 2012 года (табл. 1), можно выделить следующие группы из-за которых произошли АО: сбои в работе систем КИПиА, отказы в работе электрооборудование, отказы электроснабжения, механические повреждения, отказы вспомогательного оборудования, отказы маслосистемы и несоблюдение правил техники эксплуатации (ПТЭ) [2].

Таблица 1 – Причины аварийных отказов ЭГПА

Год эксплуатации	Причины АО	Количество АО, шт	Весовой вклад АО, %	
			за год по КС	Всего
2001	электрооборудование	1	0,6	4,7
	механические части	1	0,6	
	ПТЭ	2	1,2	
	энергетическое снабжение	4	2,3	
2002	электрооборудование	1	0,6	8,2
	КИПиА	3	1,8	
	механические части	4	2,3	
	энергетическое снабжение	6	3,5	
2003	электрооборудование	5	2,9	15,2
	КИПиА	3	1,8	
	механические части	5	2,9	
	ПТЭ	2	1,2	
	энергетическое снабжение	11	6,4	
2004	электрооборудование	3	1,8	11,1
	КИПиА	5	2,9	
	механические части	1	0,6	
	энергетическое снабжение	10	5,8	
2005	электрооборудование	6	3,5	17,0
	КИПиА	5	2,9	
	механические части	2	1,2	
	энергетическое снабжение	15	8,8	
	станционные систем	1	0,6	
2006	электрооборудование	1	0,6	7,0
	КИПиА	3	1,8	
	механические части	3	1,8	
	ПТЭ	1	0,6	
	энергетическое снабжение	4	2,3	
2007	энергетическое снабжение	5	3,5	3,5
2008	КИПиА	2	1,2	6,4
	энергетическое снабжение	9	5,3	
2009	КИПиА	1	0,6	7,6
	механические части	2	1,2	
	энергетическое снабжение	10	5,8	
2010	энергетическое снабжение	14	8,2	8,2
2011	электрооборудование	3	1,8	7,0
	КИПиА	2	1,2	
	механические части	1	0,6	
	ПТЭ	2	1,2	
	энергетическое снабжение	4	2,3	
2012	энергетическое снабжение	2	1,2	4,1
	электрооборудование	1	0,6	
	КИПиА	1	0,6	
	механические части	1	0,6	
	станционные системы	1	0,6	
	маслосистема	1	0,6	

Исходя из данных статистики, каждая категория систем была охарактеризована весовым коэффициентом, выраженным в %, который позволил определить ее вклад в общую статистику (рис. 1).

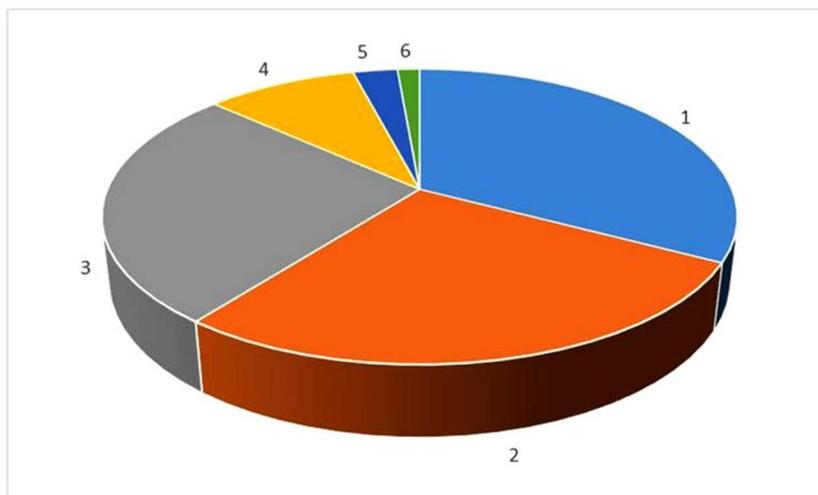


Рисунок 1 – Распределение аварийных остановок ГПА с 2001 по 2012 гг. в зависимости от причин их возникновения:

1 – отказы в энергоснабжении (55,6 %); 2 – отказы систем КИПиА (14,6 %); 3 – отказы в работе электрооборудования (12,3 %); 4 – механические повреждения (11,7 %); 5 – несоблюдение ПТЭ (1,4 %); 6 – сбои в работе станционных систем (1,2 %); 7 – отказы маслосистемы (0,6 %)

При рассмотрении рисунка 1 можно заметить, что АО распределяются в следующем порядке: первое место представлено сбоям в работе энергоснабжения – 55,6 %; второе место занимает отказы в работе системы КИПиА – 14,6 %; третье место делят группы факторов, связанных с отказами в работе электрооборудования компрессорной станции и механическими повреждениями – 12,3 % и 11,7 % соответственно. Далее несоблюдение правил технической эксплуатации – 4,1 %, неисправности по станционным системам и маслосистемам 1,2 и 0,6 %. Исходя из этого в данный временной период выявлены основные факторы влияющие на динамику изменения причин АО и их различный вклад в общую суммарную составляющую.

По статистическим данным, наибольший весовой вклад внесли:

- отказы в энергоснабжении;
- отказы системы КИПиА;
- механические повреждения;
- отказы в работе электрооборудования.

АО распределены на данных КС в зависимости от временных периодов эксплуатации представлены на рисунке 2. Наибольшее число АО произошло в 2003, 2004 и 2005 гг. (15,2 %; 11,1 %; 17,0 %). Минимальные показатели аварийности ЭГПА характерны для 2001, 2007 и 2012 гг. (4,7 %; 3,5 %; 4,1 %).

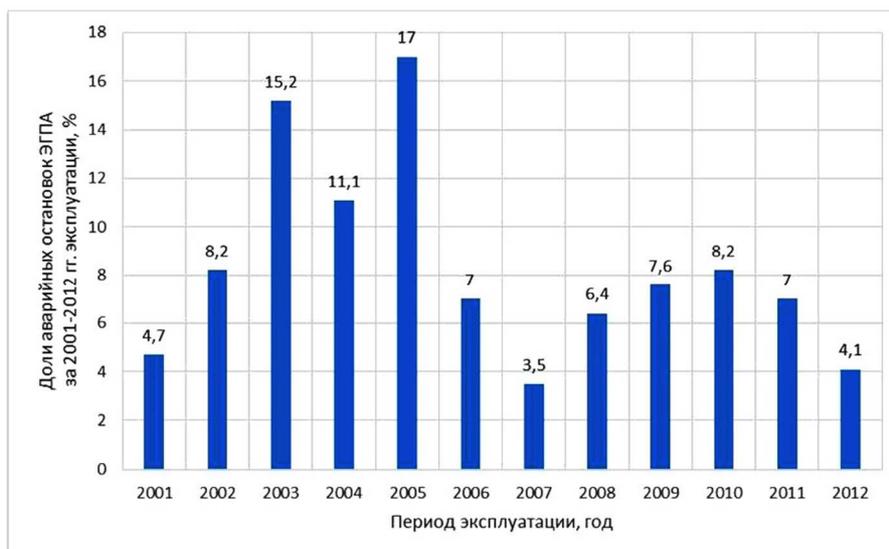


Рисунок 2 – Распределение доли аварийных остановок ЭГПА в зависимости от временных периодов эксплуатации



Относительное снижение количества АО в период с 2003 по 2007 год, можно пояснить тем, что КС приняло в штат новых сотрудников по ремонту ГПА. Уменьшение процентной доли АО после 2010 года связано с тем, что улучшилось ТОиР ГПА.

Исходя из данной статистики, актуальным является выявление основной группы причин, определяющей максимальные вклады АО в общую статистику аварийности в зависимости от временного периода. В таблице 1 представлено общее количество причин, их наименование и весовой вклад. Максимальное количество групп факторов характерно для 2005 года, минимальное для 2006 и 2012 гг.

Основная группа АО для всех лет эксплуатации являются сбои в энергоснабжении компрессорных станций, что следует из данных таблицы 1. Второй по значимости проблемной группой является отказы в работе системы КИПиА.

Вышеизложенные основные причины АО состоят так же и из влияния человеческого фактора, который не в меньшей степени, чем техника, определяет безаварийную и безопасную работу ГПА. Это относится к регулируемым и контролируемым параметрам, непосредственно указания профессиональных требований к обслуживающему персоналу КС, повышению их квалификации и четкому соблюдению правил нормативно-технической документации.

КС «Минск» и КС «Орша» ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» с своим составе имеют 40 ГПА с приводом типа СТД-4000-2. За период с 2013 по 2019 гг. на станциях произошло 18 аварийных опасных и безопасных АО [3].

Исходя из статистики АО за период эксплуатации данных КС за период с 2013 по 2019 года (табл. 2), следует обозначить следующие группы из-за которых произошли АО: сбои в работе систем КИПиА, отказы в работе электрооборудование, отказы электроснабжения, механические повреждения, отказы маслосистемы и несоблюдение правил техники эксплуатации (ПТЭ).

Таблица 2 – Причины отказов на КС «Минск» и КС «Орша»

Год эксплуатации	Причины АО	Количество АО, шт	Весовой вклад АО, %	
			за год по КС	Всего
2013	электрооборудование	1	5,55	11,1
	механические части	1	5,55	
2014	КИПиА	3	16,7	27,8
	энергетическое снабжение	2	11,1	
2015	электрооборудование	1	5,55	22,2
	КИПиА	2	11,1	
	ПТЭ	1	5,55	
2016	электрооборудование	1	5,55	16,7
	КИПиА	2	11,1	
2017	КИПиА	1	5,55	5,55
2018	КИПиА	1	5,55	16,7
	механические части	1	5,55	
	маслосистема	1	5,55	
2019	–	0	0	0

Стоит отметить, что за 2019 год не произошло не одной АО.

Определим весовой коэффициент причин, выраженный в %, с помощью которого выявим вклад в общую статистику (рис. 3).

При рассмотрении рисунка 2 можно заметить, что АО распределяются в следующем порядке: первое место представлено сбоям в работе системы КИПиА – 50 %; второе место занимает отказы в работе электрооборудования (16,7 %); третье место делят группы факторов, связанных с отказами в работе электроснабжения компрессорной станции и механическими повреждениями – 11,1 % и 11,1 % соответственно. Далее несоблюдение правил технической эксплуатации и отказы в работе маслосистемы по 5,55 % каждый.

Малое количество АО на КС «Минск» и КС «Орша» обусловлены малой наработкой ГПА в период с 2013 по 2019 гг.

Далее объединим статистические данные по всем КС и у нас получится период с 2001 по 2019 гг. и определим весовой коэффициент АО по причине отказа/сбоя в работе конкретной системы, выраженный в %, позволит определить её вклад в общую статистику (рис. 4).

При рассмотрении рисунка 4 очевидно, что распределение мест осталось прежним, как и в статистике АО за 2001–2012 гг. Это можно объяснить тем, что наработка на КС западносибирского округа была больше, чем наработка КС в Беларуси за период 2013–2019 гг.

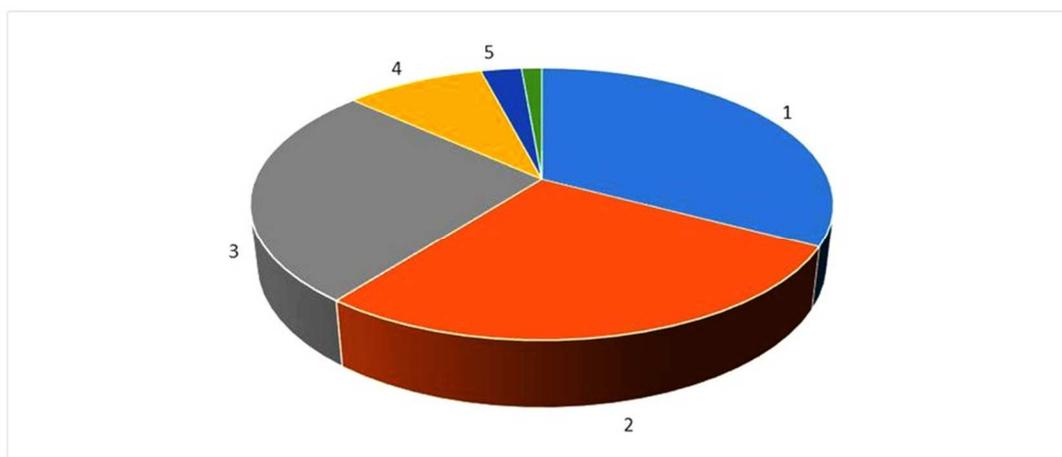


Рисунок 3 – Распределение аварийных остановок ГПА с 2013 по 2019 гг. в зависимости от причин их возникновения:
 1 – отказы систем КИПиА (50 %); 2 – отказы в работе электрооборудования (16,7 %);
 3 – отказы в энергоснабжении (11,1 %); 4 – механические повреждения (11,1 %);
 5 – несоблюдение ПТЭ (5,55 %); 6 – отказы маслосистемы (5,55 %)

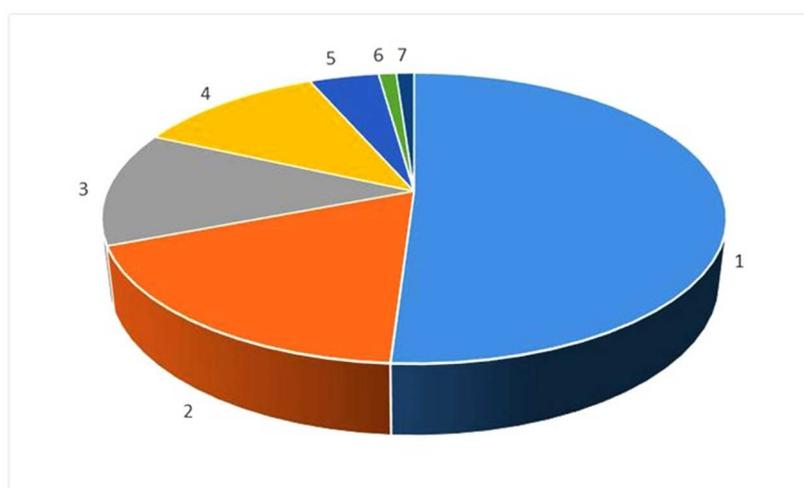


Рисунок 4 – Распределение аварийных остановок ГПА с 2001 по 2019 гг. в зависимости от причин их возникновения:
 1 – отказы в энергоснабжении (51,1 %); 2 – отказы систем КИПиА (18,1 %);
 3 – отказы в работе электрооборудования (12,8 %); 4 – механические повреждения (11,7 %);
 5 – несоблюдение ПТЭ (4,3 %); 6 – сбой в работе станционных систем (1,1 %);
 7 – отказы маслосистемы (1,1 %)

Произведём анализ проводимого технического обслуживания и ремонта

Техническое обслуживание и ремонт планируются заранее на предстоящий год. Оно может быть по фактической наработке или по временному интервалу. ТО систем КИПиА и электрооборудования производится один раз в год независимо от наработки ГПА. Работы по ТО механической части и масло системы производится по достижению определённой наработки.

Так же важной составляющей безаварийной работы КС является обслуживание станционного оборудования (вспомогательного). Которое в свою очередь так же можно разделить на системы КИПиА, электрооборудование и механические части. Исходя из этого будем учитывать работы по ТО проводимый на всем оборудовании КС с разделением на основные системы.

Анализировать ТО будет по количеству времени, затрачиваемому в год на обслуживание всех систем, то есть по трудоемкости. Так же анализ будем проводить в процентном соотношении, приняв общее количество часов трудозатрат на ТО в год за 100 % (табл. 3) [4...8].

Исходя из вышесказанного будем считать, что персонал, который проводит данные работы, имеет требуемую квалификацию в соответствии со стандартами предприятия. Ещё один фактор по ТО, который мы не будем учитывать и считать его выполненным в полном объёме, это материально техническое снабжение и качество используемых материалов.

Само ТО механической части и маслосистемы будем учитывать по примеру среднего ремонта которые проводится при наработке в 6000 часов после предыдущего ремонта.



Таблица 3 – Структура проводимого ТО

Основные системы	Трудоемкость чел.-ч.	Весовой вклад в %
КИПиА	3367,89	56,4
электрооборудование	467,98	7,8
механическая часть	210,6	3,5
маслосистема	95,1	1,6
ПТЭ	30,5	0,5
станционные системы	1798,45	30,1

Построим на основании таблицы 3 рисунок 5.

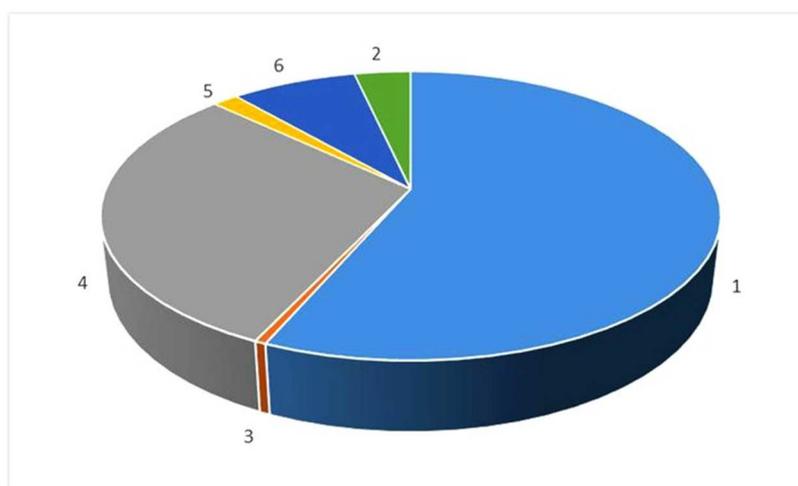


Рисунок 5 – Распределение времени, затрачиваемого на ТО в зависимости от системы:

1 – КИПиА; 2 – механическая часть; 3 – ПТЭ; 4 – станционные системы; 5 – маслосистема; 6 – электрооборудование

Как видно из рисунка 5 наибольшее внимание уделяется системе КИПиА (56,4 %), это обусловлено тем, что данная система управляет как основным оборудованием, так и вспомогательным. Так же она отвечает за безопасную эксплуатацию всего оборудования. На втором месте после системы КИПиА оказалось ТО станционных систем (30,1 %) это можно объяснить тем, что без данных систем невозможна работа основного оборудования потому, как в данные системы входят КНТП, КТП, ЩСУ, система измерения газа, приточно-вытяжная вентиляция. ТО станционных систем состоит из обслуживания систем КИПиА, электрооборудование и механической части. На третьем месте расположилось ТО электрооборудования (7,8 %). На четвертом месте ТО механической части (3,5 %). На пятом месте ТО маслосистемы (1,6 %). И замыкает проведение технической учёбы с обслуживающим персоналом (0,5 %).

Количество часов на ТО на различных станция может изменяться в ту или иную сторону. Из-за того, может быть установлены различные системы КИПиА, электрооборудования, но само распределение позиций то этого не изменится. Различные системы могут быть установлены из-за того, что идёт постоянная модернизация систем.

Количество времени, затрачиваемого на ТОиР, может изменяться в процессе производства работ так, как могут быть выявлены различные неисправности.

Следующим нашим шагом будут выводы при сравнении рисунка 4 и рисунка 5. В большей своей массе происходит совпадение по позициям: наиболее затрачиваемого времени на ТО систем, с отказами по вине тех же систем, однако есть особенности:

1. Из рисунка 4 видно, что наиболее весомой причиной АО является отказы в электроснабжении (51,1 %). Данный вид отказа зависит от поставщика электроэнергии и не зависит от проводимого ТО на самой КС. Решением данной проблемы может быть резервирование электроснабжения.

2. Сравнения системы КИПиА: данная система занимает второе место (18,1 %), это обусловлено тем, что она является наиболее сложной системой, хотя в свою очередь, на её обслуживание тратится наибольшее время, но всё равно наблюдается большое количество отказов по вине этой системы. Из этого следует, что увеличение количества часов на техническое обслуживание не эффективно и следует выбрать другой путь повышения надёжности, к примеру модернизацией системы, учитывая, что рассматриваемые КС были введены в эксплуатацию в 1970–1980 гг.

3. Отказы в работе электрооборудования: АО по данной причине занимает третье место (12,8 %) и по доле времени, затрачиваемому на ТО (7,8 %), так же занимает третье место и в про-



центном соотношении они соизмеримы. Для минимизации АО из-за данной системы, на моё усмотрение, стоит выбрать путь модернизации оборудования.

4. Механические повреждения составляют 11,7 %, а в производимом ТОиР 3,5 %. По доли отказов по этой причине соизмеримо с отказами электрооборудования, но в сравнении с ТО электрооборудования уступает в двое. Это можно обусловить тем, что раннее выявление неисправностей производится методами неразрушающей диагностики.

5. Доля АО по причине несоблюдения ПТЭ составляет 4,3 %, а доля времени, затрачиваемого на техническую учёбу персонала, составляет 0,5 %. Поэтому следует увеличить время на техническую учёбу. Применять современные методики обучения. Чаще проводить курсы повышения квалификации.

6. Доля сбоев в работе станционных систем составляет 1,1 % и для времени, затрачиваемого на ТО, этой системы 30,1 %. Такая большая доля уделяемого времени на ТО станционных систем дало свои результаты так, как мы видим минимизацию отказов по вине данной системы.

7. АО по вине маслосистемы составляют 1,1 % и доля затраченного времени соизмеримая 1,6 %. Исходя из этих данных время, затрачиваемое на ТОиР маслосистемы, достаточное для минимизации АО.

Главной задачей при проведении ТОиР является минимизация АО. В свою очередь увеличение затрат на ТО приведёт к уменьшению количества АО, но следует искать определённый баланс, в минимизации количества отказов при умеренных затратах на ТОиР.

Выводы

В итоге можно говорить о том, что ТОиР непосредственно влияет на количество и причину АО. В тоже время есть причина АО (электроснабжение), на которую не может повлиять ТОиР, проводимый на КС, так, как данная система зависит от сторонней организации.

Основная масса времени, затрачиваемая на ТОиР, уходит на обслуживание системы КИПиА. В тоже время происходит большое АО из-за отказа данной системы. Следовательно, путь увеличения времени обслуживания не будет эффективен. Поэтому следует поэтапно производить модернизацию системы КИПиА, для минимизации АО.

Доля затрачиваемого времени на производство ТОиР электрооборудования соразмерна с долей АО по вине данной системы. Поэтому корректировку времени производить не стоит – оно оптимальное.

Система ТОиР которая существует на КС хорошо отвечает минимизации АО по причинам отказов маслосистемы и станционных систем. Доля отказов маслосистемы оптимальна с долей времени на ТОиР данной системы. Но доля времени, затрачиваемое на ТОиР станционных систем, велика, поэтому стоит рассмотреть варианты его уменьшения. В свою очередь станционные системы состоят из систем КИПиА, электрооборудования и механической части, поэтому уменьшение доли времени ТОиР данной системы стоит рассматривать с учётом составных систем. Анализируя уменьшение доли времени ТОиР индивидуально для каждой подсистемы. Так как уменьшения этих значений может дать обратный эффект, то есть увеличиться количество АО по причине отказа станционных систем.

Ещё хочется отметить, что доля времени, затрачиваемая на техническую учёбу персонала, очень мала. Исходя из этого можно поставить вопрос об увеличении времени на подготовку и обучения персонала правилам технической эксплуатации оборудования.

КС в эксплуатации находится уже пару десятков лет, следовательно, всё оборудование имеет значительный износ и поэтому следует проводить модернизацию всех систем для повышения надёжности в транспортировке газа потребителям.

Таким образом, предлагаемые меры позволят снизить количество АО систем КС.

Литература:

1. Борисов Д.И. Анализ факторов аварийности на компрессорных станциях Западно-Сибирского региона / Д.И. Борисов, Р. Быков, Н.В. Чухарева // Материалы конференций. – 2015. – URL : <http://earchive.tpu.ru/handle/11683/22902> (дата обращения 10.03.2020).
2. Парфенов А.В. Определение факторов аварийности газоперекачивающих агрегатов на примере эксплуатации компрессорных станций Западно-Сибирского региона / А.В. Парфенов, Н.В. Чухарева, Е.И. Громаков, Т.В. Тихонова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 3. – С. 374–385.
3. ОАО «Газпром трансгаз Беларусь». Акты расследования аварийного останова ЭГПА. 2013–2019.
4. СФШИ.01.21-2011. Нормы времени и расхода материалов на техническое обслуживание и ремонт основного и вспомогательного электрооборудования: электродвигателей, силовых и измерительных трансформаторов, электрооборудования ЗРУ-10 кВ, КТП-10/0,4 кВ, аккумуляторных батарей, устройств релейной защиты и автоматики. – ОАО «Белтрансгаз», 2011.
5. СФШИ.01.58-2011. Норма времени на ремонт ГПА с электроприводом типа СТД-4000-2. – ОАО «Белтрансгаз», 2011.
6. СФШИ.02.33-2005. Комплекс «Электра-1-2». Регламент технического обслуживания. – ОАО «Белтрансгаз», 2005.



7. СТП СФШИ.02.06-2017. Техническое обслуживание и ремонт механического оборудования газоперекачивающего агрегата с электрическим приводом типа STD-4000-2. – ОАО «Газпром трансгаз Беларусь», 2017.
8. СТП СФШИ.02.119-2019. Техническое обслуживание и ремонт электроустановок энергохозяйства. Порядок организации и проведения. – ОАО «Газпром трансгаз Беларусь», 2019.

References:

1. Borisov D.I. Analysis of accident factors at compressor stations of the West Siberian region // Materials of conferences / D.I. Borisov, R. Bykov, N.V. Chukhareva. – 2015. – URL : <http://earchive.tpu.ru/handle/11683/22902> (date of the address 10.03.2020).
2. Parfenov A.V. Analysis of gas compressor unit accident factors by the example of compressor stations in western Siberia / A.V. Parfenov, N.V. Chukhareva, E.I. Gromakov, T.V. Tikhonova // Electronic scientific journal «Oil and Gas Business». – 2013. – № 3. – P. 374–385.
3. OJSC «Gazprom Transgaz Belarus». Acts of investigation of emergency shutdown EGPA. 2013–2019.
4. SPSHI. 01.21-2011. Standards of time and material consumption for maintenance and repair of the main and auxiliary electrical equipment: electric motors, power and measuring transformers, electric switchgear-10 kW, КТП-10/0.4 kW, batteries, relay protection devices and automation. – OJSC «Beltransgaz», 2011.
5. SFSHI. 01.58-2011. The norm of time for repair of gas compressor units with electric drive type STD-4000-2. – OJSC «Beltransgaz», 2011.
6. SFSHI. 02.33-2005. Complex «Electra-1-2». Maintenance Schedule. – OJSC «Beltransgaz», 2005.
7. СТП СФШИ. 02.06-2017. Maintenance and repair of mechanical equipment of a gas pumping unit with an electric drive of type STD-4000-2. – OJSC «Gazprom Transgaz Belarus», 2017.
8. СТП СФШИ. 02.119-2019. Maintenance and repair of electrical installations of the energy sector. The order of organization and conduct. – OJSC «Gazprom Transgaz Belarus», 2019.



УДК 622.692.4

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ, ГАЗА И ПРОДУКТОВ ПЕРЕРАБОТКИ

MODERN TECHNOLOGIES OF TRANSPORT AND STORAGE OF OIL, GAS AND REFINED PRODUCTS

Линская Светлана Владимировна

инспектор по работе со студентами в КубГТУ,
преподаватель в ККУТТ,
Кубанский государственный технологический университет,
Краснодарский колледж управления, техники и технологий
linskaya.foto@yandex.ru

Linskaya Svetlana Vladimirovna

Inspector of work with students
in the Kuban State Technological University,
Teacher at the Krasnodar College of
Management, Engineering and Technology,
Kuban State Technological University,
Krasnodar College of Management,
Engineering and Technology
linskaya.foto@yandex.ru

Аннотация. В статье проведен анализ современных технологий транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки. Методология исследования – анализ научной литературы по заданной проблеме, а также практического отечественного опыта.

Annotation. The article analyzes the modern technologies of transport and storage of oil, gas and refined products. The research methodology is an analysis of the scientific literature on a given problem, as well as practical domestic experience.

Ключевые слова: транспорт, хранение, нефть и газ, продукты переработки, транспортировка.

Keywords: transport, storage, oil and gas, processed products, transportation.

Применение технологий автоматизации позволяет существенным образом повысить безопасность работ по транспортировке и организации хранения нефти, газа и продуктов их переработки. Так, для хранения газа и нефти активно используются резервуарные парки (хранилища). Для создания таких парков емкости под хранение газа и нефти доставляются в разобранном виде. А на месте осуществляется сборка конструкций и их оснащение автоматической аппаратурой.

Производственные предприятия имеют возможность хранить запасы газа в специальных боксах. Они изготавливаются на основе стали, что позволяет поддерживать высокое давление в емкостях и в то же время обеспечивать полный вакуум.

При разработке данных конструкций используются инженерные решения трехмерной визуализации. Это позволяет с использованием автоматических программных комплексов проектировать тару для хранения газа с учетом требований к экологичности хранилища и его безопасности для обслуживания персонала. Автоматические программные комплексы могут быть использованы как для проектирования серийных боксов, так и индивидуальных хранилищ [1].

При проектировании учитывается место оборудования хранилища, характеристики окружающей среды, качественные характеристики материалов для создания хранилищ и аппаратуры для их оснащения. Что касается хранения нефтепродуктов, то для оборудования хранилищ сегодня исключительно используются легированные стали [2].

Они отличаются высоким ресурсом службы, защитой от коррозии, способностью выдерживать перепады температуры и влажности. Для безопасной эксплуатации подобных сооружений предусматривается их оснащение телеметрической аппаратурой, работающей в автоматизированном режиме. Что касается резервуарных парков, то еще на этапе их проектирования используются инструменты моделирования. Это позволяет спроектировать создание резервуарных парков с учетом его планируемой загрузки и требований для его безопасной эксплуатации. Обеспечение безопасности при эксплуатации объектов достигается через установку высокочувствительных датчиков, которые постоянно отслеживают состояние газа и нефти в резервуарах.

В случае необходимости автоматизированные комплексы управления способны принимать решения за человека, своевременно устраняя утечку, предупреждая потерю давления и т.д. При реконструкции инженерных коммуникаций на базе резервуарных парков используется современная аппаратура не только для поверхностного исследования, но и для изучения характеристик инженерных коммуникаций. Собранная информация с телеметрической аппаратуры в последующем используется для автоматизированной обработки.

На основе сценариев моделирования определяется график ремонтных работ в отношении тех объектов, эксплуатация которых признана небезопасной. Для оснащения крупных промышленных объектов (НПЗ и других) используются многостенные вариации накопительных емкостей, предназначенных для хранения нефти и газа.



Они позволяют избежать утечки, попадание паров в атмосферу с последующим возможным взрывом и т.д. Чаще всего для хранения продукции используются наземные емкости. Они изготавливаются на основе материалов, которые являются стойкими по отношению к воздействию факторов внешней среды.

Для строительства подземных резервуаров сегодня используются изоляционные материалы, что позволяет размещать их на большей глубине, чем глубина промерзания грунта [3].

Для транспортировки нефти и газа сегодня строятся магистральные трубопроводы. Они оснащаются силовым насосным оборудованием, позволяющим поддерживать давление в системе при транспортировке сырья на значительные расстояния. На магистральных трубопроводах поддерживается среднее или высокое давление, трубопроводы имеют крупный диаметр, что позволяет обеспечивать поставки сырья для большого количества потребителей.

Для обеспечения безопасности эксплуатации объектов инфраструктуры сегодня используются новейшие виды запорно-регулирующей аппаратуры. В частности, речь идет о применении запорно-регулирующей аппаратуры. В такой аппаратуре предусматриваются специальные механизмы, которые отслеживают движущиеся потоки и в случае необходимости готовы частично перекрыть канальный проход. Корпуса для запорной арматуры для использования в энергетической отрасли в основном изготавливаются на основе технологии литья.

Для эффективной защиты оборудования и трубопроводов используется комплекс изоляционных материалов и ингибиторы коррозии. Благодаря проектированию резервуаров и трубопроводов с использованием автоматизированных систем у инженеров-проектировщиков есть возможность сократить время на подготовку проекта за счет того, что при изменении параметров одних деталей автоматизированные комплексы способны изменять параметры иных деталей в системе, чтобы эксплуатация была по-прежнему безопасной [4].

Благодаря применению синтетических добавок и материалов удается увеличить сроки хранения нефти в резервуарах и обеспечить сохранность ее исходного состава. При проектировании резервуаров под хранение нефти и газа учитывается конкретный тип сырья и особенности окружающей среды. К примеру, широкое распространение в последнее время получили цилиндрические виды резервуаров, у которых имеется сферическая крыша.

Модели с плавающим мостом получили широкое распространение в отдаленных местах, где из-за характеристик окружающей местности не предусматривается возможность оборудования подземного хранилища. Для оснащения емкостей сегодня используются ингибиторы коррозии, телеметрическое оборудование и изоляционные материалы. При этом для защиты от коррозии трубопроводов сегодня используются электрохимические технологии.

Чтобы повысить экономическую эффективность функционирования подземных хранилищ и их безопасность, сегодня применяются функциональные системы автоматизации. Все автоматическое управление процессами ведется в рамках трех направлений. Первым из них является управление подготовкой топлива и конденсата, следующим направлением выступает рециркуляция попутного газа, а третьим – ступенчатое компримирование.

С одной стороны, это позволяет повысить экологическую безопасность при оборудовании и работе подземных хранилищ. С другой стороны, это же необходимо для оптимизации их работы. Широкое применение в последнее время при эксплуатации объектов инфраструктуры получили инструменты катодной защиты трубопроводов. Как показывает практика, они позволяют обеспечивать и сохранять качество нефтепродуктов на этапе их транспортировки и хранения.

Когда невозможно применить оберточный материал или лакокрасочное покрытие, то для защиты трубопроводов от коррозии могут использоваться способы электрохимической защиты. Анодная защита используется в отношении как раз тех металлов, которые используются для изготовления труб. Для обеспечения электрохимической и изоляционной защиты труб при их производстве используется полимерное покрытие.

Литература:

1. Каблов В.Ф. Проблема сбора нефти и нефтепродуктов при аварийных разливах: отчет о НИР В.Ф. Каблов, Ю.П. Иощенко; Волжский политехнический институт (филиал) Волгоградского государственного технического университета, 2014. – 2 с.
2. Ахметов А.Ф. Методы утилизации нефтешламов различного происхождения / А.Ф. Ахметов, А.Р. Гайсина, И.А. Мустафин // Нефтегазовое дело. – 2017. – Т. 9. – № 3. – С. 108–111.
3. Владимиров В.А. Разливы нефти: причины, масштабы, последствия // Стратегия гражданской защиты: проблемы и исследования. Серия: Охрана окружающей среды. Экология человека. – 2014. – Т. 4. – № 1. – С. 217–229.
4. Другов Ю.С. Экологический анализы при разливах нефти нефтепродуктов / Ю.С. Другов, А.А. Родин. – СПб. : Анатолія, 2015. – 250 с.
5. Суть проблемы загрязнения природы. – URL : M1p/Мей.пате/2011/10/суть-проблемы-загрязнения-природы/Дайджесты про экономику, инвестиции, технологии и про то, что это окружает

**References:**

1. Kablov V.F. Problem of oil and oil products gathering at emergency spills: report on research / V.F. Kablov, Yu.P. Ioshchenko Volzhsky Polytechnical Institute (branch) of Volgograd State Technical University, 2014. – 2 p.
2. Akhmetov A.F. Methods of oil sludge utilization of different origin / A.F. Akhmetov, A.R. Gaisina, I.A. Mustafin // Oil and gas business. – 2017. – V. 9. – № 3. – P. 108–111.
3. Vladimirov V.A. Oil spills: causes, scales, consequences // Civil protection strategy: problems and investigations. Series: Environmental protection. Human ecology. – 2014. – Vol. 4. – № 1. – P. 217–229.
4. Drugov Yu.S. Ecological analysis of oil spills / Yu.S. Drugov, A.A. Rodin. – SPb. : Anatoly, 2015. – 250 p.
5. The essence of the nature pollution problem. – URL : M1r:/May.paté/2011/10/ The essence of the problem of pollution of nature/Digests about the economy, investment, technology and what it surrounds.



УДК 621.31, 62-83, 621.313.33

АСПЕКТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ТРУБОПРОВОДА ДЛЯ ОПТИМАЛЬНОЙ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩЕЙ СТАНЦИИ

ASPECTS OF PIPELINE MODELING FOR OPTIMUM OPERATION OF ELECTRICAL SYSTEM OF OIL PUMPING STATION

Ляшенко Андрей Михайловичмагистрант,
Кубанский государственный технологический университет**Афанасьев Виктор Леонидович**аспирант,
Кубанский государственный технологический университет
buguvix@mail.ru**Махинько Владислав Сергеевич**магистрант,
Кубанский государственный технологический университет

Аннотация. В статье показаны аспекты моделирования трубопровода для оптимальной работы электротехнической системы нефтеперекачивающей станции. Приведён сравнительный анализ различных видов реализации трубопроводной системы и модели системы. Грамотно спроектированная трубопроводная система позволит обеспечить правильную работу нефтеперекачивающей станции и системам электрического привода наносов.

Ключевые слова: моделирование, оптимальная работа, нефтеперекачивающая станция, специальный электрический привод.

Lyashenko Andrey Mikhaylovich
Undergraduate,
Kuban State Technological University**Afanasiev Viktor Leonidovich**
Graduate student,
Kuban State Technological University
buguvix@mail.ru**Mahinko Vladislav Sergeyevich**
Undergraduate,
Kuban State Technological University

Annotation. The article shows aspects of pipeline modeling for optimal operation of the electrical system of the oil pumping station. Comparative analysis of different types of pipeline system implementation and system model is given. A well-designed pipeline system will ensure correct operation of the oil pumping station and the electric sediments drive systems.

Keywords: modeling, optimum operation, oil pumping station, special electric drive.

М оделирование трубопроводной системы необходимо для оптимальной работы нефтеперекачивающей станции [1, 2], электротехнической системы и систем электрического привода наносов [3, 4] и его компонентам [5, 6]. К данным типам электроприводов относятся и специальные электрические приводы [7, 8]. Для правильной работы трубопроводной системы необходимо оптимально выбрать способы прокладки трубопровода и выбрать оптимальные параметры работы [9, 10] электроприводов различных конструкций [11, 12]. К таким параметрам относят электромагнитную энергию [13, 14], мощность [15, 16] и момент на валу привода [17, 18], определяемые системами расчета [19, 20]. Рассмотрим некоторые аспекты моделирования и создания трубопровода.

Траншея с водонепроницаемой оболочкой. Данная конфигурация траншеи позволяет иметь незамерзающие участки засыпки. После вскрытия траншеи на трех ее сторонах устанавливается водонепроницаемый геомембранный слой. Сыпучий материал толщиной 0,2 м укладывается на дно над геомембранным слоем. Затем на сыпучий слой укладывается трубопровод и осуществляется его засыпка. Засыпка прекращается на 0,3 м от уровня грунта, кладется водонепроницаемый геомембранный лист и приваривается с помощью нагревания к каждой стороне первого слоя, чтобы получить водонепроницаемую оболочку вокруг засыпки. Представленный материал достаточно гибкий, также присутствует адаптируемость к значительным деформациям, стойкость к вдавливанию и стойкость к рыхлению. Однако следует отметить, что засыпка должна быть сухой до тех пор, пока верхняя мембрана не будет положена и приварена по сторонам этой мембраны. Следовательно, никакие работы невозможны в дождливые дни. Более того, нет гарантии, что герметичность геомембраны будет обеспечена в течение срока службы трубопровода, техническое обслуживание также связано с трудностями.

Траншея с блоками из полистирола. Эта конфигурация траншеи состоит в закладке полистироловых блоков вокруг трубопровода. Сверху материала из полистирола производится засыпка камнем, чтобы уравновесить плавучесть в случае подъема уровня воды. В данном случае должны быть установлены стоки воды по профилю пересекаемой зоны. Преимуществами является то, что этот материал амортизирует боковые напряжения, возникающие при сдвигах при землетрясении. Он химически устойчив и не абсорбирует влагу. Но, тем не менее, в материале возникают высокие напряжения при сжатии, а также расход материала слишком велик.



Траншея с полипропиленовыми сотопластами. Здесь в качестве замещающего материала используются полипропиленовые соты, устанавливаемые вокруг трубопровода. Для защиты трубопровода на дне траншеи укладывается слой полистирола. Полипропиленовые соты должны снабжаться водонепроницаемой пленкой, чтобы не допустить попадания воды внутрь. Для защиты водонепроницаемой пленки вокруг сотовых блоков должен помещаться слой геотекстиля. Трубопровод покрывается пластом полистирола, который засыпается камнем, чтобы уравновесить плавучесть в случае повышения уровня воды. Данный сотовый материал компенсирует допустимые продольные деформации при принятых смещениях при разломе и хорошо выдерживает химические воздействия. Основным недостатком является неопределенность в части водонепроницаемости сотовых блоков в течение срока службы установки. Более того, в случае сильного землетрясения полипропиленовые соты становятся непригодными для дальнейшего использования и должны быть заменены, что приводит к дополнительным расходам при техническом обслуживании.

Траншея с пенопластом. В этой конфигурации для обкладки трубопровода используется пенопласт, размещаемый над трубопроводом и около трубопровода. На дне траншеи укладывается слой полистирола для защиты трубопровода. Окончательная засыпка делается камнем, чтобы уравновесить плавучесть в случае повышения уровня воды. Устанавливается также мембрана из геотекстиля под и вне засыпки камнем, чтобы изолировать ее и облегчить ее подъем. Данный материал водонепроницаем, хорошо держит углеводород, а поставщик гарантирует его сохранность в течение срока службы установки. Основным недостатком является размер необработанных блоков, который связан с дополнительными затратами на сварку и спекание блоков для получения необходимых размеров.

Существует также несколько альтернативных решений, таких как: траншея с резиновыми мешками, заполненными шариками из полистирола; траншея с ячеистым полистиролом (или сотами) и с резиновыми мешками, заполненными шариками из полистирола.

На рисунке 1 представлены результаты моделирования распределения напряжений в трубопроводе.

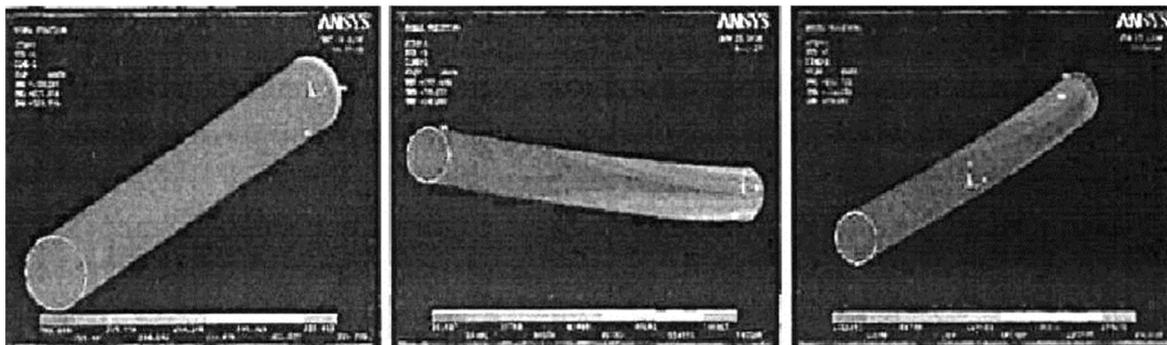


Рисунок 1 – Система СВП в разрезе

Исходя из этого, можно сделать вывод, что наилучшим решением для подземной прокладки трубопровода является конфигурация с материалом-заменителем, который по механическим свойствам соответствует пенопласту, который амортизирует максимальные смещения разлома.

Литература:

1. Шаммазов А.М. Решение задач оптимизации реконструкции и развития нефтепроводной системы / А.М. Шаммазов и др. // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 8. – С. 80–83.
2. Неганов Д.А. Формирование требований к надежности и безопасности эксплуатируемых участков линейной части магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов / Д.А. Неганов, Н.А. Махутов, Н.Е. Зорин // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 6. – С. 106–112.
3. Попов Б.К. Управляемый каскадный электрический привод с жидкостным токосъемом / Б.К. Попов, В.Ю. Карандей // Патент на изобретение RU 2461947 C1, 20.09.2012. Заявка № 2011127829/07 от 06.07.2011.
4. Попов Б.К. Аксиальный каскадный электрический привод с жидкостным токосъемом / Б.К. Попов, В.Ю. Карандей, О.Б. Попова // Патент на изобретение RU 2483415 C1, 27.05.2013. Заявка № 2012109118/07 от 11.03.2012.
5. Карандей В.Ю. Сигнализирующее токосъемное устройство / В.Ю. Карандей, Б.К. Попов, Ю.Ю. Карандей, В.Л. Афанасьев // Патент на изобретение RU 2601958 C1, 10.11.2016. Заявка № 2015131209/07 от 27.07.2015.
6. Попов Б.К. Токосъемное устройство / Б.К. Попов, В.Ю. Карандей // Патент на изобретение RU 2370869 C1, 20.10.2009. Заявка № 2008126609/09 от 30.06.2008.
7. Попов Б.К. Управляемый каскадный электрический привод / Б.К. Попов, В.Ю. Карандей // Патент на изобретение RU 2402857C1, 27.10.2010. Заявка № 2009111708/09 от 30.03.2009.



