

БУЛАТОВСКИЕ ЧТЕНИЯ

Материалы II Международной
научно-практической конференции
(31 марта 2018 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*

READINGS OF A.I. BULATOV

Materials of II International
scientific and practical conference
(on March 31, 2018)



*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 Вадимовна

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».

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 ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет», член-корреспондент Российской Академии Естественных Наук (РАЕН) (2015), член Общества экспертов России по недропользованию (ОЭРН), эксперт Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ГКЗ РФ).

MUKHAMETSHIN Rustam Zakiyevich

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor, Professor of department of geology of oil and gas of a name of the academician A.A. Trophimuk FGAOU VO «The Kazan (Volga) federal university», Corresponding Member of the Russian Academy of Natural Sciences (RANS) (2015), Member of Society of Experts of Russia on subsurface use (OERN), Expert of the State Commission on Mineral Reserves (GKZ of the Russian Federation).

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)».

TRETIK 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 СССР, 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 II Международной
научно-практической конференции
(31 марта 2018 г.)**

Зарегистрировано в Национальном агентстве ISSN
Российской Федерации 27.07.2017

ISSN 2587-8913

**Том 4:
ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ
СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА**

Сборник статей

Краснодар
2018

УДК 622.1+622.691.4
ББК 33.1+39.76+39.77
Б90

Б90 **Булатовские чтения** : материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.) : в 7 т. : сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг.

Т. 4: Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. – 2018. – 126 с.

Сборник содержит материалы II Международной научно-практической конференции «Булатовские чтения», проведенной в г. Краснодаре 31 марта 2018 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, 2018
© ООО «Издательский Дом – Юг», 2018

READINGS OF A.I. BULATOV

**Materials of II International
scientific and practical conference
(on March 31, 2018)**

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

ISSN 2587-8913

**Volume 4:
DESIGN, CONSTRUCTION AND OPERATION OF SYSTEMS
OF PIPELINE TRANSPORT**

Conference bulletin

Krasnodar
2018

UDC 622.1+622.691.4
BBC 33.1+39.76+39.77
Б90

Б90 Readings of A.I. Bulatov : Materials of II International scientific and practical conference (On March 31, 2018) : in 7 v. : Conference bulletin / Under the general editor, Doctor of Technical Sciences, Professor O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South.

V. 4: Design, construction and operation of systems of pipeline transport. – 2018. – 126 p.

The Conference bulletin contains materials of the II International scientific and practical conference «Readings of A.I. Bulatov» held in Krasnodar on March 31, 2018 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

© Group of authors, 2018
© LLC «Publishing House – South», 2018



ОГЛАВЛЕНИЕ

TABLE OF CONTENTS

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ
ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

DESIGN, CONSTRUCTION AND OPERATION OF SYSTEMS
OF PIPELINE TRANSPORT

Алекперова С.Т., Ревазов А.М. Разработка и реализация системы позаэтапного обеспечения безопасности магистральных газопроводов	21
Alekperova S.T., Revazov A.M. Development and implementation of stage-by-stage trunk gas pipelines safety system	
Алероева Л.С. Сравнение современных бестраншейных способов восстановления трубопроводов с традиционным траншейным методом и их преимущества	30
Aleroeva L.S. Comparison of modern trenchless methods for the restoration of pipelines with the traditional trench method and their advantages	
Архиреев А.Г., Нахлесткин А.А., Буслаев С.В. Модернизация методики расчета энергозатрат при переходных режимах	37
Arkhireev A.G., Nakhlestkin A.A., Buslaev S.V. Modernization of the methodology for calculating energy costs in transient regimes	
Безнощенко Д.В. Способы транспортировки газа и нефти	41
Beznoshchenko D.V. Methods for transporting oil and gas	
Бузуев И.И. Предотвращений аварий при эксплуатации магистральных трубопроводов	44
Buzuyev I.I. Prevention of accidents in operation of main pipelines	
Буклешев Д.О. Опасность эксплуатации магистральных трубопроводов с высокой степенью напряженно-деформированного состояния околошовных зон	48
Bukleshev D.O. Operational hazards of main pipelines with intensive stress-strain state in weld-affected zones	
Буслаев С.В., Архиреев А.Г., Нахлесткин А.А. Устранение осадки вертикальных стальных резервуаров без остановки товарно-транспортных операций	53
Buslaev S.V., Arkhireev A.G., Nakhlestkin A.A. Elimination of the draft of vertical steel tanks without stopping commercial operations	
Галиев А.А. Численное моделирование сепаратора с изменением конструктивных особенностей	56
Galiev A.A. Numerical modeling of the separator with changes in constructive features	
Галлямов И.И., Юсупова Л.Ф. Исследование взаимодействия конструкции с жидкостью	59
Gallyamov I.I., Yusupova L.F. Investigation co-operation design with liquid	
Зиянгиров А.Г., Мухамедьянов Т.И., Павлюченко В.И. Перспективы применения мобильных компрессорных установок в условиях завершающей стадии разработки газовых месторождений	62
Ziiangirov A.G., Mukhamedyanov T.I., Pavluchenko V.I. Prospects for the use of mobile compressor units under the conditions of the final stage of development of gas	



Зотов Н.И., Абакумова В.В. Проектирование, строительство и эксплуатация систем трубопроводного транспорта на подрабатываемых территориях	65
Zotov N.I., Abakumova V.V. Design, construction and operation of pipeline systems on undermined territories	
Исмаилов О.Ю. Определение коэффициента Дарси нефти, газового конденсата и их смесей в горизонтальной трубе	68
Ismailov O.Y. Determination of the Darcy coefficient of oil, gas condensate and their mixtures in a horizontal pipe	
Казинский А.А., Насад Т.Г. Управление формообразованием при восстановлении деталей нефтегазового машиностроения	72
Kazinsky A.A., Nasad T.G. Management of a shaping at restoration of details of oil and gas mechanical engineering	
Кильдибаева С.Р., Гималтдинов И.К., Кильдибаева Г.Р. Об особенностях распространения многофазных затопленных струй с учётом фазовых переходов	75
Kildibayeva S.R., Gimaltdinov I.K., Kildibayeva G.R. About features of distribution of the multiphase flooded streams taking into account phase transitions	
Крапивский Е.И., Ли Донхи, Красников А.А. Анализ сейсмической активности в Японском море для строительства газопровода	79
Krapivskiy E.I., Lee Donghee, Krasnikov A.A. Analysis of seismic activity in Japanese sea for construction of gas pipeline	
Ладенко А.А. Использование энергосберегающих способов очистки систем оборудования	82
Ladenko A.A. The use of energy saving ways of cleaning of the equipment systems	
Мехтиев Ф.Р. Способы расчета переводных коэффициентов для различных жидких углеводородов при их совместной транспортировке	85
Mehdiyev F.R. Methods for evaluation the conversion factors for various hydrocarbons during their joint transportation	
Наумов В.А., Пыленок Д.А. О коэффициенте расхода истечения нефтепродуктов через малое отверстие при низких числах Рейнольдса	90
Naumov V.A., Pylenok D.A. About the flow coefficient of the expiration of oil products from pinhole at low Reynolds numbers	
Нахлесткин А.А., Буслаев С.В., Архиреев А.Г. Снижение удельных показателей насосных агрегатов магистрального нефтепровода в условиях неполной загрузки	95
Nakhlestkin A.A., Buslaev S.V., Arkhireev A.G. Reduction of specific indicators of pump units of the oil trunk pipeline under conditions of incomplete loading	
Нурмакова Ж.И., Третьяк Л.П. Современный подход к обеспечению промышленной безопасности с техногенным гидратообразованием в газопромысловых и газотранспортных системах нефтегазовой отрасли	98
Nurmakova Zh.I., Tretiak L.P. Modern approach to ensuring industrial safety with technogenic hydrate formation in gas-field and gas transmission systems of oil and gas branch	
Пономарев А.И., Мухамедьянов Т.И., Зиянгиров А.Г. Льдообразование в газосборных сетях на поздней стадии разработки газовых месторождений Западной Сибири	101
Ponomarev A.I., Mukhamedyanov T.I., Ziyangirov A.G. Ice formation in gas-collecting networks at the late stage of development of gas fields Western Siberia	
Просвирнин Д.В., Ларионов М.Д., Колмаков А.Г., Алиханян А.С., Пруцков М.Е., Пивоварчик С.В. Комплекс свойств керамики для применения в нефтегазовой промышленности	103
Prosvirnin D.V., Larionov M.D., Kolmakov A.G., Alikhanyan A.S., Pruckov M.E., Pivovarchik S.V. Complex of ceramic properties for application in oil and gas industry	



Рагимова М.С., Машадиева В.М., Намазова Г.И.	
Исследование оборудования	
и технологических магистральных трубопроводов	109
Rahimova M.S., Mashadiyeva V.M., Namazova G.I.	
Research equipment and technological high pipelines	
Тухбатуллин Ф.Г., Семейченков Д.С.	
Повышение эффективности коммерческого учета газа	
при его поставках конечному потребителю	112
Tukhbatullin F.G., Semeichenkov D.S.	
Increasing the efficiency of commercial gas accounting for its supply to the end user	
Хазиев Р.Р., Мунасыпов Р.А.	
Автоматизация СПО при проведении КРС и очистка труб НКТ от отложений	117
Haziyeu R.R., Munasypov R.A.	
Automation of spo when carrying out KPC and otchistka of pipes NKT from deposits	
Щипачев А.М., Лапига И.Р.	
Прогнозирование остаточного ресурса газонефтепроводов	
методом нейросетевого моделирования	119
Shchipachev A.M., Lapiga I.R.	
Forecasting resources oil and gas pipelines by method of neuro network modeling	

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ
СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА**

**DESIGN, CONSTRUCTION AND OPERATION OF SYSTEMS
OF PIPELINE TRANSPORT**



УДК 622.692.4

РАЗРАБОТКА И РЕАЛИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ПОЭТАПНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

DEVELOPMENT AND IMPLEMENTATION OF STAGE-BY-STAGE TRUNK GAS PIPELINES SAFETY SYSTEM

Алекперова Саялы Тагиевна

директор по управлению проектами
и перспективному развитию,
ООО «ИДК Эксперт»
sa_li@list.ru

Ревазов Алан Михайлович

доктор технических наук, профессор,
Российский государственный университет
нефти и газа им. И.М. Губкина
(Национальный исследовательский университет)
alanrevazov@rambler.ru

Alekperova Sayali Tagievna

Director of Project Management
and Perspective Development,
EDC Expert
sa_li@list.ru

Revazov Alan Mikhaylovich

Doctor of Engineering sciences, Professor,
Gubkin Russian State University of Oil
and Gas (National Research University)
alanrevazov@rambler.ru

Аннотация. Анализ условий осуществления современных проектов по строительству новых и реконструкции действующих магистральных газопроводов выявил необходимость обеспечения их безопасности. При этом объективный анализ безопасности магистральных газопроводов возможен при условии прогнозирования и оценки риска аварий с учетом влияния негативных факторов, сопровождающих процесс строительства и в наибольшей степени проявляющих себя на этапе эксплуатации. Кроме того, например, стесненные условия строительства и эксплуатации магистральных газопроводов с одной стороны усугубляют влияние последствий аварийной ситуации в случае её возникновения, а с другой – являются дополнительным провоцирующим фактором. Цель проводимого автором исследования заключалась в обеспечении безопасности МГ путем планирования дополнительных мероприятий, с использованием специально разработанной системы, учитывающей условия осуществления работ по строительству/реконструкции и дальнейшей эксплуатации МТ в условиях наличия факторов влияния, имеющих переменчивый характер.

Ключевые слова: строительство, реконструкция, эксплуатация, магистральные газопроводы, безопасность, дополнительные мероприятия, управление риском, факторы влияния, опасный производственный объект, барьеры безопасности.

Annotation. Analysis of the conditions for the implementation of modern projects for the construction of new and reconstruction of existing trunk gas pipelines has revealed the need to ensure their safety. At the same time, an objective analysis of the safety of trunk gas pipelines is possible provided that forecasting and assessment of the accident risk taking into account the influence of negative factors on the construction process stage and which are most manifest at the operational stage. At the same time, an objective analysis of the safety of trunk gas pipelines is possible provided that forecasting and assessment of the accident risk will be ensure into account the influence of negative factors on the construction process stage and which are most manifest at the operational stage. For example straitened conditions of trunk gas pipelines construction and operation on the one hand exacerbate the impact of the consequences of an emergency and on the other, are an additional provoking factor.

Keywords: construction, reconstruction, operation, trunk gas pipelines, safety of trunk gas pipelines, additional measures, risk management, influential factors, dangerous industrial facilities.

Предмет исследования: обеспечение безопасности магистральных газопроводов.

Subject: *safety of trunk gas pipelines*

Цели: цель проводимого автором исследования заключалась в обеспечении безопасности МГ путем планирования дополнительных мероприятий с использованием специально разработанной системы, учитывающей условия осуществления работ по строительству / реконструкции и дальнейшей эксплуатации магистральных трубопроводов в условиях наличия факторов влияния, имеющих переменчивый характер.

Purposes: *the purpose of the author research was to ensure the safety of the trunk gas pipelines by planning additional measures using a specially developed Stage-by-stage trunk gas pipelines safety System that takes into account the conditions of the construction/reconstruction and further operation of the MT in the presence of mutable influential factors.*



Материалы и методы: в процессе исследования применялись подходы, лежащие в основе факторного анализа, а также метод экспертных оценок

Materials and methods: *factor analysis, expert evaluation methods.*

Результаты: в статье представлены результаты разработки и применения Системы поэтапного обеспечения безопасности (СПОБ) магистральных газопроводов (МГ), целью которой является рациональное, с учетом стадии реализации проекта, планирование дополнительных мероприятий, обеспечивающих безопасность МГ в условиях наличия факторов влияния.

Results: *the article presents the results of the development and application of the Stage-by-stage gas trunk pipelines safety System the point of which is rational, taking into account the stage of project implementation, planning additional measures to ensure the safety of trunk gas pipelines in the presence of influence factors.*

Выводы: разработана методика выбора мероприятий, обеспечивающих безопасность МГ, учитывающая особенности принятия решений в условиях нечетких множеств.

Разработанная Система поэтапного обеспечения безопасности магистральных газопроводов учитывает один из важнейших принципов планирования мероприятий, направленных на обеспечение безопасности МГ – инвестиционную целесообразность внедрения конкретных КМ с учетом стадии осуществления проекта.

Проведен анализ практического применения Системы. Выявлено распределение, в том числе по приоритетности, КМ в зависимости от стадии осуществления инвестиционных проектов.

Conclusions: *a methodology has been developed for choosing the measures ensuring the security of the gas trunk pipelines, taking into account the specifics of decision making in conditions of fuzzy sets.*

The developed Stage-by-stage gas trunk pipelines safety System takes into account one of the most important principles of planning activities aimed at ensuring security of gas trunk pipelines – the investment feasibility of implementing specific additional measures taking into account the stage of the project.

Благодарности: автор выражает особую благодарность всему профессорскому и преподавательскому составу Факультета проектирования, сооружения и эксплуатации систем трубопроводного транспорта (ФПСиЭСТТ) Российского Государственного Университета (Национального исследовательского Университета) нефти и газа им. И.М. Губкина и лично: декану факультета профессору Короленку Анатолию Михайловичу, профессору Кафедры сооружения и ремонта газонефтепроводов и хранилищ Ревазову Алану Михайловичу, профессору Кафедры Проектирования и эксплуатации газонефтепроводов Полякову Вадиму Алексеевичу, заведующему Кафедрой сооружения и ремонта газонефтепроводов и хранилищ профессору Васильеву Геннадию Германовичу, а также заведующему Кафедрой промышленной безопасности и охраны окружающей среды Факультета инженерной механики, профессору Глебовой Елене Витальевне.

Автор также благодарит Галкина Василия Александровича и Чуркина Глеба Юрьевича.

Acknowledgements: *the author expresses special gratitude to the professorial and teaching staff of the Faculty of Design, Construction and Exploitation of Pipeline Transport Systems of Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University) and personally to: Professor Anatoly Korolyenok, Professor Alan Revazov, Professor Vadim Polyakov, Professor Gennady Vasilyev, and to head of Department of Industrial Safety and Environmental Protection Professor Elena Glebova.*

The author also thanks Vasily Galkin and Gleb Churkin.

Введение

Современная система магистральных газопроводов (МГ), обеспечивающая стабильные поставки потребителю углеводородного сырья и продуктов его переработки, охватывает собой все регионы Российской Федерации и экспортные направления.

Необходимость обеспечения безопасности МГ на этапах проектирования, строительства / реконструкции, ввода в эксплуатацию и эксплуатации определена требованиями Федерального законодательства.

Анализ условий осуществления современных проектов по строительству новых и реконструкции действующих трубопроводов выявил необходимость обеспечения их дополнительной безопасности. При этом объективный анализ безопасности МГ возможен при условии прогнозирования и оценки риска аварий с учетом влияния негативных факторов, сопровождающих процесс строительства и в наибольшей степени проявляющихся себя на этапе эксплуатации. Кроме того, например, стесненные условия строительства и эксплуатации МТ с одной стороны усугубляют влияние последствий аварий-



ной ситуации в случае её возникновения, а с другой – являются дополнительным провоцирующим фактором. Имеется в виду, что расположение МГ в непосредственной близости от соседствующих объектов повышает вероятность возникновения аварии ввиду нарушения охранной зоны МГ.

В этой связи, важно обеспечить непрерывную актуализацию оценки безопасности МГ на каждом из этапов осуществления инвестиционных проектов, а именно: проектирования, строительства/реконструкции, ввода в эксплуатацию и эксплуатации. Реализация данного подхода обеспечит максимально объективный учет фактических условий дальнейшей эксплуатации МГ. Кроме того, необходимо расширения подходов к идентификации опасностей, провоцирующих аварийность линейной части МГ и планированию мероприятий на каждом из этапов осуществления инвестиционных проектов строительства и реконструкции МГ. Это и обуславливает актуальность решения научной задачи углубленного анализа безопасности МГ на каждом из этапов осуществления инвестиционных проектов и оптимального планирования мероприятий, обеспечивающих безопасность МГ.

Целью работы является обеспечение безопасности МГ путем планирования дополнительных мероприятий, с использованием специально разработанной системы, учитывающей условия осуществления работ по строительству/реконструкции и дальнейшей эксплуатации МГ при наличии факторов влияния, имеющих переменчивый характер.

Обзор литературы

Для систематизированного хранения сведений о дополнительных мероприятиях применялся фасетный метод классификации.

Вопросам идентификации опасностей и обеспечения безопасности магистральных трубопроводов современных проектов посвящены исследования многих ученых различных стран, накоплен значительный практический опыт. В этом плане следует отметить наиболее известных отечественных исследователей Апостолов А.А., Гуревич Д.С., Кукало И.А., Кучин Б.Л., Кононов А.А., Поликарпов А.К., Ревазов А.М., Седых А.Д., Стиславский А.Б., Цыгичко В.Н., Черныш К.В., Лисанов М.В. и др.

Сделан вывод о том, что при анализе и прогнозировании риска аварий линейной части МГ особо важным представляется учет факторов влияния, провоцирующих аварийность линейной части газопровода и мероприятий, направленных на обеспечение безопасности МГ.

С целью оценки достаточности предлагаемых компенсирующих мероприятий возможно применение прецедентной экспертной системы, и использование принципов «расстановки» барьеров безопасности. Для оптимального использования и практического внедрения опыта осуществления проектов строительства и реконструкции МГ представляется целесообразным ведение базы знаний, имеющей в своей структуре Классификатор дополнительных мероприятий, направленных на обеспечение безопасности МГ.