8. Афанасьев В.Л. Управляемый каскадный электрический привод / В.Л. Афанасьев, В.Ю. Карандей, Б.К. Попов // Патент на полезную модель RU 191959 U1, 28.08.2019. Заявка № 2019111630 от 16.04.2019.
9. Karandey V.Yu. Optimization of parameters of special asynchronous electric drives / V.Yu. Karandey et al. // IOP Conf. Series : Materials Science and Engineering. – 2018. – Vol. 327. – 052002.
10. Karandey V.Yu. Research of electrical power processes for optimum modeling and design of special electric drives / V.Yu. Karandey et al. // Advances in Engineering Research conference proceedings. – 2018. – Vol. 157. – P. 242–247.
11. Карандей В.Ю. Определение магнитных параметров модели статора компонента управляемого асинхронного каскадного электрического привода аксиальной конструкции / В.Ю. Карандей и др. // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета. – 2017. – № 10(134). – С. 1135–1151.
12. Карандей В.Ю. Определение магнитных параметров модели статора компонента управляемого асинхронного каскадного электрического привода цилиндрической конструкции / В.Ю. Карандей и др. // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета. – 2017. – № 09(133). – С. 1231–1248.
13. Karandey V.Yu. Research of change of parameters of a magnetic flux of the stator and rotor of special electric drives / V.Yu. Karandey, B.K. Popov, V.L. Afanasyev // 2018 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon). – 2018. – P. 8602911.
14. Karandey V.Yu. Research of electromagnetic parameters for improvement of efficiency of special electric drives and components / V.Yu. Karandey [et al.] // 5th International Conference on Power Generation Systems and Renewable Energy Technologies. – 2019. – P. 69–74.
15. Karandey V.Yu. Research dynamics of change of electromagnetic parameters of controlled special electric drives / V.Yu. Karandey et al. // 2019 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon-2019). – 2019. – P. 8934751.
16. Карандей В.Ю. Mathematical modeling of special electric drives for the equipment of oil and gas branch / В.Ю. Карандей, В.Л. Афанасьев // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета. – 2017. – № 08(132). – С. 926–940.
17. Karandey V.Yu. Determination of power and moment on shaft of special asynchronous electric drives / V.Yu. Karandey et al. // IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering. – 2018. – Vol. 327. – 052003. DOI: 10.1088/1757-899X/327/5/052003.
18. Karandey V.Yu. Research and analysis of force and moment of the cascade asynchronous electric drives / V.Yu. Karandey et al. // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science electronic edition. Saint-Petersburg Mining University. – 2018. – Vol. 194. – P. 5.
19. Попов Б.К. Программа для расчета магнитной системы ротора методом магнитных цепей / Б.К. Попов, В.Ю. Карандей // Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU № 2008614047, зарегистрировано 30.06.2008 г.
20. Попов Б.К. Программа расчета токов статора и ротора в каскадном электрическом приводе / Б.К. Попов, В.Ю. Карандей // свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU № 2008614048, зарегистрировано 30.06.2008 г.

References:

1. Shammazov A.M. Solving problems of reconstruction and development optimization of a pipeline system / A.M. Shammazov et al. // Oil Industry. – 2018. – № 8. – P. 80–83.
2. Neganov D.A. Formation of requirements to reliability and security of the exploited sections of the linear part of trunk pipelines transportation of oil and oil products / D.A. Neganov, N.A. Makhutov, N.E. Zorin // Oil Industry. – 2019. – № 6. – P. 106–112.
3. Popov B.K. Controlled cascade electric drive with liquid current terminal / B.K. Popov, V.Yu. Karandey // Patent for invention № RU 2461947 C1, is registered 20.09.2012, application № 2011127829/07 here 06.07.2011.
4. Popov B.K. Axial cascade electric drive with liquid current terminal / B.K. Popov, V.Yu. Karandey, O.B. Popova // patent for invention № RU 2483415 C1, is registered 27.05.2013, application № 2012109118/07 here 11.03.2012.
5. Karandey V.Yu. Signalling liquid current terminal / V.Yu. Karandey, B.K. Popov, Yu.Yu. Karandey, V.L. Afanasyev // Patent for invention № RU 2601958 C1, is registered 10.11.2016. Application № 2015131209/07 here 27.07.2015.
6. Popov B.K. Liquid current terminal / B.K. Popov, V.Yu. Karandey // Patent for invention № RU 2370869 C1, is registered 20.10.2009. Application № 2008126609/09 here 30.06.2008.
7. Popov B.K. Controlled cascade electric drive / B.K. Popov, V.Yu. Karandey // Patent for invention № RU 2402857 C1, is registered 27.10.2010, application № 2009111708/09 here 30.03.2009.
8. Afanasyev V.L. The controlled cascade electric drive / V.L. Afanasyev, V.Yu. Karandey, B.K. Popov, patent for utility model № RU 191959 U1, is registered 28.08.2019. Application № 2019111630 here 16.04.2019.
9. Karandey V.Yu. Optimization of parameters of special asynchronous electric drives / V.Yu. Karandey et al. // IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering. – 2018. – Vol. 327. – 052002.
10. Karandey V.Yu. Research of electrical power processes for optimum modeling and design of special electric drives / V.Yu. Karandey et al. // Advances in Engineering Research conference proceedings. – 2018. – Vol. 157. – P. 242–247.
11. Karandey V.Yu. The magnetic model parameters determination of the stator of the component of the controlled asynchronous cascade electric drive axial construction / V.Yu. Karandey et al. // Polythematic network electronic scientific magazine of the Kuban state agricultural university (The scientific magazine of KUBGAU). – Krasnodar : KubGAU, 2017. – № 10(134). – P. 1135–1151.



12. Karandey V.Yu. The magnetic model parameters determination of the stator of the component of the controlled asynchronous cascade electric drive of cylindrical construction / V.Yu. Karandey et al. // Polythematic network electronic scientific magazine of the Kuban state agricultural university (The scientific magazine of KUBGAU). – Krasnodar : KubGAU, 2017. – № 09(133). – P. 1231–1248.
13. Karandey V.Yu. Research of change of parameters of a magnetic flux of the stator and rotor of special electric drives / V.Yu. Karandey, B.K. Popov, V.L. Afanasyev // 2018 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon). – 2018. – P. 8602911.
14. Karandey V.Yu. Research of electromagnetic parameters for improvement of efficiency of special electric drives and components / V.Yu. Karandey et al. // 5th International Conference on Power Generation Systems and Renewable Energy Technologies. – 2019. – P. 69–74.
15. Karandey V.Yu. Research dynamics of change of electromagnetic parameters of controlled special electric drives / V.Yu. Karandey et al. // 2019 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon-2019). – 2019. – P. 8934751.
16. Karandey V.Yu. Mathematical modeling of special electric drives for the equipment of oil and gas branch / V.Yu. Karandey, V.L. Afanasyev // Polythematic network electronic scientific magazine of the Kuban state agricultural university (The scientific magazine of KUBGAU). – Krasnodar : KubGAU, 2017. – № 08(132). – P. 926–940.
17. Karandey V.Yu. Determination of power and moment on shaft of special asynchronous electric drives / V.Yu. Karandey et al. // IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering. – 2018. – Vol. 327. – 052003.
18. Karandey V.Yu. Research and analysis of force and moment of the cascade asynchronous electric drives / V.Yu. Karandey et al. // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science electronic edition. Saint-Petersburg Mining University. – 2018. – Vol. 194. – P. 5.
19. Popov B.K. Program for calculation of magnetic system of a rotor by method of magnetic circuits / B.K. Popov V.Yu. Karandey // Certificate on official registration of the computer program RU № 2008614047, is registered 30.06.2008 year.
20. Popov B.K. The program of calculation of currents of the stator and rotor in the cascade electric drive / B.K. Popov, V.Yu. Karandey // Certificate on official registration of the computer program RU № 2008614048, is registered 30.06.2008 year.



УДК 628.069

АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ИСТОЧНИКИ ТЕПЛА ДЛЯ ОБОГРЕВА МЕСТНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ В ЗИМНЕЕ ВРЕМЯ

ALTERNATIVE SOURCES OF HEAT FOR HEATING LOCAL RESISTANCE OF MAIN OIL PIPELINES IN WINTERTIME

Максимов Евгений Александрович

Кандидат технических наук, доцент,
Южно-Уральский государственный университет,
г. Челябинск
maksimov50@mail.ru

Maximov Evgeny Aleksandrovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
South Ural State University (Chelyabinsk)
maksimov50@mail.ru

Аннотация. Проанализированы различные методы (теплоизоляционные материалы, электрический обогрев) обогрева местных сопротивлений (устье скважин, температурных компенсаторах, поворотах трассы, запорной арматуре, расширения сечения трубопровода и др.) при транспортировке по ним высоковязкой (тяжелой) нефти. Показаны их преимущества и недостатки.

В качестве альтернативного источника обогрева предложен инновационный метод обогрева местных сопротивлений магистральных трубопроводов с помощью геотермальных источников, реализуемых при помощи теплового насоса. Предложены различные варианты трубопроводов с тепловыми насосами. Предложен новый вариант теплоизоляции магистральных трубопроводов.

Ключевые слова: обогрев местных сопротивлений, магистральный трубопровод, геотермальные источники тепла, тепловой насос, теплоизоляция.

Annotation. Various methods (heat-insulating materials, electric-ric heating) of heating local resistances (wellhead, temperature compensators, route turns, shut-off valves, pipeline section expansion, etc.) at transportation of high-viscosity (heavy) oil through them are analyzed. Their advantages and disadvantages are shown.

As an alternative source of heating, an innovative method of heating local resistances of main pipelines with the help of geothermal sources, implemented by means of a heat pump, is proposed. Various variants of pipelines with heat pumps are offered. The new variant of thermal insulation of main pipelines is offered.

Keywords: heating of local resistances, main pipeline, geothermal heat sources, heat pump, heat insulation.

Постановка проблемы

В настоящее время в нашей стране и за рубежом добывается значительное количество нефти обладающей высокой вязкостью при обычной температуре или содержащей большое количество парафина (до 25 %) и вследствие этого застывающей при понижении температуры до минусовых отметок.

В этом случае перекачка нефти по трубопроводу традиционным методом затруднена и применяются специальные методы: перекачка нефти с разбавителями, с присадками, предварительно подогретой и др. Один из самых эффективных способов снижения вязкости нефти это ее подогрев. При подогреве нефти улучшаются ее реологические свойства, снижается вязкость, благодаря чему становится легче транспортировать ее по трубопроводу. На первом этапе подогрев нефти осуществляется на устье скважины, так как в этом месте она максимальна густая. Для этого у скважины устанавливается печь, которая нагревает сырье до температуры 50 °С. На втором этапе на установке по подготовке – нефть подогревается до температуры 70 °С. Далее в процессе демульсации, она нагревается до температуры 85 °С.

По мере движения нефти по магистральному трубопроводу за счет теплообмена с окружающей средой температура ее снижается, и она остывает. Поэтому на трассе трубопровода через каждые 25–100 км устанавливаются пункты ее подогрева [1, 2].

Кроме того, имеется возможность замерзания трубопроводов в местах местных сопротивлений (устье скважин, температурных компенсаторах, поворотах трассы, запорной арматуре, расширения сечения трубопровода и др.), то есть в местах, где снижается скорость перекачки жидкости по трубопроводу, а температура резко снижается, что может привести к различным негативным последствиям.

Анализ последних исследований и публикаций

В настоящее время применяются различные методы теплоизоляции оборудования, например с использованием теплоизолирующих материалов: пенополиуретана, эластичной пенополиэтиленовой ленты типа «озолон», стекловолокнистого материала типа «URSA», покрытия типа «ROCKWOOL» [3].

Существенным недостатком перечисленных утеплителей является их одноразовое применение. Кроме того, любой тип теплоизоляционного материала предупреждает замерзание устьевой арматуры скважины на срок не более чем 1–3 суток в зависимости от понижения температуры атмосферы [3].



Для решения данной проблемы разработаны и рекомендуются к использованию электрообогрев магистральных трубопроводов, например, с помощью СКИН-системы типа ИРСН-1580 [4]. В этой системе для обогрева трубопровода используется скин-эффект, характеризующийся затуханием электромагнитных волн в глубине проводящей среды. Нагревательный элемент скин-системы состоит из ферростальной трубы диам. 20–60 мм и проложенного в ней изолированного проводника из меди или алюминия.

В обогревателе типа ОНП, предлагаемого для обогрева нефтепровода в зимний период времени на выходе из устья скважины, а также для местного обогрева различных участков трубопроводов, используется лента типа LLS. Нагревательная лента типа LLS [5] представляет собой конструкцию из трех параллельных нагреваемых проводников изолированных кремнеорганической резиной поверхность которой охвачена оплеткой. Нагревательные элементы присоединены к 3-х фазной сети или трансформаторной подстанции.

Обычно обогреваемый трубопровод содержит: запорную арматуру, нагревательные элементы, состоящие из отдельных участков, подключаемых к электросети, и др. элементы [6]. В нем электронагревательные элементы, расположенные на входе отдельной трубопроводной секции, состоят из теплоэлектронагревателя (ТЭН) выполненного в виде змеевика с витками, плотно примыкающими друг к другу и к наружной поверхности трубопровода. Такая конструкция позволяет интенсифицировать передачу тепловой энергии на небольшом отрезке трубы и без потерь передавать ее внешней и внутренней поверхности трубы, а также самой транспортируемой жидкости.

К недостаткам методам электрообогрева следует отнести: повышенные энергозатраты при эксплуатации, необходимость оборудовать трассу магистрального трубопровода электрической сетью, что не всегда возможно.

Применение методов ВЧ и СВЧ для воздействия на диэлектрическую жидкость в процессе ее транспортировке, обусловлено рядом преимуществ по сравнению с традиционными методами. При распространении электромагнитных волн в диэлектрической среде, ограниченной проводящими стенками, возникает направленный поток энергии, который частично диссипируется средой за счет ее свойств. В результате, в среде появляется объемный тепловой источник, воздействие которого позволяет снизить вязкость нефти [7].

Известен, пример использования электрообогрева стрелочных переводов на железнодорожном транспорте во избежание аварийной ситуации при их обледении в зимний период времени [8]. При мощности электронагревателя 8 кВт, времени его работы 1500 ч в год, стоимости 1кВт ч в размере 3,5 руб., затраты на электроэнергию составляют 40 тыс. руб. в год на один стрелочный перевод. При сроке его службы в течение 10 лет затраты на электроэнергию составляют 400 тыс. руб. Учитывая значительное количество стрелочных переводов на железнодорожном транспорте суммарные затраты на их электрообогрев стрелок могут составить несколько миллиардов рублей.

Цель и методы исследований

Разработать энергоэффективное техническое решение для обогрева магистральных трубопроводов, в том числе местных сопротивлений (устье скважин, температурных компенсаторах, поворотах трассы, запорной арматуры) в зимний период времени за счет использования геотермальных источников тепла земли.

Основной материал исследования

Известно, что отобрать геотермальное тепло (теплоту грунта) можно, например, с помощью тепловых насосов. При отборе теплоты грунта используются ее верхние слои, находящиеся на глубине более 10 м от поверхности. С точки зрения теплообмена этот слой грунта находится под воздействием радиогенного тепла мантии земли, конвективного теплообмена с атмосферным воздухом и теплопереноса за счет различных массообменных процессов (дождь, грунтовая вода и др.). Однако, теплопроводность грунта не является величиной постоянной в течении года. Она зависит от влажности, агрегатного состояния влаги в грунте, температуры и др. Распределение температуры грунта по глубине грунта представлено на рисунке 1.

Анализ данных по распределению температуры грунта по глубине, представленный на рисунке 1, позволяет сделать вывод, что на глубине более 8 м температура грунта практически постоянна в течение года. Косвенно о температуре грунта можно судить по температуре грунтовых вод в данной местности. Для р. Белоруссия температура грунтовых вод колеблется в пределах 8–10 °С. Для зоны Центральной Европы значение количества радиогенной теплоты составляет 0,05–0,12 Вт/м². Грунт земли является самым большим аккумулятором энергии. На глубине более 10 м температура земли положительна и постоянна в течении года (например, для г. Хабаровск она составляет +5 °С).

Конструктивно забор тепла от грунта может быть осуществлен с помощью тепловых насосов.

Тепловой насос состоит из следующих основных компонентов: компрессора, конденсатора, испарителя, дросселирующего устройства, трубопроводов [9].

В компрессоре рабочее вещество (например, газообразный фреон) поступающий от испарителя, сжимается, давление рабочего вещества повышается.

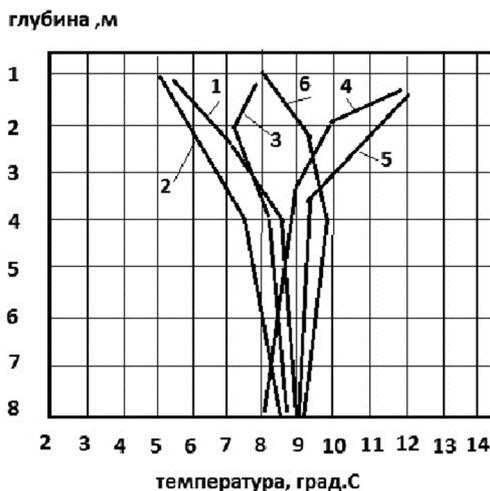


Рисунок 1 – Распределение температуры грунта по глубине: 1 – январь, 2 – март, 3 – май, 4 – июль, 5 – сентябрь, 6 – ноябрь

При этом, в соответствии с универсальным газовым законом Менделеева-Клапейрона, его давление и температура увеличиваются. Работа сжатия газа идет на повышение энергии фреона, циркулирующего в тепловом насосе. В конденсаторе перегретые пары фреона охлаждаются до температуры конденсации, отдавая часть тепловой энергии. Дальнейшее охлаждение паров фреона приводит к их сжижению. В испарителе, подводимой от низкотемпературного источника, жидкий фреон испаряется с поглощением теплоты.

Рассмотрим возможность использование тепловых насосов для обогрева трубопроводов в местах местных сопротивлений (устье скважин, температурных компенсаторах, поворотах трассы, запорной арматуре, расширения сечения трубопровода и др.), то есть в местах, где снижается скорость перекачки жидкости по трубопроводу. В устройстве, представленном на рисунке 2, обогрев нагревательного элемента трубы, выполненного в виде змеевика с витками, плотно прилегающими друг к другу и к наружной поверхности трубопровода, производится с помощью последовательно включенных трех струйных компрессоров [10]. При этом для отъема тепла от грунта используется тепловой аккумулятор, кольца коллектора которого размещаются ниже уровня поверхности земли на расстоянии ниже 8 м. Струйный компрессор состоит из рабочего сопла, приемной камеры, камеры смешения, диффузора. В камере смешения и диффузоре струйного компрессора происходит увеличение инжектируемой паровоздушной смеси, при этом происходит увеличение ее температуры.

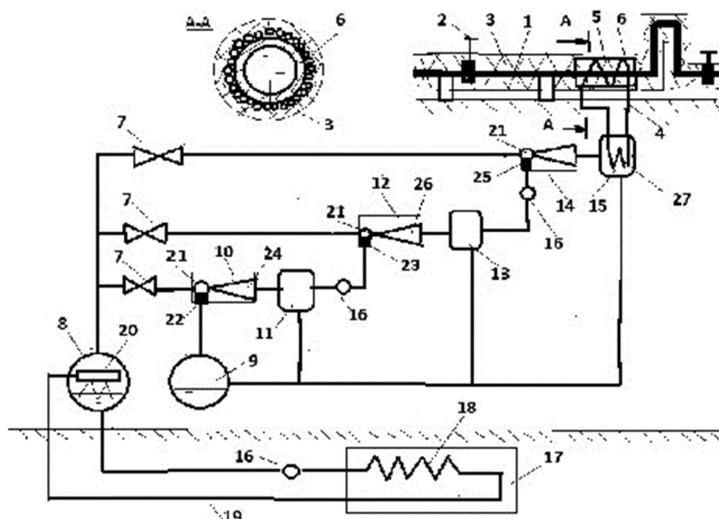


Рисунок 2 – Схема транспортного обогреваемого трубопровода

Транспортный обогреваемый трубопровод, представленный на рисунке 2, содержит секции 1, запорную арматуру 2, наружный изоляционный слой 3 и нагревательный элемент 4, составленный из отдельных участков 5, расположенных на входе каждой секции, образованных теплонагревателем в виде змеевика 6 с витками, плотно прилегающими друг к другу и к наружной поверхности трубопровода, отличающееся тем, что трубопровод дополнительно содержит дроссели 7, генератор пара 8, испаритель 9, первый эжектор 10, первый конденсатор 11, второй эжектор 12, второй конденсатор 13,



третий эжектор 14, третий конденсатор 15, циркуляционные насосы 16, тепловой аккумулятор 17, выход змеевика 18 теплового аккумулятора через соединительный трубопровод 19 соединен с распределительным устройством 20 генератора пара, а вход которого через циркуляционный насос и соединительный трубопровод соединен с выходом теплового аккумулятора, второй выход генератора через дроссели и соединительные трубопроводы соединен с соплами 21 первого, второго и третьего эжекторов, приемная камера 22 первого эжектора через соединительный трубопровод соединена с первым выходом испарителя, приемная камера второго эжектора 23 через соединительный трубопровод, циркуляционный насос и первый конденсатор соединена с диффузором 24 первого эжектора, приемная камера 25 третьего эжектора через соединительный трубопровод, циркуляционный насос и второй конденсатор соединена с диффузором 26 второго эжектора, выход первого, второго и третьего конденсаторов через соединительные трубопроводы соединены с входом испарителя, выход греющей трубы 27 третьего конденсатора через соединительный трубопровод соединен с входом змеевика, выход змеевика соединен с входом греющей трубы третьего испарителя.

Обозначим давление после диффузора первого эжектора – p_1 , после диффузора второго эжектора – p_2 , после диффузора третьего эжектора – p_3 .

При этом степень сжатия паровоздушной среды в трехступенчатой последовательной схеме включения эжекторов определяется как отношение давления в диффузоре эжектора третьей ступени к давлению в диффузоре эжектора первой ступени

$$K = p_3 / p_1. \quad (1)$$

Известно, что пропорционально повышению давления увеличивается температура паровоздушной среды. Повышение давления инжектируемого потока без затраты механической энергии является основным для струйного компрессор

Пусть паровоздушная смесь, состоящая из технического спирта, поступающего в эжектор первой ступени, имеет давление $p_1 = 0,04$ атм. После диффузора эжектора второй ступени давление равно $p_2 = 0,16$ атм, после диффузора эжектора третьей ступени – $0,36$ атм. Таким образом, полная степень сжатия развиваемая на теплонагревателе транспортного обогреваемого трубопровода составляет $p_3/p_1 = 9$. Если температура паровоздушной смеси в испарителе и первом эжекторе равна 5°C , то в конденсаторе третьего эжектора $5^\circ\text{C} \times 9 = 45^\circ\text{C}$. С учетом потерь тепла в третьем конденсаторе $0,8-0,9$ температура змеевика обогреваемого трубопровода составляет $36-40, 5^\circ\text{C}$.

Транспортный обогреваемый трубопровод работает следующим образом.

Перед работой генератор пара 8 и испаритель 9 заполняются техническим спиртом.

При включении циркуляционного насоса 16 технический спирт от коллектора теплового аккумулятора 17 перекачивается в распределительное устройство генератора пара 20. В генераторе пара часть технического спирта испаряется, образуются пары спирта (рабочий пар), а оставшаяся часть спирта циркуляционным насосом 16 возвращается в коллектор 18 теплового аккумулятора 17. Образовавшийся рабочий пар через соединительные трубопроводы и дроссели 7, снижающие его давление, поступает в сопла 21 первого эжектора 10, второго эжектора 12, третьего конденсатора 15 и служит носителем более холодных паров спирта, отсасываемых из испарителя 9. При этом рабочий и инжектируемый холодный пар конденсируется в первом, втором и третьем конденсаторах 11, 13, 15, а оставшиеся пары спирта через соединительные трубопроводы удаляются в испаритель 9. В диффузоре первого эжектора 10 давление смеси увеличивается, в диффузоре второго эжектора 12 давление смеси увеличивается еще в диффузоре третьего эжектора 15 давление паров еще больше растет. При этом давление паров спирта достигает максимальной величины. При повышении давления увеличивается температура паров спирта. При этом достаточно нагретые пары спирта поступают на вход третьего конденсатора 15 и нагревают теплоноситель в греющей трубе 27 третьего конденсатора. Теплоноситель по соединительному трубопроводу поступает в коллектор 6 нагревательного элемента 4, контактирующего с поверхностью трубопровода и нагревает трубопровод на участках, расположенных перед местными сопротивлениями обогреваемого трубопровода.

В устройстве, представленном на рисунке 3, обогрев нагревательного элемента, выполненного в виде змеевика с витками, плотно прилегающими друг к другу и к наружной поверхности трубопровода, производится с помощью испарителя теплового насоса заглубленного ниже уровня поверхности земли на расстоянии ниже 8 м [11].

Расположение змеевидных витков плотно прилегающих друг к другу, параллельных оси арктического трубопровода и к наружной поверхности трубопровода позволяет на небольшом по длине участке интенсифицировать передачу тепловой энергии и без потерь передавать ее непосредственно от наружной поверхности трубопровода к его внутренней поверхности трубопровода и перекачиваемой нефти.

Змеевидная форма навивки выбрана в связи с тем, что при этом увеличивается контакт витков и наружной поверхности трубопровода, он становится линейным, а не точечным, что также повышает теплопередачу.

В трубопроводе, оборудованном тепловыми насосами, в летний период времени, когда средняя годовая положительная температура воздуха составляет для северных и северо-восточных регионов нашей страны от $+10^\circ\text{C}$ до $+25^\circ\text{C}$, а температура грунта составляет от $+10^\circ\text{C}$ до $+12^\circ\text{C}$ производится аккумуляция тепловой энергии.



В зимний период времени, когда средняя годовая положительная температура воздуха составляет для северных и северо-восточных регионов нашей страны находится в пределах от $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$ производится использование запасенной в летний период тепловой энергии.

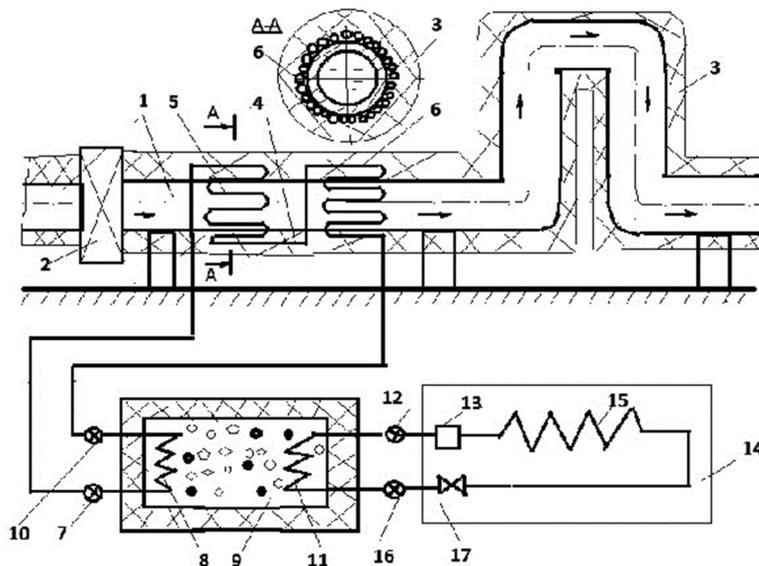


Рисунок 3 – Схема транспортного арктического трубопровода

Транспортный арктического трубопровода, представленный на рисунке 3, содержит секции 1, запорную арматуру 2, наружный изоляционный слой 3, нагревательный элемент 4, состоящий из нескольких участков 5, расположенных на входе каждой секции. Нагревательный элемент выполнен по меньшей мере из двух участков, каждый из которых составлен из змеевидных трубчатых отрезков, огибающих трубопровод по наружной поверхности. Тепловой аккумулятор 9 состоит из корпуса с изоляцией, заполненный твердым теплоаккумулирующим материалом, внутри которого расположены подводящий 11 и отводящий 8 трубчатые змеевики, которые заполнены техническим спиртом. Отводящий змеевик 8 соединен через вентиль 7 со входом в первый змеевидный трубчатый отрезок 5 нагревательного элемента 4, а через вентиль 10 с выходом второго змеевидного трубчатого отрезка 5. Тепловой насос 14 состоит из испарителя 15, заполненного хладагентом, например фреоном, компрессора 13 и дросселя 17. Подводящий змеевик 11 соединен своим входом через вентиль 12 с компрессором 13 теплового насоса 14, а выход подводящего змеевика 11 через вентиль 16 соединен с дросселем 17.

Перекачка нефти по трубопроводу происходит следующим образом.

В летний период времени, когда температура грунта составляет $+(10-12)\text{ }^{\circ}\text{C}$ вентили 7 и 10 закрывают, а вентили 12 и 16 открывают и тепловой насос через соединительный трубопровод соединяется с теплового аккумулятора 9. В летний период за счет теплоты отнимаемой от слоя грунта, имеющего температуру $+(10-12)\text{ }^{\circ}\text{C}$, холодильный агент (фреон), находящийся в испарителе 15, превращается из жидкого состояния в газообразное. Газообразный хладагент поступает в компрессор 13. Компрессор сжимает газ, при этом его давление и температура увеличиваются. Через соединительный трубопровод горячий газ ($70-80\text{ }^{\circ}\text{C}$) подается на подводящий змеевик 11 теплового аккумулятора 9, в котором он, передавая тепло теплоаккумулирующему материалу (песок с металлическими включениями), охлаждается, конденсируется, то есть переходит в жидкое состояние. Далее жидкий хладагент через соединительный трубопровод поступает в дроссель 17, понижающий его давление, и в газообразном состоянии проступает в испаритель 15. В результате часть тепла грунта, которое вырабатывает тепловой насос 14 переходит и аккумулируется в теплового аккумулятора 9 и сохраняется до зимнего периода.

В зимний период времени при снижении температуры окружающей среды (воздуха) до $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$ начинают использовать запасенное в теплового аккумулятора 9 тепло. При снижении температуры грунта до $+(3-5)\text{ }^{\circ}\text{C}$, вентили 12 и 16 закрывают, а вентили 7 и 10 открывают. При этом технический спирт с температурой $+(70-80)\text{ }^{\circ}\text{C}$ из выходного змеевика 8 теплового аккумулятора поступает через вентили 7 и 10 в змеевидные трубчатые отрезки 5 нагревательного элемента 4, нагревая при этом поверхность трубопровода.

При работе заявляемого транспортного арктического трубопровода происходит нагревание нефти в местах снижения скорости транспортирования нефтепродуктов по трубопроводу (температурных компенсаторах, поворотах трассы, запорной арматуре) понижается ее вязкость, а также повышается скорость ее перекачки в местах местных сопротивлений.

Для измерения расхода жидкости может быть использован расходомер. Преимуществом такого расходомера является отсутствие движущихся частей, что позволяет повысить его работоспособность (рис. 4) [13].

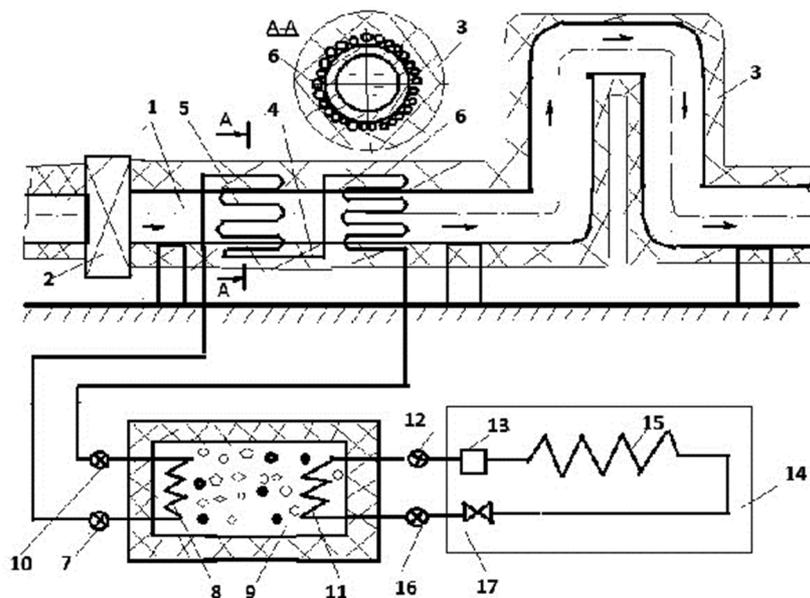


Рисунок 4 – Схема расходомера:

- 1 – корпус, 2 – измерительной камера, 3 – штуцер входа, 4 – штуцер выхода,
- 5, 6, 7 – отрезки труб различного, 8 – распределитель давления, 9 – подпружиненных мембран,
- 10 – дифференциальный манометр, 11 – подпружиненной мембраны, 12 – шток,
- 13 – соленоид, 14 – показывающий прибором, 15 – первый вход,
- 16 – верхняя полость распределителя давления, 17 – второй вход,
- 18 – нижняя полость распределителя давления, 19 – первый выход,
- 20 – средняя полость, первым вход средней полости,
- 22 – верхней полости дифференциального манометра, 23 – второй вход нижней полости манометра

Принцип действия расходомера жидкости следующий

Сформированная штуцером входа 3 струя измеряемого потока жидкости сначала направляется в отрезок трубы большего диаметра 5, затем попадает в отрезок трубы среднего диаметра 6, затем – меньшего диаметра 7. При этом между диаметрами первого d_1 , второго d_2 и третьего d_3 отрезков трубы существует соотношение

$$d_1 > d_2 > d_3. \tag{2}$$

В соответствии с уравнением Бернулли, при попадании потока измеряемой жидкости во второй отрезок трубы среднего диаметра скорость движения потока жидкости увеличивается, а давление уменьшается. Таким образом, давление жидкости в первом и втором отрезках трубы большего и среднего диаметра различно. Обозначим давление жидкости в первом отрезке трубы большего диаметра – p_1 , во втором отрезке трубы среднего диаметра – p_2 , в третьем отрезке трубы меньшего диаметра – p_3 . При этом будет выполняться соотношение:

$$p_1 < p_2 < p_3. \tag{3}$$

Из первого отрезка корпуса большего диаметра через подающий трубопровод, жидкость, имеющая давление p_1 , через первый вход 15 попадает в верхнюю полость 16 распределителя давления 8, а на его второй вход 17 через подающий трубопровод в нижнюю полость 18 подается давление p_2 от отрезка корпуса трубы среднего диаметра. В верхней полости 16 распределителя давления – давление p_1 воздействует на верхнюю подпружиненную мембрану 9, в нижней полости 18 давление p_2 воздействует на нижнюю подпружиненную мембрану 9. В результате, в средней полости распределителя давления 19 формируется давление p_3 , равное по величине $\Delta p = p_1 - p_2$. Затем через соединительный трубопровод 28 давление Δp от средней полости 20 распределителя давления 8 через первый выход 19, первый вход 21 передается в верхнюю полость 22 дифференциального манометра 10.

В верхней полости 22 манометра 10 – давление Δp воздействует на подпружиненную мембрану с одной стороны, в нижней полости 24 давление p_3 , передаваемое от третьего участка трубы через второй вход 23 и трубопровод 27, воздействует на подпружиненную мембрану с другой стороны. Под действием разности давления $\Delta p_1 = \Delta p - p_3$ мембрана, с жестко закрепленным на ней штоком, совершает перемещение в вертикальной плоскости. При перемещении металлического штока 12 в вертикальном направлении в витках соленоида 13 генерируется электродвижущая сила (ЭДС), изменение которой фиксируется регистрирующим прибором 14.

Применение предлагаемого расходомера позволяет упростить конструкцию, увеличить гарантийный срок, повысить продолжительность работы между поверками.



Заключение

1. В статье проанализированы различные методы (теплоизоляционные материалы, электрический обогрев) обогрева местных сопротивлений (устье скважин, температурных компенсаторах, поворотах трассы, запорной арматуре, расширения сечения трубопровода и др.) при транспортировке по ним высоковязкой нефти. Показаны их преимущества и недостатки.

2. В качестве альтернативного источника обогрева предложен инновационный метод обогрева местных сопротивлений магистральных трубопроводов с помощью геотермальных источников, реализуемых при помощи теплового насоса. Предложены различные варианты обогреваемых трубопроводов с тепловыми насосами.

3. Представлена конструкция расходомера, преимуществом которого является отсутствие подвижных элементов. Применение предлагаемого расходомера позволяет упростить конструкцию, увеличить гарантийный срок, повысить продолжительность работы между поверками.

Литература:

1. Мирзаджанзаде А.Х. Гидродинамика трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов / А.Х. Мирзаджанзаде и др. – М. : Недра, 1984. – 276 с.
2. Устройство подогрева нефти магистральных трубопроводов на пункте подогрева RU 130666 U1, F17D, 1/18, 27.07.2013.
3. Фаттахов И.Г. Методы теплоизоляции устья нагнетательных скважин // Материалы Международной научно-технической конференции «Нефть и газ Западной Сибири», посвященной 55-летию Тюменского государственного нефтегазового университета. – Тюмень : ТюмНГТУ, 2011. – 244 с.
4. Обогревательная система на основе СКИН-эффекта. – URL : www.teplina.ru
5. Обогреватель типа ОНП. – URL : www.stopice.ru
6. Голованченков А.Б. Транспортный обогреваемый трубопровод, RU 2250870 C1, B65G 53/52, опубл. 27.04.2006 / А.Б. Голованченков, А.В.Ильин.
7. Морозов Н.Н. Микроволновый разогрев нефти при ее транспортировке в трубопроводе // Сборник «Наука и оборудование – 2010». – Мурманск, 2010. – С. 42–45.
8. Наumenko С.А. Как согреть «стрелку» / С.А. Наumenko, А.И. Просеков // Энергэффективность и энергосбережение. – № 9–10. – С. 69–72.
9. Максимов Е.А. Тепловой насос. RU 2 495 338 C1, E25B 230/02, Бюл. № 28 / Е.А. Максимов, В.В. Старших.
10. Максимов Е.А. Транспортный обогреваемый трубопровод. Заявка № 2014116734, B65G 53/52, 24.04.2014 / Е.А. Максимов, В.В. Старших, О.С. Пташкина-Гирина, С.Н. Владимиров.
11. Максимов Е.А., Старших В.В. Транспортный обогреваемый трубопровод. Заявка № 2013136798, B65G 53/52.
12. Максимов Е.А. Трубопровод. Заявка № 2014110291, B65G 53/52, 08.03.2014 / Е.А. Максимов, В.В. Старших.
13. Максимов Е.А. Расходомер. Заявка № 2011102921, B65G 53/52, 23.04.2014 / Е.А. Максимов, В.В. Старших, Р.Л. Шаталов.

References:

1. Mirzajanzade A.H. Hydrodynamics of the oil and oil products pipeline transport / A.H. Mirzajanzade et al. – M. : Nedra, 1984. – 276 p.
2. The device of heating of oil of main pipelines on a heating point RU 13066 U1, F17D, 1/18, 27.07.2013.
3. Fattakhov I.G. Thermal insulation methods of the injection wellhead // Materials of the International Scientific and Technical Conference «Oil and Gas of Western Siberia», dedicated to the 55th anniversary of Tyumen State Oil and Gas University. – Tyumen : TyumenNGTU, 2011. – 244 p.
4. Heating system based on SKIN effect. 4. – URL : www.teplina.ru
5. Heater of ONP type. – URL : www.stopice.ru
6. Golovanchenkov A.B. Transport heated pipe-line, RU 2250870 C1, B65G 53/52, pub. 27.04.2006 / A.B. Golovanchenkov, A.V. Ilyin.
7. Morozov N.N. Microwave heating of oil at its transportation in the pipeline // Collection «Science and equipment – 2010». – Murmansk, 2010. – P. 42–45.
8. Naumenko S.A. How to warm the «arrow» // Energy efficiency and energy saving / S.A. Naumenko, A.I. Prosekov. – № 9–10. – P. 69–72.
9. Maximov E.A. Heat pump. RU 2 495 338 C1, E25B 230/02, Bulletin № 28 / E.A. Maximov, V.V. Senior.
10. Maximov E.A. Transport heated pipeline. Application № 2014116734, B65G 53/52, 24.04.2014 / E.A. Maximov, V.V. Senior, O.S. Ptashkina-Girina, S.N. Vladimirov.
11. Maximov E.A. Transport Heated Pipeline. Application № 2013136798, B65G 53/52 / E.A. Maximov, V.V. Senior.
12. Maximov E.A. Pipeline. Application № 2014110291, B65G 53/52, 08.03.2014 / E.A. Maximov, V.V. Senior.
13. Maximov E.A. Raschetomer. Application № 2011102921, B65G 53/52, 23.04.2014 / E.A. Maximov, V.V. Senior, R.L. Shatalov.



УДК 621.31, 62-83, 621.313.33

АСПЕКТЫ РЕАЛИЗАЦИИ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДА ОТ КОРРОЗИИ ДЛЯ ОПТИМАЛЬНОЙ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩЕЙ СТАНЦИИ

ASPECTS OF IMPLEMENTATION OF ELECTROCHEMICAL PROTECTION OF PIPELINE AGAINST CORROSION FOR OPTIMAL OPERATION OF ELECTRICAL SYSTEM OF OIL PUMPING STATION

Махинько Владислав Сергеевичмагистрант,
Кубанский государственный технологический университет**Афанасьев Виктор Леонидович**аспирант,
Кубанский государственный технологический университет
buguvix@mail.ru**Ляшенко Андрей Михайлович**магистрант,
Кубанский государственный технологический университет

Аннотация. В статье показаны аспекты реализации электрохимической защиты трубопровода от коррозии для оптимальной работы электротехнической системы нефтеперекачивающей станции. Приведён сравнительный анализ различных видов электрохимической защиты. Грамотно спроектированная электрохимическая защита позволит обеспечить правильную работу нефтеперекачивающей станции и системам электрического привода наносов.

Ключевые слова: электрохимическая защита, нефтеперекачивающая станция, специальный электрический привод.

Mahinko Vladislav SergeyeovichUndergraduate,
Kuban State Technological University**Afanasiev Viktor Leonidovich**Graduate student,
Kuban State Technological University
buguvix@mail.ru**Lyashenko Andrey Mikhaylovich**Undergraduate,
Kuban State Technological University

Annotation. The article shows aspects of implementation of electrochemical protection of pipeline against corrosion for optimal operation of electrical system of oil pumping station. Comparative analysis of various types of electrochemical protection is given. Well-designed electrochemical protection will ensure correct operation of the oil pumping station and electric sediments drive systems.

Keywords: electrochemical protection, oil pumping station, special electric drive.

Применение электрохимической защиты необходима для оптимальной работы электротехнической системы нефтеперекачивающей станции [1, 2]. Необходимо грамотно проектировать электрохимическую защиту, что позволит обеспечить правильную работу нефтеперекачивающей станции и системам электрического привода наносов [3, 4] и его компонентам [5, 6]. К данным типам электроприводов относятся и специальные электрические приводы [7, 8]. Реализация электрохимической защиты сильно влияет на оптимальные параметры работы [9, 10] электроприводов различных конструкций [11, 12], такие как электромагнитная энергия [13, 14], мощности [15, 16] и момента на валу привода [17, 18], определяемые системами расчета [19, 20]. Рассмотрим некоторые виды защит.

Анодная защита. При анодной защите потенциал металла смещается в положительную сторону. Ее эффективность зависит от свойств металла и электролита. Методика используется для конструкций из углеродистых, высоколегированных и нержавеющей сталей, титановых сплавов и различных пассивирующихся металлов. Такая электрохимическая защита отлично решает поставленные задачи в средах, хорошо проводящих ток. Анодная электрохимзащита применяется реже, чем катодная, поскольку к защищаемому объекту выдвигается немало строгих требований. Однако у нее есть свои преимущества: значительное замедление скорости коррозионного процесса, исключение возможности попадания продуктов коррозии в среду или производимую продукцию.

Катодная защита. Метод, достаточно часто используемый для защиты металлоконструкций от коррозии. Применяется в тех случаях, когда металл не имеет склонности к пассивации. Суть метода проста: к изделию подается внешний электроток от отрицательного полюса, который обеспечивает поляризацию катодных участков коррозионных составляющих и поднимает значение потенциала до анодных. После прикрепления положительного полюса источника тока к аноду коррозия защищаемого изделия становится почти нулевой. Катодная защита применяется как самостоятельный, так и дополнительный вид коррозионной защиты. Главным критерием, по которому можно судить о эффективности катодной защиты, является защитный потенциал. Защитным называется потенциал, при котором скорость коррозии металла в определенных условиях окружающей среды принимает самое низкое (на сколько это возможно) значение.



В использовании катодной защиты есть свои недостатки. Одним из них является опасность перезащиты. Перезащита наблюдается при большом смещении потенциала защищаемого объекта в отрицательную сторону. В результате – разрушение защитных покрытий, водородное охрупчивание металла, коррозионное растрескивание.

Протекторная (гальваническая) защита. Протекторная защита от коррозии основана на прекращении коррозии металлов под воздействием постоянного электрического тока. Она применяется одновременно с защитными лакокрасочными покрытиями. Это сочетание позволяет увеличить срок их службы и обеспечивает равномерное распределение тока по поверхности конструкций, что компенсирует дефекты покрытия, которые возникают в процессе эксплуатации. В основу этого метода положен тот факт, что различные металлы в электролите имеют различные электродные потенциалы. Таким образом, если образовать гальванопару из двух металлов и поместить их в электролит, то металл с более отрицательным потенциалом станет анодом-протектором и будет разрушаться, защищая металл с менее отрицательным потенциалом. Протекторы служат портативными источниками электроэнергии. В качестве основных материалов для изготовления протекторов используются магний, алюминий и цинк.

Электродренажная защита. Электрический дренаж является наиболее простым, не требующим источника тока видом активной защиты, так как трубопровод электрически соединяется с тяговыми рельсами источника блуждающих токов. Источником защитного тока является разность потенциалов трубопровод-рельс, возникающая в результате работы электрифицированного железнодорожного транспорта и наличия поля блуждающих токов. Протекание дренажного тока создает требуемое смещение потенциала на подземном трубопроводе. Это способ защиты трубопроводов от разрушения с помощью блуждающих токов. Метод предусматривает их дренаж (отвод) с защищаемой конструкции на источник блуждающих токов или специальное заземление.

Литература:

1. Скуридин Н.Н. Повышение безопасности магистральных нефтепроводов на основе оптимизации параметров электрохимической защиты / Н.Н. Скуридин, А.С. Тюсенков, Д.Е. Бугай // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 8. – С. 92–95.
2. Фридлянд Я.М. Оценка факторов коррозии и определение их влияния на рост коррозионных дефектов подземных трубопроводов / Я.М. Фридлянд, Н.Н. Скуридин, А.В. Гончаров, Р.В. Агинец // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 3. – С. 86–91.
3. Попов Б.К. Управляемый каскадный электрический привод с жидкостным токосъемом / Б.К. Попов, В.Ю. Карандей // Патент на изобретение RU 2461947 C1, 20.09.2012. Заявка № 2011127829/07 от 06.07.2011.
4. Попов Б.К. Аксиальный каскадный электрический привод с жидкостным токосъемом / Б.К. Попов, В.Ю. Карандей, О.Б. Попова // Патент на изобретение RU 2483415 C1, 27.05.2013. Заявка № 2012109118/07 от 11.03.2012.
5. Карандей В.Ю. Сигнализирующее токосъемное устройство / В.Ю. Карандей, Б.К. Попов, Ю.Ю. Карандей, В.Л. Афанасьев // Патент на изобретение RU 2601958 C1, 10.11.2016. Заявка № 2015131209/07 от 27.07.2015.
6. Попов Б.К. Токосъемное устройство / Б.К. Попов, В.Ю. Карандей // патент на изобретение RU 2370869 C1, 20.10.2009. Заявка № 2008126609/09 от 30.06.2008.
7. Попов Б.К. Управляемый каскадный электрический привод / Б.К. Попов, В.Ю. Карандей // Патент на изобретение RU 2402857C1, 27.10.2010. Заявка № 2009111708/09 от 30.03.2009.
8. Афанасьев В.Л. Управляемый каскадный электрический привод / В.Л. Афанасьев, В.Ю. Карандей, Б.К. Попов // Патент на полезную модель RU 191959 U1, 28.08.2019. Заявка № 2019111630 от 16.04.2019.
9. Karandey V.Yu. Optimization of parameters of special asynchronous electric drives / V.Yu. Karandey et al. // IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering. – 2018. – Vol. 327. – 052002.
10. Karandey V.Yu. Research of electrical power processes for optimum modeling and design of special electric drives / V.Yu. Karandey et al. // Advances in Engineering Research conference proceedings. – 2018. – Vol. 157. – P. 242–247.
11. Карандей В.Ю. Определение магнитных параметров модели статора компонента управляемого асинхронного каскадного электрического привода аксиальной конструкции / В.Ю. Карандей и др. // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета. – 2017. – № 10(134). – С. 1135–1151.
12. Карандей В.Ю. Определение магнитных параметров модели статора компонента управляемого асинхронного каскадного электрического привода цилиндрической конструкции / В.Ю. Карандей и др. // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета. – 2017. – № 09(133). – С. 1231–1248.
13. Karandey V.Yu. Research of change of parameters of a magnetic flux of the stator and rotor of special electric drives / V.Yu. Karandey, B.K. Popov, V.L. Afanasyev // 2018 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon). – 2018. – P. 8602911.
14. Karandey V.Yu. Research of electromagnetic parameters for improvement of efficiency of special electric drives and components / V.Yu. Karandey et al. // 5th International Conference on Power Generation Systems and Renewable Energy Technologies. – 2019. – P. 69–74.
15. Karandey V.Yu. Research dynamics of change of electromagnetic parameters of controlled special electric drives / V.Yu. Karandey et al. // 2019 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon-2019). – 2019. – P. 8934751.



16. Карандей В.Ю. Mathematical modeling of special electric drives for the equipment of oil and gas branch / В.Ю. Карандей, В.Л. Афанасьев // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета. – 2017. – № 08(132). – С. 926–940.

17. Karandey V.Yu. Determination of power and moment on shaft of special asynchronous electric drives / V.Yu. Karandey et al. // IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering. – 2018. – Vol. 327.

18. Karandey V.Yu. Research and analysis of force and moment of the cascade asynchronous electric drives / V.Yu. Karandey et al. // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science electronic edition. Saint-Petersburg Mining University. – 2018. – Vol. 194. – Т. 5.

19. Попов Б.К. Программа для расчета магнитной системы ротора методом магнитных цепей / Б.К. Попов, В.Ю. Карандей // Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU № 2008614047, зарегистрировано 30.06.2008 г.

20. Попов Б.К. Программа расчета токов статора и ротора в каскадном электрическом приводе / Б.К. Попов, В.Ю. Карандей // свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU № 2008614048, зарегистрировано 30.06.2008 г.

References:

1. Skuridin N.N., Tyusenkov A.S., Bugai D.E. // Oil economy. – 2018. – № 8. – P. 92–95. Doi: 10.24887/0028-2448-2018-8-92-95.

2. Friedland Ya.M. Estimation of the corrosion factors and determination of their influence on the underground pipelines corrosion defects growth / Ya.M. Friedland, N.N. Skuridin, A.V. Goncharov, R.V. Aginej // Petroleum industry. – 2018. – № 3. – P. 86–91. Doi: 10.24887/0028-2448-2018-3-86-90.

3. Popov B.K. Controlled cascade electric drive with liquid current carrying capacity / B.K. Popov, V.Yu. Karandey // Invention patent RU 2461947 C1, 20.09.2012. Application № 2011127829/07 dated 06.07.2011.

4. Popov B.K. Axial cascade electric drive with liquid current carrying capacity / B.K. Popov, V.Yu. Karandey, O.B. Popova // Patent for invention RU 2483415 C1, 27.05.2013. Application № 2012109118/07 of 11.03.2012.

5. Karandey V.Yu. Signaling slip-down device / V.Yu. Karandey, B.K. Popov, Yu. Application № 2015131209/07 of 27.07.2015.

6. Popov B.K. Tokosemnet device / B.K. Popov, V.Yu. Karandey // Patent for invention RU 2370869 C1, 20.10.2009. Application № 2008126609/09 of 30.06.2008.

7. Popov B.K. Controlled cascade electric drive / B.K. Popov, V.Yu. Karandey // Patent for invention RU 2402857C1, 27.10.2010. Application № 2009111708/09 of 30.03.2009.

8. Afanasiev V.L. Controlled cascade electric drive / V.L. Afanasiev, V.Yu. Karandey, B.K. Popov // Patent for useful model RU 191959 U1, 28.08.2019, application № 2019111630 of 16.04.2019.

9. Karandey V.Yu. Optimization of parameters of special asynchronous electric drives / V.Yu. Karandey et al. // IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering. – 2018. – Vol. 327. – 052002.

10. Karandey V.Yu. Research of electrical power processes for optimum modeling and design of special electric drives / V.Yu. Karandey et al. // Advances in Engineering Research conference proceedings. – 2018. – Vol. 157. – P. 242–247.

11. Magnetic parameters determination of the controlled asynchronous cascade electric drive component stator model for the axial structure (in Russian) / V.Yu. Karandey et al. // Polythematic network electronic scientific journal of Kuban state agrarian university. – 2017. – № 10(134). – P. 1135–1151.

12. Determination of the magnetic parameters of the stator model of a controlled asynchronous cascade electric drive component of a cylindrical design (in Russian) / V.Yu. Karandey et al. // Polythematic network electronic scientific journal of Kuban state agrarian university. – 2017. – № 09(133). – С. 1231–1248.

13. Karandey V.Yu. Research of change of parameters of a magnetic flux of the stator and rotor of special electric drives / V.Yu. Karandey, B.K. Popov, V.L. Afanasyev // 2018 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon). – 2018. – P. 8602911.

14. Karandey V.Yu. Research of electromagnetic parameters for improvement of efficiency of special electric drives and components / V.Yu. Karandey et al. // 5th International Conference on Power Generation Systems and Renewable Energy Technologies. – 2019. – P. 69–74.

15. Karandey V.Yu. Research dynamics of change of electromagnetic parameters of controlled special electric drives / V.Yu. Karandey et al. // 2019 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon-2019). – 2019. – P. 8934751.

16. Karandey V.Yu. Mathematical modeling of special electric drives for the equipment of oil and gas branch / V.Yu. Karandey, V.L. Afanasev // Polythematic network electronic scientific journal of Kuban state agrarian university. – 2017. – № 08(132). – P. 926–940.

17. Karandey V.Yu. Determination of power and moment on shaft of special asynchronous electric drives / V.Yu. Karandey et al. // IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering. – 2018. – Vol. 327.

18. Karandey V.Yu. Research and analysis of force and moment of the cascade asynchronous electric drives / V.Yu. Karandey et al. // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science electronic edition. Saint-Petersburg Mining University. – 2018. – Vol. 194. – Т. 5.

19. Попов Б.К. Program for the rotor magnetic system calculation by the magnetic circuits method / B.K. Popov, V.Yu. Karandey // Registration certificate for Computer RU № 2008614047, registered 30.06.2008.

20. Попов Б.К. Calculation program of the stator and rotor currents in the cascade electric drive / B.K. Popov, V.Yu. Karandey // Registration certificate for computer RU № 2008614048, registered 30.06.2008.



УДК 622.692.4:658.345 (075.8)

НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

SOME INDUSTRIAL SAFETY ISSUES IN THE CONSTRUCTION OF MAIN PIPELINES

Пашинян Леон Арташесович

кандидат технических наук,
доцент кафедры «Безопасность жизнедеятельности»,
Кубанский государственный технологический университет
leonartash@mail.ru

Бояршинов Сергей Юрьевич

студент,
Кубанский государственный технологический университет
sergei.boyarshinov@mail.ru

Аннотация. Техногенные аварии актуализируют проблему промышленной безопасности на современном этапе развития общества. Проблема усугубляется тем, что размеры промышленных производств нефтегазовой отрасли огромны, а экономический и экологический ущерб от последствий аварий весьма значителен. Поэтому комплекс мероприятий строительства и дальнейшей эксплуатации магистральных трубопроводов должен обеспечивать безопасную для жизни и здоровья людей дальнейшую эксплуатацию объекта.

Ключевые слова: техногенные аварии, техногенные катастрофы, промышленная безопасность, экологическая безопасность, пожарная безопасность, промышленные предприятия, нефтегазовая отрасль, магистральный трубопровод, газопровод, строительство трубопровода, безопасное строительство, безопасное производство, защита окружающей среды.

Pashinyan Leon Artashesovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor
at the Department of Life Safety,
Kuban State University of Technology
leonartash@mail.ru

Boyarshinov Sergey Yurievich

Student,
Kuban State University of Technology
sergei.boyarshinov@mail.ru

Annotation. Technogenic accidents actualize the problem of industrial safety at the present stage of society development. The problem is compounded by the fact that the size of industrial production in the oil and gas industry is huge, and the economic and environmental damage from the consequences of accidents is very significant. Therefore, the complex of measures for the construction and further operation of main pipelines should ensure the safe operation of the facility for the life and health of people.

Keywords: technological accidents, technological disasters, industrial safety, environmental safety, fire safety, industrial enterprises, oil and gas industry, main pipeline, gas pipeline, pipeline construction, safe construction, safe production, environmental protection.

Техногенные аварии и катастрофы, оказывающие негативное влияние на все сферы жизни и деятельности человека, обозначают проблему промышленной безопасности на современном этапе развития общества особенно актуальной для крупных промышленных предприятий, производств и транспортно-технологических (трубопроводных) систем нефтегазовой отрасли. Проблема усугубляется тем, что размеры промышленных производств нефтегазовой отрасли и сопряженных с ними технологическими процессами огромны, а социальный, экономический и экологический ущерб от последствий аварий и катастроф весьма значителен.

В основу безопасного строительства и дальнейшей эксплуатации магистральных трубопроводов должны быть положены современные технические и технологические решения, принятые в проекте на строительство трубопровода, которые должны соответствовать требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, действующих на территории России. Весь этот комплекс мероприятий должен обеспечивать безопасную для жизни и здоровья людей дальнейшую эксплуатацию объекта.

Трасса магистрального трубопровода должна прокладываться в технологическом пространстве, предусмотренным проектом. Отклонения трассы могут иметь место, как правило, на участках водных переходов через крупные реки, а также вследствие стесненных, сложных условий их прохождения (рельеф местности, прибрежные зоны рек и ручьев, дренажные каналы и канавы, естественные и искусственные препятствия, промышленные предприятия, построенные вдоль трассы сооружения и инженерные коммуникации для трубопровода и т.д.). Необходимо учитывать, что на всем протяжении трассы трубопровода, в ее пределах постоянно действуют или могут действовать опасные и вредные производственные факторы.

В полосе отвода под строительство трубопровода оборудуется временный технологический проезд вдоль трассы, предназначенный для организации доставки труб, материалов и рабочих к месту производства работ.



В процессе подготовки строительства трубопровода должны быть выполнены следующие основные мероприятия:

- обучение рабочих основным нормативным документам, применяемым при строительстве магистральных трубопроводов, после обучения рабочие должны быть аттестованы;
- на ближайших железнодорожных станциях должны быть организованы разгрузочные площадки для приема строительной техники, оборудования и материалов и временные площадки складирования для хранения грузов и материалов для строительства;
- в целях сохранности заводского изоляционного покрытия для труб, на участок строительства должны быть доставлены защитные приспособления и мягкие накладки на металлические части кранов, трубоукладчиков, монтажные приспособления (траверсы, захваты и др.) и т.п.;
- организованы база технического обслуживания, связь, диспетчерская служба, перевалочная база.

При вахтовом методе особое внимание уделяется режиму труда и отдыха:

- продолжительность вахты – 1 месяц (4 недели);
- продолжительность рабочего дня – 10 часов;
- продолжительность отдыха не менее 1/3 суммарного времени пребывания, работающего на трассе и в пути.

Для работы вахтовым методом принимаются лица, прошедшие должный медицинский осмотр.

Особое внимание уделяется безопасности транспортных и погрузочно – разгрузочных операций:

- погрузка труб из прирельсового склада на автомобильный транспорт;
- перевозка труб на базовый склад;
- погрузка и транспортировка труб на трассу строящегося газопровода;
- выгрузка труб на трассе.

При разгрузке и погрузке труб на складе и трассе трубопровода используются краны – трубоукладчики. Выполнение подъемно-транспортных операций и перемещения на короткие расстояния труб и «плетей» с заводской изоляцией осуществляются согласно нормативной документации. Не допускается применение канатов, цепей и других грузозахватных устройств, вызывающих повреждение изоляционного покрытия.

Один из ответственных видов работ при строительстве магистральных трубопроводов – сварочные работы должны выполняться в строгом соответствии с требованиями к организации сварочно-монтажных работ, применяемым технологиям сварки, неразрушающему контролю качества сварных соединений и оснащенности подрядных организаций при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте магистральных трубопроводов [1, 2, 3, 4].

Подготовка и сборка стыков труб должны осуществляться в соответствии с требованиями [5].

Не разрешается производить ремонт любых повреждений поверхности трубы, включая вмятины на концах труб, забоины и задиры фасок свариваемых элементов. При работах с газовыми горелками и кислородом необходимо строго соблюдать требования пожарной безопасности. Рабочие места необходимо оснастить средствами пожаротушения.

В процессе производства строительного-монтажных работ должен осуществляться операционный контроль качества по всем технологическим процессам. С целью повышения промышленной и экологической безопасности выявленные дефекты подлежат устранению до начала последующих операций. Применение материалов и изделий, на которые отсутствуют сертификаты, паспорта и другие документы, подтверждающие их качество, не допускается.

Для обеспечения требуемого качества сварочных работ необходимо проводить:

- проверку квалификации сварщиков;
- контроль исходных сварочных материалов, труб и фасонных деталей с записью в журнал входного контроля;
- операционный технологический контроль сборки и сварки;
- визуально-измерительный контроль сварных соединений, проверку их неразрушающими методами контроля.

Испытывают и проверяют швы по окончании сварки. Неразрушающий контроль сварных соединений выполняют в соответствии с нормативными документами [6]. Высокое качество сварных соединений обеспечивается контролем сварных соединений на всех стадиях выполнения работ.

При выполнении работ по изоляции необходимо строго соблюдать правила пожарной безопасности. Рабочие места должны быть оснащены средствами пожаротушения согласно нормам пожарной безопасности. При производстве и приемке работ по балластировке и закреплению газопроводов осуществляется входной, операционный и приемочный контроль.

Входному контролю подвергаются материалы, средства и устройства для балластировки и закрепления газопровода, которые должны иметь технический паспорт (сертификаты).

В аварийных случаях, требующих безотлагательных ремонтно-восстановительных работ, на сооружениях и коммуникациях, расположенных в охранной зоне магистрального трубопровода, до-



пускается производить эти работы без предварительного согласования с эксплуатирующей организацией при условии выполнения следующих требований:

- одновременно с направлением рабочих на место аварии, независимо от времени суток, сообщается эксплуатирующей организации о начале работ и необходимости прибытия ее представителей на место их проведения;
- на месте производства аварийных работ обязано постоянно находиться лицо, ответственное за эти работы и которое должно провести инструктаж персонала, занятого на этих работах;
- до прибытия к месту аварии представителя эксплуатирующей трубопровод организации земляные работы в охранной зоне должны вестись только вручную;
- прибывший на место аварии представитель эксплуатирующей организации обязан указать местонахождение трубопровода и его сооружений, определить меры по обеспечению их сохранности и присутствовать до окончания работ.

При пересечении вновь строящегося газопровода с действующими коммуникациями работы должны вестись в присутствии представителя соответствующей эксплуатирующей организации.

С целью повышения промышленной и экологической безопасности по окончании строительномонтажных работ разрабатывается инструкция на проведение гидравлического испытания газопровода на основании рабочей документации и в соответствии с требованиями порядка проведения испытания магистральных газопроводов в различных природно-климатических условиях [7].

При строительстве линейной части магистрального трубопровода необходимо выполнять требования действующих законодательных, нормативных и правовых документов, норм и правил в областях охраны труда, промышленной и пожарной безопасности.

При строительстве магистральных трубопроводов, как и при проведении строительного производства в целом на работников, занятых в этой области, возможно воздействие множества вредных и (или) опасных производственных факторов:

- движущиеся машины и механизмы, подвижные части технологического оборудования, передвигающихся заготовок и строительных материалов;
- падающие предметы и материалы, самопроизвольно обрушающиеся конструкции зданий и сооружений, оборудования, горных пород и грунтов;
- расположение рабочих мест вблизи перепада по высоте 1,8 м и более на расстоянии ближе 2 м от границы перепада по высоте в условиях отсутствия защитных ограждений либо при высоте защитных ограждений менее 1,1 м, а также при выполнении работ на высоте более 1,8 м при нахождении непосредственно на элементах конструкции или оборудования;
- повышенная загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны;
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- повышенные уровни шума и вибрации на рабочих местах;
- повышенная влажность воздуха;
- повышенное напряжение в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;
- токсичные и раздражающие химические вещества, проникающие в организм человека через органы дыхания, желудочно-кишечный тракт, кожные покровы и слизистые оболочки;
- физические перегрузки.

По этой причине при проведении работ вообще в строительном производстве, связанных с воздействием на работников вредных и (или) опасных производственных факторов, руководитель работ обязан принять меры по их исключению или снижению до допустимого уровня воздействия.

В общем случае, лицо, осуществляющее строительство должно обеспечить безопасность строительного производства и безопасную эксплуатацию технологического оборудования, используемого в строительном производстве, соответствие строительного производства требованиям законодательства РФ об охране труда, промышленной и пожарной безопасности и иных нормативных правовых актов в сфере охраны труда, промышленной и пожарной безопасности.

При этом необходим строгий надзор и контроль за соблюдением их требований. Это касается следующих нормативных документов:

- требования охраны труда, промышленной и пожарной безопасности при организации проведения работ (производственных процессов) в строительном производстве;
- требования охраны труда к производственным территориям (помещениям, площадкам и участкам работ);
- требования охраны труда к организации рабочих мест;
- требования охраны труда при проведении производственных процессов и эксплуатации технологического оборудования в строительном производстве;
- требования безопасности при складировании материалов и конструкций;
- требования безопасности при работе с переносным электроинструментом и светильниками, ручными электрическими машинами, разделительными трансформаторами;



- требования безопасности при работе с переносным электроинструментом и светильниками, ручными электрическими машинами, разделительными трансформаторами;
- погрузочно-разгрузочные и транспортные работы;
- сборочно-сварочные и монтажные работы;
- требования безопасности к технологическим процессам и местам производства электросварочных и газосварочных работ;
- требования безопасности при ручной, полуавтоматической и автоматической сварке, контроль качества сварных соединений;
- требования безопасности при хранении и применении газовых баллонов.
- земляные работы, устройство искусственных оснований и буровые работы.
- изоляционно-укладочные работы.
- производство работ вблизи линии электропередач.
- проведение испытаний.
- работы в охранных зонах действующих коммуникаций (газопроводов, нефтепроводов и т.п.);
- специальные мероприятия по охране труда при производстве работ в зимнее время.

В отдельную группу можно выделить требования по пожарной безопасности.

Это касается противопожарных мероприятий при производстве строительно-монтажных работ, обустройстве, эксплуатации жилого городка строителей, промышленные базы, складов имущества и ГСМ, при проведении работ по заправке техники ГСМ, порядка и мест хранения баллонов с кислородом и СУГ.

Места размещения в вахтовом городке сборно – разборных сооружений модульного типа, строительные вагончики, техника, должны быть обеспечены средствами пожаротушения, а их количество и места хранения, запасы воды для целей пожаротушения должны соответствовать нормативным документам.

Порядок действий работников и должностных лиц при возникновении пожара, обязанности работников при обнаружении утечек газа либо загазованности территории должны быть отражены в специальных инструкциях по безопасности.

Особые правила безопасного производства работ устанавливаются в пожароопасный весенний и летний периоды.

На период устойчивой сухой, жаркой и ветреной погоды, а также при введении особого противопожарного режима на участке работ, в вахтовом городке должны осуществлять следующие мероприятия:

- а) введение запрета на разведение костров, проведение пожароопасных работ на определенных участках, на топку печей, кухонных очагов и котельных установок;
- б) должны быть созданы пожарные расчеты, их состав должен ежедневно уточняться, организовано патрулирование территории вахтового городка
- в) подготовка для возможного использования в тушении пожаров имеющейся водовозной и землеройной техники;
- г) проведение соответствующей разъяснительной работы с работниками о мерах пожарной безопасности и действиях при пожаре.

Вахтовые городки в местах прилегания к лесным и торфяным массивам, степной полосе, автомобильным и железным дорогам должны быть обкошены и опаханы полосой шириной не менее 4 м.

В весенне-летний период запрещается:

- работа строительной техники и автомобилей без капотов или с открытыми капотами;
- применение паяльных ламп для выжигания пыли в радиаторах двигателей;
- заправка машин в ночное время в полевых условиях.

Согласно нормативным документам, хранение и заправка техники нефтепродуктами должны осуществляться на специальных площадках, очищенных от сухой травы, горючего мусора и опаханных полосой шириной не менее 4 м и не менее 50 м от строений.

Выхлопные трубы строительной и автомобильной техники, участвующей в строительно-монтажных работах, должны быть оборудованы искрогасителями.

Территории вахтового городка, базы производственного обслуживания, мест выполнения сварочно-монтажных работ в пределах противопожарных расстояний должны своевременно очищаться от сухих веток, упавших деревьев, опавших листьев, сухой травы и т.п.

Разведение костров, сжигание отходов и тары на территории вахтового городка, курение в необорудованных местах, организация свалок горючих отходов не разрешается.

Вахтовые городки, расположенные в сельской местности, должны быть обеспечены машинами доставки воды для тушения пожара.

Курение в административных, служебных, производственных, складских и вспомогательных помещениях, а также в не отведенных для курения местах запрещается. Места для курения персонала определяется на расстоянии не ближе 10 м от административных, бытовых, служебных, производственных, складских и вспомогательных зданий и помещений, оборудовать места для курения урнами для окурков, предписывающими знаками безопасности, надписью «Место для курения». На террито-



рии взрывопожароопасного объекта отвести специальные места для курения, оборудованные урнами или бочками с водой для окурков. Разведение костров и сжигание отходов и тары запрещено.

Деятельность производственного предприятия (заказчика), а также всех подрядных организаций, связанных со строительством магистрального трубопровода, должна быть направлена на снижение рисков аварий, отказов оборудования, исключения несчастных случаев на производстве, формирования у производственного персонала опасных производственных объектов (магистральных трубопроводов) безопасного производства и нетерпимости к нарушениям в области промышленной безопасности.

Работы повышенной опасности (в том числе сварочные, грузоподъемные операции и т.п.) обуславливают высокие требования к организации их проведения. Повышенная опасность связана с проявлением сразу нескольких факторов, отрицательно воздействующих на персонал и окружающую среду. Так, процесс сварки сопряжен с возможностью возгораний, взрывов, поражений электрическим током, отравлений вредными газами и другими неблагоприятными последствиями. Совершенствование образовательных технологий при подготовке производственного персонала к проведению таких опасных процессов, как сварочные работы, может существенно повысить уровень промышленной безопасности и охраны труда предприятия.

Таким образом, для достижения поставленных задач в области промышленной безопасности на предприятиях нефтегазовой отрасли должен быть реализован комплекс мероприятий, позволяющий оценивать риски возникновения опасностей, а главное и предотвращать возможные инциденты и аварии. Реализация методов обеспечения безопасности при строительстве магистральных газопроводов должна быть направлена на решение двух глобальных задач:

- во-первых, обеспечение безопасности при нормальном течении технологического процесса строительства;
- во-вторых, обеспечение безопасности в случае выхода из строя оборудования и защиты населения и окружающей природной среды от негативных последствий аварийного инцидента.

Литература:

1. Временные требования к организации сварочно-монтажных работ, применяемым технологиям сварки, неразрушающему контролю качества сварных соединений и оснащенности подрядных организаций при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте магистральных газопроводов ОАО «Газпром» (01.01.2014 г.).
2. СТО 2-2.2-115-2007, «Инструкция по сварке магистральных газопроводов с рабочим давлением до 9.8 МПа включительно».
3. СТО 2-2.2-136-2007, «Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов. Ч. I».
4. СТО 2-2.4-083-2006 «Инструкция по неразрушающим методам контроля качества сварных соединений при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов».
5. Подготовка и сборка стыков труб должны осуществляться в соответствии с требованиями СТО 2-2.2-115-2007 и СТО 2-2.2-136-2007.
6. Временными требованиями к организации сварочно-монтажных работ ОАО «Газпром» (01.01.2014 г.), СТО Газпром 2-2.4-083-2006 и СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы».
7. СТО Газпром 2-3.5-354-2009 «Порядок проведения испытания магистральных газопроводов в различных природно-климатических условиях».

References:

1. Temporary requirements for welding and installation work organization, applied welding technologies, non-destructive quality control of welded joints and contractors' equipment during construction, reconstruction and overhaul repair of OAO Gazprom gas main pipelines» (01.01.2014).
2. STO 2-2.2-115-2007, «Welding instructions for gas main pipelines with working pressure up to 9.8 MPa inclusive».
3. STO 2-2.2-136-2007, «Welding technology instruction for construction and repair of field and main gas pipelines. Part I».
4. STO 2-2.4-083-2006 «Instruction on non-destructive methods of quality control of welded joints during construction and repair of field and main gas pipelines».
5. Preparation and assembly of pipe joints shall be performed in accordance with the requirements of STO 2-2.2-115-2007 and STO 2-2.2-136-2007.
6. Temporary requirements for welding and assembly work organization by OAO Gazprom (01.01.2014), STO Gazprom 2-2.4-083-2006 and SNiP 3.05.05-84 «Technological equipment and technological pipelines».
7. STO Gazprom 2-3.5-354-2009 «Procedure for testing gas main pipelines in different natural and climatic conditions».



УДК 622.691; 622.692; 62-771

ПРОВЕДЕНИЕ ИСПЫТАНИЙ ОБОРУДОВАНИЯ, ПРИМЕНЯЕМОГО ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ВРЕЗОК В ТРУБОПРОВОДЫ ПОД ДАВЛЕНИЕМ

TESTING OF EQUIPMENT USED FOR TAPPING INTO PIPELINES UNDER PRESSURE

Пивнов Валентин Петрович

старший преподаватель
кафедры нефтепродуктообеспечения и газоснабжения,
Российский государственный университет
нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
pivnovalentin@rambler.ru

Пивнова Марина Андреевна

магистр,
Российский государственный университет
нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
rina91@bk.ru

Аннотация. Врезка в газопроводы под давлением – это важная и ответственная работа. Оборудование для врезок в газопроводы под давлением должно проходить строгий отбор и контроль основных параметров. Цель данной работы – разработка Регламента испытаний фрез, применяемых во время проведения врезок в газопроводы под давлением.

Ключевые слова: врезка под давлением, кольцевая режущая фреза, конструкторские испытания, регламент испытаний.

Pivnov Valentin Petrovich

Senior lecturer of the Department
of Oil Products Supply and Gas Supply,
National University of Oil
and Gas «Gubkin University»
pivnovalentin@rambler.ru

Pivnova Marina Andreevna

Master,
National University of Oil and Gas «Gubkin
University»
rina91@bk.ru

Annotation. Tapping into gas pipelines under pressure is an important and responsible job. Equipment for tapping into gas pipelines under pressure must pass strict selection and control of the main parameters. The purpose of this work is to develop Regulations for testing cutters used during tapping into gas pipelines under pressure.

Keywords: hyperbaric tie-ins, cutting circular cutter, design tests, regulation tests.

Развивающаяся промышленность и растущий жилищно-бытовой сектор требуют подключения к эффективным системам энергоснабжения. Такой системой, на сегодняшний день, является трубопроводный транспорт углеводородов, в частности магистральные газопроводы и сети газоснабжения. Надежная работа трубопроводного транспорта углеводородов немислима без его обслуживания и ремонта. В своей работе предприятия стараются внедрять те технологии, которые направлены на энергосбережение, а также бережное отношение к окружающей среде.

Технология врезок в трубопроводы под давлением имеет широкое применение [1]. Врезки под давлением производятся в случаях, когда невозможно приостановить транспорт углеводородов по трубопроводам. Технология врезок под давлением по сравнению с традиционными методами проведения подобных работ имеет ряд существенных преимуществ [2, 3]:

- отсутствие необходимости остановки транспорта природного газа по системе;
- экономия оборотных средств, ввиду отсутствия отключения системы газоснабжения, практически отсутствует сброс и сбор транспортируемого природного газа;
- экономия времени, т.к. отсутствует необходимость в продолжительном освобождении и дальнейшем заполнении природным газом действующего газопровода;
- минимизация пагубного воздействия на окружающую среду;
- комфорт для потребителей природного газа, т.к. проведение работ по врезкам под давлением не влияет на процесс отбора природного газа потребителями.

На сегодняшний день главным недостатком технологии врезок под давлением является использование иностранного оборудования, и как следствие неоправданно высокая стоимость проведения работ. Избавиться от этого недостатка позволяет применение отечественных разработок и оборудования.

Врезка в трубопровод под давлением – это ответственная работа, проводимая на особо опасных объектах. При фрезеровании газопровода постепенно уменьшается толщина стенки. Кроме того, в получающейся канавке образуются острые края, которые могут стать концентраторами напряжений. В конечном итоге эти факторы могут привести к аварии на газопроводе. Именно поэтому остановка уже начатой работы по высверливанию отверстия в газопроводе недопустима.

Серьезное внимание необходимо уделять кольцевым режущим фрезам для высверливания отверстий. Как правило, для врезок под давлением применяют стандартные фрезы и фрезы типа STOPPLE. Фрезы для проведения врезок под давлением должны изготавливаться на высоком уровне, без нарушения геометрии, с использованием высококачественных резов.



Прежде чем включать кольцевые режущие фрезы в состав основного оборудования для проведения врезок под давлением необходимо убедиться в качестве изготовленных изделий. Процесс испытания фрез удобно представить в виде графического описания, рисунок 1. Совокупность всех факторов, участвующих в процедуре испытания фрез для врезок в трубопроводы под давлением представлена на рисунке 2.



Рисунок 1 – Графическое описание бизнес-процесса «Испытание фрез для врезок под давлением»

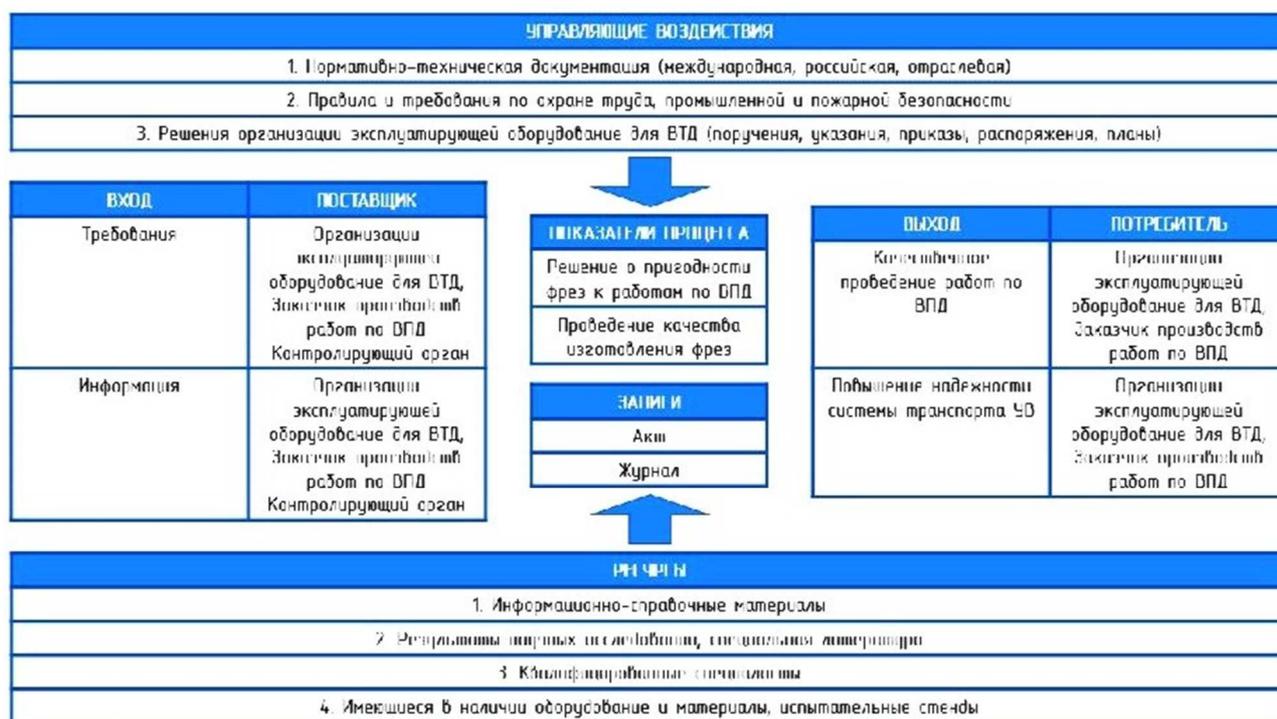


Рисунок 2 – Карта бизнес-процесса «Испытание фрез для врезок под давлением»

Для контроля качества изготовления кольцевых режущих стандартных и STOPPLE фрез был разработан специальный Регламент испытаний, который включает:

- последовательность операций, рисунок 1;
- описание и конструкторские чертежи испытательных стендов;
- рабочие эскизы фрез, заполняемые при испытаниях фрез;
- контролируемые параметры фрез.

При разработке Регламента испытаний внимательно учитывались требования охраны труда, промышленной и пожарной безопасности. К работам по испытанию режущих фрез допускаются лица, достигшие 18-летнего возраста, прошедшие медицинское освидетельствование, а также обучение безопасным приемам труда и инструктаж по технике безопасности на рабочем месте. В разработанном Регламенте приняты во внимание следующие риски:



- поражение подвижными частями производственного оборудования;
- поражение электрическим током;
- недостаточная освещенность рабочего места;
- попадание под действие тяжелых предметов;
- работы вблизи источников повышенного давления сжатого воздуха, газов и жидкостей;
- воздействие на работников повышенной запыленности и загазованности воздуха рабочей зоны;
- воздействие повышенного шума и др.

Регламент испытаний включает в себя определенный набор процедур и операций. Последовательность действий по контролю и испытанию должна выполняться для каждой проверяемой фрезы.

Первый этап заключается в проверке технической документации на фрезы (сертификаты, паспорта, инструкции по эксплуатации, сборочный чертеж, и т.д.). Особое внимание необходимо обращать на материал, из которого изготавливаются фрезы (режущие зубцы должны изготавливаться из стали высокой твердости).

Второй этап характеризуется визуально-измерительным контролем кольцевых режущих фрез. Необходимо провести визуальный осмотр фрез, при этом оценивается качество припайки зубьев. Контролю подвергается последовательность расположения напайки зубьев. Наружная, средняя, внутренняя напайки должны последовательно, равномерно чередоваться. Масса, габаритные размеры, крепежные отверстия фрез, их расположение и диаметры должны соответствовать паспортным данным и аналогичным фрезам, уже применяемым на производстве. Необходимо измерять расположение лепестков кольцевых режущих фрез, при этом все лепестки должны быть вертикальными и равноудаленными от центра фрезы. Кроме того, необходимо провести измерение расстояний от центра фрезы до внутренней и наружной кромки всех зубьев, полученные результаты должны быть равны между идентичными напайками. Для удобства проведения испытаний, получаемые результаты нанести на эскизные чертежи. Контролю также подлежит высота фрез, от ее основания до вершины всех зубьев. Также необходимо выполнить проверку геометрии фрез путем расположения на ровной горизонтальной поверхности зубьями вниз, при этом все зубья одновременно должны касаться поверхности.

Для проверки режущей фрезы в токарном станке ее необходимо присоединить к специальному хвостовику. Нанести на тело фрезы и хвостовика контрольные метки с шагом в 120°. При вращении фрезы на токарном станке не должно наблюдаться люфта и биений фрезы. Испытание проводится в трех положениях фрезы относительно хвостовика.

Фреза закрепляется в машине для врезок под давлением, при этом фреза в машинке должна закрепляться надежно, без люфта. Контроль соосности фрезы с адаптером машины выполняется путем измерения расстояния между стенкой адаптера и фрезой. Режущая фреза при холостых вращательно-поступательных движениях должна двигаться в адаптере свободно.

Третий этап заключается в проверке фрез на специальных испытательных стендах. Регламентом испытаний предусмотрено использование специальных испытательных стендов, рисунки 1, 2, 3. В качестве примера будем рассматривать параллельное испытание кольцевых режущих фрез Ду 200 и Ду 300. Материалы, необходимые для изготовления стендов для проверки кольцевых режущих фрез Ду 200 и Ду 300 приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Спецификация необходимых материалов

№ п/п	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Ед. изм.	Кол-во
1	2	3	4	5
1.	Труба 720x12. Марка стали – 09Г2С	ТУ 14-3-1270-2001	мм	2000
2.	Труба 325x12. Марка стали – 09Г2С	ТУ 14-3Р-1128-2007	мм	1900
3.	Труба 219x10. Марка стали – 09Г2С	ТУ 14-3Р-1128-2007	мм	1900
4.	Труба 57x11. Марка стали – 09Г2С	ТУ 14-3Р-1128-2007	мм	5000
5.	Переход 325x12-219x10. Марка стали 09Г2С	ГОСТ 17378-2001	ед.	1
6.	Заглушка эллиптическая 325 x 12. Марка стали – 09Г2С	ГОСТ 17379-01	ед.	1
7.	Заглушка эллиптическая – 219 x 10. Марка стали 09Г2С	ГОСТ 17379-01	ед.	1
8.	Фланец Ду 300 – «Flange WN 12 IN #600 RF»		ед.	1
9.	Фланец Ду 200 – «Flange WN 8 IN #600 RF»		ед.	1
10.	Фитинг Ду 300 – «STOPPLE 12» LOCK-O-RING® #600 RF»		ед.	1



Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5
11.	Фитинг Ду 200 – «STOPPLE 8» LOCK-O-RING® #600 RF»		ед.	1
12.	Манометр МП-4УУ2, класс точности – 1. В комплекте к нему кран КШ-10-80 с трубками Dn 10 мм		компл.	1
13.	Кран шаровый КШ-50, с номинальным давлением Pн не 8,0 МПа (80 кгс/см2)		ед.	2
14.	Швеллера 10		мм	16000
15.	Уголок 50 x 50		мм	28000
16.	Лист стальной 30,0 x 1000 x 1000. Марка стали – Ст20		м ²	2

Первый испытательный стенд предназначен для проверки режущих свойств стандартных фрез. Конструкция стенда для испытания стандартных фрез, рисунок 3. Испытания проводятся для стандартных фрез Ду 200, Ду 300. Перед проведением испытаний производится подкрашивание режущих фрез для визуального определения равномерности касания поверхности трубы. Машину для врезок под давлением, с установленной в ней стандартной фрезой, состыковывают с заранее подготовленным стендом, имитирующим трубопровод, рисунок 3. Испытания по просверливанию отверстия с применением стандартной фрезы проводятся в горизонтальном положении.

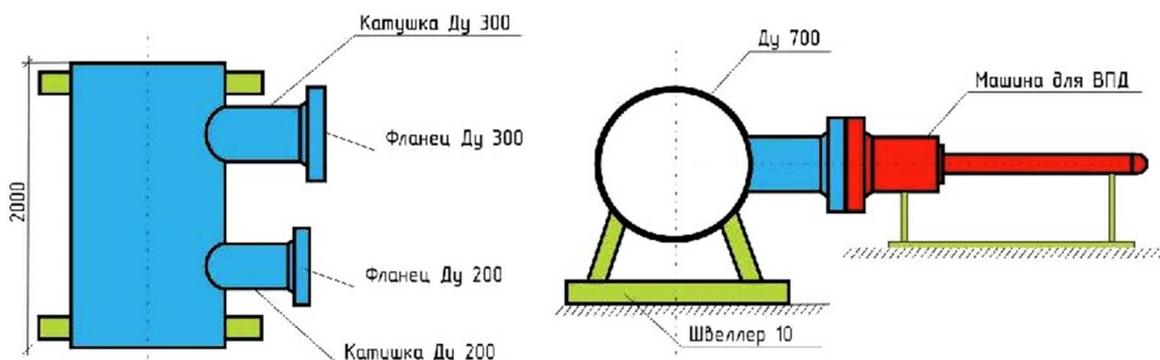


Рисунок 3 – Эскиз испытательного стенда № 1 для стандартных фрез

Второй стенд для испытаний предназначен для проверки режущих свойств фрез STOPPLE под давлением. Конструкция стенда для испытания фрез STOPPLE представлена на эскизе, рисунок 4. Испытания проводятся для фрез STOPPLE Ду 200, Ду 300. Перед проведением испытаний производится подкрашивание режущих фрез для визуального определения равномерности касания поверхности трубы. Машину для врезок под давлением с установленной в ней фрезой STOPPLE выставляют на заранее подготовленный стенд, имитирующий трубопровод, рисунок 4. Испытания по просверливанию отверстия с применением фрезы STOPPLE проводятся в вертикальном положении.

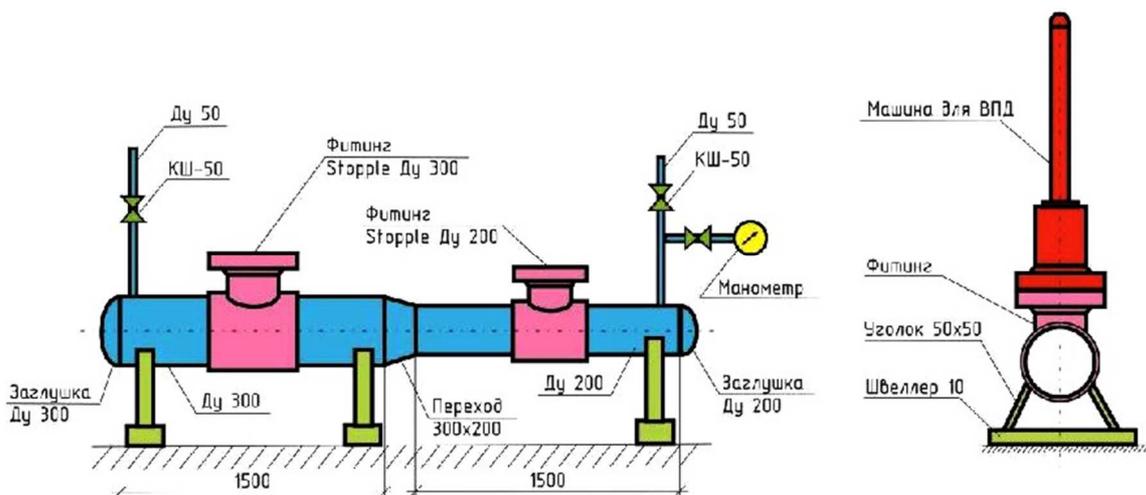


Рисунок 4 – Эскиз испытательного стенда № 2 для STOPPLE фрез



При проведении сверлильных работ на первом и втором стендах осуществляется контроль времени, за которое фрезы просверливают отверстия. По окончании сверления проводят визуальный осмотр фрез. Фрезы должны быть без деформаций, поврежденных зубьев (на зубьях не должно быть сколов). Края просверленных отверстий должны быть ровные, гладкие, без задигов.

Третий стенд предназначен для проверки работоспособности и установления периода стойкости кольцевых режущих стандартных и STOPPLE фрез Ду200, Ду300, с целью определения ресурса инструмента. Эскиз конструкции стенда для испытания фрез представлен эскизе, рисунок 5. Перед проведением испытаний производится повторное подкрашивание режущих фрез, для визуального определения равномерности касания поверхности трубы. В работе будет использован фланец и катушка Ду 300. Сначала просверливается отверстие фрезой Ду 200, затем, с целью экономии времени и материалов, на этой же позиции просверливается отверстие фрезой Ду 300, затем катушка с фланцем переставляется на новое место. Машину для врезок под давлением, с установленной в ней фрезой, размещают вертикально на заранее подготовленный стенд, с приваренным к нему фланцем, рисунок 5. По окончании сверления проводят визуальный осмотр фрез. Фрезы должны сохраниться без деформаций, поврежденных зубьев (на зубьях не должно быть сколов). Края просверленных отверстий должны быть ровные, гладкие, без задигов. Фрезы должны быть пригодны к дальнейшей работе. Испытания по просверливанию отверстия проводятся не менее трех раз для каждого типа фрезы.