Материалы и методы

Для определения специфики современных направлений развития систем МГ были проанализированы проекты, реализация которых осуществлялась в период с 2010 по 2014 гг. включительно.

В процессе анализа изучались фактические условия осуществления проектов на предмет соответствия их требованиям нормативных документов [1–12].

При выявлении факторов влияния проводился анализ статистических данных по аварийности магистральных трубопроводов [13]. Для оценки степени критичности факторов влияния применялся метод экспертных оценок и факторный анализ [14–16].

Результаты исследования

В результате проведенного анализа [17] выявлена необходимость непрерывной актуализации оценки безопасности МГ на каждом из этапов осуществления инвестиционных проектов, а именно: проектирования, строительства/реконструкции, ввода в эксплуатацию и эксплуатации. Реализация данного подхода обеспечит максимально объективный учет фактических условий дальнейшей эксплуатации МГ. Имеется в виду, что расположение МГ в непосредственной близости от соседствующих объектов повышает вероятность возникновения аварии из-за нарушения охранной зоны МГ. По этой причине, с целью оптимального управления риском [18], планирование дополнительных мероприятий должно осуществляться на каждой из стадий реализации проекта и учитывать все вышеперечисленные особенности, свойственные современным проектам.

В этой связи необходимо расширение подходов к идентификации опасностей, провоцирующих аварийность линейной части МГ и планированию мероприятий [18] на каждом из этапов осуществления инвестиционных проектов строительства и реконструкции МГ. Это обуславливает актуальность углубленного анализа безопасности МГ на каждом из этапов осуществления инвестиционных проектов и оптимального планирования мероприятий, обеспечивающих безопасность МГ.



В процессе исследования были выявлены факторы влияния, рассмотрены их возможные сочетания на единичном участке МГ и дана оценка критичности каждого их факторов влияния [17].

Рассмотрение вопросов обеспечения безопасной эксплуатации МГ осуществлялось на основе идентификации и оценки выявленных факторов влияния.

В качестве критериев оценки степени влияния, с учетом специфики рассматриваемой области, были выбраны:

- возможность предупреждения/снижения негативного влияния фактора на этапах, предшествующих эксплуатации;
- продолжительность проявления фактора;
- возможность своевременного выявления фактора;
- объем возможных утечек из образовавшегося вследствие влияния фактора дефектного отверстия;
- объем работ на восстановление целостности трубопровода после влияния фактора.

В результате проведенного анализа с применением метода экспертной оценки были получены наиболее критичные факторы влияния.

Важнейшим аспектом в вопросе эффективного управления риском является планирование дополнительных мероприятий, обеспечивающих безопасность МГ с учетом стадии реализации проекта, а также наличия конкретных факторов влияния. Для систематизации знаний о применяемых дополнительных (компенсирующих) мероприятиях (далее – КМ), предлагаемых для обеспечения безопасности МГ при наличии конкретных факторов влияния, необходимо решить задачу формализованного описания КМ. Данная задача решалась посредством разработки [19] и совершенствования [20] соответствующего Классификатора.

Усовершенствованный Классификатор [20], позволяет максимально быстро ориентироваться в специфике каждого мероприятия, а также выбрать наиболее подходящее, с учетом условий строительства, мероприятие.

Кроме учета специфики КМ к Классификатору предъявлялись следующие дополнительные требования:

- необходимость учета множества аспектов при классификации КМ;
- необходимость актуализации Классификатора по результатам анализа положений актуализированных редакций нормативных документов и статистики аварийности;
- гибкость структуры Классификатора и возможность пополнения их новыми сведениями о КМ;
- наглядность Классификатора и возможность использования его для установления зависимостей между КМ.

Данный Классификатор [21] имеет фасетную структуру с признаками, представленными в таблице 1.

Выбор КМ, осуществляется по следующим критериям:

- преимущество технических мероприятий перед организационными;
- преимущество предупреждения аварии перед её локализацией;
- преимущество направленности КМ непосредственно на МГ;
- использование принципа «расстановки» барьеров безопасности при выборе актуальных мероприятий, определяющего достаточность предлагаемого набора мероприятий для случаев несоблюдения требований в части минимально допустимых расстояний (далее — МДР) от МГ до объектов инфраструктуры.

Для определения эффекта от внедрения КМ был применен подход, предложенный П.М. Брусиловским [22]. При этом МГ рассматривался, как некая система, цель которой состоит в функционировании на протяжении интервала времени $[0, t]$, а КМ рассматривались как резервы системы, необходимые для подготовки к авариям.

Вопросы предотвращения аварийных ситуаций рассматривались в контексте своевременного обнаружения предпосылок аварии. Поэтому эффективность комплекса КМ определялась условием сочетания «конструктив + мониторинг».

Количество КМ определялось с учетом наличия конкретных факторов влияния.

После предоставления нечеткого множества КМ на основе стадии реализации проекта, задается информация о стадии реализации проекта. Далее система оставляет только те КМ, направленные на конструктив и мониторинг, которые удовлетворяют следующим условиям:

- учет стадии реализации проекта;
- учет фактических факторов влияния, характерных для конкретного проекта.



Таблица 1 – Классификационные признаки КМ

Table 1 – Classification characteristics of additional measures

№ Фасета	Наименование Фасета	№ Подгруппы	Наименование подкатегории
I	Направленность компенсирующего мероприятия <i>Orientation of additional measures</i>	IA	Предупреждение инцидента <i>Incident prevention</i>
		IB	Своевременное обнаружение и идентификация инцидента <i>Timely detection and identification</i>
		IC	Локализация последствий инцидента <i>Localization of the consequences of the incident</i>
		ID	Устранение последствий инцидента <i>Elimination of the consequences of the incident</i>
II	Характер компенсирующего мероприятия <i>Nature of the compensating event</i>	IIA	Организационное <i>Organizational</i>
		IIB	Техническое <i>Technical</i>
		IIC	Организационно-техническое <i>Composite</i>
III	Стадия жизненного цикла трубопровода <i>Trunk pipeline life cycle stages</i>	IIIA	Инженерные изыскания <i>Engineering survey</i>
		IIIB	Проектирование <i>Designing</i>
		IIIC	Строительство МГ <i>Construction</i>
		IIID	Предпусковые испытания МГ <i>Pre-start tests</i>
		IIIE	Эксплуатация МГ <i>Operation</i>
		IIIF	Реконструкция МГ <i>Reconstruction</i>
		IIIG	Консервация МГ <i>Suspense</i>
		IIIH	Ликвидация МГ <i>Liquidation</i>
IV	Область внедрения компенсирующих мероприятий <i>Field of additional measures implementation</i>	IVA	Металл трубы <i>Pipe's metal</i>
		IVB	Конструкция трубопровода, вспомогательные устройства <i>Pipeline construction, auxiliary devices</i>
		IVC	Средства и методы диагностики, испытания, контроля <i>Means and methods of diagnostics, testing, control</i>
		IVD	Обустройство трассы МГ <i>Furnishing of pipeline route</i>
		IVE	Средства локализации и ликвидации последствий инцидента <i>Means of localization and liquidation of the consequences of the incident</i>

Для получения объективной картины снижения ущерба от аварии необходимо задать значения эффективности КМ.

Задача сводилась к упорядочиванию элементов множества X по критериям из множества G .

Пусть $\mu_{G_i}\{X_j\}$ – число в диапазоне $[0, 1]$, которое характеризует уровень оценки варианта

$X_j \in X$ по критерию $G_j \in G$: чем больше число $\mu_{G_i}\{X_j\}$, тем выше оценка варианта X_j по критерию G_i , $i = \overline{1, n}$, $j = \overline{1, k}$. Тогда критерий G_i можно представить в виде нечеткого множества \tilde{G}_i на универсальном множестве вариантов X :

$$\tilde{G}_i = \left\{ \frac{\mu_{G_i}(X_1)}{X_1}, \frac{\mu_{G_i}(X_2)}{X_2}, \dots, \frac{\mu_{G_i}(X_k)}{X_k} \right\}, \quad X_j \in X, \quad (1)$$

где $\mu_{G_i}\{X_j\}$ – степень принадлежности элемента X_j нечеткому множеству \tilde{G}_i .



При неравновесных критериях:

$$\tilde{D} = \left\{ \frac{\min_{i=1,n} (\mu_{G_i}(X_1))^{\alpha_i}}{X_1} \cdot \frac{\min_{i=1,n} (\mu_{G_i}(X_2))^{\alpha_i}}{X_2} \cdot \dots \cdot \frac{\min_{i=1,n} (\mu_{G_i}(X_k))^{\alpha_i}}{X_k} \right\}, \quad (2)$$

где α_i – коэффициент относительной важности критерия G_i , $\alpha_1 + \alpha_2 + \dots + \alpha_n = 1$.

Показатель степени α_i в формуле свидетельствует о концентрации нечеткого множества \tilde{G}_j в соответствии с мерой важности критерия G_i .

Руководствуясь Классификатором КМ и критериями выбора КМ, была принята следующая зависимость подготовленности системы от показателя эффективности КМ, приведенная в таблице 2.

Таблица 2 – Показатели эффективности мероприятий в зависимости от классификационных признаков

Table 2 – Effectiveness indicators of measures depending on the classification characteristics

Приоритетные классификационные признаки КМ Priority classification characteristics of additional measures		Показатели эффективности одного КМ Effectiveness indicators
EIA	Направленность КМ на предотвращение аварии Orientation on Incident prevention	0,5
EIVA, B	Область внедрения КМ – металл трубы, конструкция трубопровода, вспомогательные устройства Field of additional measures – Pipe’s metal, construction and auxiliary devices	0,3
EIIB	Технический характер компенсирующего мероприятия Technical nature of additional measure	0,2

Качество расходования ресурсов, т.е. степень подготовленности системы к аварии будет определяться наличием КМ, сочетающих в себе все три приоритетных классификационных признака.