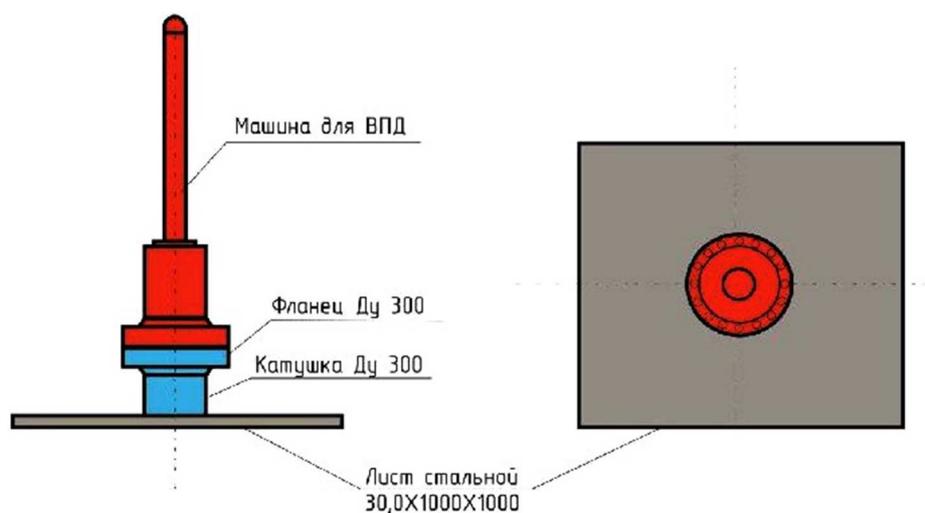


Рисунок 5 – Эскиз испытательного стенда № 3 для определения ресурса фрез

На четвертом этапе выдается заключение о возможности применения проверяемых фрез при проведении врезок в газопроводы под давлением. Важно отметить, что заключение должно основываться на результатах испытаний, которые должны постоянно вноситься в специальный журнал.

Для систематизации контролируемых параметров, измеряемых при проведении испытаний, был разработан специальный «Журнал испытания фрез».

По завершении испытаний составляется «Акт испытаний кольцевой режущей фрезы», в котором отражаются ее основные характеристики и результаты проведенных испытаний, дается характеристика о пригодности к применению в работах по врезкам в трубопроводы под давлением.

Качественно выполненные фрезы характеризуются следующими параметрами:

- расположение монтажных отверстий с высокой точностью;
- постоянная высота лепестков с режущими зубьями на теле фрезы;
- равно удалённость лепестков от центра фрезы;
- высокая прочность режущих зубьев;
- отсутствие биений и люфтов при закреплении фрезы в сверлильной машинке;
- по окончании сверлильных работ фрезы должны быть без деформаций, поврежденных зубьев (на зубьях не должно быть сколов).

Кроме того, кромка просверливаемого отверстия должна быть ровная, гладкая, без задигов, которые могли бы повредить, в последующем, используемую уплотнительную головку.

Применение инновационного оборудования и схем проведения работ по врезке в трубопроводы под давлением позволяет значительно снижать выбросы в атмосферу природного газа и поддерживать состояние эко системы на высоком уровне. Применение технологии врезок в трубопроводы под давлением, улучшает эко климат, бережет атмосферный воздух и делает мир лучше.



Разработанный Регламент испытаний фрез может быть использован при проведении испытаний кольцевых, режущих стандартных и STOPPLE фрез, предназначенных для высверливания отверстий в трубопроводах под давлением, в которых транспортируются как природный газ, так и нефть, нефтепродукты и вода.

Литература:

1. Зубов А.А. Техническое обслуживание и ремонт оборудования для проведения работ по врезке в газопроводы под давлением / А.А. Зубов и др. // Тезисы докладов 71-ой студенческой научной конференции «Нефть и газ – 2017». – М., 2017. – Т. 2. – С. 48.
2. Пивнов В.П. Целесообразность применения технологии ремонтных работ на газопроводах врезкой под давлением / В.П. Пивнов и др. // Тезисы докладов 63-ей студенческой научной конференции «Нефть и газ – 2009». – М., 13–16 апреля 2009. – С. 9.
3. Пивнов В.П. Анализ перспектив развития технологий и оборудования для проведения врезок в трубопроводы под давлением / В.П. Пивнов и др. // Тезисы докладов 13-ой всероссийской конференции молодых ученых, специалистов и студентов «Новые технологии в газовой промышленности (газ, нефть, энергетика)». – М., 2019. – С. 216–217.

References:

1. Zybov A.A. Maintenance and repair of equipment for work on the hot tapping in the pipelines / A.A. Zybov et al. // 71st International youth scientific conference «Oil and gas – 2017». – M., 2017. – Part 2. – P. 48.
2. Pivnov V.P. Expediency of applying the technology of repair works on gas pipelines by tapping under pressure / V.P. Pivnov et al. // 63rd student scientific conference «Oil and gas – 2009». – M., 2009. – P. 9.
3. Pivnov V.P. Analysis of prospects of development of technologies and equipment for tie-ins in pipelines under pressure / V.P. Pivnov et al. // 13th all-Russian conference of young scientists, specialists and students «New technologies in the gas industry (gas, oil, energy)». – M., 2019. – P. 216–217.



УДК 628.147.22

АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ ЗАЩИТЫ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ОТ КОРРОЗИИ

ANALYSIS OF MODERN METHODS FOR PROTECTING OILFIELD EQUIPMENT FROM CORROSION

Поварова Лариса Валерьевна

кандидат химических наук, доцент,
доцент кафедры химии
Кубанский государственный технологический университет
larisa.0808@mail.ru

Мунтян Валерия Сергеевна

студентка института Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный технологический университет
leramunya77@mail.ru

Скиба Анна Сергеевна

студентка института Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный технологический университет
anya.ivanova.25@mail.ru

Аннотация. Наиболее серьёзным и комплексным осложнением, приводящим к существенному снижению ресурса нефтепромыслового оборудования и повышению его аварийности, является коррозия металла. Рассмотрены основные методы защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии и их использование в нефтегазовой промышленности.

Ключевые слова: методы защиты нефтепромыслового оборудования, скорость потока, очистка нефти, вид покрытия, электрохимическая защита, ингибиторы коррозии, технологические системы.

Povarova Larisa Valeryevna

Candidate of Chemical Sciences,
Associate Professor,
Associate Professor of
Chemistry Department
Kuban State Technological University
larisa.0808@mail.ru

Muntian Valeria Sergeevna

Student of Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban State Technological University
leramunya77@mail.ru

Skiba Anna Sergeevna

Student of Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban State Technological University
anya.ivanova.25@mail.ru

Annotation. The most serious and complex complication leading to a significant reduction in the resource of oilfield equipment and an increase in its accident rate is metal corrosion. The basic methods of protecting oilfield equipment from corrosion and their use in the oil and gas industry are considered.

Keywords: oilfield equipment protection methods, flow rate, oil refining, type of coating, electrochemical protection, corrosion inhibitors, technological systems.

Основные методы защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии можно условно разделить на несколько групп, при этом для повышения эффективности антикоррозионной защиты допускается одновременное использование двух и более методов.

Первая группа методов заключается в создании рациональных конструкций оборудования и предусматривает выбор материалов, позволяющих обеспечивать его высокую коррозионную устойчивость. При этом форма узлов и деталей должна допускать их быструю очистку и смазку.

Вторая группа методов включает нанесение защитных покрытий. Защитные покрытия, как правило, представляют собой слои, искусственно создаваемые на поверхности металлических изделий и сооружений для предохранения их от коррозии. Они делятся на металлические и неметаллические. Выбор того или иного вида покрытия зависит от условий, в которых используется изделие из металла.

Способы нанесения металлических защитных слоев разнообразны, их делят на высокотемпературные и электрохимические.

К высокотемпературным методам можно, прежде всего, отнести метод погружения, который применяется для нанесения покрытий из легкоплавких металлов на более тугоплавкие. Таким образом, покрывают стальные листы оловом, цинком или свинцом. Сущность метода сводится к тому, что в расплавленный металл, из которого готовится покрытие, через слой флюса погружают стальной лист, в результате чего на его поверхности, образуется металлическое покрытие.

Другой метод – металлизация, представляет собой нанесение металлических покрытий на поверхность изделия путём распыления жидкого металла. Распыление осуществляется в дуговом, искровом или плазменном разряде.

Планкирование – заключается в нанесении плёнок из защитного металла путём совместного проката. Этот метод используется для листов, прутков и угольников. Примером может служить дюраль, планкированный алюминием, либо сталь, планкированная нержавеющей сталью.



Третья группа методов: легирование металлов, которое может быть поверхностным и объёмным. Это весьма эффективный, но дорогостоящий путь повышения их коррозионной стойкости. При легировании в состав сплава вводят компоненты, вызывающие пассивацию металла: хром, никель, вольфрам и др.

Поверхностное легирование представляет собой насыщение поверхности сплава металлом, который при высоких температурах окисляется энергичнее, образуя плотную защитную плёнку оксида. Так, легирование стали осуществляют алюминием (алитирование), хромом (хромирование) или кремнием (силицирование).

Четвёртая группа методов: изменение свойств коррозионной среды. Суть этих методов заключается в уменьшении концентрации опасных в коррозионном отношении компонентов для снижения агрессивности среды. Применение этих методов не всегда экономически оправдано, учитывая, что подавляющая часть коррозионной среды не соприкасается с оборудованием.

Также для защиты от коррозии широко применяют ингибиторы. Это вещества, которые пассивируют поверхность металлов и препятствуют развитию коррозионных процессов. Ингибиторами могут быть как неорганические, так и органические вещества. Неорганические вещества применяются редко, главным образом при травлении металлов.

Пятая группа методов: электрохимическая защита. Среди методов электрохимической защиты различают анодную, катодную и протекторную защиту.

Метод анодной (катодной) защиты основан на торможении анодных или катодных реакций коррозионного процесса. В этом случае образуется коррозионная гальваническая пара, в которой активный участок (анод) разрушается и переходит в ионное состояние, развивая при этом некоторый отрицательный потенциал. Если на защищаемое изделие извне наложить больший отрицательный потенциал, чем развивает анод, то процесс коррозии прекратится.

Метод протекторов заключается в том, что к изделию, подвергающемуся электрохимической коррозии, присоединяют деталь – протектор, изготовленную из более активного металла, чем металл изделия. В этом случае протектор (анод) будет разрушаться, а изделие (катод) не корродирует. Для изготовления протекторов большей частью используют магний и его сплавы, цинк, алюминий.

Методы борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования, которые в настоящее время применяют отечественные и зарубежные компании, можно условно разделить на три основные группы: химические, физические и технологические (рис. 1).

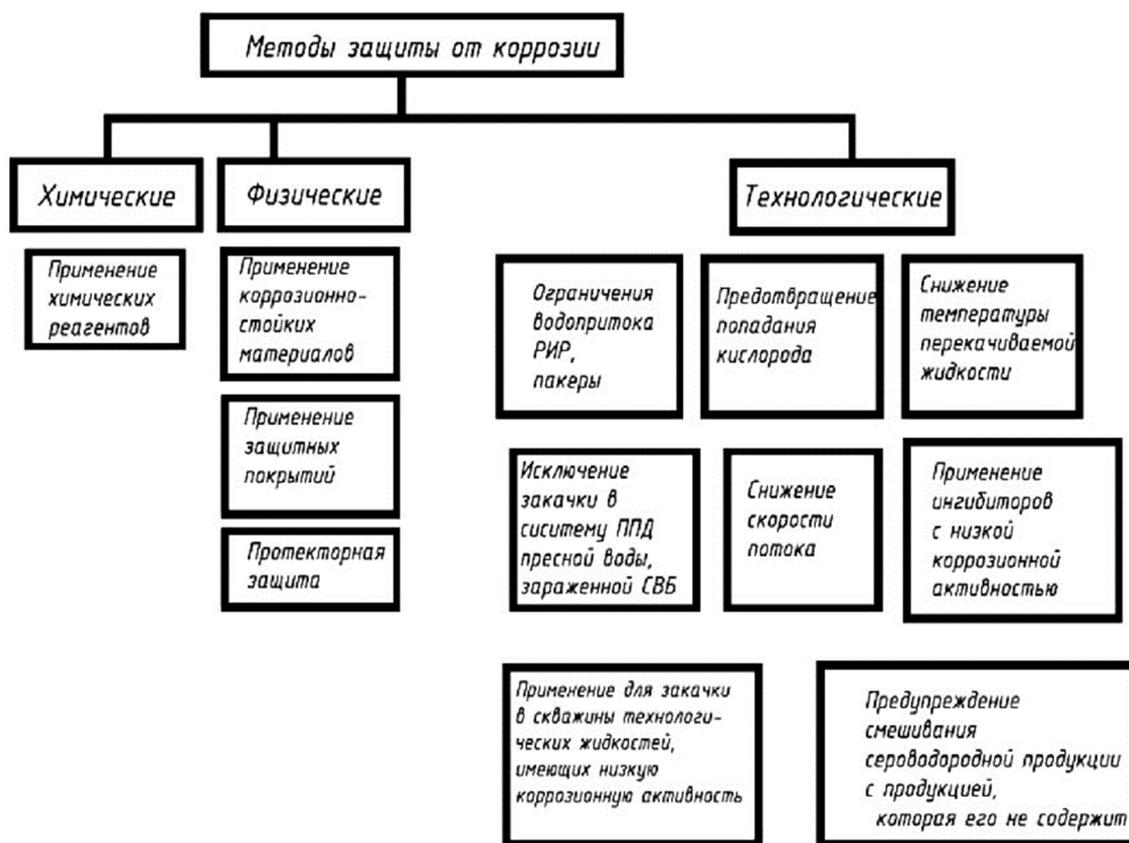


Рисунок 1 – Методы защиты от коррозии нефтедобывающего оборудования



Химические методы основаны на использовании химических реагентов, в основном ингибиторов коррозии. Физические методы подразумевают применение коррозионностойких материалов, защитных покрытий и протекторной защиты. Технологические методы защиты от коррозии предусматривают корректировку коррозионных факторов непосредственно в скважине, в том числе ограничение водопритока, предотвращение попадания кислорода, снижение скорости потока и температуры жидкости и др.

Остановимся подробнее на ингибиторах коррозии. В зависимости от механизма действия ингибиторы коррозии подразделяются на ингибиторы барьерного типа, нейтрализующие, удаляющие и прочие.

Действие ингибиторов барьерного типа основано на образовании защитных плёнок. Анодные, катодные и смешанные барьерные ингибиторы образуют на поверхности металла защитные плёнки в результате физической абсорбции. Окисляющие ингибиторы образуют оксидную плёнку, а ингибиторы, преобразующие поверхностную плёнку, – нерастворимые плёнки.

Нейтрализующие ингибиторы увеличивают pH среды, удаляющие – ликвидируют из неё агрессивные компоненты. Наконец, к группе прочих ингибиторов относятся биоциды, которые подавляют действие сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ).

Среди производителей ингибиторов на рынке присутствуют как зарубежные, так и отечественные компании. Из отечественных производителей можно выделить АО «Опытный завод Нефтехим», ООО «Экспериментальный завод «Нефтехим», российская группа производственно-сервисных компаний «Миррико» и ООО «ФЛЭК». Наиболее крупные производители ингибиторов среди зарубежных компаний – Nalco Chemicals, Champion Chemicals, Baker Petrolite, Cortec.

Ингибиторы подаются в скважину и пласт. Подача ингибитора в скважину возможна несколькими способами:

- дозирование в затрубное пространство с помощью устьевых дозаторов;
- дозирование в заданную точку с помощью устьевых дозаторов по капиллярной трубке;
- периодическая закачка в заданное пространство с помощью агрегатов и др.

Среди способов подачи химреагентов в пласт можно назвать следующие: задавка в пласт добывающих скважин, закачка в нагнетательные скважины через систему ППД, введение ингибитора с жидкостью глушения, подача капсулированного реагента.

К преимуществам технологии, на наш взгляд, можно отнести длительное время выноса ингибитора, а также то, что ПЗП не кольматируется вследствие отсутствия задавки ингибитора. Среди недостатков технологии можно назвать то, что ингибитор легко адсорбируется на поверхности механических примесей. При использовании капсулированного реагента необходим определённый диапазон соотношения дебита по воде к объёму зумпфа. Требуется свободный объём зумпфа для размещения капсул. Кроме того, при большом выносе механических примесей возможно засыпание зумпфа с капсулами.

Одним из наиболее распространённых физических методов является нанесение защитных покрытий, противостоящих таким коррозионным факторам, как агрессивная среда, бактерии и механический износ. Внутренние покрытия для труб в зависимости от химического состава подразделяются в основном на эпоксидные, фенольные, эпоксидно-фенольные, новолачные, нейлоновые, уретановые и полиэтиленовые.

Есть несколько специальных технологий нанесения защитных покрытий. К примеру, компания «Технологические системы защитных покрытий» (ТЗСП) применяет следующие способы нанесения: высокоскоростное, электродуговое, металлизационное, плазменное, газоплазменное напыление и плазменная наплавка. Эти технологии позволяют наносить в качестве покрытий нержавеющие сплавы на основе железа, сплавы на основе никеля, твёрдые сплавы, нержавеющие стали, монель, цинк, алюминий и их сплавы. Они обеспечивают высокую прочность сцепления покрытия с покрываемой поверхностью, но вместе с тем данные технологии сложны с точки зрения технического исполнения и весьма дорогостоящи.

В компании «Татнефть» производится несколько видов нефтепромыслового оборудования с защитным покрытием. Остановимся на них подробнее.

Во-первых, металлопластмассовые трубы (МПТ). К их преимуществам относятся стойкость к агрессивным средам, а также снижение отложения солей и АСПО, к недостаткам – высокие требования к подготовке поверхностей, низкая термостойкость, сложность нанесения на поверхность и высокая стоимость.

Во-вторых, стальные трубы с полимерной наружной изоляцией и внутренним цементно-песчаным покрытием. Их преимущества аналогичны МПТ, в качестве минусов можно назвать высокую степень зависимости прочности и долговечности покрытия от качества применяемого состава и технологии нанесения, техническую сложность нанесения на поверхность и высокую стоимость.

Третий вид изделий – стальные трубы с силикатно-эмалевым покрытием. Среди их плюсов: стойкость к агрессивным средам, способность к снижению отложений солей и АСПО, значительный диапазон температуры эксплуатации (от –60 до +350 °С), высокая стойкость к абразивному износу.

Недостатки аналогичны перечисленным для труб с полимерной наружной изоляцией и внутренним цементно-песчаным покрытием.

И, наконец, НКТ с защитным полимерным покрытием, для нанесения которого на поверхность применяется материал ПЭП-585. Они отличаются стойкостью к агрессивным средам, снижением от-



ложения солей и АСПО и гидравлических сопротивлений. Недостатки аналогичны перечисленным выше.

Ещё один физический метод для борьбы с коррозией – это применение протекторной защиты. В ряде случаев для борьбы с коррозией применяются алюминиево-магниевые протекторы для УЭЦН. Их разработчиком, в частности, выступает дочернее общество компании «ТНК-ВР». Принцип этой технологии заключается в том, что протектор поляризует сталь до безопасного потенциала, что приводит к окислению («растворению») самого протектора.

К преимуществам такого рода оборудования относится достаточно низкая стоимость и значительный срок службы (до 5 лет) при условии правильного подбора. Среди недостатков можно назвать увеличение габаритных размеров насосной установки, высокие требования к качеству подбора протектора. Так, чтобы корректно подобрать протектор, необходима достоверная и точная информация об электрохимических характеристиках защищаемого металла, свойствах среды, покрытия, форме и размерах защищаемого оборудования, температуре и скорости потока.

Примечательно, что на развитие коррозии существенное воздействие оказывает также высокая интенсивность технологических режимов работы оборудования (высокие давление, температура и скорость потока технологических сред), способствующая возникновению значительных механических напряжений в металле. Они в совокупности с высокой коррозионной агрессивностью технологических сред приводят к ускоренному коррозионно-механическому разрушению нефтепромысловых объектов.

Методы борьбы с рассмотренными осложнениями, как правило, заключаются в применении химических реагентов (ингибиторов коррозии и солеотложения, биоцидов, умягчителей, коагулянтов, флокулянтов и т.п.), которые в огромных количествах закачивают в технологические среды.

Однако присутствие данных химических соединений в технологических средах нежелательно, так как приводит к необходимости дальнейшей очистки от них нефти и нефтепродуктов, а также к образованию в ряде случаев новых веществ, ещё более усугубляющих коррозию нефтеперерабатывающего оборудования. Кроме того, вводимые в технологические среды вещества могут быть высокотоксичными и опасными для здоровья персонала, обслуживающего нефтепромысловое оборудование.

Таким образом, наиболее серьёзным и комплексным осложнением, приводящим к существенному снижению ресурса нефтепромыслового оборудования и повышению его аварийности, является коррозия металла. Это свидетельствует о необходимости дальнейших исследований с целью поиска оптимальных методов защиты от коррозии нефтедобывающего оборудования.

Литература:

1. Арутюнов А.А. Оборудование для добычи нефти / А.А. Арутюнов и др. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – 182 с.
2. Булатов А.И. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов / А.И. Булатов и др. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
3. Булатов А.И. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление : в 2 томах : учебное пособие / А.И. Булатов, Г.В. Кусов, О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1–2.
4. Завьялов В.В. Проблемы эксплуатационной надёжности трубопроводов на поздней стадии разработки месторождений. – М. : ВНИИОЭНГ, 2005. – 331 с.
5. Апасов Т.К. Протекторная защита от коррозии в скважинах с УЭЦН / Т.К. Апасов и др. // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 2-2. – С. 65–71.
6. Васильев Н.И. Внутренняя коррозия шлейфов добывающих скважин / Н.И. Васильев и др. // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 4. – С. 19–22.
7. Давлетшин Д.Ф. Подбор ингибитора коррозии для условий эксплуатации объекта Арктического шельфа / Д.Ф. Давлетшин, А.Б. Мратшин, А.В. Фаресов // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2. – Ч. 1. – С. 156–158.
8. Орлова И.О. Микроорганизмы нефтяного пласта как одна из причин внутренней коррозии нефтепромысловых коммуникаций / И.О. Орлова и др. // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 2. – С. 136–138.
9. Поварова Л.В. Экологические риски, связанные с эксплуатацией нефтяных месторождений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 2. – С. 112–122.
10. Поварова Л.В. Нормативно-техническое регулирование экологической безопасности в нефтегазовой отрасли / Л.В. Поварова, Г.В. Кусов // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 4. – С. 195–216.
11. Поварова Л.В. Рациональное использование производственных сточных вод // Актуальные вопросы охраны окружающей среды: сборник докладов Всероссийской научно-технической конференции (17–19 сентября 2018 года, Белгород). Секция 2. Очистка природных и сточных вод. – Белгород : Издательство Белгородского государственного технологического университета, 2018. – С. 160–167.
12. Савенок О.В. Влияние коррозии нефтегазового оборудования и сверхнормативной кривизны скважин на продуктивность нефтедобычи / О.В. Савенок и др. // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 2. – С. 174–178.
13. Сатыбалдина С.Д. Защита от коррозии нефтепромыслового оборудования / С.Д. Сатыбалдина, Г.К. Муратова // Новое слово в науке: перспективы развития. – 2014. – № 1 (1). – С. 237–238.
14. Тимирханов И.Ф. Проблема обеспечения коррозионной надёжности основных трубных конструкций райзера // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 274–276.



15. Шарифуллин А.В. Синтез и исследование защитных свойств ингибиторов коррозии на основе таллового масла и олеиновой кислоты / А.В. Шарифуллин, С.И. Васюков, К.А. Ямалтдинова // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 4. – С. 156–158.

References:

1. Arutyunov A.A. Equipment for oil extraction / A.A. Arutyunov et al. – Krasnodar : Publishing House – South, 2014. – 182 p.
2. Bulatov A.I. Ecology in the construction of oil and gas wells : textbook for university students / A.I. Bulatov et al. – Krasnodar : OOO Enlightenment-South, 2011. – 603 p.
3. Bulatov A.I. Asphalt-resin-paraffin deposits and hydrate formation: prevention and removal : in 2 vol. : training manual / A.I. Bulatov, G.V. Kusov, O.V. Savenok. Krasnodar : Publishing House – South, 2011. – Vol. 1–2.
4. Zavyalov V.V. Problems of operational reliability of pipelines at the late stage of field development. – M. : VNIYO-ENG, 2005. – 331 p.
5. Apasov T.K. Protective protection against corrosion in wells with ESP installations / T.K. Apasov et al. // Modern Problems of Science and Education. – 2015. – № 2-2. – P. 65–71.
6. Vasiliev N.I. Internal corrosion of the producing well plumes / N.I. Vasiliev et al. // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 4. – P. 19–22.
7. Davletshin D.F. Selection of a corrosion inhibitor for the Arctic shelf object operation conditions / D.F. Davletshin, A.B. Mratshin, A.V. Faresov // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2. – Part 1. – P. 156–158.
8. Orlova I.O. Microorganisms of oil reservoir as one of the reasons of internal corrosion of oilfield communications / I.O. Orlova et al. // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 2. – P. 136–138.
9. Povarova L.V. Ecological risks connected with the oil fields exploitation // Science. Technique. Technologies (Polytechnicheskiy Vestnik). – 2018. – № 2. – P. 112–122.
10. Povarova L.V. Normative and technical regulation of an ecological safety in oil and gas industry / L.V. Povarova, G.V. Kusov // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2018. – № 4. – P. 195–216.
11. Povarova L.V. Rational use of industrial waste waters // Actual questions of environment protection: collection of reports of All-Russian scientific and technical conference (17–19 September 2018, Belgorod). Section 2. Purification of natural and waste waters. – Belgorod : Belgorod State University of Technology Publishing House, 2018. – P. 160–167.
12. Savenok O.V. Corrosion influence of the oil-and-gas equipment and super-normative well curvature on oil production productivity / O.V. Savenok et al. // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 2. – P. 174–178.
13. Satybaldina S.D. Protection against oilfield equipment corrosion / S.D. Satybaldina, G.K. Muratova // New word in science: prospects of development. – 2014. – № 1 (1). – P. 237–238.
14. Timirkhanov I.F. Problem of the corrosion reliability assurance of the basic pipe structures of the raser // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 274–276.
15. Sharifullin A.V. Synthesis and investigation of the protective properties of the tall oil and oleic acid-based corrosion inhibitors / A.V. Sharifullin, S.I. Vasyukov, K.A. Yamaltdinova // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 4. – P. 156–158.



УДК 628.147.22

КОРРОЗИЯ ТРУБОПРОВОДОВ И НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

CORROSION OF PIPELINES AND OIL AND GAS EQUIPMENT

Поварова Лариса Валерьевна

кандидат химических наук, доцент,
доцент кафедры химии
Кубанский государственный технологический университет
larisa.0808@mail.ru

Мунтян Валерия Сергеевна

студентка института Нефти, Газа и Энергетики,
Кубанский государственный технологический университет
leramunya77@mail.ru

Скиба Анна Сергеевна

студентка института Нефти, Газа и Энергетики,
Кубанский государственный технологический университет
anya.ivanova.25@mail.ru

Аннотация. Тема защиты от коррозии не теряет своей актуальности многие десятилетия. Качество покрытия для антикоррозионной защиты особенно важно в нефтегазовой промышленности. Главными причинами снижения ресурса практически всех видов нефтеперерабатывающего оборудования являются коррозионные повреждения и их эрозивно-механический износ.

Ключевые слова: коррозия металлов, нефтяные месторождения, кислородсодержащие газы, биокоррозия, химическая коррозия.

Povarova Larisa Valeryevna

Candidate of Chemical Sciences,
Associate Professor,
Associate Professor of
Chemistry Department
Kuban State Technological University
larisa.0808@mail.ru

Muntian Valeria Sergeevna

Student of Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban State Technological University
leramunya77@mail.ru

Skiba Anna Sergeevna

Student of Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban State Technological University
anya.ivanova.25@mail.ru

Annotation. The topic of corrosion protection has not lost its relevance for many decades. The quality of the coating for corrosion protection is especially important in the oil and gas industry. The main reasons for reducing the resource of almost all types of oil refining equipment are corrosion damage and their erosion-mechanical wear.

Keywords: metal corrosion, oil fields, oxygen-containing gases, biocorrosion, chemical corrosion.

Коррозия металлов, возникающая вследствие их химического или электрохимического взаимодействия с внешней (коррозионной) средой, приводит к ежегодным потерям металлов до 12 % от ежегодного выпуска.

Коррозионные потери классифицируют на прямые и косвенные. Прямые потери связаны с заменой конструкций, механизмов или их частей, пришедших в негодность, а косвенные потери – с простоями оборудования, потерями конечного продукта, производительности оборудования и др. Косвенные потери от простоев и снижения производительности оборудования, подвергшегося коррозии, нарушения нормального хода технологических процессов, от аварий, обусловленных снижением прочности металлических конструкций трудно учесть, хотя, как правило, они более высокие.

Причины коррозии заключаются в термодинамической неустойчивости системы, состоящей из металла и компонентов окружающей коррозионной среды. Мерой термодинамической неустойчивости является свободная энергия, освобождаемая при взаимодействии металла с этими компонентами. Но свободная энергия сама по себе ещё не определяет скорость коррозионного процесса, т.е. величину, наиболее важную для оценки коррозионной стойкости металла. В ряде случаев адсорбционные или фазовые слои (плёнки), возникающие на поверхности металла в результате начавшегося коррозионного процесса, образуют настолько плотный и непроницаемый барьер, что коррозия может прекращаться или очень сильно тормозиться. Поэтому в условиях эксплуатации металл, обладающий большим сродством к кислороду, может оказаться не менее, а более стойким.

Коррозионные процессы классифицируют:

- а) по виду (геометрическому характеру) коррозионных разрушений на поверхности или в объёме металла;
- б) по механизму реакций взаимодействия металла со средой (химическая и электрохимическая коррозия);
- в) по типу коррозионной среды;
- г) по характеру дополнительных воздействий, которым подвергается металл одновременно с действием коррозионной среды.



Для нефтяных месторождений характерны следующие типы коррозии:

- общая коррозия;
- местная коррозия;
- точечная и щелевая коррозия;
- гальваническая коррозия;
- эрозионная коррозия;
- микробиологическая коррозия (MIC);
- коррозионное растрескивание.

Остановимся подробнее на химической и электрохимической коррозии.

Химическая коррозия представляет собой взаимодействие поверхности металла с коррозионной средой, не сопровождающееся возникновением электрохимических процессов на границе раздела фаз. По природе коррозионной среды различают газовую коррозию – протекающую в кислородсодержащих или серосодержащих газах, водородную, галогенидную и жидкостную коррозию, имеющую место в расплавах серы и других неметаллов.

Эти виды коррозии проявляются в случае, если коррозионная среда не является электропроводной, т.е. когда металл соприкасается с газами при высоких температурах, и конденсация влаги на поверхности металла исключается. Поэтому при подборе материалов, пригодных для эксплуатации в условиях газовой коррозии, следует сочетать их устойчивость к окислению с высокой прочностью при повышенных температурах (жаропрочность).

Остановимся подробнее на негативном действии газовой коррозии.

Кислородсодержащие газы вызывают снижение поверхностной прочности металлов, вследствие чего они оказываются подверженными более интенсивному износу. Одна из причин этого явления заключается в удалении цементита с поверхностных слоёв металла.

В серосодержащих высокотемпературных газах на поверхности железа, стали, чугунов и других металлов образуется сульфидная или смешанная окалина, которая обладает свойствами, близкими к свойствам кислородной окалины. Она служит препятствием для диффузии реагентов друг в друга и имеет защитное действие.

В то же время некоторые виды окалины, например, сульфидная окалина никеля, образуют с никелем легкоплавкие вещества, и в этом случае возможен переход химической газовой коррозии в высокотемпературную электрохимическую.

Водородная коррозия возникает при диффузии водорода в сталь и другие материалы при высоких температурах, что наблюдается, например, в аппаратуре для синтеза аммиака или переработки метана. Она вызывает изменение механических свойств металлов: повышение хрупкости стали, её расслоение и пузырение. Хрупкое разрушение при водородной коррозии в большей степени характерно для высокоуглеродистой стали, имеющей высокие прочностные показатели, тогда как для мягких сталей типично расслоение и пузырение.

Галогенидная коррозия представляет собой процесс коррозии металлов в хлористом водороде, хлоре, фторе, бrome, йоде с образованием галогенидов.

Обычно при низких температурах большинство металлов слабо взаимодействует с такими веществами, но при температурах 200–300 °С происходит самоускорение этих реакций, и некоторые металлы буквально «сгорают». Это нужно помнить при разработке месторождений, в пластовой воде которых содержится значительное количество галогенов. При воздействии на пласт термическими способами, при откачке жидкости с помощью центробежных насосов температура может достигать величины, при которой возникает галогенидная коррозия.

Коррозию металлов можно затормозить изменением потенциала металла, пассивированием металла, изменением состава металла, изоляцией поверхности металла от окислителя, снижением концентрации окислителя и др. Выбор того или иного способа определяется его экономичностью и эффективностью в каждом конкретном случае.

Общеизвестно, что в воде систем ППД большинства нефтяных месторождений обнаруживают кислород несмотря на то, что эти системы являются «закрытыми», т.е. не содержат процессов и аппаратов, сообщающихся с атмосферой. Кислород попадает в закрытые системы ППД различными путями: с поверхностными пресными водами или сточными водами, которые по необходимости закачивают в «закрытые» системы, с подтоварной водой, имеющей в резервуарах контакт с атмосферой, либо через негерметичности фланцевых соединений в случае использования воды из водозаборных скважин и др.

Растворённый в воде кислород вызывает кислородную коррозию нефтепромышленного оборудования, которая, как правило, является более интенсивной, чем углекислотная коррозия.

Кроме того, растворённый кислород значительно снижает эффективность работы ингибиторов коррозии, широко применяемых на нефтяных месторождениях.

Мировая практика борьбы с негативным влиянием растворённого кислорода на процессы коррозии и эффективность работы ингибиторов коррозии заключается в применении поглотителей кислорода, которые химически связывают растворённый кислород.

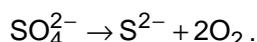


Наряду с повреждениями стальных конструкций в результате газовой и электрохимической коррозии в настоящее время наблюдаются многочисленные случаи отказов трубопроводов и оборудования вследствие биокоррозии. При биокоррозии металл конструкции может разрушаться как вследствие того, что он служит питательной средой для микроорганизмов, так и под действием продуктов, образующихся в результате их жизнедеятельности. Биохимическая коррозия в чистом виде встречается редко, поскольку в присутствии влаги одновременно протекает и электрохимическая коррозия.

Биокоррозия включает некоторые случаи подземной коррозии или коррозии в электролитах, когда процесс разрушения ускоряется вследствие участия продуктов, выделяемых микроорганизмами. В теплообменниках и трубах обратного водоснабжения нередко образуются слизи, чаще всего слизиобразователями являются микроорганизмы, причём сульфатвосстанавливающие бактерии (СВБ) почти всегда находятся в ассоциации с аэробными слизиобразующими микроорганизмами. Образователи слизи запасают питательные вещества и создают необходимые для этой группы бактерий анаэробные условия. СВБ представляют собой группу специфических микроорганизмов, встречающихся в водной среде. В их присутствии скорость коррозии возрастает в 2,2–4,0 раза. Эти микроорганизмы не развиваются в присутствии кислорода, однако имеются сведения о способности этих бактерий сохранять жизнеспособность при концентрации молекулярного кислорода в среде развития, достигающей 6 %. Необходимым условием развития СВБ является наличие сульфатов в воде. Бактерии используют сульфаты как конечный акцептор водорода при анаэробном дыхании, побочным продуктом которого является сероводород. Диапазон температур, выдерживаемых СВБ, от 2 °С до 85 °С.

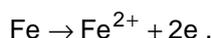
В действующем оборудовании и нефтепроводах колонии СВБ имеют вид множества бугорков микронных размеров, разбросанных главным образом на горизонтальной поверхности днищ резервуаров, емкостей и в нижней части сечения труб. При удалении с таких бугорков продуктов коррозии под ними в металле обнаруживаются более или менее глубокие язвы. Поскольку колония бактерий закреплена непосредственно на металле и покрыта осадком, в том числе продуктами коррозии, её метаболический обмен со средой осуществляется через этот пористый осадок: из среды к бактериям поступают ионы сульфата и компоненты нефти, а от них в среду – сероводород. Каждый бугорок становится как бы миниатюрной установкой биохимического производства сероводорода.

Жизнедеятельность СВБ связана с процессом восстановления солей серной кислоты (сульфатов), т.е. с осуществлением реакции:

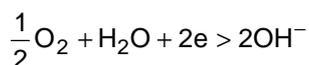


Однако свободный кислород в системе не накапливается (СВБ не выносят заметных концентраций кислорода), а в момент выделения используется для метаболизма микроорганизмов и в значительной части также для катодного деполяризующего процесса коррозии стали. Благодаря этому возникают условия для прохождения электрохимического процесса коррозии в средах, не имеющих свободного кислорода. При благоприятных условиях СВБ могут образовывать большое количество сероводорода, который является конечным продуктом анаэробного дыхания. Наличие ионов S^{2-} облегчает протекание параллельного процесса водородной деполяризации. Ион серы частично используется для построения протоплазмы бактерий, а после отмирания и разложения бактерий участвует также во вторичной реакции образования продуктов коррозии стали. По этой причине в продуктах анаэробной коррозии стали, наряду с гидратами закиси и окиси железа, значительная часть железа находится в виде сернистого железа. Жизнедеятельность бактерий может осуществляться не только за счёт энергии окисления органических веществ, находящихся в почве, но для некоторых видов анаэробных бактерий, а также за счёт энергии окисления молекулярного или атомарного водорода. При анаэробной коррозии стали под влиянием бактерий протекают следующие реакции, осуществляемые электрохимическим, химическим и биологическим путём:

1. Анодный процесс:

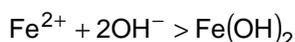


2. Катодные процессы:



и $\text{H}^+ + \text{e} > \text{H}.$

3. Вторичные химические процессы:



и $\text{Fe}^{2+} + \text{S}^{2-} \rightarrow \text{FeS}.$



В результате жизнедеятельности бактерий облегчаются катодные деполяризующие процессы (как кислородной, так и водородной деполяризации). Вследствие выделения энергии при биологическом окислении водорода, образующегося на катоде, бактерии получают необходимые энергетические возможности для своего существования и, следовательно, выполнения биологической эндотермической реакции восстановления сульфатного иона. Указанный механизм анаэробной коррозии и то, что железо входит в протоплазму бактерий, позволяют понять преимущественное развитие подобных видов бактерий непосредственно на корродирующей поверхности стали, электрохимическое коррозионное разрушение которой и является источником жизнедеятельности этих микроорганизмов.

На рисунке 1 представлены образцы труб, вырезанные с места порыва нефтепровода. Причина коррозионных разрушений является жизнедеятельность сульфатвосстанавливающих бактерий.



Рисунок 1 – Образцы труб, вырезанные с места порыва нефтепровода, эксплуатировавшегося без ингибиторной защиты (а) и высоконапорного водовода (б)

Основная причина возникновения биокоррозии стальных конструкций на нефтяных месторождениях, где применяется законтурное заводнение, связана с тем, что нагнетающаяся под землю речная или озёрная вода не подвергается эффективной очистке от сульфатов. Под землёй создаются благоприятные температурные (20–30 °С) условия для интенсивного развития и размножения СВБ. В результате биокоррозии повреждается подземное и надземное оборудование скважин, а также трубопроводы, так как добываемая с нефтью вода содержит сероводород. Вода отделяется от нефти и снова закачивается в пласт месторождения, ещё больше обогащая агрессивными компонентами. Выход из строя насосного и бурового оборудования и многочисленные сквозные перфорации трубопроводов являются следствием биокоррозии под действием СВБ. Другим примером биокоррозии под действием СВБ и других микроорганизмов, связанных с ними в биоценозах, является коррозия стальных резервуаров с нефтепродуктами. Коррозионные поражения в этих условиях носят язвенный характер, вплоть до сквозной перфорации. Они располагаются в основном в донной части резервуаров, где собирается шлам и «подтоварная» вода, попадающая в нефтепродукты в процессе хранения и транспортировки в случае, когда она своевременно не удаляется и скапливается внизу и в ней концентрируются коррозионно-активные соли и микроорганизмы.

На рисунке 2 приведена внутренняя поверхность труб в области сквозных биокоррозионных повреждений.

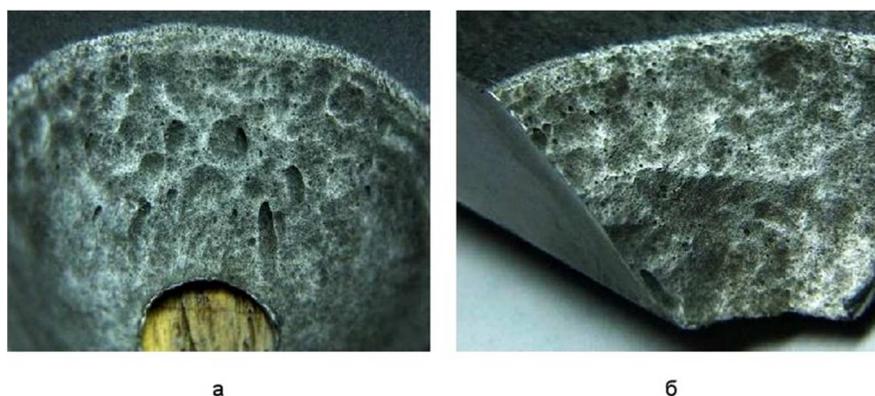


Рисунок 2 – Внутренняя поверхность труб в области сквозных биокоррозионных повреждений



Для предотвращения биокоррозионных повреждений стальных конструкций необходимо:

- исключать заражение рабочей среды микроорганизмами;
- обеспечивать химический контроль состава среды;
- производить ингибирование или добавлять гербициды;
- обеспечивать контролируемое удаление из рабочей среды питательных для микробов веществ;
- подбирать соответствующие эффективные защитные покрытия;
- применять катодную защиту;
- предусматривать возможность очистки конструкций от отложений.

Эффективную дезинфекцию от СВБ и других бактерий обеспечивает длительное хлорирование воды при концентрации активного хлора 0,0001 % или ударными дозами хлора.

Введение формальдегида (формалина) в концентрации 10–20 мг/л в воду, нагнетаемую в скважины, приводит к значительному снижению биокоррозии. Для защиты от биокоррозии наружной поверхности трубопроводов необходимо применять эпоксидно-каменноугольные покрытия вместо битумных покрытий, являющихся благоприятным субстратом для развития микроорганизмов. Для защиты от биокоррозии внутренних поверхностей резервуаров нефтепродуктов и топливных систем следует использовать биоцидные добавки к нефтепродуктам, а также защитные эпоксидные покрытия.

Литература:

1. Арутюнов А.А. Оборудование для добычи нефти / А.А. Арутюнов и др. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – 182 с.
2. Булатов А.И. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов / А.И. Булатов и др. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
3. Булатов А.И. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление : в 2 томах : учеб. пособие / А.И. Булатов, Г.В. Кусов, О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1–2.
4. Завьялов В.В. Проблемы эксплуатационной надёжности трубопроводов на поздней стадии разработки месторождений. – М. : ВНИИОЭНГ, 2005. – 331 с.
5. Апасов Т.К. Протекторная защита от коррозии в скважинах с УЭЦН / Т.К. Апасов и др. // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 2-2. – С. 65–71.
6. Васильев Н.И. Внутренняя коррозия шлейфов добывающих скважин / Н.И. Васильев и др. // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 4. – С. 19–22.
7. Давлетшин Д.Ф. Подбор ингибитора коррозии для условий эксплуатации объекта Арктического шельфа / Д.Ф. Давлетшин, А.Б. Мратшин, А.В. Фаресов // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2. – Ч. 1. – С. 156–158.
8. Кушнарченко В.М. Биокоррозия стальных конструкций / В.М. Кушнарченко и др. // Вестник Оренбургского государственного университета. – 2012. – № 6(142). – С. 160–164.
9. Орлова И.О. Микроорганизмы нефтяного пласта как одна из причин внутренней коррозии нефтепромысловых коммуникаций / И.О. Орлова и др. // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 2. – С. 136–138.
10. Поварова Л.В. Экологические риски, связанные с эксплуатацией нефтяных месторождений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 2. – С. 112–122.
11. Поварова Л.В. Нормативно-техническое регулирование экологической безопасности в нефтегазовой отрасли / Л.В. Поварова, Г.В. Кусов // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 4. – С. 195–216.
12. Поварова Л.В. Рациональное использование производственных сточных вод // Актуальные вопросы охраны окружающей среды: сборник докладов Всероссийской научно-технической конференции (17–19 сентября 2018 года, Белгород). Секция 2. Очистка природных и сточных вод. – Белгород : Издательство Белгородского государственного технологического университета, 2018. – С. 160–167.
13. Савенок О.В. Влияние коррозии нефтегазового оборудования и сверхнормативной кривизны скважин на продуктивность нефтедобычи / О.В. Савенок и др. // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 2. – С. 174–178.
14. Тимирханов И.Ф. Проблема обеспечения коррозионной надёжности основных трубных конструкций райзера // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 274–276.
15. Шарифуллин А.В. Синтез и исследование защитных свойств ингибиторов коррозии на основе таллового масла и олеиновой кислоты / А.В. Шарифуллин, С.И. Васюков, К.А. Ямалтдинова // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 4. – С. 156–158.

References:

1. Arutyunov A.A. Equipment for oil extraction / A.A. Arutyunov et al. – Krasnodar : Publishing House – South, 2014. – 182 p.
2. Bulatov A.I. Ecology in the construction of oil and gas wells : textbook for university students / A.I. Bulatov et al. – Krasnodar : ООО Enlightenment-South, 2011. – 603 p.
3. Bulatov A.I. Asphalt-resin-paraffin deposits and hydrate formation: prevention and removal : in 2 vol. : training manual / A.I. Bulatov, G.V. Kusov, O.V. Savenok. Krasnodar : Publishing House – South, 2011. – Vol. 1–2.
4. Zavyalov V.V. Problems of operational reliability of pipelines at the late stage of field development. – M. : VNIYO-ENG, 2005. – 331 p.
5. Protective protection against corrosion in wells with ESP installations / T.K. Apasov et al. // Modern Problems of Science and Education. – 2015. – № 2-2. – P. 65–71.



6. Vasiliev N.I. Internal corrosion of the producing well plumes / N.I. Vasiliev et al. // *Bulatovskie readings*. – 2017. – Vol. 4. – P. 19–22.
7. Davletshin D.F. Selection of a corrosion inhibitor for the Arctic shelf object operation conditions / D.F. Davletshin, A.B. Mratshin, A.V. Faresov // *Bulatovskie readings*. – 2018. – Vol. 2. – Part 1. – P. 156–158.
8. Kushnarenko V.M. Biocorrosion of the steel structures / V.M. Kushnarenko et al. // *Vestnik of Orenburg State University*. – 2012. – № 6(142). – P. 160–164.
9. Orlova I.O. Microorganisms of oil reservoir as one of the reasons of internal corrosion of oilfield communications / I.O. Orlova et al. // *Bulatovskie readings*. – 2019. – Vol. 2. – P. 136–138.
10. Povarova L.V. Ecological risks connected with the oil fields exploitation // *Science. Technique. Technologies (Polytechnicheskii Vestnik)*. – 2018. – № 2. – P. 112–122.
11. Povarova L.V. Normative and technical regulation of an ecological safety in oil and gas industry / L.V. Povarova, G.V. Kusov // *Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin)*. – 2018. – № 4. – P. 195–216.
12. Povarova L.V. Rational use of industrial waste waters // *Actual questions of environment protection: collection of reports of All-Russian scientific and technical conference (17–19 September 2018, Belgorod). Section 2. Purification of natural and waste waters*. – Belgorod : Belgorod State University of Technology Publishing House, 2018. – P. 160–167.
13. Savenok O.V. Corrosion influence of the oil-and-gas equipment and super-normative well curvature on oil production productivity / O.V. Savenok et al. // *Bulatovskie readings*. – 2019. – Vol. 2. – P. 174–178.
14. Timirkhanov I.F. Problem of the corrosion reliability assurance of the basic pipe structures of the raser // *Bulatovskie readings*. – 2017. – Vol. 2. – P. 274–276.
15. Sharifullin A.V. Synthesis and investigation of the protective properties of the tall oil and oleic acid-based corrosion inhibitors / A.V. Sharifullin, S.I. Vasyukov, K.A. Yamaltdinova // *Bulatovskie readings*. – 2019. – Vol. 4. – P. 156–158.



УДК 621.643

ОЧИСТКА ВНУТРЕННЕЙ ПОЛОСТИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ ВОДЫ И МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПОЛИУРЕТАНОВЫХ ОЧИСТНЫХ УСТРОЙСТВ

INTERNAL CLEANING OF FIELD PIPELINES FROM WATER AND SOLID CONTAMINANTS USING POLYURETHANE CLEANING TOOLS

Прачев Юрий Николаевич

кандидат педагогических наук,
доцент кафедры разработки и эксплуатации
нефтяных и газовых месторождений,
Институт нефти и газа,
Северо-Кавказский федеральный университет
iprachev@ncfu.ru

Васильев Владимир Андреевич

кандидат технических наук, доцент,
профессор кафедры разработки и эксплуатации
нефтяных и газовых месторождений,
Институт нефти и газа,
Северо-Кавказский федеральный университет
RANGM26@yandex.ru

Дитрих Анастасия Владимировна

старший преподаватель кафедры разработки
и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений,
Институт нефти и газа,
Северо-Кавказский федеральный университет
RANGM26@yandex.ru

Гукасян Татевик Кареновна

старший преподаватель кафедры разработки
и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений,
Институт нефти и газа,
Северо-Кавказский федеральный университет
RANGM26@yandex.ru

Верзбицкий Вячеслав Владимирович

старший преподаватель кафедры разработки
и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений,
Институт нефти и газа,
Северо-Кавказский федеральный университет
RANGM26@yandex.ru

Аннотация. В данной статье рассмотрены технологии очистки промысловых трубопроводов (шлейфов) от воды и механических примесей с использованием полиуретановых очистных устройств (шаров).

Ключевые слова: газовое месторождение, подземное хранилище газа, скважина, шлейф, пластовая вода, механические примеси, очистные устройства.

Prachev Yury Nikolaevich

Candidate of Pedagogics Sciences,
Associate Professor of the Department
of Development and Operation
of Oil and Gas Fields,
Oil and Gas Institute,
North-Caucasus Federal University
iprachev@ncfu.ru

Vasiliev Vladimir Andreevich

Candidate of Technical Sciences,
Docent, Professor of the Department
of Development and Operation
of Oil and Gas Fields,
Oil and Gas Institute,
North-Caucasus Federal University
RANGM26@yandex.ru

Ditrih Anastasiya Vladimirovna

Senior Lecturer of the Department
of Development and Operation
of Oil and Gas Fields,
Oil and Gas Institute,
North-Caucasus Federal University
RANGM26@yandex.ru

Gukasian Tatevik Karenovna

Senior Lecturer of the Department
of Development and Operation
of Oil and Gas Fields,
Oil and Gas Institute,
North-Caucasus Federal University
RANGM26@yandex.ru

Verzhbitsky Vyacheslav Vladimirovich

Senior Lecturer of the Department
of Development and Operation
of Oil and Gas Fields,
Oil and Gas Institute,
North-Caucasus Federal University
RANGM26@yandex.ru

Annotation. The paper discusses technologies for cleaning field pipelines (flowlines) from water and solid contaminants using polyurethane cleaning tools (balls).

Keywords: gas field, underground gas storage, well, flowline, reservoir water, solid contaminants, cleaning tools.

При эксплуатации газовых месторождений в поздней стадии разработки возникают с проблемы накопления жидкости и механических примесей в пониженной части шлейфов скважин. Накопление жидкости уменьшает пропускную способности трубопровода и создает угрозу образования водяных и гидратных пробок, что приводит к уменьшению дебита эксплуатационных скважин вплоть до полной их остановки.

Данная проблема актуальна и для подземных хранилищ газа, так как в период отбора возникают те же самые проблемы, что и на газовых месторождениях. В случае с подземными хранилищами



газа ситуация осложняется тем, что в период закачки оставшиеся в шлейфе механические примеси переходят в сухое пылеобразное состояние и с потоком газа попадают на забой эксплуатационно-нагнетательных скважин, где и накапливаются.

С началом периода отбора эта пыль и более крупные фракции песка выносятся с забоя скважины и учитывая высокое давление и отсутствие влаги, создают так называемый «пескоструйный эффект». Который приводит к преждевременному износу оборудования устья скважины и промысловых сооружений.

Помимо этого, создается реальная угроза возникновения открытых фонтанов.

Ранее эта проблема решалась путем периодической продувки шлейфов скважин в атмосферу, но в связи с ужесточением требований по охране окружающей среды в настоящий момент проводится только в крайних случаях.

В настоящее время для очистки газопроводов от механических и жидкостных скоплений применяются различные очистные устройства. Данные устройства имеют различные конструкции и функции [1].

Наиболее подходящим устройством для очистки шлейфов скважин являются полиуретановые шары.

Этот выбор обусловлен тем, что, шлейфы скважин очень часто имеют повороты под 90° и различные диаметры труб.

Шары отличаются низким уровнем риска застревания в трубопроводе. Практика очистки и производственные испытания показывают, что такие препятствия, как линейная арматура, изгибы и сужения в линейных задвижках не являются серьезной помехой для движения очистного устройства и не нарушают его целостности.

Шары из полиуретана просты и технологичны в изготовлении. Имеют плотность от 0,9 до 1,2 г/см³. Надежны и способны проходить локальные сужения до 30 % от внутреннего диаметра труб и 90° отводы с радиусом поворота до одного внутреннего диаметра труб.

Сочетание формы и материала шара позволило повысить его износостойкость. Полиуретан по износостойкости превышает сталь в пять раз. При прохождении по трубопроводу шар вращается и изнашивается по периметру равномерно [2].

При правильной эксплуатации средний пробег шара составляет 200–400 км. Что позволит произвести очистку всех шлейфов скважин одного газораспределительного пункта (ГРП) практически одним очистным шаром.

Однако для эффективной очистки трубопровода необходим комплект из шаров разной твердости. При первом запуске очистных устройств в работу рекомендуется применять особо мягкий шар.

Предприятия производят однородные шары, выполненные из цельного полиуретана. Шары имеют разные категории твердости по Шору и цвет (рис. 1), соответствующий каждой категории:

- 45–55 (ед.) особо мягкий – «красный», деформация до 30 % по диаметру;
- 55–65 (ед.) мягкий – «белый», деформация до 30 % по диаметру;
- 65–75 (ед.) твердый – «черный», деформация до 15 % по диаметру.

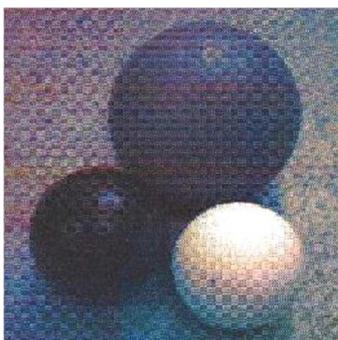


Рисунок 1 – Шары полиуретановые

К преимуществам данных очистных устройств можно отнести:

- 1) простоту и дешевизну конструкции и материала.
- 2) отсутствие рисков застревания шаров в отводах и сужениях трубопроводов.

В настоящее время в России наиболее известными являются полиуретановые шары, производимые фирмой «Синергия лидер», расположенной в городе Пермь. Эти устройства уже 17 лет успешно применяются в нефтедобывающей отрасли. На протяжении нескольких лет заказчиками оборудования являются: ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО НК «РОСНЕФТЬ», ПАО АНК «Башнефть», ООО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» и другие.

Для очистки шлейфов необходимо установить на входе в сепаратор индивидуального замера камеру приема очистных устройств. Если конструкция приустьевого гребенки имеет разъёмные соединения, то камера запуска очистных устройств на устье скважины может не устанавливаться.



Процесс запуска очистных устройств изображён ниже на рисунке 2.

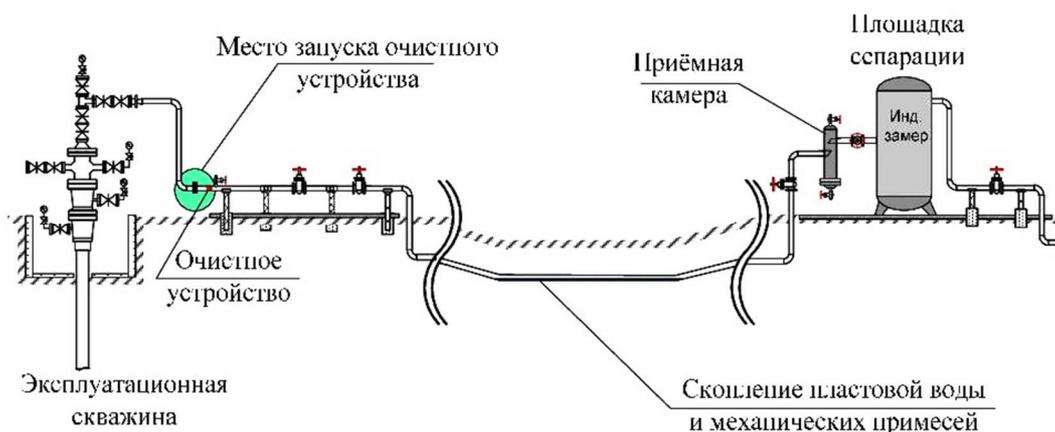


Рисунок 2 – Схема запуска очистных устройств

На устье скважины демонтируем струну, помещают внутрь полости газопровода полиуретановый шар, соответствующий диаметру шлейфа. Затем устанавливается на место струна и штуцерная камера со штуцером необходимого диаметра.

На ГРП переключают скважину на сепаратор индивидуального замера и далее в низконапорную сеть или при её отсутствии на свечу.

После чего пускают скважину в работу. Шар начинает двигаться в потоке газа и, пройдя приустьевую гребенку, попадает в шлейф. Далее двигаясь в потоке газа шар достигает скопления жидкости и механических примесей, образовавшихся в пониженной части шлейфа. Жидкость и находящиеся в ней механические примеси вытесняются на площадку сепарации ГРП.

Вытеснив жидкость в сепаратор, шар поступает на узел приема, установленный на входе сепаратора индивидуального замера.

Затем шар извлекается из приемного устройства и помещается в шлейф другой скважины, и операция повторяется.

Если операция с первого раза не дала должного эффекта, её можно повторить, используя шары различной твёрдости.

По согласованию с заводом-изготовителем возможна установка в нём датчика положения с GPRS модулем, что позволит контролировать положение и скорость движения шара в процессе очистки на всём протяжении газопровода.

Предложенная схема не требует применения компрессорного и иного оборудования. Движение шара достигается за счет использования пластового давления.

Для запуска очистных шаров не требуется установка узлов запуска. А для их приема необходима установка приемных устройств на площадке сепарации. Стоимость 1 узла приема с запорной арматурой составляет порядка 200–250 тысяч рублей.

Используя низконапорные сети во время очистки, мы исключаем потери газа из промышленной сети и уменьшаем негативное воздействие на окружающую среду за счет отсутствия стравливания газа в атмосферу.

Литература:

1. Очистка линейных участков магистральных газопроводов / В.Г. Крылов и др. // Газовая промышленность. – 2000. – № 11. – С. 57–58.
2. Прачев Ю.Н. Повышение качества очистки газа от капельной влаги при эксплуатации ПХГ в режиме отбора / Ю.Н. Прачев и др. // Сборник материалов всероссийской научно-практической конференции с международным участием «Современные технологии извлечения нефти и газа. Перспективы развития минерально-сырьевого комплекса (российский и мировой опыт)». 17–19 мая 2018 года. – Ижевск : Издательский центр «Удмуртский университет», 2018 – 400 с.

References:

1. Krylov V.G. Cleaning of linear sections of main gas pipelines / V.G. Krylov et al. // Gazovaya promyshlennost. – 2000. – № 11. – P. 57–58.
2. Prachev Yu.N. Improving the quality of cleaning gas from droplet moisture when withdrawing gas from UGS / Yu.N. Prachev et al. // Collection of materials of the all-Russian scientific and practical conference with international participation «Modern technologies of oil and gas extraction. Prospects for the development of the mineral resource complex (Russian and world experience)». May 17–19, 2018. – Izhevsk : Udmurt University Publishing center, 2018. – 400 p.



УДК: 622.692.4.076:662.998

РАСЧЕТНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СЕЗОННОГО ИЗМЕНЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРНЫХ ПОЛЕЙ В МЕРЗЛОМ ГРУНТЕ, ОКРУЖАЮЩЕМ ТЕПЛОИЗОЛИРОВАННЫЙ ГАЗОПРОВОД

NUMERICAL MODELING OF SEASONAL CHANGES IN TEMPERATURE FIELDS IN FROZEN SOIL SURROUNDING A THERMALLY INSULATED GAS PIPELINE

Работинская Татьяна Ивановна

инженер I категории отдела надежности
и ресурса Северного коридора ГТС,
филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Ухта
t.rabotinskaja@sng.vniigaz.gazprom.ru

Шишкин Иван Владимирович

кандидат технических наук,
ведущий научный сотрудник отдела надежности
и ресурса Северного коридора ГТС,
филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта
i.shishkin@sng.vniigaz.gazprom.ru

Кузьбожев Александр Сергеевич

доктор технических наук, профессор,
начальник отдела надежности
и ресурса Северного коридора ГТС,
филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Ухта
a.kuzbozhev@sng.vniigaz.gazprom.ru

Аннотация. В статье представлены результаты расчетного моделирования (с применением программного комплекса Ansys) теплового взаимодействия газопровода, транспортирующего газ с положительной температурой, и мерзлого околотрубного грунта. В ходе моделирования определены параметры теплового поля, формируемого в мерзлом грунте в окрестности газопровода, и особенности его изменения в течение календарного года.

Ключевые слова: магистральный газопровод, теплоизоляция, мерзлый грунт, моделирование.

Rabotinskaya Tatiana Ivanovna

Engineer of the first category
of the Reliability and Resource Department
of the Northern corridor
of the gas transmission system,
branch of Gazprom VNIIGAZ LLC, Ukhta
t.rabotinskaja@sng.vniigaz.gazprom.ru

Shishkin Ivan Vladimirovich

Candidate of technical sciences,
Leading Researcher of Reliability
and Resource Department of the Northern
corridor of the gas transmission system,
branch of Gazprom VNIIGAZ LLC, Ukhta
i.shishkin@sng.vniigaz.gazprom.ru

Kuzbozhev Alexander Sergeevich

Doctor of Technical Sciences, Professor,
Head of Reliability and Resource Department
of the Northern corridor
of the gas transmission system,
branch of Gazprom VNIIGAZ LLC, Ukhta
a.kuzbozhev@sng.vniigaz.gazprom.ru

Annotation. The paper presents the results of computational modeling (using the software Ansys) of the thermal interaction of a gas pipeline, with a positive operating temperature, and frozen near-pipe soil. During the computational modeling, determined the parameters of the thermal field formed in frozen soil in the vicinity of the gas pipeline, and its change during the calendar year.

Keywords: main gas pipeline, thermal insulation, frozen soils, defect, modeling.

Введение

На магистральных газопроводах, проложенных в Арктических условиях на мерзлых грунтах, применяется теплоизоляционное покрытие, выполненное из отдельных сегментов из вспененного полиуретана.

В частности, при сооружении первой нитки МГ Бованенково – Ухта, реализованы технические решения по теплоизоляции верхней половины газопровода, а также теплоизоляция по всему периметру труб (кольцевая теплоизоляция), теплоизоляция стенок и дна траншеи, теплоизоляция основания насыпей при наземной прокладке МГ. Общее количество теплоизолированных участков – более 250 (более 190 на территории полуострова Ямал и около 60 на участке МГ Бованенково – Ухта, 1-я нитка, 194–430 км). Для оценки эффективности проектных решений по теплоизоляции труб выполнено компьютерное моделирование процессов теплообмена между газопроводом, транспортирующим газ с положительной температурой, и окружающими его мерзлыми грунтами [1, 2].

Исходные данные для расчетного моделирования

В расчетах приняты следующие исходные данные:

– плотность теплоизоляционного материала – 45 кг/м^3 , удельная теплоемкость – $1450 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{°C)}$, теплопроводность – $0,035 \text{ Вт/(м} \cdot \text{°C)}$;

– грунт – суглинок, плотность – 2100 кг/м^3 , теплопроводность в мерзлом состоянии – $1,64 \text{ Вт/(м} \cdot \text{°C)}$, теплопроводность в талом состоянии – $1,52 \text{ Вт/(м} \cdot \text{°C)}$, температура замерзания – минус $1,5 \text{ °C}$, теплоемкость в талом состоянии – $562 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{°C)}$, теплоемкость в мерзлом состоянии –



716 Дж/(кг·°С);

- температура мерзлого грунта – минус 3 °С;
- рабочая температура транспортируемого газа – 7 °С;
- в расчете учитывается теплота фазовых переходов при промерзании и оттаивании грунта;
- продолжительность расчетного периода – один год.

Схема расчетной области представлена на рисунке 1.

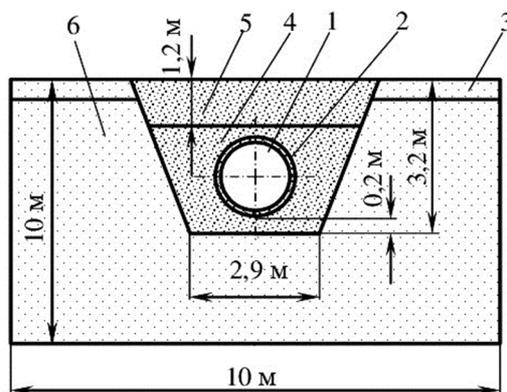


Рисунок 1 – Схема к расчету температурных полей в грунте, окружающем теплоизолированный газопровод:

- 1 – газопровод (диаметр 1420 мм); 2 – теплоизоляционное покрытие (толщина 100 мм);
- 3 – слой торфа и растительных остатков (толщина 0,5 м); 4 – песок;
- 5 – грунт засыпки; 6 – многолетнемерзлый грунт с ненарушенной структурой

Результаты расчетного моделирования

Расчетное моделирование выполнено в среде программного комплекса Ansys [3]. Результаты расчета параметров теплового поля, формируемого в мерзлом грунте в окрестности газопровода, транспортирующего газ с положительной температурой представлены на рисунке 2. Установлено, что в указанных условиях изотермы теплового поля представляют собой замкнутые линии, симметричные относительно условной вертикальной оси.

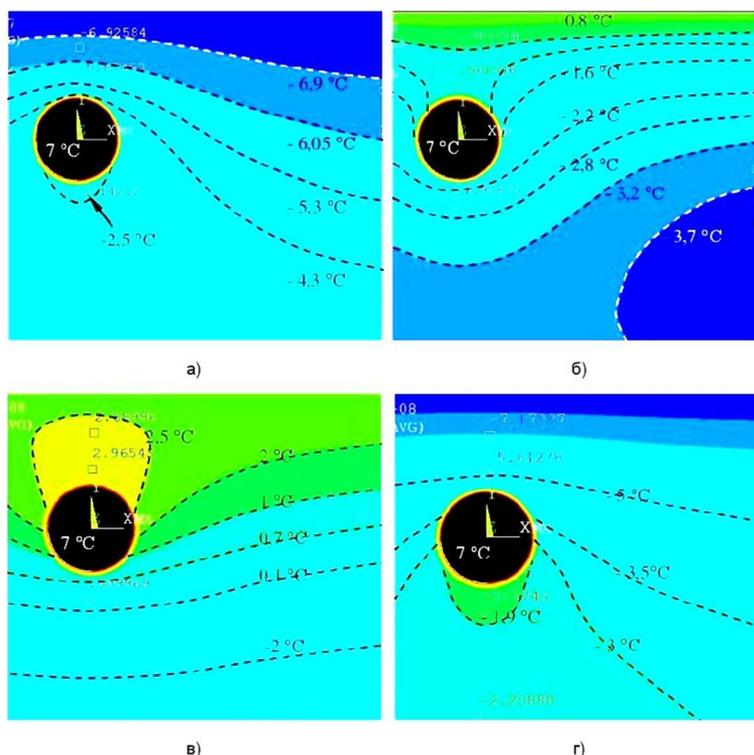


Рисунок 2 – Результаты расчета параметров теплового поля в мерзлом грунте, в окрестности участка МГ, обеспечивающего транспорт газас положительной температурой: февраль – март (а); июнь – июль (б); начало сентября (в); декабрь (г)



По результатам моделирования установлено следующее:

- в зимний период (январь – май) грунт находится в мерзлом состоянии. Снижение температуры грунта над газопроводом происходит с меньшей интенсивностью, чем у многолетнемерзлого грунта с ненарушенной структурой. В окрестности газопровода формируется характерное искажение температурного поля. Температура грунта в основании траншеи в течение указанного периода изменяется незначительно (в начальный момент времени, до момента достижения горизонта промерзания уровня трубы, температура повышается до минус $2,5^{\circ}\text{C}$, далее, к началу апреля, снижается до минус $3,1^{\circ}\text{C}$);

- в летние месяцы (июнь – август) происходит оттаивание грунта в приповерхностном слое. К середине июня температура грунта над газопроводом достигает нулевых значений, граница талого слоя в мерзлом грунте с ненарушенной структурой находится на глубине $0,6\text{--}0,8\text{ м}$, при приближении к газопроводу снижается до глубины $1,6\text{ м}$. Температура грунта в основании траншеи МГ составляет минус $1,9\text{--}2^{\circ}\text{C}$. К сентябрю граница слоя сезонного оттаивания достигает глубины $1,8\text{--}2\text{ м}$, глубина оттаивания грунта под трубой достигает $0,3\text{--}0,4\text{ м}$;

- в осенний период (начиная с октября) начинается промерзание талого грунта в горизонте сезонного промерзания-оттаивания. Вокруг МГ формируется замкнутая симметричная область талого грунта с температурой $0,5\text{--}0,7^{\circ}\text{C}$;

- в декабре грунт промерзает полностью.

Графическая зависимость, определяющая изменение температуры грунта в основании газопровода, также представляет собой период гармонически изменяющейся функции, однако, максимальная температура в данном случае наблюдается в середине сентября. Смещение максимума температур определяется мощностью слоя грунта между контрольным уровнем и поверхностью грунта. Из представленных диаграмм видно, что аналогичное смещение максимума также наблюдается на глубинах $0,5\text{ и }1\text{ м}$ и составляет $15\text{--}20$ дней.

По результатам проведенных расчетов установлено, что оттаивание мерзлого грунта, в окрестности МГ, обеспечивающего транспорт газа с положительной температурой, возможно при условии одновременного воздействия тепловых потоков, проходящих от поверхности грунта в периоды положительных среднесуточных температур и от труб через слой теплоизоляционного покрытия. Очевидно, что в данном случае теплоизоляционное покрытие, при условии обеспечения его целостности, достаточно эффективно. Анализ графиков, характеризующих изменение температур на различных глубинах (рис. 3) показывает, что в верхнем слое грунта (на глубинах до $1,5\text{ м}$) колебания температур соответствуют колебаниям температуры воздуха и существенных отличий между диаграммами, полученными в грунте засыпки над осью газопровода и в многолетнемерзлом грунте с ненарушенной структурой, не наблюдается (в зимний период в грунте с ненарушенной структурой температура выше, чем в грунте засыпки, на $1,5\text{--}2^{\circ}\text{C}$, а в летний ниже также на $1,5\text{--}2^{\circ}\text{C}$, при идентичной динамике изменения).

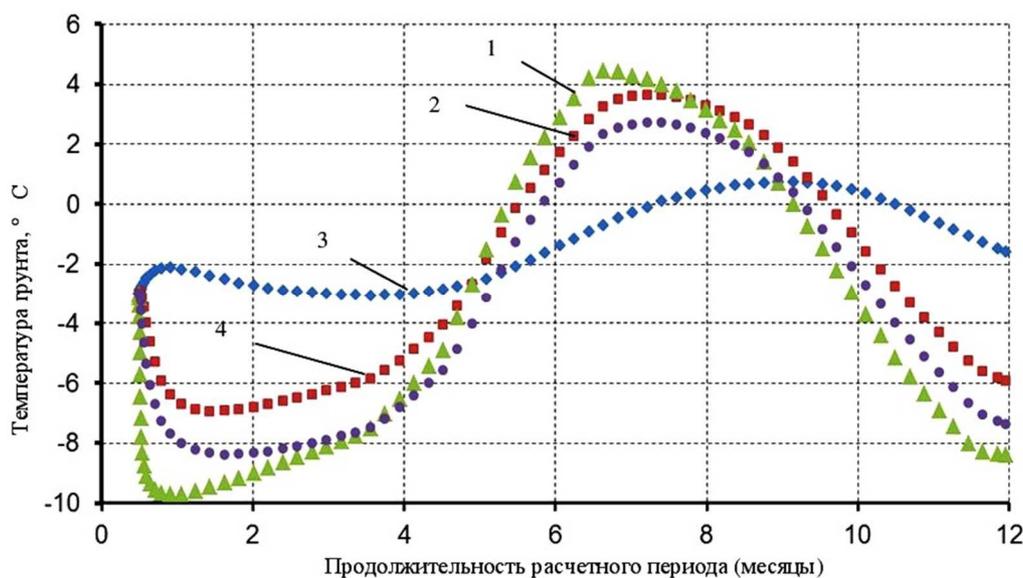


Рисунок 3 – Особенности изменения температуры мерзлого грунта в окрестности участка МГ, с рабочей температурой газа 7°C :

- 1 – на глубине $0,5\text{ м}$ над верхней образующей газопровода;
- 2 – на глубине 1 м над верхней образующей газопровода;
- 3 – на уровне дна траншеи;
- 4 – на глубине $0,5\text{ м}$ в многолетнемерзлом грунте с ненарушенной структурой



Заключение

Таким образом, в результате расчетного моделирования установлено, что теплоизоляционное покрытие газопровода, транспортирующего газ с положительной температурой 7°C , достаточно эффективно, так как в завершении осеннего сезона характер оттаивания мерзлых грунтов незначителен, что позволяет обеспечить сохранность околотрубных грунтов в мерзлом состоянии.

Литература:

1. СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Утв. приказом Министерства регионального развития РФ № 608 от 27 декабря 2011 г. – М. : Изд-во стандартов, 2012. – 67 с.
2. Р 536-84 Рекомендации по проектированию теплоизоляционных конструкций магистральных трубопроводов. Утв. ВНИИСТ 14 декабря 1983 г. – М. : изд-во ВНИИСТ, 1985. – 54 с.
3. Чигарев А.В. ANSYS для инженеров: справочное пособие / А.В. Чигарев, А.С. Кравчук, А.Ф. Смалюк. – М. : Машиностроение, 2004. – 512 с.

References:

1. SP 61.13330.2012 Thermal insulation of equipment and pipelines. Approved Order of the Ministry of Regional Development of the Russian Federation No. 608 of December 27, 2011. – M. : Publishing House of Standards, 2012. – 67 p.
2. R 536-84 Recommendations for the design of heat-insulating structures of trunk pipelines. Approved VNIIST December 14, 1983. – M. : Publishing House VNIIST, 1985. – 54 p.
3. Chigarev A.V. ANSYS for engineers: reference manual / A.V. Chigarev, A.S. Kravchuk, A.F. Smalyuk. – M. : Engineering, 2004. – 512 p.



УДК 622.242.4:678.067.2

ВЫБОР РАЙЗЕРНОЙ НЕФТЕПРОВОДНОЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ В УСЛОВИЯХ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА

SELECTION OF A RISER OIL PIPELINE SYSTEM FOR OPERATION IN THE ARCTIC SHELF

Сальников Александр Викторович

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры проектирования
и эксплуатации магистральных газонефтепроводов,
Ухтинский государственный технический университет
ugtusovet@yandex.ru

Харитонов Илья Викторович

студент кафедры разработки и эксплуатации
нефтяных и газовых месторождений,
Ухтинский государственный технический университет
kharitonof.ilya@gmail.com

Аннотация. Данная статья посвящена рассмотрению метода
оценки надежности райзерных систем.

Ключевые слова: райзерные системы, шельф, морские
платформы, нагрузки.

Salnikov Alexandr Viktorovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor of Design and Operation
of Main Gas and Oil Pipelines,
Ukhta State Technical University
ugtusovet@yandex.ru

Kharitonof Ilya Viktorovich

Student of Development and Operation
of Oil and Gas fields,
Ukhta State Technical University
kharitonof.ilya@gmail.com

Annotation. This article is devoted to the
method of assessing the reliability of riser
systems.

Keywords: riser system, shelf, offshore plat-
forms, loads.

Актуальность оценки надежности райзерных систем, эксплуатируемых в осложненных условиях арктического шельфа, обусловлена тенденцией к переносу добычи углеводородов в Арктику. Райзеры являются связующим звеном между основным оборудованием, расположенным на морской платформе, и морским трубопроводом, и нарушение их герметичности неизбежно приводит к остановке перекачки.

Основными нагрузками на райзер в условиях арктического шельфа являются:

- давление на стенку райзера, вызванное суммарным действием внутреннего давления перекачиваемой среды p_i и наружным гидростатическим давлением морской воды p_e ;
- поперечная нагрузка, порождаемая стационарными морскими течениями, скорость и направление которых стратифицировано по глубине q_c ;
- поперечная нагрузка, порождаемая волновым движением частиц жидкости q_w ;
- температурные нагрузки, вызванные разностью температуры транспортируемой среды в начальной и конечной точках райзера q_T ;
- силы тяжести всех элементов райзера q_G ;
- силы поддержания (силы Архимеда) всех элементов райзера q_A ;
- реакции связей в узлах присоединения райзера к морскому трубопроводу и оборудованию платформы R_i .

В связи с большими нагрузками, действующими на райзер во время эксплуатации, необходимо проводить оценку надежности райзерных систем на способность выдерживать эти нагрузки.

Ошибочная оценка тех или иных факторов, влияющих на конструктивную целостность райзерных систем, может привести к техногенной катастрофе, поэтому необходимо, используя полученные при исследованиях данные, производить расчеты всех вышеперечисленных нагрузок.

На сегодняшний день предложено три конструкции райзерных систем, отличающихся использованными для их постройки материалами, которые представлены на рисунке 1.

Основной недостаток стальных райзеров – большая масса. Данный недостаток предполагает большие риски при эксплуатации. Для того, чтобы данная конструкция выдерживала все действующие на нее нагрузки необходимо, использование большого количества стали, что экономически не рентабельно. Так же величины распределения изгибающего момента и осевых сил по длине стального райзера, приведенные на рисунке 2 указывают на рациональное использование материала и на растягивающую осевую силу по всей длине райзера.



Рисунок 1 – Типы райзерных систем: ПКМ – полимерно-композитный материал

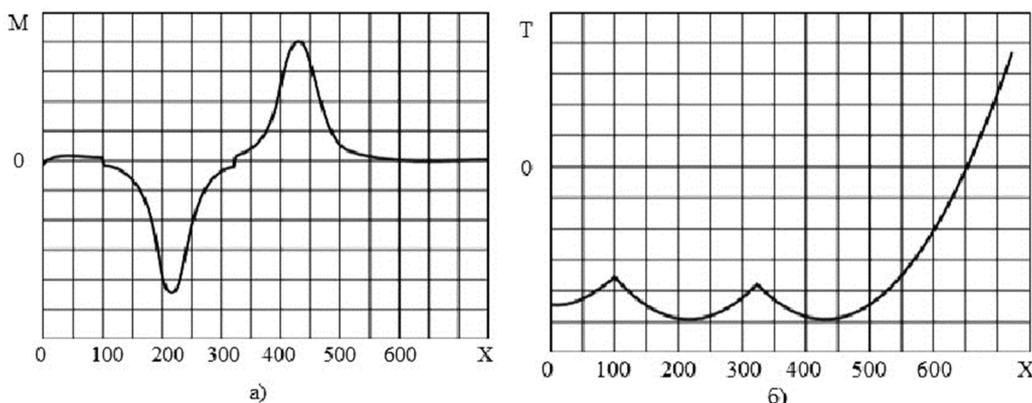


Рисунок 2 – Распределение внутренних усилий по длине стального райзера: а) распределение изгибающих моментов; б) распределение осевых сил

Использование титана в качестве материала для создания райзерных систем привело к значительному снижению величин изгибающих моментов, поскольку плотность титана ниже плотности стали, что позволяет снизить значения осевых сил, действующих на райзер. На рисунке 3 представлена упругая линия райзера из титанового сплава.

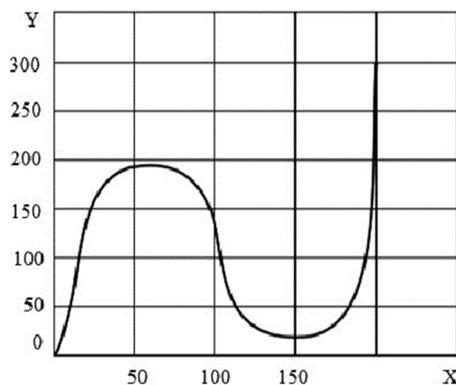


Рисунок 3 – Упругая линия райзера из титанового сплава

Райзерная система из полимерно-композитных материалов из-за пластичных свойств используемого материала обеспечивает наименьшие значения изгибающих моментов и осевых сил.

Рассмотрим методику оценки райзерных систем на основе определения вертикальной погонной нагрузки по длине райзера, которая представлена следующей зависимостью:

$$q(x) = (q_{G \text{ с.т.}} + q_{G \text{ т.с.}} + q_{G \text{ у.т.}} + q_{G \text{ б.п.}} - q_A - q_{A \text{ б.п.}})(L - x),$$

где $q_{G \text{ с.т.}} = \frac{\pi(D_H^2 - D_B^2)}{4} \cdot \rho_{\text{ПКМ}} \cdot g$ – интенсивность погонной силы тяжести трубы райзера, Н/м²;

$q_{G \text{ т.с.}} = \frac{\pi \cdot D_B^2}{4} \cdot \rho_{\text{т.с.}} \cdot g$ – интенсивность погонной силы тяжести транспортируемой среды, Н/м²;

$q_{G \text{ у.т.}} = \frac{\sum_{i=1}^n m_i g}{L}$ интенсивность эффективной погонной силы тяжести узлов соединения секций трубы райзера, Н/м²;



$q_{G \text{ б.п.}} = \frac{\sum_{j=1}^n m_j g}{L}$ интенсивность эффективной погонной силы тяжести блоков плавучести, установленных на трубе райзера, Н/м²;

$q_A = \rho_w \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_H^2}{4}$ интенсивность погонной силы поддержания трубы райзера, Н/м²;

$q_{A \text{ б.п.}} = \frac{\sum_{j=1}^n F_j^A}{L}$ интенсивность эффективной погонной силы поддержания блоков плавучести, установленных на трубе райзера, Н/м²;

D_H – наружный диаметр секции трубы райзера, мм;

D_B – внутренний диаметр секции трубы райзера, мм;

$\rho_{ПКМ}$ – плотность материала секции трубы райзера, кг/м³;

$\rho_{т.с.}$ – плотность транспортируемой среды, кг/м³;

ρ_w – плотность морской воды, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

m_i – масса i -го узла соединения секций трубы райзера, кг;

m_j – масса j -го блока плавучести, установленного на трубе райзера, кг;

F_j^A – сила поддержания (сила Архимеда) j -го блока плавучести, установленного на трубе райзера, Н;

m – число блоков плавучести, установленных на трубе райзера;

n – число узлов соединения секций трубы райзера;

L – длина трубы райзера, м.

При помощи уравнения Бернулли можно описать распределение внутреннего давления p_i по длине райзера:

$$p_{i \max} + \rho_{т.с.} \cdot g \cdot (L - x) + \frac{\rho_{т.с.} \cdot v^2}{2} = \text{const},$$

где $p_{i \max}$ – максимальное статическое давление перекачиваемой среды, Па;

$\frac{\rho_{т.с.} \cdot v^2}{2}$ – скоростной напор (динамическое давление) перекачиваемой среды, Па.

Распределение внешнего давления p_B , Па, по длине райзера определяется как:

$$p_B = \rho_w \cdot g \cdot x,$$

из уравнения следует, что при осушении райзера в узле присоединения к морскому трубопроводу при $x = L$ можно достичь максимального значения внутреннего давления.

Данная методика позволяет определить основные нагрузки, прилагаемые к райзерной системе во время ее эксплуатации. Однако для полной оценки надежности райзерных систем с учетом всех влияющих факторов данная методика требует модификации, позволяющей учитывать коррозионное воздействие на райзер в зоне его контакта с морским воздухом, зоне полного смачивания морской водой и особенно – в зоне переменного смачивания, а также учитывать ледовые воздействия на райзер, неизбежные при его эксплуатации в условиях арктического шельфа.

Литература:

1. Тимофеев О.Я. Сравнительное определение оптимальной статической упругой линии добычного райзера двойной волновой формы, выполненного из различных конструкционных материалов // Труды Крыловского Государственного Научного Центра. – 2012. – № 66. – С. 5–12.
2. Дмитриева А.М. Добычные райзеры из полимерных композиционных материалов / А.М. Дмитриева, Л.В. Паршина, Б.А. Ярцев // Труды Крыловского Государственного Научного Центра. – 2011. – № 58. – С. 91–112.
3. Папуша А.Н. Проектные решения для морских нефтегазовых технологий освоения углеводородных месторождений в Арктике // Вестник Мурманского Государственного Университета. – 2010. – № 4-1. – С. 764–799.

References:

1. Timofeev O.Ya. Comparative determination of the optimal static elastic line of a double-wave mining riser made of various structural materials // Proceedings of the Krylovsky State Scientific Center. – 2012. – № 66. – P. 5–12.
2. Dmitriev A.M. Production risers made of composite materials / A.M. Dmitriev, L.V. Parshina, B.A. Yartsev // Proceedings of the Krylov State Scientific Center. – 2011. – № 58. – P. 91–112.
3. Papusha A.N. Design solutions for offshore oil and gas technologies for developing hydrocarbon fields in the Arctic // Bulletin of the Murmansk State University. – 2010. – № 4-1. – P. 764–799.



УДК 622.692.4.074.2

ВЛИЯНИЕ ПРОТЯЖЕННОСТИ ПОДВОДНОГО ПЕРЕХОДА НА ДЕФОРМИРОВАНИЕ ГАЗОПРОВОДА С ПОЛОЖИТЕЛЬНОЙ ПЛАВУЧЕСТЬЮ

THE EFFECT OF THE LENGTH OF THE UNDERWATER TRANSITION OF THE GAS PIPELINE ON DEFORMATION OF THE GAS PIPELINE WITH POSITIVE BUOYANCY

Сарычев Игорь Леонидович

начальник производственного отдела
по эксплуатации магистральных газопроводов,
ООО «Газпром трансгаз Ухта»
isarychev@sgp.gazprom.ru

Кузьбожев Александр Сергеевич

доктор технических наук, профессор,
начальник отдела надежности и ресурса
Северного коридора ГТС,
филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Ухта
a.kuzbozhev@sng.vniigaz.gazprom.ru

Бирилло Игорь Николаевич

кандидат технических наук,
начальник лаборатории надежности
объектов газотранспортной системы
отдела надежности и ресурса Северного коридора ГТС,
филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Ухта
i.birillo@sng.vniigaz.gazprom.ru

Аннотация. В статье проанализированы причины наличия и отсутствия заметного деформирования участков газопровода подводного перехода, находящихся в однотипных условиях и обладающих одинаковой плавучестью. Установлено, что деформация газопровода, обусловленная его положительной плавучестью, существенно зависит от протяженности русловой части подводного перехода. Предложен критерий для определения протяженности русловой части подводного перехода, при которой обеспечивается фиксация перемещений трубы по результатам контроля ее фактического положения.

Ключевые слова: газопровод, подводный переход, протяженность, всплытие, заглубление.

Sarychev Igor Leonidovich

Head of the Production Department
for the Exploitation of Gas Pipelines,
LLC Gazprom transgaz Ukhta
isarychev@sgp.gazprom.ru

Kuzbozhev Alexander Sergeevich

Doctor of Technical Sciences, Professor,
Head of Reliability and Resource Department
of the Northern Corridor of the GTS,
branch of Gazprom VNIIGAZ LLC in Ukhta
a.kuzbozhev@sng.vniigaz.gazprom.ru

Birillo Igor Nikolaevich

Candidate of Technical Sciences,
Head of the Laboratory for Reliability
of Gas Transmission System Facilities
of Reliability and Resource Department
of the Northern Corridor of the GTS,
branch of Gazprom VNIIGAZ LLC in Ukhta
i.birillo@sng.vniigaz.gazprom.ru

Annotation. The article analyzes causes of presence and absence of deformation of sections of underwater transitions of the gas pipeline, which are in similar conditions and have the same buoyancy. Deformation of the gas pipeline, which is caused by its positive buoyancy, depends on the length of the channel part of the underwater transition. The article considers the criterion for determining the length of the channel part of the underwater transition. The article presents criterion for determining the length of the channel part of the underwater transition, which ensures the fixation of the pipe movements according to results of monitoring its actual position.

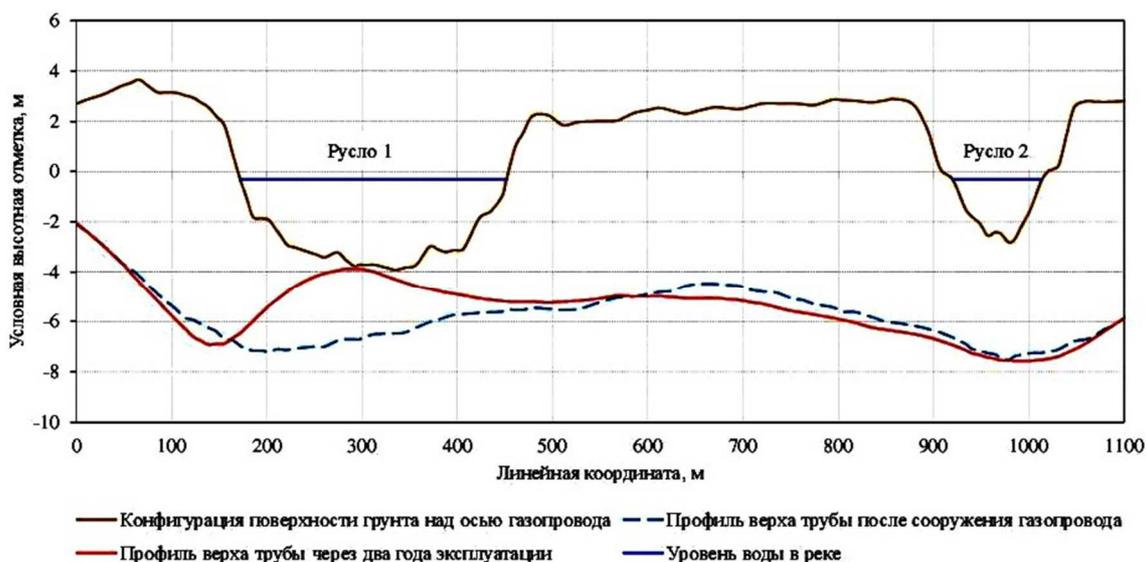
Keywords: gas pipeline, underwater transition, length, ascent, deepening.

Введение

При подземном пересечении водных преград магистральными газопроводами (МГ) трубу подвергают дополнительному утяжелению с целью компенсации выталкивающей силы воды и обеспечения стабилизированного положения газопровода на проектных отметках. Несмотря на применяемые технические решения на подводных переходах (ПП) всё же происходят изменения начального положения трубы, что является признаком нарушения условия устойчивости газопровода против всплытия, регламентируемого нормативными документами [1–4], и признаком сохранения положительной плавучести труб на участке ПП. Иногда подводный переход представляет пересечение газопровода сразу с несколькими рядом расположенными руслами реки, однако всплытие трубы фиксируется только в одном из них. В этих случаях весьма важно не только установить причины произошедшего деформирования участка газопровода, но и понять причины отсутствия всплытия трубы в расположенном рядом русле реки. Примером такого ПП может быть пересечение МГ Бованенково – Ухта с рекой Морды-Яха (рис. 1).