С этой целью были выявлены все возможные результирующие значения индексов эффективности КМ, для случая наличия хотя бы одного приоритетного признака:

$$M_2 = F \{E_{IA}, E_{IVA,B}\} = 0,8;$$

$$M_3 = F \{E_{IA}, E_{IIB}\} = 0,7;$$

$$M_4 = F \{E_{IIB}, E_{IVA,B}\} = 0,5.$$

Кроме того, определен подход к выбору комбинаций КМ с учетом имеющихся целей и ограничений, обусловленных стадией осуществления инвестиционного проекта и наличием конкретных факторов влияния, а также разработана методика выбора мероприятий, обеспечивающих безопасность МГ с учетом указанного выше подхода, учитывающая особенности принятия решений в условиях нечетких множеств.

Определяющие цели Системы поэтапного обеспечения безопасности магистральных газопроводов включают в себя:

- 1) Совершенствование системы принятия решений в части обеспечение безопасности МГ с учетом наличия конкретных факторов влияния.
- 2) Всесторонний учет факторов влияния при прогнозировании риска аварий линейной части МГ, а также условий его строительства и дальнейшей эксплуатации.
- 3) Сбор, хранение и пополнение знаний в части обеспечения безопасности МГ, получаемых при осуществлении проектов строительства и реконструкции МГ.
- 4) Оптимальная интеграция получаемых знаний в смежные проекты.

В основе информационной базы знаний заложены три блока, приведенные ниже:

1. Систематизация, хранение и пополнение информации о специфике современных проектов строительства и реконструкции МГ;

2. Систематизация и хранение знаний о КМ;

3. Применение знаний при осуществлении работ по аналогичным проектам.

Цели и задачи Методики выбора мероприятий воплощаются посредством 5 этапов, составляющих структуру СПОБ:

этап 1 – анализ стадии осуществления инвестиционного проекта;

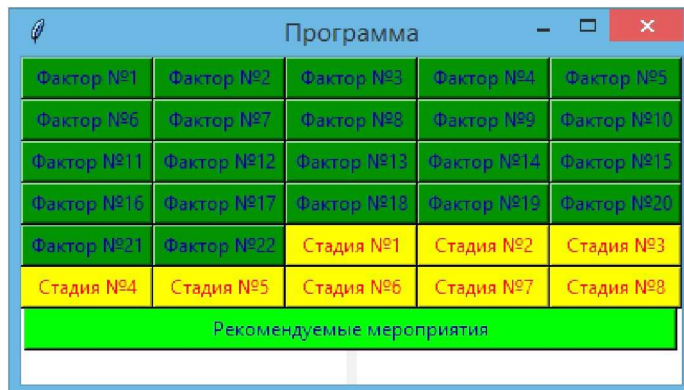
этап 2 – анализ результатов инженерных изысканий;

этап 3 – выявление факторов влияния, присущих конкретному проекту;

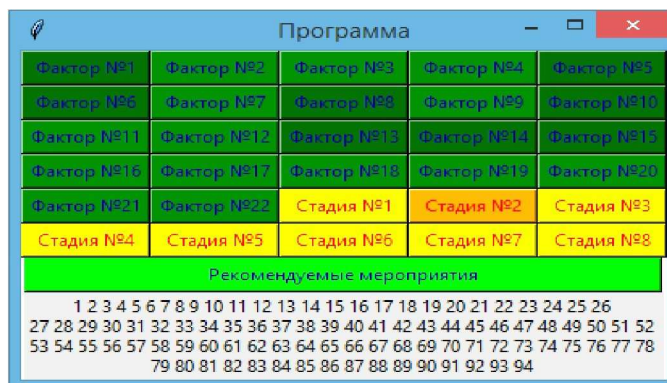


этап 4 – анализ проектных решений;
 этап 5 – планирование дополнительных мероприятий, направленных на обеспечение безопасности МГ.

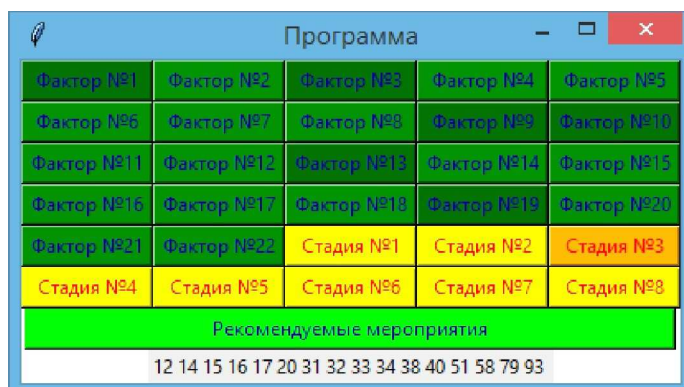
Интеллектуальная система планирования мероприятий [23], являющейся структурой СПОБ была апробирована посредством разработки «пилотной» версии, фрагменты интерфейса которой представлены на рисунке 1.



Начало работыСтартовое окно



Результат для стадии № 2 (проектирование)
 в условиях наличия факторов влияния f1, f5, f6, f8, f10, f13, f14, f15



Результат для стадии № 3 (строительство)
 в условиях наличия факторов влияния f1, f3, f9, f10, f13, f19

Рисунок 1 – Иллюстрации (скрин-шоты) Интеллектуальной системы планирования мероприятий, обеспечивающих безопасность магистральных трубопроводов

Планирование дополнительных мероприятий с учетом всех вышеизложенных подходов направлено на комплексный учет всех возможных опасностей, оказывающих влияние на безопасную эксплуатацию МГ, а также оптимальное распределение средств, с целью обеспечения безопасности МГ, которая напрямую зависит от мероприятий, предлагаемых на каждой из стадий реализации инвестиционного проекта.



Выводы

1. Разработана методика выбора мероприятий, обеспечивающих безопасность МГ, учитывающая особенности принятия решений в условиях нечетких множеств.
2. Разработанная Система поэтапного обеспечения безопасности магистральных газопроводов учитывает один из важнейших принципов планирования мероприятий, направленных на обеспечение безопасности МГ – инвестиционную целесообразность внедрения конкретных КМ с учетом стадии осуществления проекта.
3. Проведен анализ практического применения Системы. Выявлено распределение, в том числе по приоритетности, КМ в зависимости от стадии осуществления инвестиционных проектов.

Литература:

1. О промышленной безопасности опасных производственных объектов : федер. закон от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ, принят Гос. Думой Федер. Собр. Рос. Федерации 20 июня 1997 г. в действующей ред. от 04.03.2013. – М. : ЗАО НТЦ ПБ, 2013. – Редакция документа с учетом изменений и дополнений подготовлена АО «Кодекс».
2. О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса : федер. закон Рос. Федерации от 21 июля 2011 г. № 256-ФЗ, принят Гос. Думой Федер. Собр. Рос. Федерации 6 июля 2011 г., одобр. Советом Федерации Федер. Собр. Рос. Федерации 13 июля 2011 г. – М. : СПС «Гарант», 2011.
3. О безопасности машин и оборудования : Технический регламент Таможенного союза, утв. постановлением Правительства Рос. Федерации. – М. : ЗАО НТЦ ПБ, 2013. – Сер. 03. – Вып. 70.
4. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности : федер. закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ, принят Гос. Думой Федер. Собр. Рос. Федерации 4 июля 2008 г., одобр. Советом Федерации Федер. Собр. Рос. Федерации 11 июля 2008 г. – М. : ЗАО НТЦ ПБ, 2013. – 2-е изд. – Сер. 19. – Вып. 01.
5. Технический регламент о безопасности зданий и сооружений : федер. закон Рос. Федерации от 30 дек. 2009 г. № 384-ФЗ, принят Гос. Думой Федер. Собр. Рос. Федерации 23 дек. 2009 г., одобр. Советом Федерации Федер. Собр. Рос. Федерации 25 дек. 2009 г. – М. : ЗАО НТЦ ПБ, 2013.
6. О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах : Технический регламент Таможенного союза, утв. решением Комис. Тамож. союза от 18 окт. 2011 г. № 825. – М. : ЗАО НТЦ ПБ, 2013. – Сер. 03. – Вып. 71.
7. Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств : федер. нормы и правила в обл. пром. безопасности, утв. приказом Ростехнадзора от 11 марта 2013 г. № 96. – М. : ЗАО НТЦ ПБ, 2013. – Сер. 09. – Вып. 37.
8. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности : федер. нормы и правила в обл. пром. безопасности, утв. приказом Ростехнадзора от 12 марта 2013 г. № 101. – М. : ЗАО НТЦ ПБ, 2013. – Сер. 08. – Вып. 19.
9. Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов : федер. нормы и правила в обл. пром. безопасности, утв. приказом Ростехнадзора от 6 нояб. 2013 г. № 520 // Бюл. норматив. актов федер. органов исполн. власти. – 2014. – № 1.
10. Об утверждении перечня национальных стандартов и сводов правил (частей таких стандартов и сводов правил), в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» : Постановление Правительства № 1521 от 26.12.2014.
11. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы (актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*), утв. приказом Госстроя от 25 дек. 2012 г. № 108/ГС; введ. 01.07.2013. – М. : Госстрой, ФАУ «ФЦС», 2012.
12. СП 86.13330.2014. Магистральные трубопроводы (пересмотр актуализированного СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы» (СП 86.13330.2012)), утв. приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 18 февраля 2014 г. № 61/пр, введ. 01.06.2014. – М. : Госстрой, ФАУ «ФЦС», 2014.
13. Чубукова И.А. Data Mining : учебное пособие. – М. : ИНТУИТ, БИНОМ. Л3, 2008.
14. Мартемьянов М.Ф., Лазарева Т.Я. Экспертные методы принятия решений. – Т. : ТГТУ, 2010.
15. Седых А.Д., Апостолов А.А., Кучин Б.Л. Идентификация риска линейной части магистральных газопроводов. – М. : Газойл пресс, 2001 г.
16. Ревазов А.М., Алекперова С.Т. Идентификация и оценка влияния факторов эксплуатации, провоцирующих аварийность на магистральных газопроводах // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2015. – № 3. – С. 39–42.
17. Ревазов А.М., Алекперова С.Т. Система поэтапного обеспечения безопасности магистральных трубопроводов на всех стадиях реализации инвестиционных проектов // Бурение и нефть – 2015. – № 3. – С. 39–42.
18. Ревазов А.М., Алекперова С.Т. Управление риском возникновения аварий на линейной части магистральных газопроводов на основе мониторинга эксплуатационных факторов // Газовая промышленность. – 2015. – № 12.
19. Чуркин Г.Ю., Алекперова С.Т., Синицина А.А. Классификация отступлений от требований нормативных документов и компенсирующих мероприятий в специальных технических условиях для объектов магистральных трубопроводов // Безопасность труда в промышленности. – 2014. – № 12. – С. 42–46.
20. Ревазов А.М., Алекперова С.Т. Аспекты практического применения Системы поэтапного обеспечения безопасности магистральных трубопроводов // Трубопроводный транспорт. Теория и практика. – 2016. – № 4. – С. 32–35.
21. Алекперова С.Т. Систематизация результатов классификации мероприятий, направленных на обеспечение безопасности магистральных трубопроводов. – Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2017621123 от 29.09.2017. Федеральная служба по интеллектуальной собственности (РОСПАТЕНТ).