а)



б)

Рисунок 1 – Пересечение газопровода с рекой Морды-Яха:
а – общий вид; б – профиль подводного перехода

Подводный переход газопровода через реку Морды-Яха

На рассматриваемом ПП МГ Бованенково – Ухта пересекает два русла реки, находящиеся друг от друга на расстоянии 450 м. Газопровод в пределах ПП сооружен из однотипных труб, эксплуатируется в одинаковых условиях, имеет практически одинаковый шаг расстановки балластирующих устройств, но в руслах реки труба ведет себя по-разному. Результаты обследования ПП после сооружения газопровода и через два года эксплуатации МГ показали, что за этот период времени в русле 1 произошло всплытие трубы, а в русле 2 – погружение трубы в донную поверхность (см. рис. 1, б). При этом в русле 1 максимальное изменение начальных высотных отметок верха трубы составило 3,17 м, а в русле 2 – 0,3 м.

Характерным отличием рассматриваемых участков ПП является только ширина пересекаемой водной преграды. Русло 1 реки Морды-Яха при меженном уровне воды в 2,88 раза превышает ширину русла 2. При этом русло 1 имеет ширину 297 м, а русло 2 – 103 м. Проанализируем особенности деформирования участка газопровода, обладающего одной и той же положительной плавучестью, при изменении ширины пересекаемой водной преграды. Для анализа используем аналитические зависимости, характеризующие деформирование балки с равномерно распределенной поперечной нагрузкой и продольной сжимающей силой.

Основные расчетные положения

При воздействии на участок трубопровода только поперечной нагрузки (отсутствует сжимающая продольная сила) стрела прогиба определяется следующей зависимостью:

$$f = k \frac{q\ell^4}{EJ}, \tag{1}$$

где k – коэффициент, учитывающий характер закрепления концевых участков трубопровода; q – распределенная поперечная нагрузка, действующая на трубопровод; ℓ – протяженность участка трубопровода; E – модуль упругости материала трубы; J – осевой момент инерции сечения трубопровода.



Если участок трубопровода протяженностью ℓ_0 имеет стрелу прогиба f_0 , то при изменении протяженности участка до значения ℓ_1 стрела прогиба изменится до значения f_1 , определяемого по формуле:

$$f_1 = f_0 \left(\frac{\ell_1}{\ell_0} \right)^4 \tag{2}$$

При наличии продольной силы S , обусловленной внутренним давлением и температурой транспортируемого газа, максимальный прогиб f_s может быть определен по следующей формуле:

$$f_s = \frac{f_q}{1 - \frac{S}{N_{кр}}}, \tag{3}$$

где f_q – прогиб участка трубопровода от воздействия поперечной нагрузки; S – сжимающее продольное усилие; $N_{кр}$ – критическое продольное усилие, определяемое формулой Эйлера

$$N_{кр} = \frac{\pi^2 EJ}{(\mu \ell)^2}, \tag{4}$$

где E, J – обозначения те же, что в формуле 1; μ – коэффициент приведения длины, зависящий от характера закрепления концов трубопровода.

Значение стрелы прогиба f_{s1} после изменения протяженности участка трубопровода с ℓ_0 до ℓ_1 , который при значении протяженности ℓ_0 имел стрелу прогиба f_{s0} и значение отношения $(S / N_{кр})_0$, может быть определено из следующего выражения:

$$f_{s1} = \frac{f_{s0} \left(1 - (S / N_{кр})_0 \right) \left(\frac{\ell_1}{\ell_0} \right)^4}{1 - (S / N_{кр})_0 \left(\frac{\ell_1}{\ell_0} \right)^2}. \tag{5}$$

Результаты расчета и их анализ

Приняв, что фактическое положение первой нитки МГ Бованенково – Ухта на переходе через русло 1 реки Морды-Яха является результатом деформирования участка газопровода в процессе эксплуатации от совместного воздействия равномерно распределенной поперечной выталкивающей нагрузки и продольной сжимающей силы, были определены расчетные значения стрелок прогиба газопроводов на аналогичных переходах меньшей протяженности. Расчеты выполняли при изменении параметра $(S / N_{кр})_0$ от 0 до 0,5. Результаты расчетов сведены в таблицу 1 и показаны на рисунке 2.

Результаты расчетов показывают, что для каждой уменьшенной протяженности ПП максимальные значения стрелок прогиба наблюдаются в том случае, если на участке газопровода максимальной протяженности зафиксированный прогиб был обусловлен только поперечной нагрузкой, т.е. при $(S / N_{кр})_0 = 0$. В этой связи при оценке деформаций газопровода на ПП меньшей протяженности были использованы именно эти значения стрелок прогиба, характеризующие наиболее опасное состояние участка газопровода, обусловленное максимальными перемещениями трубы вверх.

Таблица 1 – Расчетные значения максимальных стрелок прогиба подводного перехода разной протяженности

Протяженность участка, м	Максимальная стрелка прогиба (м) при значении параметра $(S/N_{кр})_0$							
	0	0,05	0,10	0,15	0,20	0,30	0,40	0,50
100	0,037	0,035	0,033	0,032	0,030	0,026	0,023	0,019
125	0,089	0,086	0,082	0,078	0,074	0,066	0,058	0,049
150	0,185	0,178	0,171	0,164	0,156	0,140	0,123	0,105
175	0,344	0,332	0,320	0,307	0,294	0,267	0,237	0,206
200	0,586	0,569	0,551	0,533	0,513	0,471	0,425	0,373
225	0,939	0,917	0,894	0,869	0,843	0,785	0,720	0,645
250	1,431	1,407	1,381	1,353	1,322	1,255	1,174	1,077
275	2,095	2,075	2,052	2,028	2,001	1,940	1,863	1,765
305	3,170	3,170	3,170	3,170	3,170	3,170	3,170	3,170

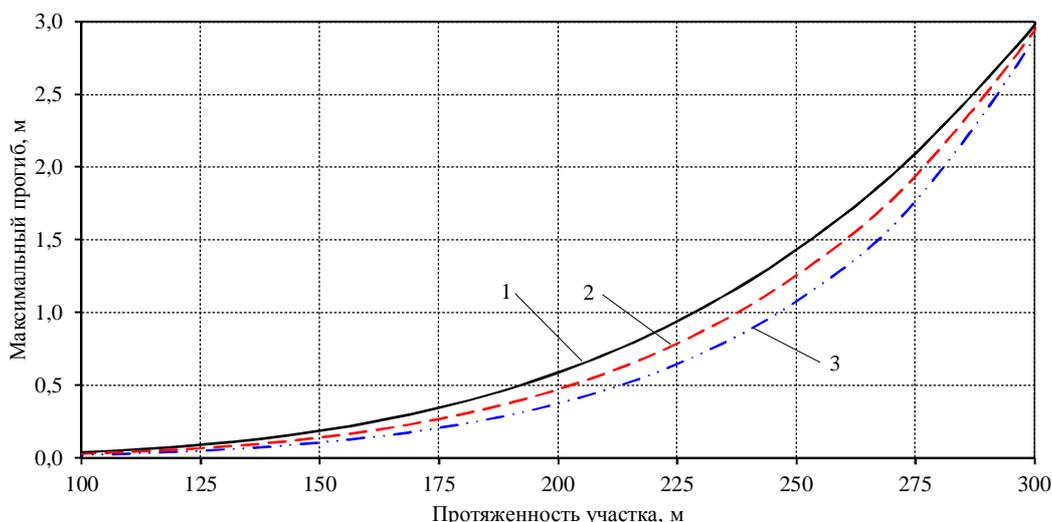


Рисунок 2 – Зависимость максимального прогиба всплывающего участка от его протяженности (для продольно-поперечной нагрузки, обуславливающей зафиксированные деформации на переходе газопровода через русло 1 реки Морды-Яха):
 1 – $(S / N_{кр})_0 = 0$; 2 – $(S / N_{кр})_0 = 0,3$; 3 – $(S / N_{кр})_0 = 0,5$

При увеличении протяженности всплывающего участка возрастает не только значение стрелки прогиба, но и ее относительная величина. Например, для рассмотренного ПП отношение максимальной стрелки прогиба к протяженности всплывающего участка составляет:

- 1/2730 (0,000366) при протяженности участка 100 м;
- 1/809 (0,001236) при протяженности участка 150 м;
- 1/341 (0,002933) при протяженности участка 200 м;
- 1/96 (0,010417) при протяженности участка 305 м.

Следует отметить, что при нахождении участка газопровода ПП в одинаковых условиях, вызывающих деформирование трубы на переходе через русло 1 реки Морды-Яха на 3,17 м, значение расчетной деформации участка газопровода на переходе через русло 2 составит не более 41 мм. Многократное (в 77 раз) уменьшение стрелки прогиба участка газопровода обусловлено изменением протяженности всплывающего участка. Расчетное значение максимальной деформации газопровода в русле 2 ПП значительно (в 7,3 раза) меньше фактически зафиксированных значений. При этом результаты обследования ПП свидетельствуют не о всплытии трубы, а о ее погружении в донную поверхность. Совокупность вышеприведенных данных позволяет предположить, что зафиксированные изменения высотных отметок трубы в русле 2 ПП обусловлены, вероятнее всего, не перемещением трубы, а погрешностью определения ее положения. Среднее заглубление верха трубы на русловых участках рассмотренного ПП равно 4,92 м. Погрешность современных трассоискателей, применяемых для определения заглубления подземных трубопроводов, как правило, составляет $\pm 5\%$ [5], т.е. при среднем заглублении верха трубы на ПП через реку Морды-Яха изменения высотных отметок до 0,49 м ($\pm 0,246$ м) могут быть связаны не с деформациями газопровода, а с погрешностью определения его фактического положения.

Условие достижения максимальной стрелкой прогиба значения, равного удвоенной погрешности определения среднего заглубления трубы в русловой части трассоискателем, может быть принято в качестве критерия, позволяющего определить минимальную протяженность русловой части ПП, при которой могут быть зафиксированы происходящие перемещения газопровода. Для рассмотренного ПП минимальное значение протяженности русловой части ПП, при которой может быть зафиксировано деформирование (всплытие) трубы, составляет 191 м. Расчетное значение стрелки прогиба такого участка газопровода равно 0,49 м, а значение относительной стрелки прогиба – 1/390 (0,002564).

Заключение

Участок газопровода с положительной плавучестью подвержен всплытию независимо от его протяженности, однако наличие заметных изменений в начальном положении трубы существенно зависит от протяженности русловой части ПП. Фиксация происходящих перемещений трубы на ПП возможна только на участках значительной протяженности, когда значения перемещений трубы будут превышать величину погрешности, возникающую при определении фактического заглубления газопровода на участке ПП. В качестве критерия минимальной протяженности русловой части ПП, при которой возможна фиксация перемещений трубы, может быть принято условие достижения макси-



мальной стрелкой прогиба значения, равного удвоенной погрешности определения среднего заглубления трубы в русловой части трассоискателем. Для рассмотренного ПП процесс всплытия газопровода по результатам контроля его фактического положения может быть определен при протяженности русловой части не менее 191 м, т.е. при пересечении газопроводом только русла 1 реки Морды-Яха.

Литература:

1. Свод правил СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы (Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*). – М. : Госстрой, ФАУ ФЦС, 2012. – 93 с.
2. Ведомственные строительные нормы ВСН 010-88. Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы. – М. : ВНИИСТ, 1990. – 103 с.
3. Свод правил СП 107-34-96. Балластировка, обеспечение устойчивости положения газопроводов на проектных отметках. – М., 1996. – 47 с.
4. Ведомственные строительные нормы ВСН 39-1.9-003-98. Конструкции и способы балластировки и закрепления подземных газопроводов. – М. : ИРЦ Газпром, 1998.
5. Методическая документация в строительстве. МДС 11-21.2009. Методика определения точного местоположения и глубины залегания, а также разрывов подземных коммуникаций (силовых, сигнальных кабелей, трубопроводов газо-, водоснабжения и др.), предотвращающих их повреждения при проведении земляных работ. – URL : <https://files.stroyinf.ru/Data1/56/56654/> (дата обращения 02.02.2020).

References:

1. Code of rules SP 36.13330.2012. Main pipelines (Updated version of SNiP 2.05.06-85*). – M. : Gosstroy, FAA FTsS, 2012. – 93 p.
2. Departmental building codes DBC 010-88. Construction of trunk pipelines. Underwater transitions. – M. : VNIIST, 1990. – 103 p.
3. Code of rules SP 107-34-96. Ballasting, ensuring the stability of the position of gas pipelines at design elevations. – M., 1996. – 47 p.
4. Departmental building codes BCH 39-1.9-003-98. Designs and methods for ballasting and securing underground gas pipelines. – M. : IRC Gazprom, 1998.
5. Methodical documentation in construction. MDC 11-21.2009. Methodology for determining the exact location and depth, as well as breaks in underground utilities (power, signal cables, gas pipelines, water supply, etc.), preventing their damage during earthwork. – URL : <https://files.stroyinf.ru/Data1/56/56654/> (access date: February 02, 2020).



УДК 622.692.4.074.2

АНАЛИЗ НОРМАТИВНЫХ ТРЕБОВАНИЙ К НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОМУ СОСТОЯНИЮ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

ANALYSIS OF REGULATORY REQUIREMENTS FOR THE STRESS-STRAIN STATE OF GAS PIPELINES

Сарычев Игорь Леонидович

начальник производственного отдела
по эксплуатации магистральных газопроводов,
ООО «Газпром трансгаз Ухта»
isarychev@sgp.gazprom.ru

Кузьбожев Александр Сергеевич

доктор технических наук, профессор,
начальник отдела надежности и ресурса
Северного коридора ГТС,
филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Ухта
a.kuzbozhev@sng.vniigaz.gazprom.ru

Бирилло Игорь Николаевич

кандидат технических наук,
начальник лаборатории надежности объектов
газотранспортной системы отдела надежности
и ресурса Северного коридора ГТС,
филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Ухта
i.birillo@sng.vniigaz.gazprom.ru

Аннотация. В статье проанализированы нормативные требования к напряженно-деформированному состоянию магистральных газопроводов, обеспечивающих их безопасную эксплуатацию на участках разных категорий при транспортировке газа с разным значением рабочего давления. Установлено, что для магистральных газопроводов с рабочим давлением свыше 9,8 МПа нормативные документы регламентируют более низкие значения допустимых кольцевых напряжений, то есть более высокий запас кольцевых напряжений до предела текучести металла труб, но допускают более значительную величину температурных и изгибных воздействий и возможность упруго-пластического деформирования металла труб от этих воздействий.

Ключевые слова: газопровод, категория участка, рабочее давление, предел текучести, допустимые напряжения.

Sarychev Igor Leonidovich

Head of the Production Department
for the Exploitation of Gas Pipelines,
LLC Gazprom transgaz Ukhta
isarychev@sgp.gazprom.ru

Kuzbozhev Alexander Sergeevich

Doctor of Technical Sciences, Professor,
Head of Reliability and Resource Department
of the Northern Corridor of the GTS,
branch of Gazprom VNIIGAZ LLC, Ukhta
a.kuzbozhev@sng.vniigaz.gazprom.ru

Birillo Igor Nikolaevich

Candidate of Technical Sciences,
Head of the Laboratory for Reliability
of Gas Transmission System Facilities
of Reliability and Resource Department
of the Northern Corridor of the GTS,
branch of Gazprom VNIIGAZ LLC in Ukhta
i.birillo@sng.vniigaz.gazprom.ru

Annotation. The article analyzes the regulatory requirements for the stress-strain state of gas pipelines, which ensure their safe operation in sections of different categories when transporting gas with different values of working pressure. Regulatory documents regulate lower values of permissible ring stresses, but allow a greater value of temperature and bending effects and the possibility of elastoplastic deformation of the pipe metal from these effects for gas pipelines with a working pressure of more than 9,8 MPa.

Keywords: gas pipeline, pipeline section category, operating pressure, yield strength, permissible stresses.

Соблюдение нормативного уровня напряженно-деформированного состояния (НДС) магистральных газопроводов (МГ) является необходимым условием для обеспечения их надежной эксплуатации. До ввода в работу МГ Бованенково – Ухта, состоявшегося в 2012 г., транспорт газа по Российским газовым магистралям осуществлялся с рабочим давлением не более 7,4 МПа. Требования к уровню НДС таких МГ регламентировались СНиП 2.05.06-85, а с 01 июля 2013 г. его актуализированной редакцией в виде свода правил СП 36.13330 [1]. Особенности вышеназванных документов является то, что их требования распространяются только на магистральные трубопроводы с рабочим давлением не более 9,8 МПа, т.е. эти документы не могут быть применены для МГ Бованенково – Ухта, предназначенного осуществлять транспорт газа с рабочим давлением 11,8 МПа. В этой связи с 1 января 2009 г. был введен в действие отраслевой стандарт СТО Газпром 2-2.1-249 [2], распространяющийся на вновь проектируемые и реконструируемые газопроводы и ответвления от них условным диаметром до 1400 мм включительно с избыточным давлением среды до 24,52 МПа (250 кгс/см²). При этом до утверждения вышеназванного нормативного документа [2] в статусе Национального стандарта (Свода правил) его требования распространяются только на магистральные газопроводы с рабочим давлением свыше 9,8 МПа (100 кгс/см²).



Для обеспечения надежной эксплуатации МГ значения механических напряжений в стенках труб не должны превышать допускаемых значений, т.е. должно выполняться условие

$$\sigma \leq [\sigma], \tag{1}$$

где σ – фактическое значение механических напряжений; $[\sigma]$ – допускаемое значение механических напряжений.

При этом в каждой точке трубопровода рассматривается плоское напряженное состояние, составляющими компонентами которого являются кольцевые ($\sigma_{кц}$) и продольные ($\sigma_{пр}$) напряжения. Радиальные напряжения (σ_r), являющиеся третьей компонентой напряженного состояния газопроводных труб, не превышают 4 % от уровня кольцевых напряжений $\sigma_{кц}$ и по этой причине при расчете МГ не учитываются ввиду их незначительной величины.

Значения эквивалентных напряжений $\sigma_{эКВ}$ при плоском напряженном состоянии рассчитываются по формуле:

$$\sigma_{эКВ} = \sqrt{\sigma_{кц}^2 - \sigma_{кц}\sigma_{пр} + \sigma_{пр}^2}. \tag{2}$$

В соответствии с СП 36.13330.2012 [1] для МГ с рабочим давлением до 9,8 МПа (100 кгс/см²) значение допускаемых напряжений определяется следующим выражением:

$$[\sigma] = \frac{m}{0,9k_H} \sigma_T, \tag{3}$$

где m – коэффициент условий работы газопровода, принимаемый равным 0,660 для участков категории В, 0,825 для участков I и II категорий, 0,990 для участков категорий III и IV; k_H – коэффициент надежности по назначению газопровода, принимаемый по таблице 1; σ_T – нормативный предел текучести металла труб, МПа.

Значения $[\sigma]$, рассчитанные по формуле (3), используются для оценки соответствия нормам:

- кольцевых напряжений $\sigma_{кц}$;
- продольных напряжений $\sigma_{пр}$ при $\sigma_{пр} \geq 0$;
- эквивалентных напряжений $\sigma_{эКВ}$ при $\sigma_{пр} < 0$.

Таблица 1 – Значения коэффициента k_H

Условный диаметр газопровода	Внутреннее давление p		
	$p \leq 5,4$ МПа	$5,4 < p \leq 7,4$ МПа	$7,4 < p \leq 9,8$ МПа
500 и менее	1,100	1,100	1,100
600–1000	1,100	1,100	1,155
1200	1,155	1,155	1,210
1400	1,155	1,210	1,265

В соответствии с СТО Газпром 2-2.1-249 [2] для МГ с рабочим давлением свыше 9,8 Мпа (100 кгс/см²) значения допускаемых кольцевых, продольных и эквивалентных напряжений определяются по-разному. Значение допускаемых кольцевых напряжений определяется по формуле:

$$[\sigma]_{кц} = \min \{k_T \sigma_T; k_B \sigma_B\}, \tag{4}$$

где k_T, k_B – расчетные коэффициенты по пределу текучести и по пределу прочности, соответственно, принимаемые по таблице 2 в зависимости от категории участка МГ; σ_B – нормативный предел прочности (временное сопротивление) металла труб.

Таблица 2 – Значения коэффициентов k_T и k_B

Категория участка газопровода*	k_T	k_B
Н	0,72	0,63
С	0,60	0,52
В	0,50	0,43

* Н – нормальная, С – средняя, В – высокая



Для оценки соответствия нормам продольных растягивающих $\sigma_{пр}$ напряжений ($\sigma_{пр} \geq 0$) и эквивалентных $\sigma_{экв}$ напряжений при $\sigma_{пр} < 0$ значение допускаемых напряжений принимается равным 90 % от нормативного предела текучести материала труб.

Из формул (3) и (4) видно, что значения допускаемых механических напряжений зависят не только от механических характеристик материала труб, но и от категории участка МГ, установленной при его проектировании и определяющей влияние последствий разрушения газопровода на здоровье людей, а также на стоимость выполнения ремонтно-восстановительных работ. Следует отметить, что в СП 36.13330 [1] и в СТО Газпром 2-2.1-249 [2] количество и виды категорий участков МГ отличаются.

В соответствии с СП 36.13330 [1] участки МГ подразделяются на пять категорий: В, I, II, III, IV. При этом на участках I и II, а также III и IV категорий используются трубы с одинаковой толщиной стенки, а отличие состоит в объеме освидетельствуемых сварных соединений радиографическим методом неразрушающего контроля. В частности, на участках категорий В и I должны быть проконтролированы все сварные стыки, на участках II категории – не менее 25 %, на участках III категории – не менее 10 % и на участках IV категории – не менее 5 % сварных стыков.

По СТО Газпром 2-2.1-249 [2] участки МГ подразделяются на три категории: Н (нормальная), С (средняя), В (высокая). Соответствие между категориями участков МГ по СП 36.13330 [1] и СТО Газпром 2-2.1-249 [2] приведено в таблице 3.

Таблица 3 – Соответствие между категориями участков магистрального газопровода по нормативным документам

СТО Газпром 2-2.1-249-2008	Н	С	В
СП 36.13330.2012	III, IV	I, II	В

На основании вышеизложенного была выполнена оценка и сопоставление значений допускаемых напряжений для участков МГ Бованенково – Ухта по обоим нормативным документам, исходя из того, что при сооружении линейной части МГ Бованенково – Ухта использовались, как правило, трубы класса прочности К65 со следующими нормативными значениями механических характеристик:

$$\sigma_T = 555 \text{ МПа}, \sigma_B = 640 \text{ МПа}.$$

При расчете по СП 36.13330 [1] было принято максимальное значение коэффициента $k_n = 1,265$. Результаты выполненных расчетов сведены в таблицу 4, а сопоставление значений допускаемых напряжений приведено на рисунке 1.

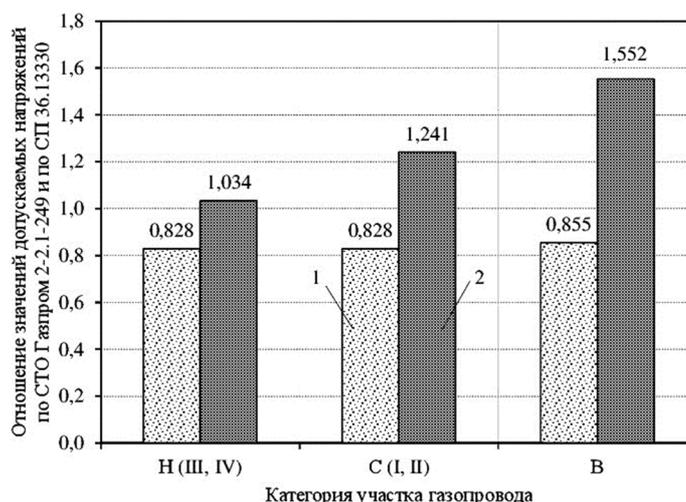


Рисунок 1 – Сопоставление значений допускаемых кольцевых (1), продольных (2) и эквивалентных (2) напряжений

Полученные данные показывают следующее.

У магистральных газопроводов с рабочим давлением до 9,8 МПа:

- допускаемые значения всех компонентов напряженного состояния (кольцевые, продольные, эквивалентные) зависят от категории участка;
- для каждой категории участка газопровода значения допускаемых напряжений одинаковы для всех компонентов напряженного состояния (кольцевые, продольные, эквивалентные);



– значения допускаемых напряжений составляют от 58,0 до 87,0 % нормативного предела текучести металла труб, а именно: на участках категории В – 58,0 %, на участках категорий I и II – 72,5 %, на участках категорий III и IV – 87,0 %. Из этого следует, что на участках газопроводов категорий В, I и II от совокупности всех нагрузок и воздействий допускается только упругое деформирование металла труб, а на участках газопроводов категорий III и IV возможно появление упругопластических деформаций.

Таблица 4 – Значения допускаемых напряжений в стенках труб магистрального газопровода

Категория участка	СП 36.13330 [1]	III, IV	I, II	B
	СТО Газпром 2-2.1-249 [2]	H	C	B
[σ] _{кц}	СП 36.13330 [1]	0,87 σ_T	0,725 σ_T	0,58 σ_T
	СТО Газпром 2-2.1-249 [2]	0,72 σ_T	0,6 σ_T	0,496 σ_T
[σ] _{пр}	СП 36.13330 [1]	0,87 σ_T	0,725 σ_T	0,58 σ_T
	СТО Газпром 2-2.1-249 [2]	0,9 σ_T	0,9 σ_T	0,9 σ_T
[σ] _{экв}	СП 36.13330 [1]	0,87 σ_T	0,725 σ_T	0,58 σ_T
	СТО Газпром 2-2.1-249 [2]	0,9 σ_T	0,9 σ_T	0,9 σ_T

У магистральных газопроводов с рабочим давлением свыше 9,8 МПа:

– от категории участка зависят только значения допускаемых кольцевых напряжений. Значения допускаемых кольцевых напряжений составляют от 49,6 до 72,0 % нормативного предела текучести металла труб, а именно: на участках категории В – 49,6 %, на участках категории С – 60,0 %, на участках категории Н – 72,0 %;

– значения продольных (при $\sigma_{пр} \geq 0$) и эквивалентных (при $\sigma_{пр} < 0$) напряжений на участках газопровода любой категории могут достигать 90,0 % от нормативного предела текучести металла труб;

– внутреннее давление, являющееся основной нагрузкой, должно вызывать только упругое деформирование металла труб, однако совокупность всех нагрузок, действующих на участок газопровода, может вызывать появление упругопластических деформаций, как правило, за счет температурных и изгибных воздействий.

Таким образом, в стенках труб газопроводов с рабочим давлением свыше 9,8 МПа по сравнению со стенками труб газопроводов с рабочим давлением до 9,8 МПа допускаются меньшие значения кольцевых напряжений на 14,5 % на участках категории В и на 17,2 % на участках категорий С и Н. При одном и том же значении рабочего давления снижение кольцевых напряжений возможно только за счет увеличения толщины стенки труб, т.е. в СТО Газпром 2-2.1-249 [2] предусмотрен более значительный запас прочности газопроводов, чем в СП 36.13330 [1]. Наряду с этим в газопроводах с рабочим давлением свыше 9,8 МПа допускаются более высокие значения продольных (при $\sigma_{пр} \geq 0$) и эквивалентных (при $\sigma_{пр} < 0$) напряжений, а именно на 55,2 % на участках категорий В, на 24,1 % на участках категорий С, на 3,4 % на участках категорий Н. При меньших значениях кольцевых напряжений рост продольных и эквивалентных напряжений возможен за счет увеличения температурного перепада, обусловленного температурой транспортируемого газа и температурой выполнения строительно-монтажных работ, а также за счет более существенного изгиба оси газопровода.

Литература:

1. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы (Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*). – М. : Госстрой, ФАУ ФЦС, 2012. – 93 с.
2. СТО Газпром 2-2.1-249-2008 Магистральные газопроводы. – М. : ООО ИРЦ Газпром, 2008. – 150 с.

References:

1. SP 36.13330.2012. Main pipelines (Updated version of SNiP 2.05.06-85*). – M. : Gosstroy, FAA FTsS, 2012. – 93 p.
2. STO Gazprom 2-2.1-249-2008 Main gas pipelines. – M. : IRC Gazprom LLC, 2008. – 150 p.



УДК 622.692.4

АНАЛИЗ ДЕЙСТВУЮЩЕЙ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ В ОБЛАСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ

ANALYSIS OF CURRENT STANDARDS AND REGULATIONS IN THE FIELD OF OFFSHORE OIL AND GAS PIPELINES CONSTRUCTION AND OPERATION

Силина Ирина Георгиевна

аспирант кафедры транспорта углеводородных ресурсов,
Тюменский индустриальный университет
i_g_silina@mail.ru

Иванов Вадим Андреевич

доктор технических наук,
профессор кафедры транспорта углеводородных ресурсов,
Тюменский индустриальный университет
ivanov_v_a@list.ru

Аннотация. В данной статье проведен анализ существующих отечественных и зарубежных стандартов, регламентирующих вопросы строительства и эксплуатации нефтегазопроводов в замерзающих морях. Определены основные факторы и положения, необходимые для оценки влияния ледовой экзарации на подводные трубопроводы. Обозначены направления развития существующих методик.

Ключевые слова: морские трубопроводы, ледовая экзарация, глубина заложения трубопровода, ледовые образования, проектирование и строительство трубопроводов.

Silina Irina Georgievna

Post-graduate student of hydrocarbon resources transportation chair, Tyumen Industrial University
i_g_silina@mail.ru

Ivanov Vadim Andreevich

Doctor of Engineering, Professor of hydrocarbon resources transportation chair, Tyumen Industrial University
ivanov_v_a@list.ru

Annotation. The article analyzes the existing Russian and foreign standards deal with the construction and operation of oil and gas pipelines in freezing waters. The main factors and requirements necessary to assess the impact of ice gouging on subsea pipelines are identified. The directions of further development are marked.

Keywords: offshore pipelines, ice gouging, pipeline burial depth, ice features, pipeline design and construction.

Морские трубопроводы, проложенные в замерзающих акваториях, подвержены воздействию ряда природных угроз, не встречающихся в более теплых водах [1]. Особому рассмотрению в данном контексте подлежат вопросы динамики морского ледяного покрова, примыкающего к береговой линии. Дрейфующие по мелководной части акватории льды, воздействуя на морское дно, могут оставлять на его поверхности протяженные борозды. Движущие силы, вызывающие дрейф ледовых образований, оказываются достаточными для формирования борозд выпахивания глубиной до 1,3 м [2] и протяженностью порядка нескольких десятков метров.

Данное явление, называемое ледовой экзарацией, представляет серьезную опасность для подводных трубопроводов, в том числе проложенных в траншее. Ледовая экзарация считается одним из наиболее опасных природных явлений с точки зрения безопасности эксплуатации подводных трубопроводов.

Однако на сегодняшний день отсутствует единая нормативно-техническая база по проектированию трубопроводов в подобных условиях. Существующие нормы, правила и стандарты рассматривают вопрос защиты морских трубопроводов от нагрузок, вызванных дрейфующими ледяными образованиями, преимущественно освещая отдельные аспекты, не предоставляя полной методики или руководства.

Далее рассмотрим основные рекомендации по проектированию и строительству трубопроводов в районах с ледовой экзарацией, приведенные в действующих Российских и зарубежных документах.

API RP 2N: Recommended Practice for Planning, Designing, and Constructing Structures and Pipelines for Arctic Conditions

Версия API RP 2N (2-е издание) предназначена для проектирования, строительства и эксплуатации арктических систем. API RP 2N в качестве способа защиты трубопроводов в районах с ледовой экзарацией предлагает разработку подводных траншей и заглупление трубопровода.

Документ дает рекомендации по данным, сбор которых необходимо производить для каждого рассматриваемого региона: рельеф дна, данные батиметрии, геометрические параметры борозд выпахивания и частота встречаемости борозд, измеряемая в числе борозд на км или км². В документе также отмечаются сложность определения давности появления борозд и необходимость проведения повторных съемок морского дна для оценки и выявления экстремальных величин параметров борозд. API RP 2N предупреждает о возможном влиянии на результат исследования глубоких, но давних бо-



розд выпаживания, учет которых может привести к чрезмерно консервативным оценкам. При этом следует учитывать, что процессы седиментации и заполнение борозды наносами могут привести к недооценке глубин борозд.

Также API RP 2N указывает, что деформация грунтового массива вокруг трубопровода может привести к появлению недопустимых деформаций в результате изгиба трубы. В более общем плане, в данном документе рекомендуются учитывать параметры ледового выпаживания с помощью вероятностного анализа; при необходимости могут быть проведены дополнительные исследования свойств донных грунтов участка акватории.

CSA Z662: Oil and Gas Pipeline Systems

Стандарт CSA Z662 регламентирует проектирование, строительство, эксплуатацию и ремонт систем нефтегазопроводов. В нем содержатся положения, касающиеся морских трубопроводов, в том числе протяженных, проложенных от берега к берегу. Данный стандарт предписывает учитывать ледовый режим акватории, ледовые нагрузки на трубопроводы во время их прокладки и эксплуатации, а также характеристики ледовых образований: тип и механические свойства льда, размеры ледового образования, а также скорость и направление его дрейфа. В стандарте подчеркивается значимость корректной интерпретации полученных статистических данных.

Для оценки нагрузок и воздействий на трубопроводы рекомендуется использовать численные и физические модели, а также данные натурных исследований. Модели должны учитывать характер взаимодействия объектов, механику движения ледовых образований, механику разрушения льда и необходимость применения теории подобия для переноса результатов на полномасштабные объекты.

Для получения информации о ширине, глубине, длине и ориентации борозд выпаживания, а также о характеристиках морского дна рекомендуется проводить батиметрическую съемку. Следует также учитывать частоту встречаемости борозд и аккумуляцию наносов, точность измерительных средств. Стандарт не предоставляет определенной методики, но рекомендует при выборе модели оценить значимость включаемых в нее данных и учитывать ограничения выбранного подхода.

DNV OS F101: On-Bottom Stability Design of Submarine Pipelines

DNV OS F101 применяется к наземным и морским трубопроводным системам и регламентирует вопросы проектирования, строительства, эксплуатации и ликвидации морских и наземных трубопроводов. Однако в существующем виде данный стандарт написан без учета особенностей эксплуатации морских трубопроводов в арктических водах, поэтому предоставленная информация о ледовых нагрузках от дрейфующих ледяных образований на подводные системы крайне ограничена. Стандарт упоминает о необходимости учета нагрузок от килей дрейфующих торосов в местах с ледовой экзарацией дна; для получения дополнительной информации могут потребоваться модельные испытания взаимодействия ледового образования с трубопроводом.

НД 2-020301-005 Правила классификации и постройки морских подводных трубопроводов

Правила Российского морского регистра судоходства распространяются на подводные трубопроводы и райзеры, проектируемые, строящиеся и эксплуатируемые в шельфовых зонах морей. Данные правила приводят наиболее строгие рекомендации по расчету глубины заложения трубопровода для защиты от ледовой экзарации.

Во избежание повреждения трубопроводов ледовыми киллями правила рекомендуют прокладывать трубопроводы по линии максимальных глубин и параллельно направлению преимущественного дрейфа ледовых образований. Минимальная глубина заложения трубопровода должна равняться одному метру от нижней образующей борозды выпаживания. Данное расстояние может умножаться на коэффициент запаса (от 1,0 до 1,3), зависящий от класса трубопровода, предусмотренного в правилах. Меньшие величины глубины заложения трубопроводов должны быть соответствующее обоснованы. Кроме того, стандарт рекомендует делить трассу на участки и вести расчеты для каждого участка отдельно. Величина проектной глубины заложения должна быть определена на основании приведенного в правилах алгоритма.

Обзор действующей документации показывает, что на сегодняшний момент отсутствует единая нормативно-техническая база по проектированию морских трубопроводов в арктических условиях. Большинство стандартов указывает на необходимость учета ледовых нагрузок, но не дает четких рекомендаций, как именно это следует делать: стандарты обозначают конкретные факторы, которые либо должны, либо могут быть учтены при проектировании.

В этом отношении наибольший интерес представляют отечественные правила, предоставляющие методику для обработки исходной информации о процессе ледового выпаживания. Особое внимание уделяется конкретным параметрам и тому, как их следует использовать для определения глубины борозд выпаживания и глубины заложения трубопровода.

Вопросы эксплуатации и строительства морских трубопроводов в арктических условиях так или иначе затрагиваются во многих документах, что дает представление о необходимости проведения дополнительных исследований в данной области. Разработка четких методик и руководств по определению глубины заложения морских арктических трубопроводов сдерживается ограниченным зна-



нием сложного явления ледового выпахивания, поскольку непосредственный процесс выпахивания трудно поддается наблюдению [3], а получение информации о вызываемых деформациях грунта также является сложной инженерной задачей. В данной ситуации физическое и компьютерное моделирование изучаемых процессов стало альтернативным источником получения необходимых данных. При этом необходимо принять во внимание, что большинство из проведенных с применением методов моделирования исследований было сосредоточено на конкретных аспектах явления ледового выпахивания, в связи с чем предоставленные наборы данных являются неполными.

Литература:

1. Никифоров С.Л. Ожидаемые геолого-геоморфологические риски по трассе Северного морского пути / С.Л. Никифоров и др. // Доклады Академии наук. – 2016. – Т. 466. – № 2. – С. 75–77.
2. Наумов А.К. Морфометрические характеристики ледяных образований Баренцева моря : дис. ... канд. геогр. наук : 25.00.28 / Алексей Кирович Наумов; Аркт. и антаркт. науч.-исслед. ин-т. – СПб., 2010. – 175 с.
3. Огородов С.А. Ледово-эскарпационный рельеф на дне Каспийского и Аральского морей / С.А. Огородов, С.В. Мазнев, П.И. Бухарицин // Известия Русского географического общества. – 2019. – Т. 151. – № 2. – С. 35–50.

References:

1. Nikiforov S.L. Potential geological and geomorphological risks along the Northern Sea Route / S.L. Nikiforov and others // Academy of Science Reports. – 2016. – Vol. 466. – № 2. – P. 75–77.
2. Naumov A.K. Morphometric parameters of ice bodies in the Barents Sea : dis. ... cand. geogr. sciences : 25.00.28 / Alexey Kirovich Naumov; Arct. and Antarct. research. un-ty. – Saint-Petersburg, 2010. – 175 p.
3. Ogorodov S.A. Ice scour generated bed terrain of the Caspian Sea and the Aral Sea / S.A. Ogorodov, S.V. Maznev, P.I. Bukharitsin // Russian Geographical Society Journal. – 2019. – Vol. 151. – № 2. – P. 35–50.



УДК 622.692.4

ОСОБЕННОСТИ ОЦЕНКИ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ДРЕЙФУЮЩИХ ЛЕДОВЫХ ОБРАЗОВАНИЙ С МОРСКИМИ ТРУБОПРОВОДАМИ

ICE FEATURES-OFFSHORE PIPELINE INTERACTION ASSESSMENT CONSIDERATIONS

Силина Ирина Георгиевна

аспирант кафедры транспорта углеводородных ресурсов,
Тюменский индустриальный университет
i_g_silina@mail.ru

Иванов Вадим Андреевич

доктор технических наук,
профессор кафедры транспорта углеводородных ресурсов,
Тюменский индустриальный университет
ivanov_v_a@list.ru

Аннотация. В статье представлен анализ факторов, определяющих особенности функционирования морских трубопроводов в арктических условиях. Рассмотрены подходы к определению оптимальной величины заглубления морских трубопроводов. Приведены рекомендации по проектированию трубопроводов в данных условиях.

Ключевые слова: морские трубопроводы, ледовая экзарация, борозды выпаживания, глубина заложения, ледовые образования.

Silina Irina Georgievna

Post-graduate student of hydrocarbon
resources transportation chair,
Tyumen Industrial University
i_g_silina@mail.ru

Ivanov Vadim Andreevich

Doctor of Engineering,
Professor of hydrocarbon resources
transportation chair,
Tyumen Industrial University
ivanov_v_a@list.ru

Annotation. The article presents the analysis of the factors determining the peculiarities of operation of offshore pipelines in the Arctic conditions. Approaches to determine the optimal offshore pipeline burial depth are considered. The recommendations on pipelines design in the given conditions are described.

Keywords: marine pipelines, ice scour, gouges, burial depth, ice formations.

According to the USGS Circum-Arctic Resource Appraisal (CARA) mean estimates, oil and gas reserves in the Arctic region are about 1,7 trillion cubic meters of natural gas, 44 billion barrels of natural gas liquids, and 90 billion barrels of crude oil. Currently, the development of offshore oil and gas fields is impossible without pipeline systems construction. Offshore pipelines are designed not only for delivering hydrocarbons to the consumer and shipping products to tankers and barges but also for infield and interfiled transportation of raw materials. [5] In particular, offshore pipelines are used to collect well products from subsea wellhead complexes to platforms and transport hydrocarbons from platforms to onshore production facilities.

The Arctic is a challenging area with prevalent:

- harsh climate conditions;
- harsh working conditions;
- remote areas.

That factors leads to limited time for construction activities and challenges associated with pipelines operation and maintenance, leak detection and emergency response. The Arctic also has extremely sensitive ecosystems and unique natural phenomena (such as strudel scour, ice gouging) that significantly affect the pipeline systems life cycle. Permafrost, seasonal pack ice, and ice ridges present substantial challenges for offshore pipeline systems, especially in shelf areas.

Additional static and dynamic loads from waves, currents and ice formations can be noted among the operating conditions of the offshore pipelines. A particularly great danger for the pipelines laid in freezing seas is posed by drifting ice features and icebergs, the keels of which reach the seabed and displace soil mass, forming such forms of sea relief as ice gouges and pits. [2] Having rather large kinetic energy and strength, drifting ice formations are able to leave gouges with a depth of about 2–2.5 m. [1] In this case, the issue of ensuring a high degree of reliability of offshore pipelines throughout their entire service life, including maintaining the design load-carrying capacity of pipeline walls regardless of external influences, becomes extremely important.

Russian and foreign operation practice of sea pipelines in freezing seas is extremely limited, which leads to the absence of the unified standard base on pipelines design, construction and operation in such conditions.

Existing standards do not give strong recommendations to assess the pipeline loading conditions induced by ice gouging. The standards also do not offer any criteria or acceptable limits for offshore pipeline design.

In engineering practice, the pipeline trenching providing its safe operation is considered the most reasonable protection method against ice gouging. The main challenge is to determine the safe and cost-



effective pipeline burial depth along the whole route. The design depth should provide sufficient clearance below the gouge for the pipeline to withstand the bending stress to a level that the design engineer considers acceptable; the shear soil deformations should be taken into account.

Safe and cost-effective pipeline burial depth should be determined according to the physical behavior of ice feature-soil-pipeline interaction process. In a natural environment, ice gouging scenarios are affected by various factors, among which three main groups can be identified: hydrometeorological conditions (wind, waves, currents, temperature, etc.), ice regime of the region and seabed soil characteristics.

The first two groups of factors determine the processes of ice features formation and drifting in the water area:

- the geometric parameters and distribution of strength characteristics of the ice feature body;
- formation mechanisms and separation of pressure ridges [3];
- the initial kinetic energy of the ice formation, as well as the depth where the most intensive gouging takes place, etc.

The underwater pipelines are also affected by coastal activities in the coastal and shelf zones. In this regard, if the factor is not gouging depths may be underestimated, which may lay to an underestimation of the required pipeline burial depth. [4]

Seabed soil properties determine the amount of energy required for the ice formation to left gouges of certain depths and lengths on the seafloor. The topography of the seabed also influences the possible gouge depth and geometry, creating additional resistance to the ice keel movement.

The design pipeline burial depth should be determined on the basis of seabed mapping data (geophysical, bathymetric), i.e., taking into account the existing local topography along with the gouges characteristics and frequency.

Geophysical and bathymetric surveys of the seabed is carried out using:

- single- or multiple-beam echo sounders;
- side-scans sonars;
- sub-bottom profilers.

The information obtained through the surveys includes gouge depth, width, length, orientation and density. Repetitive seabed mapping helps to distinguish young gouges from old ones and to determine gouging frequency.

The chosen assessment approach for pipeline burial depth determination may be a probabilistic one, for which seabed mapping data is collected periodically over a given number of years. As an additional approach for the determination of possible gouge characteristics a computer modeling may be used. In this case, the simulation of the most probable scenarios of ice features (with pre-set parameters) drifting can be carried out; the interplay of driven forces must be considered.

Determination of the clearance between the gouge and the pipe depends on the acceptable pipeline response to withstand some bending. However, when determining pipeline response, pipe properties and design features should be taken into account.

Thus, pipeline burial depth along the right-of-way should be set determined based on climate and environmental conditions of the considered region, as well as on the accepted “ice-seabed-pipeline” interaction model. For this purpose, it is necessary to determine the maximum gouges depths (excluding “extreme” values), estimate factors potentially involved in the interaction and, based on the sensitivity analysis, investigate how the set of factors affects the load transferred to the buried pipeline.

Offshore pipelines in the Arctic region must be designed to account for ice gouging; for that purpose:

- the pipeline burial depth should be determined by the maximum expected gouges depths in the considered area;
- certain engineering techniques have to be implemented to avoid interaction of pipelines with ice keels [5];
- ice gouging phenomenon should be investigated through complex methods, including field surveys, physical testing or numerical simulations.

As it was mentioned, there are several approaches to generate information on scouring phenomena and gain understanding of seabed response to ice gouging. These approaches can be divided into two following categories:

- real events observation which involve performing extensive site surveys, identifying gouges characteristics and frequency.
- artificial simulations that can bridge the knowledge gaps and provide better understanding of the complexity of «ice gouging-seabed-pipeline» interaction process.

All abovementioned indicate the necessity of further investigation in the area. Predicting the maximum possible gouge depth as well as soil deformation is connected with determination of the minimum required burial depth and ensuring pipe integrity. To adequately estimate the induced loads and the optimal pipeline burial depth, additional research on ice gouging phenomenon is essential. The coupled soil-pipe response when investigating displacement and the local buckling effect of the pipe is also in need of further studies.