22. Брусиловский П.М. О вероятности выживания системы, готовящейся к наступлению катастроф : Модели организации, управления и методы их исследования. – Уфа : Башкирский государственный университет им. 40 летия Октября, 1975.

23. Алекперова С.Т. Интеллектуальная система поэтапного планирования мероприятий, обеспечивающих безопасность магистральных трубопроводов. – Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2018611235 от 26.01.2018. Федеральная служба по интеллектуальной собственности (РОСПАТЕНТ).

References:

1. About industrial safety of hazardous production facilities : feeder. the law of July 21, 1997 No. 116-FZ, is adopted State. Duma Feder. Sobr. I grew. Federations on June 20, 1997 in the operating edition from 3/4/2013. – M. : CJSC STC PB, 2013. – Edition of the document taking into account changes and additions is prepared by JSC Kodeks.

2. About safety of objects of fuel and energy complex : feeder. the law Grew. Federations of July 21, 2011 No. 256-FZ, is accepted State. Duma Feder. Sobr. I grew. Federations on July 6, 2011, approve Council of Federation Feder. Sobr. I grew. Federations on July 13, 2011 – M. : Union of Right Forces «Guarantor», 2011.

3. About safety of cars and the equipment : Technical regulations of the Customs union, resolution of the government of Dews. Federations. – M. : CJSC STC PB, 2013. – Vol. 03. – Issue 70.

4. Technical regulations about requirements of fire safety : feeder. the law of July 22, 2008 No. 123-FZ, is adopted State. Duma Feder. Sobr. I grew. Federations on July 4, 2008, approve Federation Council Feder. Sobr. I grew. Federations on July 11, 2008 – M. : CJSC STC PB, 2013. – 2nd prod. – Vol. 19. – Issue 01.

5. Technical regulations about safety of buildings and constructions : feeder. the law Grew. Federations of Dec 30. 2009 No. 384-FZ, is accepted State. Duma Feder. Sobr. I grew. Federations 23 Dec. 2009, approve Federation Council Feder. Sobr. I grew. Federations 25 Dec. 2009 – M. : CJSC STC PB, 2013.

6. About safety of the equipment for work in explosive environments : Technical regulations of the Customs union, approve decision Komis. Customs the union of Oct 18. 2011 No. 825. – M. : CJSC STC PB, 2013. – Vol. 03. – Issue 71.

7. The general explosion safety rules for fire and explosion hazardous chemical, petrochemical and oil processing productions : feeder. norms and rules in the Region pry. safety, approve order of Rostekhnadzor of March 11, 2013 No. 96. – M. : CJSC STC PB, 2013. – Vol. 09. – Issue 37.

8. Safety rules for the oil and gas industry : feeder. norms and rules in the Region pry. safety, approve order of Rostekhnadzor of March 12, 2013 No. 101. – M. : CJSC STC PB, 2013. – Vol. 08. – Issue 19.

9. Safety rules for hazardous production facilities of the main pipelines : the fe-village of norm and the rule in the Region pry. safety, approve the order of Rostekhnadzor from 6 novemb. 2013 No. 520 // Bulletin the standard. acts feeder. bodies authorities. – 2014. – No. 1.

10. About the approval of the list of national standards and sets of rules (parts of such standards and sets of rules) as a result of which application on an obligatory basis observance of requirements of the Federal law «Technical Regulations about Safety of Buildings and Constructions» is provided : The government resolution No. 1521 from 26.12.2014.

11. Joint venture 36.13330.2012. The main pipelines (the staticized editorial office Construction Norms and Regulations 2.05.06-85 *), approve order of the State Committee for Construction of Dec 25. 2012 No. 108/GS; 7/1/2013. – M. : State Committee for Construction, FAU «FTsS», 2012.

12. Joint venture 86.13330.2014. The main pipelines (revision of III-42-80 staticized Construction Norms and Regulations * «The main pipelines» (the joint venture 86.13330.2012)), approve order of the Ministry of Construction, Housing and Utilities of the Russian Federation of February 18, 2014 No. 61/pr, 01.06.2014. – M. : State Committee for Construction, FAU «FTsS», 2014.

13. Chubukova I.A. Data Mining : manual. – M. : INTUITIONALIST, BING. LZ, 2008.

14. Martemyanov M.F., Lazareva T.Ya. Expert methods of decision-making. – T. : TGTU, 2010.

15. Sedykh A.D., Apostles A. A., Kuchin B.L. Identification of risk of a linear part of the main gas pipelines. – M. : Gazoil press, 2001.

16. Revazov A.M., Alekperova S.T. Identification and assessment of influence of the factors of operation provoking accident rate on the main gas pipelines // Quality management in an oil and gas complex. – 2015. – No. 3. – P. 39–42.

17. Revazov A.M., Alekperova S.T. The system of stage-by-stage safety of the main pipelines at all stages of implementation of investment projects // Drilling and oil – 2015. – No. 3. – P. 39–42.

18. Revazov A.M., Alekperova S.T. Management of risk of emergence of accidents on a linear part of the main gas pipelines on the basis of monitoring of operational factors // the Gas industry. – 2015. – No. 12.

19. Churkin G.Yu., Alekperova S.T., Sinitsyna A.A. Classification of derogations from requirements of normative documents and compensating measures in special specifications for objects of the main pipelines // Safety of work in the industry. – 2014. – No. 12. – P. 42–46.

20. Revazov A.M., Alekperova S.T. Aspects of practical use of System of stage-by-stage safety of the main pipelines // Pipeline transport. The theory and practice. – 2016. – No. 4. – P. 32–35.

21. Alekperova S.T. Systematization of results of classification of the actions aimed at safety of the main pipelines. – Certificate on the state registration of the database No. 2017621123 from 9/29/2017. Federal Service for Intellectual Property (ROSPATENT).

22. Brusilovsky P.M. About probability of survival of the system preparing for approach of accidents: Models of the organization, management and methods of their research. – Ufa : Bashkir state university of the 40th anniversary of October, 1975.

23. Alekperova S.T. The intellectual system of stage-by-stage planning of the actions ensuring safety of the main pipelines. – Certificate on the state registration of the computer program No. 2018611235 from 1/26/2018. Federal Service for Intellectual Property (ROSPATENT).



УДК 622.691.4.07

СРАВНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ БЕСТРАНШЕЙНЫХ СПОСОБОВ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ С ТРАДИЦИОННЫМ ТРАНШЕЙНЫМ МЕТОДОМ И ИХ ПРЕИМУЩЕСТВА

COMPARISON OF MODERN TRENCHLESS METHODS FOR THE RESTORATION OF PIPELINES WITH THE TRADITIONAL TRENCH METHOD AND THEIR ADVANTAGES

Алероева Лолита Султановна

старший преподаватель
кафедры транспортные системы,
Грозненский государственный
Нефтяной технический университет
имени академика М.Д.Миллионщикова
liza.bonk.85@mail.ru

Аннотация. Статья посвящена актуальной теме современных методов восстановления трубопроводов и раскрытию основных признаков их эффективности, по-сравнению с траншейным способом.

Ключевые слова: бестраншейные технологии, санация, восстановление, трубопроводы, трубы, метод, буровая головка, траншея, способ, скважина.

Aleroeva Lolita Sultanovna

Senior lecturer of the department
of Transport Systems,
Grozny State Oil Company
Technical University
named after Academician
MD Millionshchikov
liza.bonk.85@mail.ru

Annotation. The article is devoted to the actual topic of modern methods of pipeline restoration and revealing the main signs of their effectiveness, in comparison with the trench method.

Keywords: trenchless technologies, rehabilitation, restoration of pipelines, pipes, method, drilling head, trench, method, well.

Под термином «**бестраншейные технологии**» подразумевают методы прокладки новых трубопроводов различного назначения (водопроводов, газопроводов, нефтепроводов, теплотрасс), при котором нет необходимости в рытье траншеи и можно использовать существующий старый канал. При таком способе восстановления труб существует возможность одновременного устранения всех видов дефектов по длине трубы и поддержания исходных гидравлических характеристик течения потока газа или жидкости. К гидравлическим характеристикам относят: живое сечение, смоченный периметр, гидравлический радиус, среднюю скорость движения потока (жидкости или газа), расход потока.

Иными словами, бестраншейные методы восстановления трубопроводов называют **методами санирования** или **санации**. В дальнейшем будем называть просто, санацией.

О том, кто впервые ввёл данный термин, и кто является основателем бестраншейных технологий, в источниках не упоминается. Однако, известно, что впервые данные методы санации стали применяться в странах Европы (Великобритания, Германия, Австрия) ещё с середины XX века. А в наши дни использование традиционных траншейных способов восстановления труб в Европе даже запрещено. К сожалению, динамика перехода к новым технологиям санирования труб в России, оставляет желать лучшего. Применение методов санации газопроводов, водопроводов, теплотрасс наблюдается лишь в отдельных городах России и несёт всё ещё апробационный характер.