**Литература:**

1. Вершинин С.А. Воздействие ледовых образований на подводные объекты / С.А. Вершинин, П.А. Трусков, П.А. Лиферов. – М. : Русская книга, 2007. – 195 с.
2. Либина Н.В. Экзарационные явления на восточном арктическом шельфе России / Н.В. Либина, С.Л. Никифоров // Вестник МГТУ. – 2018. – Т. 21. – № 1. – С. 139–149.
3. Миронов Е.У. Формирование гряд торосов в прибрежной части Карского моря и их морфометрические характеристики / Е.У. Миронов, В.С. Порубаев // Современные проблемы науки и образования. – 2012. – № 4. – С. 331.
4. Наумов А.К. Морфометрические характеристики ледяных образований Баренцева моря : дис. ... канд. геогр. наук : 25.00.28 / Алексей Кирович Наумов; Аркт. и антаркт. науч.-исслед. ин-т. – СПб., 2010. – 175 с.
5. Сурков Г.А. Научно-методические основы расчета нагрузок от ледяных торосов на морские нефтегазопромысловые сооружения : дис. ... д-ра техн. наук: 25.00.18, 05.23.07 / Геннадий Александрович Сурков. – М., 2001. – 383 с.

References:

1. Vershinin S.A. Ice features effect on underwater facilities / S.A. Vershinin, P.A. Truskov, P.A. Liferov. – M. : Russian Book, 2007. – 195 p.
2. Libina N.V. Ice gouging effects on the eastern Arctic shelf of Russia / N.V. Libina, S.L. Nikiforov // MSTU Journal. – 2018. – V. 21. – № 1. – P. 139–149.
3. Mironov E.U. Ice pressure ridge shaping in the Kara Sea intertidal zone ant their morphometric parameters / E.U. Mironov, V.S. Porubaev // Actual prob-blems of the science and education. – 2012. – № 4. – P. 331.
4. Naumov A.K. Morphometric parameters of ice features in the Barents Sea : diss. ... cand. geogr. sciences : 25.00.28 / Alexey Kirovich Naumov; Arct. and Antarct. research. un-ty. – SPb., 2010. – 175 p.
5. Surkov G.A. Scientific and methodic basics of calculation of stress values transferring from ice features to marine oil and gas production facilities : dis. ... d-r techn. sciences : 25.00.18, 05.23.07 / Gennadiy Alexandrovich Surkov. – M., 2001. – 383 p.



УДК 532.1

ВЛИЯНИЕ ТЕПЛООВОГО РАСШИРЕНИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ НА АВАРИЙНОСТЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

INFLUENCE OF THERMAL EXPANSION OF OIL PRODUCTS ON THE EMERGENCY OF TECHNOLOGICAL PIPELINES

Спириденюк Людмила Михайловна

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры трубопроводного транспорта и гидравлики,
Полоцкий государственный университет
l.spiridenok@psu.by

Колесникович Василий Владимирович

магистрант,
Полоцкий государственный университет
vasya.kolesnikovich@gmail.com

Аннотация. В статье рассматривается проблема возникновения аварийных ситуаций на технологических трубопроводах нефтебаз, выполненных надземно, при замене клиновых задвижек на шаровые краны. Авторами определены предмет и объект исследования, поставлены задачи для определения факторов, влияющих на аварийность технологических трубопроводов, а также определены причины появления аварийных ситуаций. В статье рассмотрено влияние физических свойств нефтепродукта на аварийность технологических трубопроводов. Рассмотрено влияние конструктивных особенностей шаровых кранов. Рассмотрена природа и физические свойства теплового расширения жидкости. В статье рассмотрено влияние изменения температуры жидкости на рост давления. Авторами рассмотрена проблема теплового расширения и роста давления жидкости в замкнутом объеме, определены зависимости роста давления. В статье рассмотрена проблема повышения давления при тепловом расширении нефтепродукта в замкнутом трубопроводе, выполненном в наземном исполнении, определена зависимость повышения давления нефтепродуктов в замкнутом трубопроводе при тепловом расширении.

Ключевые слова: аварийность технологических трубопроводов, тепловое расширение жидкости, замкнутый объем нефтепродукта.

Spiridenok Ludmila Mikhailovna

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor
Associate Professor of the Department
of Pipeline Transport and Hydraulics,
Polotsk State University
l.spiridenok@psu.by

Kolesnikovich Vasil Vladimirovich

Undergraduate,
Polotsk State University
vasya.kolesnikovich@gmail.com

Annotation. The article discusses the problem of emergencies on technological pipelines of oil depots, made above-ground, when replacing wedge gate valves with ball valves. The authors identified the subject and object of the study, set tasks to determine the factors affecting the accident rate of technological pipelines, and also determined the causes of emergencies. The article considers the influence of the physical properties of the oil product on the accident rate of technological pipelines. The influence of design features of ball valves is considered. The nature and physical properties of the thermal expansion of the liquid are considered. The article discusses the effect of changes in fluid temperature on pressure growth. The authors considered the problem of thermal expansion and growth of fluid pressure in a closed volume, and the dependences of pressure growth were determined. The article discusses the problem of increasing pressure during thermal expansion of an oil product in a closed pipeline made in a ground-based design, and determines the dependence of an increase in pressure of oil products in a closed pipeline during thermal expansion.

Keywords: accident rate of technological pipelines, thermal expansion of a liquid, closed volume of oil product.

Введение. При реконструкции нефтебаз, а именно при замене на технологических трубопроводах клиновых задвижек на шаровые краны, возникают ситуации, которые приводят к разрыву трубопровода и запорной арматуры. Статистика показывает ряд таких случаев происшедших на нефтебазах разных компаний, расположенных на территории Республике Беларусь, а также и за рубежом. Данные аварии происходят на технологических трубопроводах, выполненных в наземном и надземном исполнениях.

При исследовании были поставлены следующие задачи:

- 1) Определить причины, приводящие к росту давления в технологических трубопроводах, заполненных нефтепродуктом;
- 2) Проанализировать природу разрешений. Определить ее взаимосвязь с внешними условиями.

В качестве объекта исследований выступает технологический трубопровод. Предметом исследования являются технологические трубопроводы, заполненные нефтепродуктом.



Оценка факторов влияющих на аварийность технологических трубопроводов при установке шаровых кранов. Рассмотрим влияние плотности нефти и нефтепродукта на изменение давления.

Физико-химические свойства нефти и нефтепродуктов, характеризующие возможность транспортировки по трубопроводу, зависят от их состава.

Параметры режимов транспортировки нефти по трубопроводу определяются, главным образом, плотностью и вязкостью нефти, а также зависимостью этих ее характеристик от температуры и давления.

Плотность нефти – масса нефти в единице объема. При изменении температуры плотность нефти изменяется: при повышении температуры она уменьшается, при понижении температуры увеличивается. Зависимость плотности ρ (кг/м³) нефти от температуры T (°C) определяется формулой:

$$\rho(T) = \rho_{20}[1 + \xi(20 - T)], \quad (1)$$

где ρ_{20} – плотность нефти при температуре 20 °C; ξ (1/°C) – коэффициент объемного расширения.

При изменении давления плотность нефти также изменяется. Несмотря на то, что все нефти являются слабо сжимаемыми жидкостями, изменение их плотности при изменении давления все же имеется. Плотность нефти при увеличении давления возрастает, а при уменьшении давления – убывает. Изменения плотности малы по сравнению с ее номинальным значением. Соответствующие поправки необходимо учитывать в приемосдаточных операциях, а также при расчетах волновых процессов в нефтепроводах.

Зависимость плотности ρ (кг/м³) нефти от давления p представляется формулой:

$$\rho(p) = \rho_0[1 + \beta(p - p_0)], \quad (2)$$

где ρ_0 – плотность нефти при стандартных условиях (атмосферном давлении p_0 и температуре +20 °C); β (1/Па) – коэффициент сжимаемости нефти, среднее значение которого составляет 0,00078 МПа.

Для вычисления поправок к плотности на давление используют также модуль упругости K (Па) нефти, который равен $1 / \beta$. Тогда формула (2) записывается иначе:

$$\rho(p) = \rho_0 \left[1 + \frac{p - p_0}{K} \right]. \quad (3)$$

В тех случаях, когда одновременно отклоняются от номинальных значений и температура и давление, плотность ρ (p , T) нефти при давлении p и температуре T можно рассчитывать по формуле [1]:

$$\rho(p, T) = \rho_{20} [1 + \xi(20 - T) + (p - p_0)/K]. \quad (4)$$

Можно сделать вывод, что при увеличении давления плотность нефти и нефтепродуктов возрастает, а при уменьшении давления – уменьшается несмотря на то, что нефть слабо сжимаемой жидкостью.

Рассмотрим влияние теплового расширения нефти и нефтепродуктов.

Коэффициентом расширения называется доля единицы объема, на которую происходит расширение данного вещества при нагревании его на 1 °C.

Проведу анализ расширения в жидкостях, влияние изменения температуры на изменение давления в заполненном нефтепродуктом трубопроводе.

Можно выделить две основных причины.

1. Во-первых, в жидкостях тепловое движение молекул (атомов) состоит из сочетания колебаний молекул около положений равновесия (как в твердых телах) и происходящих время от времени скачков молекул из одного положения равновесия в другое. Повышение температуры означает увеличение энергии колебаний, и, следовательно, рост амплитуды этих колебаний. Если бы колебания молекул были строго гармоническими, то каждая молекула настолько же приближалась бы к одному из своих соседей, насколько удалялась от другого, и увеличение амплитуды ее колебаний не привело бы к изменению среднего межмолекулярного расстояния, а значит, и к тепловому расширению.

Во-вторых, в действительности молекулы совершают ангармонические (т.е. не гармонические) колебания. Это обусловлено характером зависимости сил взаимодействия между молекулами от расстояния между ними. Зависимость эта такова, что при больших расстояниях между молекулами силы взаимодействия между молекулами проявляются как силы притяжения, а при уменьшении этого расстояния меняют свой знак и становятся силами отталкивания, быстро возрастающими с уменьшением расстояния. Это приводит к тому, что при возрастании амплитуды колебаний молекул вследствие нагревания жидкости рост сил отталкивания между молекулами преобладает над ростом сил



притяжения. Другими словами, молекуле «легче» удалиться от соседа, чем приблизиться к другому. Это, конечно, должно привести к увеличению среднего расстояния между молекулами, т.е. к увеличению объема жидкости при его нагревании. Отсюда следует, что причиной теплового расширения жидкостей (и твердых тел) является не гармоничность колебаний молекул.

2. В жидкости существуют «микроступоты» – пространства, где отсутствуют молекулы. При нагревании жидкости концентрация этих «микроступот» растет, что приводит к увеличению объема жидкости [2].

Для различных случаев расширения нефтепродуктов от изменения температуры с достаточной точностью можно пользоваться следующей формулой теплового расширения:

$$V_1 = V_0 [1 + \xi(t)], \tag{5}$$

где V_1 – конечный объем при температуре t ; V_0 – объем жидкости при $0\text{ }^\circ\text{C}$; ξ – коэффициент объемного расширения продукта.

Коэффициент объемного расширения определяется в зависимости от удельного веса жидкости.

Тепловое расширение нефтепродуктов вызывает резкий рост давления в закрытом сосуде. Известно, что, нагрев парафинистого мазута в закрытом сосуде с 20 до $39\text{ }^\circ\text{C}$ или керосина с 20 до $52\text{ }^\circ\text{C}$ вызывает повышение давления до 250 атм. В результате резких изменений температуры наружного воздуха, в трубопроводах, заполненных продуктами, развиваются высокие давления, приводящие к разрыву задвижек или трубопроводов [3].

Рассмотрим влияние конструктивных особенностей шарового крана

Кран – запорное устройство, в котором подвижная деталь затвора (пробка) имеет форму тела вращения с отверстием для пропускания погона, для перекрытия которого вращается вокруг своей оси.

Любой кран имеет две основные детали: неподвижную (корпус) и вращающуюся (пробку).

Однако краны классифицируют и по другим конструктивным признакам, например: по способу создания удельного давления на уплотнительных поверхностях, по форме окна прохода пробки, по числу проходов, по наличию или отсутствию сужения прохода, по типу управления и привода, по материалу уплотнительных поверхностей и т.д.

Достоинством шаровых кранов считают плотность уплотнений штока. Шаровые краны являются так называемыми четверть оборотными вентилями. При этом шток не совершает линейного перемещения, как, например, в задвижках. Линейное перемещение добавляет риск протечки уплотнений штока, поскольку по мере линейного движения штока загрязнения смогут легче проникнуть в уплотнение и повредить их. В четверть оборотных вентилях уплотнения в зависимости от типа вентиля остаются в течение всего времени работы защищенными [4].

То есть сравнивая два этих запорных органа между собой, шаровой кран является более герметичным. Доказательством этому является анализ нормативного документа ГОСТ 9544-2005 «Арматура трубопроводная. Классы и нормы герметичности затворов» [5]. Классы герметичности трубопроводной арматуры представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Классы герметичности трубопроводной арматуры

А	Отсутствие видимых утечек
В	Допустимые утечки при испытаниях воздухом давлением $0,6$ МПа или водой с давлением, равным $1,1$ от номинального
В1	Допустимые утечки при испытаниях воздухом номинальным давлением или давлением $0,6$ МПа при закрытии арматуры крутящим моментом, обеспечивающим удельные давления такие же, как при испытании номинальным давлением
С	Допустимые утечки при испытаниях воздухом давлением $0,6$ МПа или водой с давлением, равным $1,1$ от номинального
С1	Допустимые утечки при испытаниях воздухом номинальным давлением или давлением $0,6$ МПа при закрытии арматуры крутящим моментом, обеспечивающим удельные давления такие же, как при испытании номинальным давлением
Д	Допустимые утечки при испытаниях воздухом давлением $0,6$ МПа или водой с давлением, равным $1,1$ от номинального
Д1	Допустимые утечки при испытаниях воздухом номинальным давлением или давлением $0,6$ МПа при закрытии арматуры крутящим моментом, обеспечивающим удельные давления такие же, как при испытании номинальным давлением или водой с давлением, равным $1,1$ от номинального или водой с давлением, равным $1,1$ от номинального

Проанализировав ГОСТ 9544-2005 можно сказать следующее: класс герметичности шарового крана А, клиновое задвижка относится к классу В, то есть допускаются утечки при испытаниях воздухом давлением $0,6$ МПа или водой с давлением, равным $1,1$ от номинального.

Аналитическое выражение роста давления в трубопроводе при тепловом расширении жидкости. Рассмотрим задачу о нагревании жидкости в виде плоского слоя толщиной $2b$ либо в виде цилиндрической или сферической области радиусом b , через боковые стенки. Нагревание происходит с



поверхности $r = b$ за счет поддержания заданной температуры. При отсутствии кипения жидкости повышение давления будет происходить только за счет термического расширения по всему объему ($0 < r < b$), где $r = 0$ – координата оси или центра симметрии.

Для теоретического описания процесса повышения давления в объеме при нагреве запишем уравнения неразрывности, теплопроводности и состояния жидкости в линейном приближении [6, 7]:

$$\left(\frac{\partial p_1}{\partial t}\right) + \frac{1}{r^n} \frac{\partial}{\partial r} (r^n \rho_1 v_1) = 0, \tag{6}$$

$$\rho_1 c_1 \frac{\partial T_1}{\partial t} = \frac{\lambda_1}{r^n} \frac{\partial}{\partial r} \left(r^n \frac{\partial T_1}{\partial r} \right), \tag{7}$$

$$\rho_1 = \rho_{\ell 0} \left(1 - \alpha^{(T)} (T_\ell - T_{\ell 0}) + \alpha^{(p)} (p - p_0) \right). \tag{8}$$

где ρ_ℓ , λ_1 , c_1 , v_1 , T_ℓ , p – плотность, теплопроводность, теплоемкость, скорость, температура и давление жидкости, нижний индекс 0 здесь и далее соответствует начальным значениям параметров жидкости, $\alpha^{(T)}$ – коэффициент термического расширения жидкости, $\alpha^{(p)} = 1 / (p_{\ell 0} C_\ell^2)$ – коэффициент сжимаемости, определяемый скоростью звука в жидкости C_ℓ , $n = 0, 1$ и 2 соответствует плоской, радиальной и сферической геометрии задачи.

Пусть в исходном состоянии ($t < 0$) температура жидкости равна $T_{\ell 0}$, а давление p_0 . С некоторого момента времени $t = 0$ на границе $r = b$ поддерживается постоянная температура T_e , которая выше начальной температуры $T_{\ell 0}$. При этом на оси симметрии емкости ($r = 0$) выполняется условие отсутствия тепловых потоков $\left(\frac{\partial T_\ell}{\partial r} = 0\right)$.

При гипотезе однородности давления (условие гомобаричности $\frac{\partial p}{\partial r} = 0$) из уравнения неразрывности (6) и теплопроводности (7) с учетом линейного уравнения состояния (8) можно получить

$$\alpha^{(p)} r^n \frac{dp}{dt} = \alpha^{(T)} v_\ell^{(T)} \frac{\partial}{\partial r} \left(r^n \frac{\partial T_\ell}{\partial r} \right) - \frac{\partial}{\partial r} (r^n v_\ell), \tag{9}$$

где $v_\ell^{(T)} = \lambda_\ell / [\rho_\ell c_\ell]$ – температуропроводность жидкости.

Учитывая, что скорость жидкости на границах $r = 0$ и $r = b$ равна нулю, интегрирование уравнения (9) по координате от 0 до b приводит к следующему дифференциальному уравнению для изменения давления жидкости:

$$\frac{dp}{dt} = \frac{(n+1) \alpha^{(T)} v_\ell^{(T)}}{\alpha^{(p)} b} \left(\frac{\partial T_\ell}{\partial r} \right) \Big|_{r=b}. \tag{10}$$

Для задания теплового потока на границе $r = b$ необходимо найти решение уравнения теплопроводности, удовлетворяющее условиям $T_\ell = T_{\ell 0}$ ($t = 0, 0 < r < b$), $\partial T_\ell / \partial r = 0$ ($t > 0, r = 0$), $T_\ell = T_e$ ($T > 0, r = b$), подставляя в уравнение (10), для $n = 0, 1$ и 2 соответственно получим:

$$p = p_0 + \frac{8 \alpha^{(T)} (T_e - T_{\ell 0})}{\alpha^{(p)} \pi^2} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{1}{(2m+1)^2} \left[1 - e^{-v_\ell^{(T)} (2m+1)^2 \pi^2 t / (4b^2)} \right], \tag{11}$$

$$p = p_0 + \frac{4 \alpha^{(T)} (T_e - T_{\ell 0})}{\alpha^{(p)} b^2 \sqrt{\pi}} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{1}{\alpha_m^2} \left[1 - e^{-v_\ell^{(T)} \alpha_m^2 t} \right], \tag{12}$$

$$p = p_0 + \frac{6 \alpha^{(T)} (T_e - T_{\ell 0})}{\alpha^{(p)} \pi^2} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{1}{m^2} \left[1 - e^{-v_\ell^{(T)} m^2 \pi^2 t / b^2} \right]. \tag{13}$$

Следует отметить, что из решений (11)–(13) можно получить предварительные предельные оценки роста давления $p(M)$ предельным переходом при $t \rightarrow \infty$ или из уравнения состояния, полагая $T_{\ell 0} = T_{\ell}$ и $p_\ell = p_{\ell 0}$.



$$\rho^{(M)} = \rho_0 + \frac{\alpha^{(T)}}{\alpha^{(p)}} (T_e - T_{\ell 0}). \tag{14}$$

В численных расчетах применительно к воде использовались следующие физические параметры [8]: $\alpha^{(T)} = 10^{-4} \text{ K}^{-1}$, $\alpha^{(p)} = 10^{-9} \text{ Па}^{-1}$, $\nu_{\ell}^{(T)} = 1,3 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2/\text{с}$. Для начального состояния приняты значения температуры и давления воды $T_{\ell 0} = 293 \text{ K}$, $p_0 = 0,1 \text{ МПа}$, температура на границе равна $T_e = 353 \text{ K}$.

На рисунке 1 представлены зависимости давления от времени, иллюстрирующие влияние линейных размеров замкнутого объема. Здесь и в дальнейшем сплошная, штрихпунктирная и точечная линии соответствуют случаям плоской, радиальной и сферической геометрии задачи. Штриховая линия, выполненная по формуле (14), соответствует величине максимального давления жидкости в замкнутом объеме.

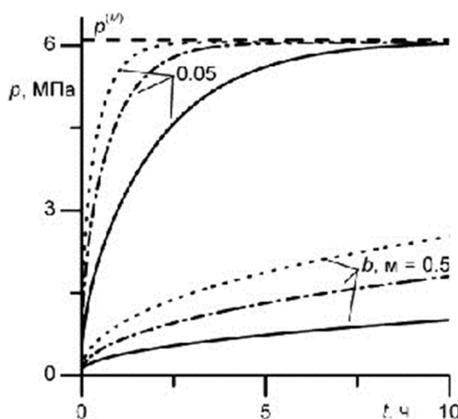


Рисунок 1 – Динамика роста давления вследствие термического расширения воды при различных значениях полуширины или радиуса b

Видно, что при нагревании воды в замкнутой емкости, которая препятствует ее расширению, появляется давление на стенки, которое может привести к ее разрушению. Величина максимального давления не зависит от геометрического размера емкости, а зависит от начальных температур границы и воды. Геометрической размер емкости влияет на темп повышения давления.

Рассмотрим повышение давления нефтепродукта в замкнутом трубопроводе при термическом расширении.

Рассмотрим участок трубопровода, заполненный нефтепродуктом, который с двух сторон закрыт шаровыми кранами. Так как данный вид арматуры относится к классу герметичности А, то участок можно считать замкнутым.

Если участок трубопровода полностью заполнен жидкостью, находящейся под давлением p_1 , и имеющей температуру T^1 , то масса жидкости в нем рассчитывается следующим образом:

$$p_1 = p_{20} \left[1 + \xi(20 - T) - \frac{p_{\text{атм}} - p_1}{K} \right]. \tag{15}$$

Объем участка трубопровода будет равен:

$$V_1 = V_0 \left[1 + \alpha_T(20 - T) - \frac{d_0}{\delta E} (p_{\text{атм}} - p_1) \right], \tag{16}$$

где α_T – коэффициент теплового расширения металла; d_0 – номинальный диаметр трубопровода; E – модуль Юнга; δ – толщина стенки трубопровода.

Масса нефтепродукта равна:

$$M_1 = p_1 V_1 = \rho_0 V_0 \left[1 + (\xi - \alpha_T)(20 - T) - \left(1/K + \frac{d_0}{\delta E} \right) (p_{\text{атм}} - p_1) \right]. \tag{17}$$

При повышении температуры от T_1 до T_2 , плотность ρ_2 и объем V_2 равны соответственно:

$$p_2 = p_{20} \left[1 + \xi(20 - T) - \frac{p_{\text{атм}} - p_2}{K} \right], \tag{18}$$



$$V_2 = V_0 \left[1 + \alpha_T(20 - T_2) - \frac{d_0}{\delta E} (p_{\text{атм}} - p_2) \right]. \tag{19}$$

Масса нефтепродукта равна:

$$M_2 = \rho_2 V_2 = \rho_0 V_0 \left[1 + (\xi - \alpha_T)(20 - T_2) - \left(1/K + \frac{d_0}{\delta E} \right) (p_{\text{атм}} - p_2) \right]. \tag{20}$$

Так как масса нефтепродукта величина постоянная, а это значит $M_1 = M_2$, получаем следующее равенство:

$$\begin{aligned} \rho_0 V_0 \left[1 + (\xi - \alpha_T)(20 - T_1) - \left(1/K + \frac{d_0}{\delta E} \right) (p_{\text{атм}} - p_1) \right] = \\ = \rho_0 V_0 \left[1 + (\xi - \alpha_T)(20 - T_2) - \left(1/K + \frac{d_0}{\delta E} \right) (p_{\text{атм}} - p_2) \right], \\ p_2 - p_1 = \frac{\xi - \alpha_T}{1/K + \frac{d_0}{\delta E}} (T_2 - T_1), \end{aligned} \tag{21}$$

$$p_2 = p_1 \left[\frac{\xi - \alpha_T}{1/K + \frac{d_0}{\delta E}} (T_2 - T_1) \right]. \tag{22}$$

Таким образом полученная зависимость показывает, что при увеличении температуры, давление жидкости в трубопроводе увеличивается. Данная ситуация характерна для нефтебаз в весеннее время, когда температура окружающей среды при попадании прямых солнечных лучей может достигать 25 °C Цельсия, а разность температур в течение дня может достигать $\Delta t = 20$ °C.

Рассмотрим случай из практики на примере дизельного топлива. На нефтебазу утром в железнодорожной цистерне прибывает дизельное топливо с температурой равной $t = 7$ °C и плотностью $\rho = 867,52$ кг/м³ ($K = 1,5 \times 10^9$ Па, $\xi = 0,000673$). После этого дизельное топливо попадает в сливной коллектор ($d = 219 \times 6$ мм, $\alpha = 11,5 \times 10^{-6}$ K⁻¹, $E = 2 \times 10^{11}$ Па) с давлением равным:

$$p_1 = \rho gh,$$

где h – высота столба от зеркала нефтепродукта до нижней образующей сливного коллектора, $h = 4,1$ м.

$$p_1 = 867,52 \cdot 9,81 \cdot 4,1 = 0,034893 \text{ МПа}.$$

После слива дизельного топлива в резервуар часть продукта остается в сливном коллекторе, после слива запорная арматура перекрывается (в нашем случае шаровый кран) и участок остается замкнутым. Так как в весеннее время разность температур в течение дня может достигать до $\Delta t = 20$ °C, то в соответствии с зависимостью 22 определим рост давления в трубопроводе. Результаты расчета представлены в таблице 2 и на рисунке 2.

Таблица 2

p_2 , МПа	0,8185	1,6021	2,3857	3,1693	3,9530	4,7366	5,5202	6,3038	7,0874
t_2 , °C	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Δt , °C	1	2	3	4	5	6	7	8	9

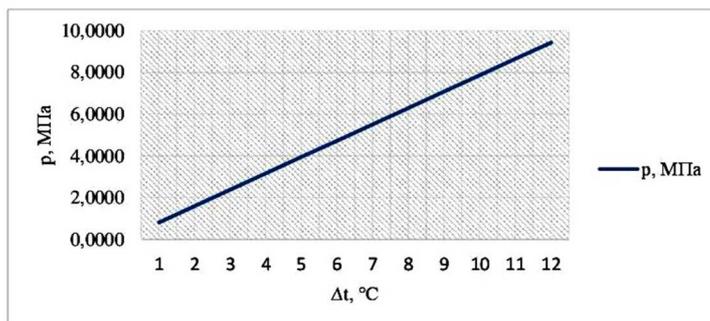


Рисунок 2 – График роста давления дизельного топлива в трубопроводе от изменения температуры



В результате расчетов можно сделать вывод, что при изменении температуры на 1 °С, давление в замкнутом трубопроводе возрастает на 0,7836 МПа или в 23,45 раза. Данная проблема является актуальной, особенно в весеннее время. Поэтому необходимо предусматривать мероприятия для борьбы с избыточным давлением в трубопроводе.

Заключение. В результате проведенного анализа можно сделать следующие выводы:

Плотность нефти и нефтепродуктов и давление связаны тесно между собой. При повышении плотности происходит повышение давления в трубопроводе.

Тепловое расширение нефти и нефтепродуктов вызывает за собой увеличение объема продукта в замкнутом трубопроводе, а следовательно, и рост давления.

В результате резких изменений температуры наружного воздуха, в трубопроводах, заполненных продуктами, развиваются высокие давления, приводящие к разрыву задвижек или трубопроводов.

Шаровой кран относится к классу герметичности А, клиновая задвижка относится к классу В, то есть допускаются утечки при испытаниях воздухом давление 0,6 МПа или водой с давлением, равным 1,1 от номинального.

Определена зависимость повышения давления жидкости в замкнутом объеме при ее тепловом расширении.

При нагревании воды в замкнутой емкости, которая препятствует ее расширению, появляется давление на стенки, которое может привести к ее разрушению.

Величина максимального давления не зависит от геометрического размера емкости, а зависит от начальных температур границы и воды.

Геометрической размер емкости влияет на темп повышения давления.

Определена зависимость роста давления нефти и нефтепродуктов в замкнутом трубопроводе при расширении, которая показывает, что при увеличении температуры, давление жидкости в трубопроводе увеличивается на величину согласно зависимости 22.

Объединив вышесказанное можно сделать вывод, что при замене клиновых задвижек на шаровые краны в технологическом трубопроводе будет возникать избыточное давление, которое может привести к разрыву трубопровода. Рост давления будет возникать по причине теплового расширения жидкостей при резких изменения температуры (весенний-осенний период), а также в силу того, что шаровой кран принадлежит к классу герметичности А, что не означает отсутствие утечек жидкости. Данная проблема актуальна для складов хранения нефти и нефтепродуктов, особенно в весенне-осенний период, поэтому необходимо изучить данную проблему и разработать перечень мероприятий, предотвращающих возникновение аварийных ситуаций.

На основании проведенных аналитических расчетов были выявлены зависимости, определяющие на какую величину происходит повышение давления в замкнутом трубопроводе при тепловом расширении нефти и нефтепродуктов. В результате расчетов можно сделать вывод, что при изменении температуры на 1 °С, давление в замкнутом трубопроводе возрастает на 0,7836 МПа или в 23,45 раза.

Литература:

1. Трубопроводный транспорт нефти: в 2 т. / Сост.: Г.Г. Васильев, Г.Е. Коробков, А.А. Коршак, С.М. Вайшток. – М.: ООО «Недра Бизнесцентр», 2002. – Т. 1. – 407 с.
2. Кикоин А.К. Молекулярная физика / А.К. Кикоин, И.К. Кикоин; Под ред. В.А. Григорова. – М.: Наука, 1976. – 480 с.
3. Оленев Н.М. Хранение нефти. – Л.: Недра, 1964. – 436 с.
4. Машины и оборудование газонефтепроводов: учеб.-метод. комплекс для студ. спец. 1-70.05.01. – 3-е изд., перераб. / Сост.: П.В. Коваленко, Н.Н. Пистуневич; Под общ. ред. П.В. Коваленко. – Новополоцк: ПГУ, 2009. – 510 с.
5. Государственная система стандартизации Республики Беларусь. Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов: ГОСТ 9544-2015. – Введ. 01.07.17. – Мн.: Госстандарт: Белорус. гос. ин-т стандартизации и сертификации, 2017. – 56 с.
6. Краслоу Г. Теплопроводность твердых тел / Г. Краслоу, Д. Егер. – М.: Наука, 1964. – 487 с.
7. Нигматулин Р.И. Динамика многофазных сред. – М.: Наука, 1987. – Ч. 1. 464 с.
8. Варгафтик Н.Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. – М.: Наука, 1972. – 720 с.

References:

1. Pipeline transportation of oil: at 2 toms / Comp.: G.G. Vasiliev, G.E. Korobkov, A.A. Korshak, S.M. Vaishtok. – M.: Nedra Business Center LLC, 2002. – V. 1. – 407 p.
2. Kikoin A.K. Molecular Physics / A.K. Kikoin, I.K. Kikoin; under the editorship of V.A. Grigorov. – M.: Nauka, 1976. – 480 p.
3. Olenev N.M. Oil storage. – L.: Nedra, 1964. – 436 p.
4. Machines and equipment for oil and gas pipelines: textbook. – method. complex for stud. specialist. 1-70.05.01. – 3rd edition, revised / Comp.: P.V. Kovalenko, N.N. Pistunovich; Under the total. ed. P.V. Kovalenko. – Novopolotsk: PSU, 2009. – 510 p.
5. The state system of standardization of the Republic of Belarus. Pipe fittings. Valves of tightness of locks: GOST 9544-2015. – Enter. 07/01/17. – Mn.: Gosstandart: Belorus. state Institute of Standardization and Certification, 2017. – 56 p.
6. Kraslow G. Thermal conductivity of solids / G. Kraslow, D. Eger. – M.: Nauka, 1964. – 487 p.
7. Nigmatulin R.I. Dynamics of multiphase media. – M.: Nauka, 1987. – Part 1. – 464 p.
8. Vargaftik N.B. Handbook of thermophysical properties of gases and liquids. – M.: Nauka, 1972. – 720 p.



УДК 621.643.2-034.14

ПРИМЕНЕНИЕ УСИЛИВАЮЩЕГО ЭЛЕМЕНТА ИЗ ПОЛИКАРБАМИДА ДЛЯ ОТВЕТВЛЕНИЙ ТРУБОПРОВОДОВ, РАБОТАЮЩИХ ПОД ДАВЛЕНИЕМ

STRENGTHENING PIPELINE BRANCHES WITH HELP REINFORCEMENT ELEMENT FROM POLYCARBAMIDE

Файрушин Айрат Миннуллович

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры оборудования
и технологий сварки и контроля,
Уфимский государственный
нефтяной технический университет
tna_ugntu@mail.ru

Исламова Алена Вячеславовна

магистрант 1 курса механического факультета,
кафедра оборудования и технологий сварки и контроля,
Уфимский государственный
нефтяной технический университет
alena.islamova.1997@mail.ru

Аннотация. Рассматриваются вопросы о повышении работоспособности ответвлений трубопроводов и их безопасную эксплуатацию. Проведен анализ состояния конструкций по обеспечению надежности и безаварийной работы опасных участков трубопровода. Предложен способ укрепления тройниковых соединений поликарбамидом.

Ключевые слова: трубопровод, трубопроводная система, узел ответвления, сосуды давления, накладное кольцо, поликарбамид.

Fireushin Airat Minnullovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Associate Professor of Department
of Equipment and Technologies
for Welding and Control,
Ufa State Petroleum Technical University
tna_ugntu@mail.ru

Islamova Alena Vyacheslavovna

Master of the 1st year
of the Faculty of Mechanics,
Department of Equipment
and Technologies for Welding and Control,
Ufa State Petroleum Technical University
alena.islamova.1997@mail.ru

Annotation. The issue of improving the efficiency of branch pipelines and their safe operation are considered. The analysis of the state of structures to ensure the reliability and trouble-free operation of hazardous sections of the pipeline. A method is proposed for strengthening tee joints with polycarbamide.

Keywords: pipeline, pipeline system, branch node, pressure vessel, ring, polyuria.

Технологические трубопроводы имеют большое количество узлов ответвлений, которые являются концентраторами напряжений, в связи с уменьшением площади поперечного сечения участка трубопровода. В случае если в месте врезки ослабление основного трубопровода не компенсируется запасом прочности соединения, то укрепление данных узлов в соответствии с ГОСТ 32569-2013 [1] является необходимой процедурой.

Для укрепления опасного участка трубопровода его усиливают специальными накладными конструкциями различных типов:

- плоским накладным кольцом;
- воротником;
- плоским кольцом, охватывающим всю трубу;
- заплечиками;
- кольцом в виде воротника;
- косынками и ребром.

Однако наиболее распространен способ укрепления накладным кольцом в виду того, что в теории он имеет лучшие прочностные свойства, но фактически в связи со сложностью пригонки, сборки и приварки накладного кольца приводит к появлению следующих дефектов:

- трещин;
- укороченного горизонтального катета углового сварного шва «труба-кольцо», что стало одной из причин разрушения нефтепровода [2];
- зазоры между усиливающей накладкой и корпусом трубопровода [3];
- дефекты сварного шва;
- эксплуатационные дефекты [3, 4].

Все это ведет к появлению области повышенной концентрации напряжений в узлах врезки и как следствие к дальнейшему разрушению.

Известен способ вибрационной обработки сварных соединений, который позволяет уменьшить остаточные напряжения и увеличить сопротивляемость материала ползучести [5–6]. Однако данный способ не позволяет устранить остальные дефекты приварки накладных (укрепляющих) колец [7].



Нанесение поликарбамида на узел тройникового соединения трубопровода обеспечит его прочность, исключает зазор между накладкой и корпусом, а отсутствие сварных швов исключает остаточные сварочные напряжения, являющиеся причиной появления трещин, а так же зону термического влияния, а так же дефекты сварных швов (рис. 1).

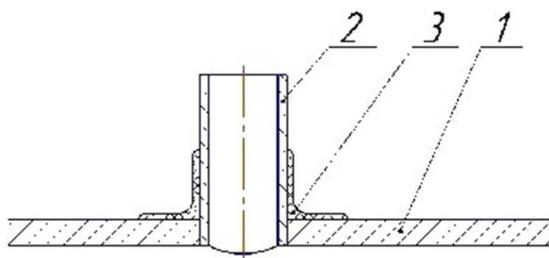


Рисунок 1 – Схема сварного ответвления с использованием укрепляющего элемента из поликарбамида:
1 – основная труба; 2 – ответвление трубы; 3 – усиливающая накладка из поликарбамида

Основные свойства поликарбамида:

- твёрдость по Шору (А) при сохранении эластичности – 96;
- удлинение при разрыве – не менее 250 %;
- предел прочности при растяжении – не менее 10 МПа;
- срок службы покрытия из поликарбамида – до 50 лет;
- адгезионная прочность – не менее 2,5 МПа, (струйная обработка) – не менее 4,0 МПа;
- время отверждения (при +20 °С) – 6 секунд;
- максимальная рабочая температура от минус 100 до +250 °С.

Были проведены численные исследования на моделях в программе ANSYS WORKBENCH в модуле Static Structural для определения и сравнения напряженно-деформированного состояния узла при укреплении металлическим кольцом и различными конструктивными исполнениями накладок из поликарбамида.

Модель представляла собой цилиндрическую трубу с врезанным патрубком, нагруженная внутренним избыточным давлением. Геометрия: основная труба наружным диаметром 820 мм, толщина стенки 12 мм; патрубок наружным диаметром 219 мм, толщина стенки 4 мм. На патрубке толщина покрытия соответственно 4 мм, на основной трубе 12 мм.

Место врезки и укрепления отверстия усиливалось покрытием из поликарбамида путем сборки основной трубы с моделью накладной конструкции (рис. 2).

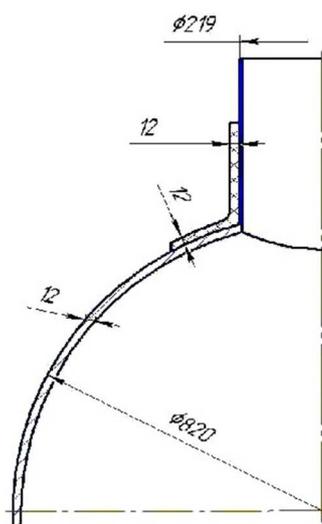


Рисунок 2 – Основные размеры расчетной модели

Остается неизвестным диаметр и высота будущего покрытия. Для сравнения были взяты 3 модели, варьируемые диаметром нанесенного покрытия и его высотой:

- d = 350 мм, H = 100 мм;
- d = 400 мм, H = 150 мм;
- d = 450 мм, H = 200 мм.



Модель узла врезки представлена на рисунке 3.

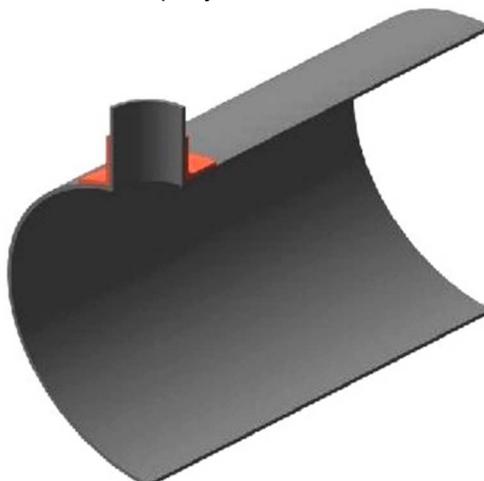


Рисунок 3 – Модель узла врезки

После импорта моделей в ANSYS WB задались свойства материалов:

- основная труба и патрубок 09Г2С $\sigma_T = 343$ МПа;
- покрытие алюминиевый сплав, так как он имеет самые приближенные в библиотеке материалов свойства (предел прочности на разрыв 20 МПа, плотность 1101 кг/м³, твердость 627 НВ)

Построение сетки проводилось с упором на регулярность основной трубы (рис. 4), так как именно ее напряжение мы должны вычислить.

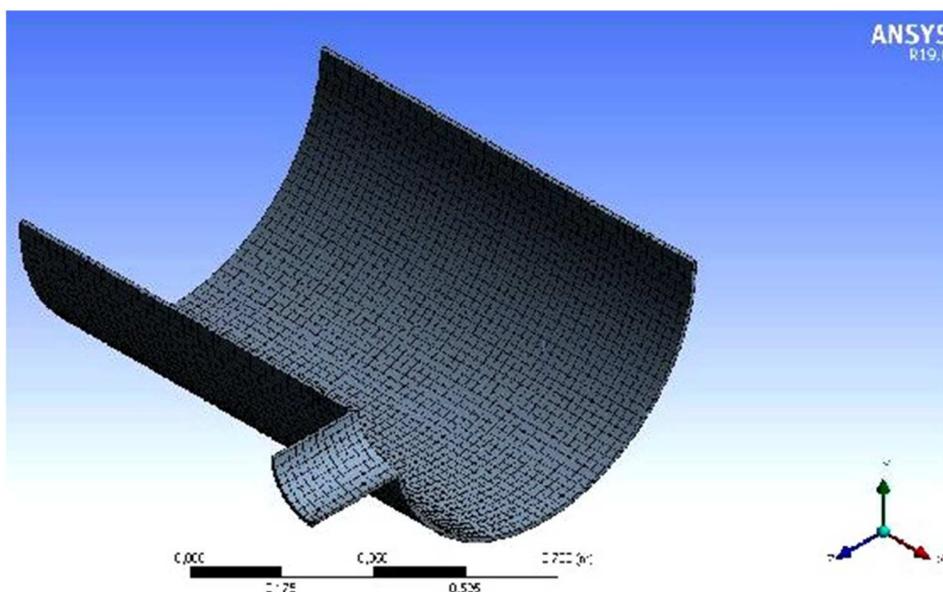


Рисунок 4 – Сетка расчетной модели

Параметры нагружения модели составили:

- давление 1,6 МПа;
- перемещение 0,0003 м.

График эквивалентных напряжений наружной поверхности трубы в поперечном сечении трубы представлен на рисунке 5.

Переход основной трубы с покрытием на основную трубу без покрытия является аналогом сварного шва для укрепления накладным кольцом.

По результатам моделирования видно, что при использовании укрепляющих элементов диаметром 400 и 450 мм, эквивалентные напряжения в основной трубе и патрубке не превышают допустимые напряжения материала основной трубы (сталь 09Г2С). Следовательно, в рамках данного исследования оптимальный размер покрытия:

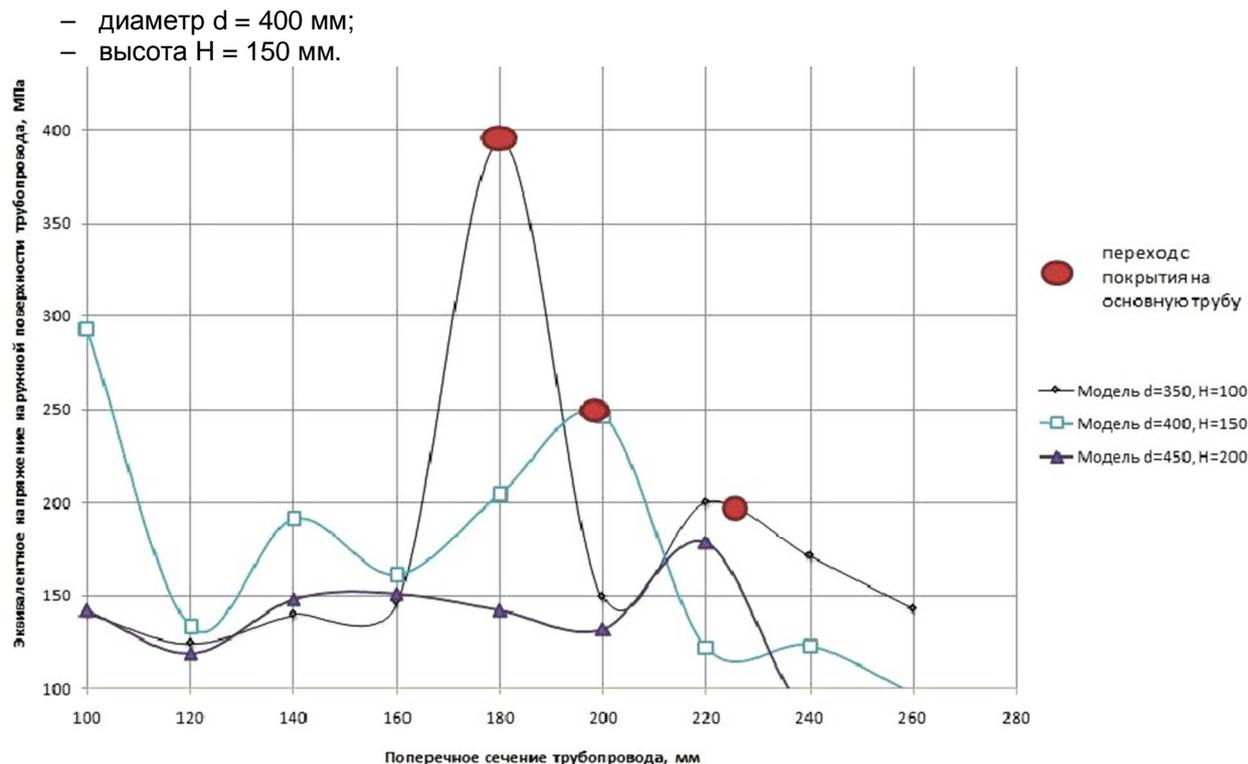


Рисунок 5 – График эквивалентных напряжений

Выводы

1. Предложен способ укрепления узла из поликарбамида вместо традиционного укрепления приварным укрепляющим кольцом. Альтернативный способ позволяет исключить необходимость в сварных соединениях, и, как следствие, зону термического влияния, а также дефекты сварных швов.