Повсеместное применение бестраншейных технологий в России крайне необходимо, так как оно имеет огромное значение для сохранения природного ландшафта, благоприятной экологической обстановки, сбережения финансовых, материальных ресурсов.

Существуют разновидности методов бестраншейной прокладки труб. Но все они имеют общие признаки и позволяют решать такие проблемы как:

- снижение гидравлических характеристик трубопровода, вызываемое отложениями, образующимися на внутренних стенках;
- утечка транспортируемой жидкой или газообразной сред вследствие коррозии;
- уменьшение пропускной способности трубопровода и падение внутреннего давления;
- разрушение стальных трубопроводов как фактор загрязнения почвы;
- разрушение сетей, срок службы которых истёк;
- смещение отдельных ответвлений трубопроводов корневыми системами деревьев;
- образование трещин и засорений в полостях трубопроводов.

Методы широко применяются при замене стальных, чугунных, железобетонных трубопроводов на полиэтиленовые (далее – ПЭ) с гарантией срока службы более 70 лет [1, с. 13]. Методы санации труб отличаются между собой в некоторой степени. Однако существует и общая методика, объединяющая их по алгоритму выполнения работ по восстановлению. Предлагаем описание этой методики в качестве **реновации** и **релейнинга**.



Реновация – способ восстановления труб, осуществляемый путём их подземного разрушения с последующим протягиванием вместо них новых полиэтиленовых, имеющих больший диаметр [2, с. 35]. Реновация эффективна при сложных гидрогеологических условиях. Существует два способа разрушения труб: *статический* и *динамический*.

При **статическом разрушении** (рис.1) новую трубу протягивают через существующую старую, одновременно разрушая и расщепляя последнюю. Для последующего разрушения и протаскивания трубы используется специальная установка, которая работает от гидросиловой станции. Кроме того, применяются специальные ножи и расширитель, с помощью которых разрушают ветхую трубу. Остатки разрушенной изношенной трубы вдавливаются в грунт. Устройство рабочего стартового котлована необходимо только на одном конце saniруемого участка, где происходит процесс введения новой пластиковой трубы. При санации безнапорных трубопроводов и при использовании труб на замках и резьбе стартовый котлован можно и не обустроить.

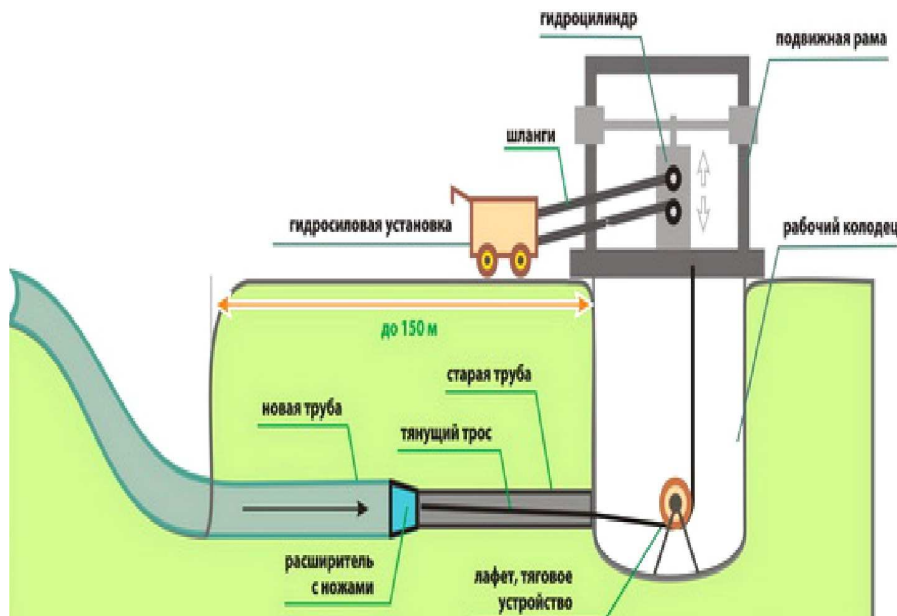


Рисунок 1 – Статическое разрушение старого газопровода

Динамическое разрушение (рис.2) состоит в устройстве пневмопробойника в разрушающую головку специального технического устройства. Смена трубопроводов методом разрушения ведется также обычным протягиванием. При возрастании усилия на гидроцилиндрах до критических значений подключается пневмопробойник для преодоления непроходимого участка. Импульсы, передаваемые пневмопробойником на натянутый трос, суммируются с усилием на гидроцилиндре, и тяговые усилия значительно возрастают [3, с. 2].

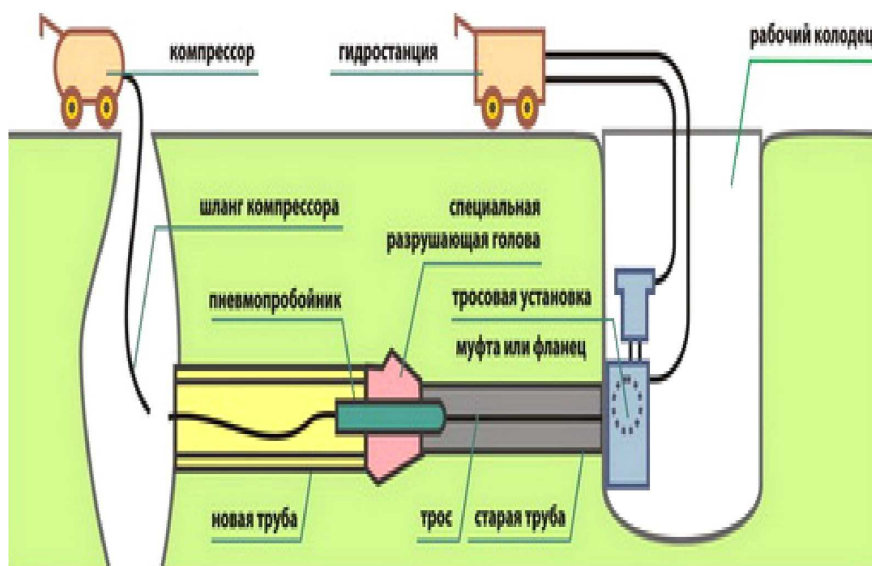


Рисунок 2 – Динамическое разрушение старого газопровода



Существуют различные устройства, предназначенные для разрушения, санации и диагностики вышедшей из эксплуатации трубы. К таким оборудованьям относятся, например, техническое устройство Hammerhead HB 80 (Хаммерхед HB 80), внутритрубные снаряды, технологическое оборудование Grundoburst 400 G (Грундобурст 400 G).

Принцип работы оборудования Hammerhead HB 80 (рис. 3) состоит в следующем. Установка, предназначенная для статического разрушения, переключается в режим проталкивания. Металлические штанги скручиваются попеременно и продвигаются посредством направляющего калибра сквозь saniруемый трубопровод. В приёмном котловане калибр заменяется ножом-разрушителем, к которому присоединена новая ПЭ труба. Затем нож-разрушитель опускается в котлован и подсоединяется к стальной штанге.

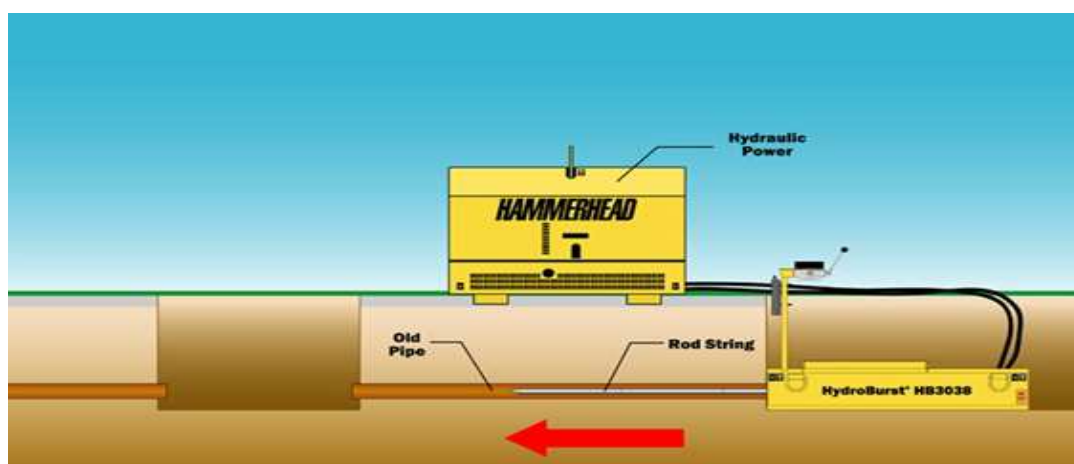


Рисунок 3 – Схема работы оборудования Hammerhead HB 80

Установка переключается в режим разрушения и начинается процесс санации трубопровода, который позволяет увеличить диаметр трубы от 25 до 100 см.

Гидравлическое затягивание во многом предотвращает динамическую нагрузку земли. При обратном ходе буровое отверстие увеличивается расширителем так, что новый трубопровод может быть затянут беспрепятственно. В конце процесса разрушения нож-разрушитель возвращается к установке [4, с. 5].

Перед санированием трубы сначала выполняется диагностика её внутренней поверхности. Для таких целей и применяют внутритрубные снаряды, имеющие регулируемое байбасное отверстие (рис.4).



Рисунок 4 – Внутритрубный снаряд

С помощью внутритрубных снарядов проводить диагностику без снижения режимов транспортировки газа. Для уменьшения перепада давления, необходимого для преодоления узких участков, на снаряде устанавливают подвижные манжеты. Газ, протекающий через снаряд, способствует вращению ротора, который в свою очередь приводит в действие манжеты. Двигаясь специфическим образом, манжеты активно двигают снаряд через сужение с малой скоростью, при этом не увеличивается величина перепада давления газа. Применение снарядов с подвижными манжетами позволяет повысить качество очистительно - диагностических работ [4, с. 5].