2. На основании проведенного численного моделирования на примере модели трубопровод-патрубок было установлено, что укрепление накладными кольцами можно заменить на укрепляющий элемент из поликарбамида. Можно предположить, что размеры покрытия соответствуют следующим утверждениям:

- диаметр наносимого покрытия системой горячего безвоздушного распыления на основной трубе $D_{\text{пок}} \geq 2 \cdot d_{\text{пат}}$;
- толщина покрытия на патрубке и основной трубе равна толщине стенки основной трубы, что обеспечивается путем нанесения нескольких слоев поликарбамида (1 слой = 4 мм толщины);
- высота покрытия на патрубке равна $H \geq 0,75 \cdot d_{\text{пат}}$ [8].

Литература:

1. ГОСТ 32569-2013. Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах. – М. : Межгосуд. совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 2015. – 131 с.
2. Гумеров А.К., Шмаков А.К., Хайрутдинов Ф.Ш. Механизмы разрушения магистральных трубопроводов с приварными элементами // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2007. – № 1. – С. 1–5. – URL : http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/GumerovAK/GumerovAK_1.pdf (дата обращения 28.02.2020).
3. Анализ напряженного состояния укрепленного накладным кольцом штуцерного узла с учетом дефектов сборки / И.В. Аписов и др. // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2014. – № 5. – С. 223–237. – URL : http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/5_2014/ogbus_5_2014_p223-237_ApisovIV_ru.pdf (дата обращения 28.02.2020).
4. Файрушин А.М. Разработка рекомендаций по применению локально укрепленных штуцерных узлов с ребрами жесткости / А.М. Файрушин и др. // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2017. – № 6. – С. 76–95. – URL : http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/6_2017/ogbus_6_2017_p76-95_FairushinAM_ru.pdf (дата обращения 03.03.2020).
5. Ризванов Р.Г. Повышение качества изготовления сварных нефтехимических аппаратов применением вибрационной обработки в процессе сварки / Р.Г. Ризванов и др. // Башкирский химический журнал. – 2005. – Т. 12. – № 1. – С. 27–29.
6. Файрушин А.М. О влиянии параметров вибрационной обработки на свойства металла сварного соединения / А.М. Файрушин и др. // Нефтегазовое дело. – 2011. – Т. 9. – № 2. – С. 70–75.
7. Яковлева Д.Н. Повышение безопасности при эксплуатации узлов ответвления трубопроводов с помо-



щью укрепляющих (накладных) колец / Д.Н. Яковлева, А.М. Файрушин, А.В. Исламова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2018. – № 6. – С. 43–59. – URL : http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/6_2018/ogbus_6_2018_p43-59_YakovlevaDN_ru.pdf (дата обращения 03.03. 2020).

8. Пат. 194931 РФ, F16L 49/00. Конструкция узла тройникового соединения трубопровода с применением накладной угловой конструкции / А.М. Файрушин, Д.В. Каретников, А.В. Исламова, Д.Н. Яковлева. № 2019121092; Заявлено 03.07.2019; Опубли. 30.12.2019; Бюл. № 1.

References:

1. GOST 32569-2013. Steel technological pipelines. Requirements for the device and operation in explosive and fire hazardous and chemically hazardous industries. – М. : Interstate. Council for Standardization, Metrology and Certification, 2015. – 131 p.

2. Gumerov A.K. Destruction mechanisms of main pipelines with welded elements / A.K. Gumerov, A.K. Shmakov, F.Sh. Khairutdinov // Electronic scientific journal «Oil and Gas Business». – 2007. – № 1. – P. 1–5. – URL : http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/GumerovAK/GumerovAK_1.pdf (accessed 28.02.2020).

3. Apisov I.V. Analysis of the stress state of the nozzle assembly strengthened by the overhead ring taking into account assembly defects / I.V. Apisov et al. // Electronic scientific journal «Oil and Gas Business». – 2014. – № 5. – P. 223–237. – URL : http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/5_2014/ogbus_5_2014_p223-237_ApisovIV_ru.pdf (accessed 28.02.2020).

4. Fireushin A.M. Development of recommendations for the use of locally reinforced choke assemblies with stiffeners / A.M. Fireushin et al. // Electronic scientific journal «Oil and Gas Business». – 2017. – № 6. – P. 76–95. – URL : http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/6_2017/ogbus_6_2017_p76-95_FairushinAM_ru.pdf (accessed 03.03.2020).

5. Rizvanov R.G. Improving the quality of manufacturing of welded petrochemical apparatuses using vibration processing in the welding process / R.G. Rizvanov et al. // Bashkir Chemical Journal. – 2005. – Vol. 12. – № 1. – P. 27–29.

6. Fireushin A.M. About the influence of vibration processing parameters on the properties of the weld metal / A.M. Fireushin et al. // Oil and gas business. – 2011. – Vol. 9. – № 2. – P. 70–75.

7. Yakovleva D.N. Improving safety during the operation of pipeline branch nodes using reinforcing (overhead) rings / D.N. Yakovleva, A.M. Fireushin, A.V. Islamova // Electronic scientific journal «Oil and Gas Business». – 2018. – № 6. – P. 43–59. – URL : http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/6_2018/ogbus_6_2018_p43-59_YakovlevaDN_ru.pdf (accessed date 03.03.2020).

8. Пат. 194931 RF, F16L 49/00. The design of the node tee connection of the pipeline with the use of invoice angular design / A.M. Fireushin, D.V. Karetnikov A.V. Islamova, D.N. Yakovleva. № 2019121092; Announced July 3, 2019; Publ. 30.12.2019; Bull. № 1.



УДК 621.791.052.8:622.692

МОДЕЛИРОВАНИЕ НОВЫХ КОНСТРУКЦИЙ УЗЛА ТРОЙНИКОВОГО СОЕДИНЕНИЯ ТРУБОПРОВОДА С ЦЕЛЬЮ УВЕЛИЧЕНИЯ РАБОТОСПОСОБНОСТИ

DEVELOPMENT OF NEW CONSTRUCTIONS OF THE TEE PIPELINE ASSEMBLY ASSEMBLY IN ORDER TO INCREASE OPERATION

Файрушин Айрат Миннуллович
кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры оборудования
и технологий сварки и контроля,
Уфимский государственный
нефтяной технический университет
tna_ugntu@mail.ru

Яковлева Дарья Николаевна
магистрант кафедры «Оборудование
и технологии сварки и контроля»,
Уфимский государственный
нефтяной технический университет
daria.yakovleva96@gmail.com

Аннотация. Система нефтегазового трубопровода на данный момент является самым распространенным способом транспортировки нефти и газа. Одним из основных опасных участков этой системы является тройниковое соединение.

Ключевые слова: трубопровод, трубопроводная система, узел ответвления, сосуды давления, накладное кольцо, поликарбамид.

Fireushin Airat Minnullovich
Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Associate Professor of Department
of Equipment and Technologies
for Welding and Control,
Ufa State Petroleum Technical University
tna_ugntu@mail.ru

Yakovleva Daria Nikolaevna
Undergraduate student
of Equipment and Technologies
of Welding Process
and Weld Control Procedure Department,
Ufa State Petroleum Technological University
daria.yakovleva96@gmail.com

Annotation. The oil and gas pipeline system is currently the most common way to transport oil and gas. One of the main hazardous areas of this system is the T-joint connection.

Keywords: pipeline, pipeline system, branch node, pressure vessel, ring, polyuria.

Тройниковый узел, включающий основную трубу и патрубков, испытывает напряженно-деформированное состояние, вызванное рядом причин, что относит его к задачам, требующим повышенного контроля и внимания. Отчеты предприятий об аварийных ситуациях подтверждают важность рассмотрения этой проблемы.

Авария, произошедшая в 2006 году на одном из магистральных нефтепроводов и повлекшая разрыв тройникового соединения, показывает последствия несоблюдения основных требований к обеспечению безопасности узла [1].

Основной способ укрепления данного узла – использование (накладных колец) накладок (ГОСТ 32569-2013) [2].

Основной задачей исследования является разработка конструкций тройникового соединения трубопровода. Первым техническим решением является использование двух накладных колец вместо одного [3]. Это перераспределит напряжения с основной трубы на кольцо меньшего диаметра (рис. 1) [4].

Использование двухслойной конструкции кольца снижает величину зазора между накладкой и корпусом. При снижении толщины пластины зона термического влияния в металле трубы значительно уменьшится, что подтверждают проведенные практические исследования на натуральных образцах пластин. Необходимо рассчитать геометрию накладных колец – диаметры и их соотношение между собой.

Напряжения, которые испытывает тройниковое соединение, много больше, чем на основной трубе.

Анализ этого технического решения проводился в программе ANSYS WORKBENCH. Эпюры напряжений представлены на рисунке 2. Модель представляла собой цилиндрическую трубу с врезанным ответвлением. Место врезки и укрепления отверстия усиливалось двумя накладными кольцами, сумма толщин которых составляет толщину одиночного кольца для укрепления. Накладные кольца имеют изгиб, равный диаметру основной трубы.

Сетка конечных элементов в зоне укрепления увеличена для повышения точности моделирования и результатов.

Для проведения выбора оптимального варианта были рассмотрены модели с различными размерами накладных колец.

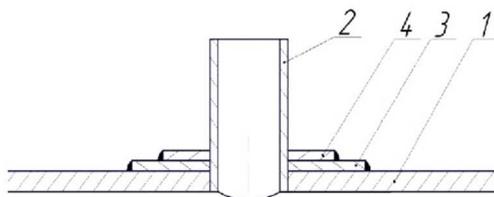


Рисунок 1 – Схема тройника с использованием двух накладных колец:
 1 – основная труба; 2 – ответвление трубы;
 3 – накладное кольцо большего диаметра; 4 – накладное кольцо меньшего диаметра

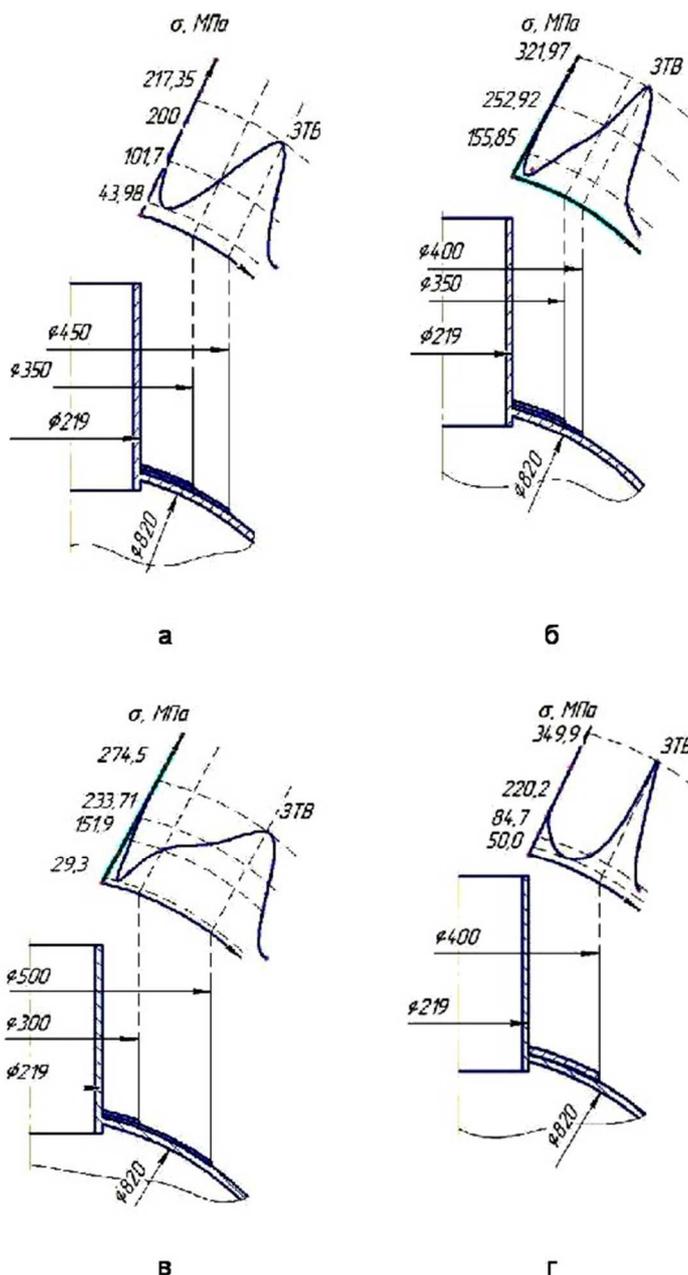


Рисунок 2 – Графики распределения напряжений по поперечному сечению

Самым важным вопросом является подбор соотношения размеров диаметров накладных колец. После анализа моделей с разным соотношением размеров в программе ANSYS была выведена формула расчета. Техническая задача достигается тем, что на патрубке соосно расположен прилегающий кольцевой элемент, сваренный с трубопроводом и патрубком угловыми кольцевыми сварными швами, кольцевой элемент представляет собой два накладных кольца разного диаметра, сумма тол-



щин стенок которых равна толщине стенки трубопровода. Накладное кольцо меньшего диаметра приваривается к накладному кольцу большего диаметра, которое в свою очередь приваривается к основной трубе.

$$k1 = \frac{D_{\text{б}}}{D_{\text{п}}} = 2,2;$$

$$k2 = \frac{D_{\text{м}}}{D_{\text{п}}} = 1,7,$$

где $k1$ – коэффициент, который характеризует отношение диаметров большего накладного кольца и патрубка; $k2$ – коэффициент, который характеризует отношение диаметров меньшего накладного кольца и патрубка; $D_{\text{б}}$ – диаметр большего накладного кольца, мм; $D_{\text{м}}$ – диаметр меньшего накладного кольца, мм; $D_{\text{п}}$ – диаметр патрубка, мм.

Данных коэффициентов достаточно для практического использования на основных типоразмерах патрубков на магистральном трубопроводе.

Численное моделирование напряженно-деформированного состояния и натурные исследования показали возможность использования конструкции двух накладных колец на тройниковом соединении трубопровода с целью увеличения работоспособности и надежности узла.

Еще одно техническое решение, которое мы предлагаем для увеличения работоспособности узла – использование угловой накладной конструкции из поликарбамида. Поликарбамид (полимочевина) – современное изоляционное покрытие, обладающее целым рядом уникальных свойств, которые смогли сделать этот материал самым перспективным среди современных эластомеров, например быстрое отверждение, устойчивость к воздействию влаги, химических веществ и высоких температур, сопротивляемость на разрыв и растяжение [6].

На основе проведенных исследований в ANSYS удалось прийти к выводу, что наилучший вариант обеспечения прочности узла наблюдается при диаметре накладной угловой конструкции на основной трубе, равному удвоенному значению диаметра отверстия под патрубок. Высота накладной угловой конструкции обеспечивает оптимальную прочность при 75 % от диаметра патрубка.

$$D_{\text{накл.}} = 2 \cdot d_{\text{пат}},$$

где $D_{\text{накл.}}$ – диаметр накладной угловой конструкции на трубе, мм; $d_{\text{пат}}$ – диаметр патрубка, мм.

$$H_{\text{накл.}} = 0,75 \cdot d_{\text{пат}},$$

где $H_{\text{накл.}}$ – высота накладной угловой конструкции на трубке, мм.

После трехмерного моделирования следующим этапом исследования станет испытание на лабораторных установках. Модель лабораторного образца представлена на рисунке 3.

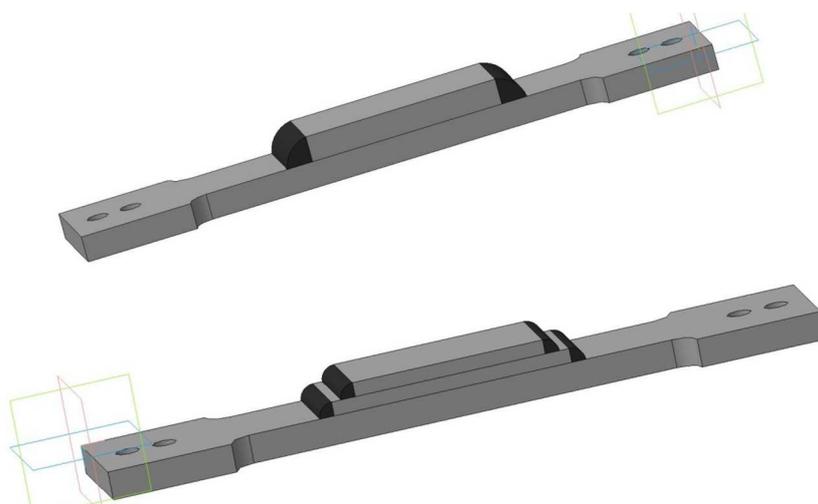


Рисунок 3 – Модели лабораторных образцов для испытания на циклический изгиб

Для сравнения использования двух накладок и одной накладки на установке для испытания плоских образцов типа IV на циклический изгиб мы подготовили две модели. Таким образом, будет подтверждена работоспособность технических решений методами расчетного анализа в инженерных программах и испытаниями.

**Литература:**

1. Гумеров А.К. Механизмы разрушения магистральных трубопроводов с приварными элементами / А.К. Гумеров, А.К. Шмаков, Ф.Ш. Хайрутдинов // Нефтегазовое дело. – 2007. – № 1.
2. Яковлева Д.Н. Об использовании терминов «кольцо» и «накладка» при обозначении отдельных узлов сооружений в нефтегазовой отрасли / Д.Н. Яковлева, А.М. Файрушин, И.А. Марченко // Нефтегазовое дело. – 2020. – № 1. – С. 114.
3. Яковлева Д.Н. Повышение безопасности при эксплуатации узлов ответвления трубопроводов с помощью укрепляющих (накладных) колец / Д.Н. Яковлева, А.М. Файрушин, А.В. Исламова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2018. – № 6. – С. 43–59.
4. Яковлева Д.Н. Повышение безопасности при эксплуатации узлов ответвления трубопроводов с укрепляющей накладной конструкцией из поликарбамида / Д.Н. Яковлева, А.В. Исламова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2019. – № 5. – С. 86–99.

References:

1. Gumerov A.K. Destruction mechanisms of main pipelines with welded elements / A.K. Gumerov, A.K. Shmakov, F.Sh. Hajrutdinov // Oil and gas engineering. – 2007. – № 1.
2. Yakovleva D.N. On the use of the terms «ring» and «patch» when designating individual units of structures in the oil and gas industry / D.N. Yakovleva, A.M. Fajrushin, I.A. Marchenko // Oil and gas engineering. – 2020. – № 1. – P. 114.
3. Yakovleva D.N. Improving safety during operation of pipeline branch nodes using reinforcing (laid on) rings / D.N. Yakovleva, A.M. Fajrushin, A.V. Islamova // Oil and gas engineering. – 2018. – № 6. – P. 43–59.
4. Yakovleva D.N. Improving safety during operation of pipeline branch units with a reinforcing laid on polycarbamide construction / D.N. Yakovleva, A.V. Islamova // Oil and gas engineering. – 2019. – № 5. – P. 86–99.



УДК 621.791.052:539.4

ОЦЕНКА ОГРАНИЧЕННОГО ПРЕДЕЛА ВЫНОСЛИВОСТИ СВАРНЫХ МЕТАЛЛОКОНСТРУКЦИЙ ВЕРТИКАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

ASSESSMENT OF THE LIMITED ENDURANCE LIMIT FOR WELDED STEEL STRUCTURES OF VERTICAL TANKS

Халимуллин Артур Анфисович

магистрант,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
khalimullin.artur@bk.ru

Научный руководитель –

Ерофеев Валерий Владимирович

профессор кафедры «Оборудование и
технологии сварки и контроля»,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет

Аннотация. Статья посвящена одной из важнейших задач, стоящих перед топливно-энергетическим комплексом РФ – повышению надежности и долговечности металлоконструкций резервуарного парка (в частности, вертикальных стальных резервуаров) в условиях их малоциклового нагружения по схеме «слив-налив».

Ключевые слова: сварные металлоконструкции, вертикальные резервуары, предел выносливости, повышение надежности, долговечность.

Halimullin Artur Anfisovich

Graduate student,
Ufa State Oil Technical University
khalimullin.artur@bk.ru

Scientific Director –

Erofeev Valery Vladimirovich

Professor of the Department «Equipment
and Welding and inspection technology»,
Ufa State Oil Technical University

Annotation. The article is devoted to one of the most important tasks facing the fuel and energy complex of the Russian Federation – to increase reliability and durability of metal structures of tank farm (in particular, vertical steel tanks) in conditions of their low-cycle loading according to «plum-flush» scheme.

Keywords: welded steel structures, vertical steel tanks, endurance limit, reliability increase, durability.

Одной из важнейших задач, стоящих перед топливно-энергетическим комплексом РФ, является повышение надежности и долговечности металлоконструкций резервуарного парка (в частности, вертикальных стальных резервуаров) в условиях их малоциклового нагружения по схеме «слив-налив».

Анализ исследований, выполненных отечественными и зарубежными учеными [1–3 и др.], в области изучения поведения материалов при циклических напряжениях, вызывающих усталостное разрушение после небольшого числа циклов нагружения, показал, что в данной области нагружения наблюдается ряд существенных особенностей, которые необходимо учитывать при рассмотрении полной кривой усталости материалов. В частности, было установлено [3], что область ограниченной усталости (ломанная прямая АБВГ, рис. 1) охватывает диапазон напряжений от σ_b (предела прочности материала) до σ_r (предела выносливости материала при произвольном цикле нагружения r , которая делится на подобласти малоциклового усталости (наклонные прямые I и II) и многоциклового усталости (наклонная прямая III). Переход области малоциклового усталости в многоцикловую осуществляется на уровне напряжений, отвечающих значению σ_k (динамическому пределу текучести материала при скоростях, соответствующих циклическому нагружению, который при обычных условиях нагружения равен пределу текучести материала: $\sigma_k = \sigma_T$).

Как было показано в работе [4] для широкого класса конструкционных сталей в первом приближении можно принять $N_G = 2 \cdot 10^6$ и $N_b = 10$, а единую кривую усталости при пульсирующем цикле нагружения ($r = 0$) можно представить в следующем виде, показанном на рисунке 2.

Для построения данной схематизированной кривой усталости для конструкционных материалов необходима информация о пределе выносливости материала резервуара σ_0 , угле наклона прямой АГ, а также значениях границ диапазона циклов N_G и N_b .

Величина σ_0 , как правило, определяется на основании длительных испытаний образцов (при нагружении порядка $10^6 \dots 10^7$ циклов), либо пересчетом по известным значениям σ_{-1} , полученным экспериментально при испытаниях на усталость при симметричном характере нагружения ($r = \sigma_{-1}$).



Данный пересчет возможен при использовании аппроксимирующих соотношений, полученных на основании статистической обработки экспериментальных данных по σ_{-1} , приведенных в работах [5, 6 и др.] для различных марок конструкционных сталей. Наиболее приемлемой для расчетной оценки σ_{-1} , на наш взгляд, является зависимость (1), приведенная в работе [7].

$$\sigma_{-1} = 0,285 (1 + \gamma) \sigma_B, \tag{1}$$

где $\gamma = \sigma_T / \sigma_B$ – показатель деформационного упрочнения материала.

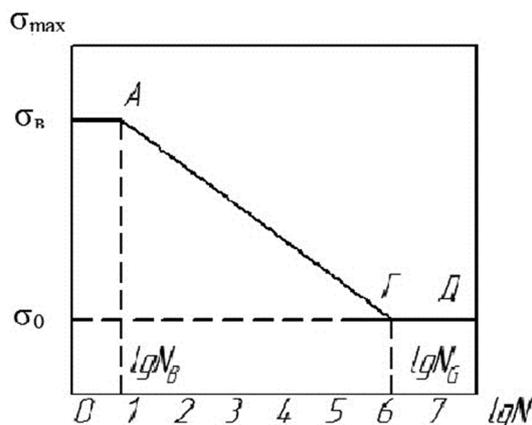


Рисунок 1 – Единая схематизированная кривая усталости конструкционных материалов

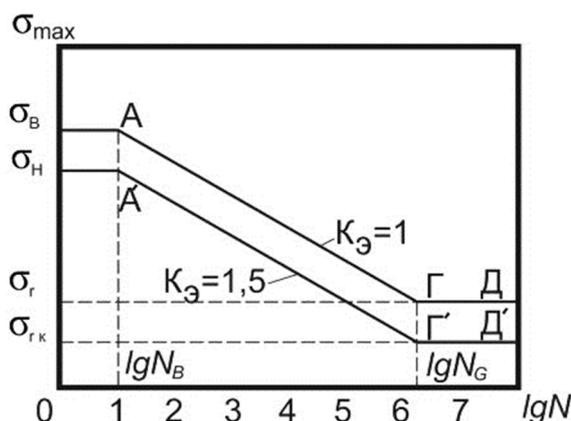


Рисунок 2 – Единая кривая усталости сварных резервуаров с учетом наличия эффекта концентрации напряжений K_3

Для расчетного определения σ_0 , характеризующей работу металлоконструкций по схеме «слив-налив», можно воспользоваться взаимосвязью между известными значениями σ_0 и σ_{-1} . Ограничимся рассмотрением одного из данных подходов, основанным на использовании диаграммы А. Смыта, который подробно изложен в работе [8].

В соответствие с рассматриваемым подходом установлена взаимосвязь между пределами выносливости σ_{-1} и σ_0 в виде следующего соотношения:

$$\sigma_0 = 2 \sigma_{-1} [1 / (1 + \sigma_{-1} / \sigma_B)]. \tag{2}$$

С учетом соотношения (1), было получено окончательное выражение для определения предела выносливости материала при пульсирующем цикле нагружения σ_0 :

$$\sigma_0 = \sigma_B [0,57(1 + \gamma) / (1 + 0,285 (1 + \gamma))]. \tag{3}$$

Для учета фактора концентрации напряжений при оценке предела выносливости сварных соединений резервуаров необходима информация о величине коэффициента концентрации K_{σ} .

Данный эффект учитывается введением параметра $K_{\sigma T}$, который согласно анализу работ [7, 8, 12] может быть описан, например соотношением, полученным В.В. Кархиным:

$$K_{\sigma T} = 1 + [\rho (14 / B + 1,7 / C + 5 / t)] - 0,5, \tag{4}$$

где ρ, B, C и t – геометрические параметры стыковых швов.



При нарушении технологии изготовления сварных сосудов и аппаратуры и недостаточного контроля качества данных изделий в последних могут наблюдаться либо нарушения геометрической формы изделий (смещение кромок, угловатость и т.п., либо трещиноподобные дефекты (типа непроваров, несплавлений, подрезов и т.п.), что существенным образом сказывается на уровне работоспособности резервуаров, работающих как при статическом, так и при циклическом нагружении [9, 10, 14].

В окрестности таких дефектов (точках А) также возникает концентрация напряжений, величина которой может быть оценена параметром $K_{\sigma d}$. В существующей справочной и научной литературе приведены расчетные зависимости для оценки коэффициентов концентрации напряжений в сварных соединениях, ослабленных данного рода дефектами. В частности, в работе [7] приведена подборка данных зависимостей для определения коэффициента концентрации напряжений $K_{\sigma d}$ в стыковых сварных соединениях при наличии технологических дефектов сварки:

При наличии поверхностных дефектов типа подреза:

$$K_{\sigma d} = 1 + 0,58 (l / \rho) 0,5, \tag{5}$$

При наличии поверхностных дефектов типа подреза и неоднородности геометрической формы стыкового шва:

$$K_{\sigma} = K_{\sigma d} K_{\sigma r}. \tag{6}$$

При наличии смещения кромок Δ и угловатости:

$$K_{\sigma} = K_{\sigma r} (1 + k_1 + k_2), \tag{7}$$

где k_1, k_2 – коэффициенты, учитывающие соответственно влияние величины смещения кромок Δ и угловатости β . Значения этих коэффициентов определяются по формулам:

$$k_1 = 3 (\Delta / t), \tag{8}$$

$$k_2 = 6 (B / t) \operatorname{tg} \beta, \tag{9}$$

Для оценки коэффициента концентрации напряжений $K_{\sigma A}$ в наиболее нагруженных точках сварных соединений (точках А), выполненных с угловыми швами, можно воспользоваться соотношением Г.П. Турмана [7, 13]:

$$K_{\sigma A} = 1 + 0,2 [(2t - k / \rho_A)] 0,5, \tag{10}$$

где k – катет углового шва; ρ_A – радиус в месте перехода от шва к угловому шву.

В тех случаях, когда резервуары изготавливаются из листов определенных размеров толщин стенки корпуса t , при которых в условиях ручной дуговой сварки на монтаже не обеспечивается полное проплавление вертикальной стенки в области уторных узлов [12], и наблюдается непровар стенки с радиусом ρ_c (в точке С) в вершине непровара), коэффициент концентрации напряжений $K_{\sigma c}$ в вершине непровара может быть определен по соотношению, полученному в работе [13].

Предел выносливости сварных корпусных металлоконструкций $\sigma_{ок}$ можно определить с учетом значений предела выносливости материала резервуаров или их сварных соединений σ_0 по известной информации о коэффициентах эффективности концентрации напряжений K_3 , под которыми понимается отношение:

$$K_3 = \sigma_{ок} / \sigma_0 \tag{11}$$

Данный эффективный коэффициент концентрации напряжений K_3 , может быть подсчитан по методике, изложенной в работах [4, 7, 8]:

$$K_3 = 1 + q_{\sigma} (K_{\sigma} - 1), \tag{12}$$

где $0 < q_{\sigma} < 1$ – коэффициент чувствительности материала к концентрации [8]); K_{σ} – теоретический коэффициент концентрации напряжений.

На основе обработки экспериментальных данных, приведенных в работе [14], была установлена зависимость $q_{\sigma} = q (K_{\sigma}, \sigma_B)$, с учетом которой выражение (12) можно представить следующим, аппроксимированным соотношением:

$$K_3 = 1 + \frac{(K_{\sigma} - 1)}{1 + \left(\frac{\sigma_{BH}}{\sigma_B} \right)^2 (K_{\sigma} - 1)}, \tag{13}$$

где $\sigma_{BH} = 400$ МПа – нормированная величина условного предела прочности.

Таким образом, по полученному значению параметра K_3 можно расчетным путем определить величину предела выносливости сварных соединений корпуса резервуара с учетом фактора концентрации напряжений:



$$\sigma_{ок} = \sigma_0 / K_\sigma \text{ (при } K_\sigma > 1\text{)}. \tag{14}$$

Исходя из анализа технического состояния корпуса резервуара (наличия дефектов, угловатости, смещения кромок (l, ρ, Δ, β), основных геометрических параметров стыковых (ρ, B, C, t), нахлесточных и тавровых соединений (k, ρ_A) устанавливается зона с повышенной концентрацией напряжений $K_{\sigma_{max}}$, которая определяет долговечность сварных цилиндрических вертикальных резервуаров.

Используя соотношение (13) по заданным механическим характеристикам материала или сварного соединения σ_B и величине $K_{\sigma_{max}}$ можно расчетным путем можно определить величину $K_{\sigma_{max}}$, определяющую предел выносливости резервуара $\sigma_{ок} = \sigma_0 / K_{\sigma_{max}}$ при $N > N_G$.

Для оценки ограниченного предела выносливости конструкционных материалов можно воспользоваться упрощенной единой диаграммой усталости материалов, приведенной на рисунке 1. Данная диаграмма при некотором уточнении граничных условий может быть использована в рамках инженерного подхода для оценки ограниченного предела выносливости материалов при наличии концентраторов напряжений.

Основные трудности построения единых диаграмм усталости в данном случае связаны с определением точки А, так как положение точки Г диаграммы определяется координатами $\sigma_{ок} = \sigma_0 / K_\sigma$ и $N_G = 2106$. При малом числе циклов нагружения $N < N_B$, отвечающем циклической ползучести и квазистатическому разрушению с образованием шейки на участке излома, при отсутствии концентраторов напряжений ($K_\sigma = K_\sigma = 1$) в данной области деформирования уровень номинальных напряжений $\sigma_H = \sigma_B$.

Наличие концентрации напряжений вносит специфические особенности в характер деформирования металла в зонах, расположенных вблизи концентратора [15]. Во-первых, вблизи концентратора образуются пластические области, в которых происходит снижение уровня напряжений по сравнению с упругими распределениями, получаемыми из решения теоретических задач теории упругости. Во-вторых, в данных областях наблюдается объемное напряженно-деформированное состояние, характеризующееся параметрами: Π_{max} и Q (показателем жесткости напряженного состояния и коэффициентом стеснения пластических деформаций [16]:

$$\Pi_{max} = (\sigma_{маxy} + \sigma_{маxx} + \sigma_{маxz}) / 3T_i = 2Q - 1, \tag{15}$$

где $\sigma_y, \sigma_x, \sigma_z$ – главные напряжения в зоне концентрации; T_i – интенсивность касательных напряжений.

Так, например, для сварных тавровых соединений резервуаров, выполненных с полным проплавлением стенки, данная пластическая зона возникает в районе перехода от шва к основному металлу для соединений, выполненных с неполным проплавлением стенки, – в окрестности вершины непровара (С), В данных зонах реализуется плоское напряженное состояние ($\sigma_y > 0; \sigma_z = 0,5\sigma_y; \sigma_x = 0$) в условиях плоской деформации [14] и уравнения для определения максимальных напряжений имеют следующий вид:

$$\sigma_{маxy} = a_\sigma \times \sigma_H, \tag{16}$$

$$\sigma_{маxz} = 0,5a_\sigma \times \sigma_H,$$

$$\sigma_{маxx} = 0,$$

где a_σ – коэффициент концентрации напряжений в пластической области деформирования вблизи вершины концентратора.

С учетом представленных соотношений (16) при значениях интенсивности касательных напряжений $T_i = 0,5 \cdot \sigma_H$ имеем:

$$\Pi = a_\sigma;$$

$$Q = 0,5 (a_\sigma + 1). \tag{17}$$

Как было показано в работе [16 и др.], максимальные напряжения в пластической зоне $\sigma_{маxy}$ при известных значениях коэффициента стеснения пластических деформаций Q определяются по формуле:

$$\sigma_{маxy} = Q \cdot \sigma_B, \tag{18}$$

откуда:

$$\sigma_{маxy} = 0,5 (a_\sigma + 1) \sigma_B. \tag{19}$$

Исходя из соотношений (16) и (19) можно определить среднее номинальное напряжение σ_H , при котором наблюдается предельно равновесное состояние вблизи концентратора напряжений, сопровождающееся процессом разрушения, имеющим квазистатический характер, с образованием шейки в месте излома:



$$\sigma_n = 0,5\sigma_b [(a_\sigma + 1) / a_\sigma]. \quad (20)$$

Нетрудно заметить, что данное соотношение при отсутствии концентрации напряжений (т.е. при $a_\sigma = 1$) дает $\sigma_n = \sigma_b$ (рис. 1).

Важным этапом в процессе корректировки единой диаграммы усталости материалов, учитывающей фактор концентрации напряжений при уточнении координат точки А, является расчетное определение коэффициента концентрации напряжений упругопластической зоне a_σ .

В работе [17] на основании подхода А. Нейбера [18] была установлена связь между теоретическим коэффициентом концентрации напряжений, полученным на основании упругого решения о напряженном состоянии в окрестности вершины концентратора K_σ и коэффициентом концентрации напряжений a_σ , описывающим эффект концентрации напряжений в пластической зоне:

$$a_\sigma = K_\sigma^{[2m / (1+m)]} [\sigma_n / \sigma_T]^{(m-1) / (1+m)}, \quad (21)$$

где σ_T – предел текучести материала; m – степень деформационного упрочнения материала, кривая деформирования которого представлена в виде:

$$\sigma_i = \sigma_T (\varepsilon_i / \varepsilon_T)^m.$$

Подставляя в соотношение (21) полученное ранее выражение (20) для определения среднего номинального напряжения σ_n после несложных математических преобразований получили:

$$a_\sigma = K_\sigma [(a_\sigma + 1) / 2\gamma]^{(m-1) / (2m)}, \quad (22)$$

где $\gamma = \sigma_T / \sigma_b$ – показатель деформационного упрочнения материала.

Данное выражение (22) является итерационным по отношению к a_σ и не решается в замкнутом виде. Приближенное решение данного уравнения (22) для двух диапазонов изменения коэффициентов концентрации K_σ , было представлено соотношениями (23) и (24):

$$1 < K_\sigma < 3; a_\sigma = 1 + [0,1 + 0,5 (1 - \gamma)] (K_\sigma - 1); \quad (23)$$

$$K_\sigma > 3; a_\sigma = 1,2 + (1 - \gamma) + 0,35 (1 - \gamma) (K_\sigma - 3).$$

При получении данных соотношений использовали связь между параметрами, характеризующими свойства материалов к деформационному упрочнению m и γ , установленную в работе [6]:

$$\gamma = [0,0054 / m]^m. \quad (25)$$

Таким образом, решена задача по установлению координат точки А, т.е. корректировки второго граничного условия, необходимого для определения наклона прямой на участке ограниченного предела выносливости материала с учетом фактора концентрации напряжений. В качестве примера на рисунке 2 приведена скорректированная единая кривая усталости сварных резервуаров с учетом наличия эффекта концентрации напряжений K_σ (при $K_\sigma = 1,5$).

С учетом скорректированных граничных условий было получено следующее выражение для определения параметра m_k , характеризующего угол наклона кривой в области ограниченной усталости:

$$\sigma_n = \sigma_b (a_\sigma + 1) / 2a_\sigma = (\sigma_0 / K_\sigma) [N_G / N_b]^{(1 / m_k)}, \quad (26)$$

откуда:

$$m_k = 5,3 / \lg [K_\sigma (a_\sigma + 1) / a_\sigma [0,57 (1 + \gamma) + 0,33]]. \quad (27)$$

Таким образом, окончательное выражение для описания единой кривой усталости материалов при наличии эффекта концентрации напряжений имеет вид:

$$\sigma_{ор} = (\sigma_0 / K_\sigma) \cdot [N_G / N_{ор}] (1 / m_k). \quad (28)$$

Литература:

1. Трощенко В.Т. Сопротивление усталости сталей и сплавов : справочник. / В.Т. Трощенко, Л.А. Сосновский. – Киев : Наукова думка, 1987. – Ч. 1–2. – 324 с.
2. Циклические деформации и усталость металлов / Под ред. В.Т. Трощенко. – Киев : Наукова думка, 1985. – 562 с.
3. Терентьев В.Ф. Циклическая прочность металлических материалов / В.Ф. Терентьев А.А. Оксогоев. – Новосибирск : НГТУ, 2001. – 62 с.
4. Когаев В.П. Расчеты деталей машин и конструкций на прочность и долговечность. Справочник / В.П. Когаев, Н.А. Махутов, А.П. Гусенков. – М. : Машиностроение, 1985. – 224 с.



5. Труфьяков В.И. Усталость сварных соединений. – Киев : Наукова думка, 1973. – 216 с.
6. Трошенко В.Т. Усталость и неупругость металлов. – Киев : Наукова думка, 1971. – 267 с.
7. Гареев А.Г. Особенности разрушения материалов нефтегазопроводов / А.Г. Гареев, М.А. Худяков и др. – Уфа : Издательство «Гилем», 2006. – 156 с.
8. Николаев Г.А. Сварные конструкции. Расчет и проектирование : учебник для вузов / Г.А. Николаев, В.А. Винокуров. – М. : Высшая школа, 1990. – 446 с.
9. Кузеев И.Р. Особенности распределения магнитных свойств в материале оболочковой конструкции на начальном этапе циклического нагружения / И.Р. Кузеев и др. // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2015. – № 1. – С. 261–274.
10. Исмагилов А.З. Применение виброобработки сварных швов для снижения уровня остаточных напряжений и улучшения механических свойств металла / А.З. Исмагилов и др. // VII Научно-техническая конференция молодежи ОАО «Северные МН», 21–23 ноября 2006 года: материалы конференции. – Ухта, 2006. – С. 18.
11. Скорняков А.А. Исследования конструктивных элементов уторного шва резервуаров / А.А. Скорняков и др. // Нефтегазовое дело. – 2014. – Т. 12. – № 4. – С. 157–161.
12. Турмов Г.П. Определение коэффициентов концентрации напряжений в сварных соединениях // Автоматическая сварка. – 1976. – № 10. – С. 14–17.
13. Ерофеев В.В. К вопросу о расчетном определении коэффициентов концентрации напряжений в сварных соединениях оболочковых конструкций, выполненных угловыми швами / В.В. Ерофеев и др. // Сборник научн. трудов ИПТЭР. – Уфа, 2009. – С. 13–16.
14. Клыков Н.А. Расчет характеристик сопротивления усталости сварных соединений. – М. : Машиностроение, 1984. – 16 с.
15. Fairushin A.M. Technology of removing residual voltages in welded constructions / A.M. Fairushin et al. // 11th International Scientific and Practical Conference of Students, Postgraduates and Young Scientists; «Modern Techniques and Technologies», MTT 2005 – Proceedings 2005. – P. 68–69.
16. Шахматов М.В. Работоспособность и неразрушающий контроль сварных соединений с дефектами / М.В. Шахматов, В.В. Ерофеев, В.В. Коваленко. – Челябинск : ЦНТИ, 2000. – 227 с.
17. Зайнуллин Р.С. Сертификация нефтегазохимического оборудования по параметрам испытаний / Р.С. Зайнуллин, Р.Г. Шарафиев. – М. : Недра, 1998. – 445 с.
18. Нейбер Г. Концентрация напряжений / Г. Нейбер; Пер. с нем.; под ред. А.И. Лурье. – М. : Гостехиздат, 1947. – 204 с.

References:

1. Troschenko V.T. Fatigue resistance of steels and alloys : guide. / V.T. Troschenko, L.A. Sosnovskiy. – Kiev : Naukova Dumka, 1987. – Parts 1–2. – 324 p.
2. Cyclic Deformations and Fatigue of Metals / Ed. by V.T. Troschenko. – Kiev : Naukova Dumka, 1985. – 562 p.
3. Terentev V.F. Cyclic Strength of Metallic Materials / V.F. Terentev A.A. Oksogoyev. – Novosibirsk : NGTU, 2001. – 62 p.
4. Kogaev V.P. Calculations of Machine and Structure Details for Strength and Durability. Handbook / V.P. Kogaev, N.A. Makhutov, A.P. Gusenkov. – M. : Mechanical Engineering, 1985. – 224 p.
5. Trufyakov V.I. Fatigue of Welded Joints. – Kiev : Naukova Dumka, 1973. – 216 p.
6. Troschenko V.T. Fatigue and inelasticity of metals. – Kiev : Naukova Dumka, 1971. – 267 p.
7. Gareev A.G. Features of destruction of materials of oil and gas pipelines / A.G. Gareev, M.A. Khudyakov et al. – Ufa : «Gilem» Publishing House, 2006. – 156 p.
8. Nikolaev G.A. Welded structures. Calculation and design: textbook for the universities / G.A. Nikolaev, V.A. Vinokurov. – M. : Higher School, 1990. – 446 p.
9. Kuzeev I.R. Peculiarities of Distribution of Magnetic Properties in the Material of the Shell Structure at the Initial Stage of Cyclic Loading / I.R. Kuzeev et al. // Electronic Scientific Journal of Oil and Gas Business. – 2015. – № 1. – P. 261–274.
10. Ismagilov A.Z. Application of vibration treatment of welded seams to reduce the level of osteostatic stress and improve the mechanical properties of metal / A.Z. Ismagilov et al. // VII Scientific and Technical Conference of Young People ОАО «North MN», November 21–23, 2006 : conference proceedings. – Ukhta, 2006. – P. 18.
11. Skorniakov A.A. Researches of constructive elements of a boiler joint of tanks / A.A. Skorniakov et al. // Oil and gas business. – 2014. – V. 12. – № 4. – P. 157–161.
12. Turmov G.P. Determination of stress concentration coefficients in the welded connections // Automatic welding. – 1976. – № 10. – P. 14–17.
13. Erofeev V.V. To the question of calculated determination of stress concentration coefficients in the welded joints of the shell structures made by the angular welds // V.V. Erofeev et al. // Collection of scientific papers by IPTER. – Ufa, 2009. – P. 13–16.
14. Klykov N.A. Calculation of resistance characteristics of fatigue of the welded connections. – M. : Mashinostroenie, 1984. – 16 p.
15. Fairushin A.M. Technology of removing residual voltages in welded constructions / A.M. Fairushin et al. // 11th International Scientific and Practical Conference of Students, Postgraduates and Young Scientists; «Modern Techniques and Technologies», MTT 2005 – Proceedings 2005. – P. 68–69.
16. Shakhmatov M.V. Workability and the non-destructive inspection of the welded connections with defects / M.V. Shakhmatov, V.V. Erofeev, V.V. Kovalenko. – Chelyabinsk : CNTI, 2000. – 227 p.
17. Zainullin R.S. Certification of Oil and Gas-Chemical Equipment by Test Parameters / R.S. Zainullin, R.G. Sharafiev. – M. : Nedra, 1998. – 445 p.
18. Neuber G. Stress concentration / Per. with him.; under edition of A.I. Lourier. – M. : Gostekhizdat, 1947. – 204 p.

НАУЧНОЕ ИЗДАНИЕ

БУЛАТОВСКИЕ ЧТЕНИЯ

**Материалы IV Международной
научно-практической конференции
(31 марта 2020 г.)**

ТОМ 4:

**СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
НЕФТИ, ГАЗА И ПРОДУКТОВ ПЕРЕРАБОТКИ**

Сборник статей

Статьи публикуются в авторской редакции

Технический редактор – А.С. Семенов
Оригинал-макет – М.Н. Гусева
Дизайн обложки – М.Б. Жаренко

Сдано в набор 01.04.2020
Подписано в печать 05.04.2020.
Формат 60 x 84^{1/8}. Бумага офсетная. Печать riso.
Печ. л. 11,5
Изд. № 1098. Тираж 500 экз. Заказ № 2162

ООО «Издательский Дом – Юг»
Россия, 350072, г. Краснодар,
ул. Зиповская, 9, литер «Г», оф. 41/3

Тел.: +7(918) 41-50-571
e-mail: id.yug2016@gmail.com
Сайт: www.id-yug.com