Для санации инженерных сетей диаметром от 200 до 315 мм, состоящих из стали, чугуна, бетона, железобетона, керамики, асбестоцемента, пластика используют технологическое оборудование Grundoburst 400 G.

Как было упомянуто ранее, существует способ санации труб, называемый релайнинг или метод «труба в трубе». Релайнинг осуществляется без разрушения старой трубы. Применяется в тех случаях, когда незначительное уменьшение диаметра трубы возможно, либо оно компенсируется лучшей



пропускной способностью новой трубы из полиэтилена. Трубы длиной 10–12 м сначала предварительно свариваются на поверхности, а затем вводятся в восстанавливаемый трубопровод. Величина длины свариваемого участка может достигать до 700 м, а её производительность – до 250 м³/с. в сутки в зависимости от диаметра. Перед санацией изношенная труба тщательно очищается от коррозионных образований. Затем ПЭ труба протаскивается в старый трубопровод через стартовый рабочий колодец (котлован) при помощи сцепного устройства и лебёдки с контролируемым тяговым усилием, установленной в конечном колодце [4, с. 5].

Существуют следующие разновидности релейнинга:

- метод SANFLEX (САНФЛЕКС);
- метод Swagelining (Свэджлайнинг);
- метод Compact-Pipe (Компакт-Пайп);
- метод «чулка»;
- направленное горизонтальное бурение (далее – НГБ);
- способ бестраншейной прокладки ПЭ трубы с помощью экскаватора;
- метод непрерывной прокладки трубы;
- метод «Феникс».

Приведём краткое описание каждого из вышеперечисленных методов релейнинга.

Метод SANFLEX (САНФЛЕКС) – основная суть заключается в протаскивании в очищенный поврежденный трубопровод трубы меньшего сечения. Осуществляется с использованием тканевого рукава.

При санации таким способом в существующий трубопровод втаскивается с плотным прилеганием тканевый рукав, который под давлением прочно приклеивается к внутренней поверхности трубы. При этом сечение трубы сохраняется. Внутренняя поверхность тканевого рукава покрыта полиэтиленовым слоем, предназначенным для питьевой воды. Для газовых трубопроводов тоже используется рукав с полиэтиленовым покрытием. Тканевый рукав обеспечивает защиту внутренней поверхности трубы от коррозии и перекрывает места неплотной изоляции. Он устойчив к воздействию городских и природных газов, агентов набухания, одорантов. Для санации трубопроводов таким методом нужно, чтобы их внутренняя поверхность была тщательно очищена от всех образований и соответствовала всем требованиям. При использовании имеющихся технических устройств методом SANFLEX можно санировать газопроводы, водопроводы питьевого назначения.

Метод Swagelining (Свэджлайнинг) – применяется для ремонта всех типов сетей: напорных, самотёчных, подземных, наземных, газопроводов. Реконструкция по данному методу выполняется с помощью протяжки сварных секций ПЭ труб друг с другом. Процесс позволяет быстро осуществлять плотную установку ПЭ трубы внутри восстанавливаемого трубопровода без значительного сокращения диаметра первичной трубы. Метод был разработан в конце 80-х годов XX века. Протягивание ПЭ трубы осуществляется через матрицу «Swagelining», которая уменьшает внешний диаметр трубы. Затем новую трубу с уменьшенным диаметром затыгивают в старую, с помощью специальной головки, закреплённой на новой трубе. Дальнейшее протаскивание выполняется с помощью тянущей машины. После того, как новую трубу установили в требуемое положение, её диаметр расширяют до тех пор, пока её внешний диаметр не достигнет размера внутреннего диаметра ветхой трубы и не образует с её стенками плотного соединения. При этом не применяют ни цементный раствор, ни специальные отвердители [5, с. 3–5].

Метод Compact-Pipe (Компакт-Пайп) – данная технология не только способствует герметизации трубопроводов всех типов, но также оптимальна по отношению к финансовым, материальным и временным затратам. Санация способом Compact-Pipe осуществляется следующим образом: до начала работ санируемая труба тщательно проверяется телеметрическими приборами. Затем следует вырезка препятствий, механическая чистка или внутренняя промывка трубопровода. Труба устанавливается в область канала через имеющиеся шахты. Посредством нагревания трубы, благодаря эффекту «памяти материала», введенная труба достигает внешнего диаметра удаляемой трубы. Задаётся внутреннее давление, благодаря которому новая труба прижимается к стенке санируемой и после охлаждения укрепляется.

Данную технологию санации труб применяют для ремонта бытовых и промышленных трубопроводов, газопроводов, систем водоснабжения и водоотведения, состоящих из стали, керамики или бетона труб и имеющих диаметр от 100 до 500 мм [5, с. 3–5].

Метод «чулка» (рис. 5) – суть данного метода заключается в формировании новой полимерной трубы внутри существующей.

В старую трубу вводят гибкий чулок, пропитанный эпоксидным клеем. Под давлением воды чулок расправляется и плотно прилегает к поверхности ремонтируемой трубы. При повышении температуры воды клей затвердевает, создавая прочную гладкую поверхность и обеспечивая полную герметизацию.

Метод «чулка» наиболее часто применяется для ремонта трубопроводов диаметром свыше 400 мм или для санации участков, имеющих изгибы, где невозможна протяжка новой пластиковой трубы.

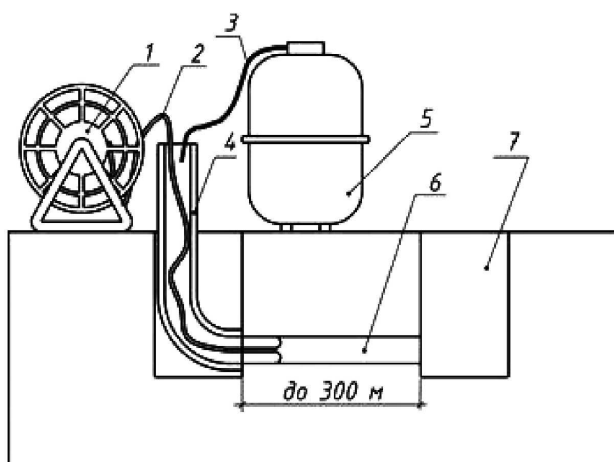


Рисунок 5 – Графическая схема проведения работ:

1 – катушка с чулком; 2 – чулок; 3 – подача воды; 4 – направляющая чулка;
5 – бойлер; 6 – ремонтируемая труба; 7 – колодец

Направленное горизонтальное бурение (далее – НГБ) – данная технология применяется как при реконструкции, так и при прокладке новых трубопроводов. Принцип данной технологии заключается в бурении пилотной скважины с последующим обратным ее расширением и протаскиванием трубопровода вслед за расширителем. Установки, предназначенные для бурения, позволяют вести работы по прокладке ПЭ труб диаметром до 500 мм на длину ремонтируемого участка до 600 м.

Прокладка ПЭ трубопроводных линий методом направленного горизонтального бурения выполняется в три этапа:

- 1) бурение экспериментальной пилотной скважины;
- 2) расширение скважины под проектный диаметр;
- 3) протягивание плети полиэтиленового трубопровода.

Бурение *пилотной скважины* – особо ответственный этап санации, от которого зависит окончательный результат. Оно осуществляется посредством буровой головки (далее – головки), имеющей скос в передней части и встроенный излучатель. Головку соединяют с помощью полого корпуса с гибкой приводной штангой, что позволяет управлять процессом строительства пилотной скважины и обходить встречающиеся на пути препятствия в любом направлении. Она также имеет отверстия для подачи специального бурового раствора, уменьшающего силы трения на ней и на штанге, тем самым предохраняя пилотную скважину от обвалов и охлаждая головку, разрушая при этом породу и очищая скважину от ее обломков, путём их выноса. Контроль над местонахождением головки осуществляется с помощью локатора, который принимает и обрабатывает сигналы, поступающие от передатчика, встроенного в буровую головку. На мониторе отображается информация о месте нахождения, угле, глубине, буровой головки. Эти данные являются определяющими для контроля соответствия траектории прокладываемой трубы с проектной, и уменьшает риск нарушения рабочей нити. При отклонении головки от проектной траектории оператор останавливает вращательное движение буровых штанг и устанавливает её скос в нужное положение. Затем осуществляют продавливание буровых штанг. Такой приём обеспечивает коррекцию направления строительства пилотной скважины, а операция заканчивается выходом головки в заданной проектной точке [5, с. 3–5].

При помощи буровой штанги (далее – БШ) расширяют пилотную скважину под проектный диаметр. БШ представляет собой трубу длиной 2–5 м., имеющую диаметр равный приблизительно 50–80 мм.

Расширение скважины осуществляется после завершения пилотного бурения. Буровая головка отсоединяется от буровых штанг и вместо нее присоединяется риммер – расширитель обратного действия. С помощью тягового усилия и при одновременном вращении, риммер протягивается через проём скважины в направлении буровой установки, расширяя её до необходимого для протаскиваемого трубопровода диаметра. Для обеспечения беспрепятственного протягивания трубы через расширенную скважину ее диаметр должен на 25–30 % превышать диаметр трубопровода. Протаскивание плети полиэтиленового трубопровода осуществляется следующим образом. На противоположной от буровой установки стороне располагается готовая к протягиванию полиэтиленовая плеть. К её переднему концу и риммеру крепится оголовок с вертлюгом, воспринимающим тяговое усилие. Таким образом, буровая установка затягивает плеть в скважину по проектной траектории. [5, с. 3–5].

Способ бестраншейной прокладки ПЭ трубы с помощью экскаватора тоже представляет собой обновление старых трубопроводных систем. Предварительно сваренная плеть из ПЭ труб укладывается на подвижные ролики. На один конец трубы либо приваривается, либо при помощи болтового соединения, крепится носовой конус. Конец трубы с носовым конусом заводится в старый трубопро-



вод. На ПЭ трубопровод закрепляется один конец капроновой эластичной чалки, другой конец крепится на зуб ковша экскаватора. Плавно, без рывков, постепенно плеть затягивается в старый трубопровод.

При введении ПЭ трубы в существующий трубопровод наружная поверхность полиэтилена может получить повреждения в виде царапин. Чтобы это не происходило, удаляют заусенцы и острые кромки с существующих труб и проводят осмотр при помощи замкнутой телевизионной системы. Нужно следить за тем, чтобы глубина царапин не превосходила 10 % от толщины стенки. Поэтому рекомендуется применять ПЭ трубы с толщиной стенки не менее 5 мм [5, с. 3–5].

Метод непрерывной прокладки трубы заключается в протаскивании труб ПЭ в ремонтируемый трубопровод при помощи лебедки. Перед прокладкой из труб ПЭ сваривается плеть, которая протягивается через специально подготовленный для реконструкционных целей колодец. Этот метод требует использования мощных лебедок, при помощи которых новая труба протаскивается внутри старой. Такой метод целесообразно использовать для реконструкции водопроводов с номинальным давлением в пределах 10–16 кг/см² и канализационных коллекторов давлением от 4 до 6 кг/см [5, с. 3–5].

Метод «Феникс» заключается в облицовке внутренней поверхности старого трубопровода синтетическим тканевым шлангом на специальном двухкомпонентном клее. В отличие от технологий протяжки, при которых старый трубопровод играет роль каркаса, эта технология предусматривает дальнейшее функционирование обновлённой трубы, как рабочей. Облицовочный шланг представляет собой сотканное вкруговую из полиэфирных и нейлоновых нитей полотно, на которое наносится специальное покрытие, приспособленное к подаваемой среде (газ) и рабочему давлению. Шланг заполняется двухкомпонентным эпоксидным клеем, а затем с помощью сжатого воздуха подается в восстанавливаемую трубу. Происходит выворачивание наизнанку шланга и одновременное его приклеивание к внутренним стенкам старого трубопровода, предварительно обследованным и тщательно очищенным. После прохождения шланга через восстанавливаемый участок в трубу подается сухой пар высокой температуры для затвердевания двухкомпонентного клея.

Технология «Феникс» наиболее эффективна в условиях плотной, стесненной застройки для трубопроводов, находящихся в длительной эксплуатации и в значительной мере подверженных воздействию коррозии. Диаметр saniруемых труб принимает значения от 100 до 1000 мм. За одну операцию может быть облицован участок до 500 мм, при этом легко преодолеваются изгибы до 45°. Рабочее давление восстановленной трубы может принимать значения до 1,2 МПа.

Метод «Феникс» позволяет облицовывать внутреннюю поверхность трубы поливинилхлоридной (ПВХ) лентой. Для этого в колодце устанавливается специальный станок, осуществляющий навивку бесконечной ленты по внутреннему диаметру трубопровода, её крепление, заливку клеящей смолы или эпоксидного клея, проталкивание образовавшегося каркаса из ПВХ внутрь возрождаемого трубопровода, расширение каркаса для его фиксации на восстанавливаемом сооружении. После процесса наматывания оставшееся свободное кольцевое пространство между реабилитируемой трубой и новым каркасом заливается специальной трамбовкой для повышения статической прочности [5, с. 3–5].

Традиционный метод восстановления подземных трубопроводов – при таком способе выполнения восстановительных работ выкапывают траншею, глубина, длина и ширина которой вычисляются путём сложных инженерных расчётов. Для рытья траншеи может применяться как ручной, так и механизированный способ. В зависимости от природных условий и вида грунта. При проектировании траншеи механическим способом используют бару (траншеекопатель или грунторез), мотоблок, экскаватор (крупный или мини-экскаватор), бульдозер, самосвал, грузовые машины.

Чтобы осуществить правильный подкоп, нужно использовать мини-экскаватор с бульдозером. Однако чем крупнее техника, тем выше производительность выполняемых работ. Но хуже маневренность. Для того, чтобы разработать подкоп, нужно правильно определить уровень промерзания грунта. Чтобы выкопать траншею используют окопы трёх видов: *прямоугольного сечения с отвесами*; *в форме трапеции с наклонными стенками*; *смешанные*. Окоп прямоугольного сечения с отвесами предполагает минимальный объём земляных работ и малую ширину выемки. В данном случае требуются устройства крепления стенок, для цели сохранения безопасности рабочих. Окоп в форме трапеции с наклонными стенками – в данном случае можно обойтись без крепления. Но требуется много пространства для маневренности, которая по мере разработки большей части грунта усложняется. Смешанный тип окопа эффективен, когда глубина траншеи граничит с подземными водами. В таком случае окоп укрепляют сверху с помощью откосов, а с нижней стороны – посредством отвесных стенок. Чтобы определить тип необходимой техники, нужно вычислить: длину водопровода, условия его пролегания, ежедневный объём работ. Количество применяемой техники зависит от длины ремонтируемого участка. Как видно, традиционный метод восстановления трубопроводов влечет за собой большой объём земляных работ, низкие темпы строительства, высокую себестоимость проводимых работ, объёмные инженерные расчёты, способствует нарушению природного ландшафта, материалоёмкость, трудоёмкость и имеет ряд других недостатков. Всё это является фактором огромных финансовых расходов. Исходя из описания новых методов санации труб и традиционного метода, можно заполнить их сравнение в виде таблицы 1.



Таблица 1 – Сравнение бестраншейных методов санации труб (на примере одного из них) с траншейным методом

Традиционный (траншейный) метод	Бестраншейный метод – например, релайнинг
Значительный объем земляных работ, с использованием большого количества техники и рабочей силы;	Малое количество используемого рабочего оборудования и не более двух рабочих бригад, мизерный объем земляных работ;
Крупные финансовые издержки;	Уменьшение денежных расходов до 30–50 %;
Длительные периоды процесса восстановления;	Сокращение сроков длительности процесса восстановления трубопроводной линии – от 2 до 20 раз;
Расходы на устранение аварийных ситуаций и их следствий;	Вероятность появления аварий сведена к нулевому значению;
Эксплуатационные затраты на диагностические и ремонтные работы;	Гарантия длительности срока службы трубопроводов;
Сооружение запасной нити трубопроводов (например, водопроводов);	Отсутствие эксплуатационных затрат и необходимости строительства дополнительной нити трубопровода;
Причиняется некомпенсируемый вред природной среде;	Сохранение целостности природного ландшафта;
Нарушение режима движения транспортного и пешеходного потоков;	Непрерывность движения пешеходов и автомобильного, железнодорожного, речного и других видов транспорта (за исключением воздушного);
Нарушение сложившейся экологической обстановки и жизненного тонуса людей	Сохранность дорожного покрытия и отсутствие факта причинения неудобств населению

Литература:

1. Орлов В.А. Стратегия восстановления водопроводных и водоотводящих сетей. – М. : АСВ, 2001. – 96 с.
2. Черненко В.К-К. Технология и организация монтажа строительных конструкций. – М. : 2004.
3. URL : www.truba-da.ru
4. URL : www.uso.com
5. URL : www.tehsovet.ru

References:

1. Orlov V.A. The strategy of restoration of the water and water taking away networks. – М. : DIA, 2001. – 96 p.
2. Chernenko V.K-K. Technology and organization of installation of building constructions. – М. : 2004.
3. URL : www.truba-da.ru
4. URL : www.uso.com
5. URL : www.tehsovet.ru



УДК 622.692.4.053

МОДЕРНИЗАЦИЯ МЕТОДИКИ РАСЧЕТА ЭНЕРГОЗАТРАТ ПРИ ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМАХ

MODERNIZATION OF THE METHODOLOGY FOR CALCULATING ENERGY COSTS IN TRANSIENT REGIMES

Архиреев Антон Германович

магистрант,
Омский государственный
технический университет
anton_arhireev@mail.ru

Нахлесткин Александр Александрович

магистрант,
Омский государственный
технический университет
nakhlestkin95@mail.ru

Буслаев Сергей Валерьевич

магистрант,
Омский государственный
технический университет
buslaevsv2015@mail.ru

Аннотация. В данной работе рассмотрена существующая методика расчета энергозатрат на перекачку нефтепродукта при переходных режимах течения жидкости. Выявлены основные недостатки данной методики, определены основные параметры, оказывающие решающее влияние на возникновение недопустимой погрешности при расчетах. Предложена методика, позволяющая устранить выявленные недостатки и получать более точный результат искомых величин.

Ключевые слова: магистральный трубопровод, энергоэффективность, энергосбережение, оптимальное планирование.

Arkhireev Anton Germanovich

Undergraduate,
Omsk State Technical University
anton_arhireev@mail.ru

Nakhlestkin Alexander Alexandrovich

Undergraduate,
Omsk State Technical University
nakhlestkin95@mail.ru

Buslaev Sergey Valerievich

Undergraduate,
Omsk State Technical University
buslaevsv2015@mail.ru

Annotation. In this paper, the existing methodology for calculating energy costs for pumping petroleum products under transient flow conditions is considered. The main drawbacks of this technique are identified, the main parameters that determine the decisive influence on the occurrence of an inadmissible error in calculations are determined. A technique is proposed that allows to eliminate the revealed shortcomings and to obtain a more accurate result of the unknown quantities.

Keywords: main pipeline, energy efficiency, energy saving, optimal planning.

Система магистрального транспорта нефтепродуктов является одной из важнейших бюджетообразующих отраслей промышленности России. Перевод экономики страны на энерго-сберегающий путь развития является на сегодняшний день задачей исключительной важности.

Энергоэффективность нефтегазовой отрасли определяется следующими основными факторами:

- 1) минимизацией затрат энергии на собственные нужды предприятия, которые в свою очередь подразделяются на технологические и вспомогательные;
- 2) снижением потерь энергоресурсов:
 - электрической энергии в трансформаторах и кабельных линиях;
 - тепловой энергии в системе теплоснабжения и в котельных;
 - потерь нефтепродуктов при транспортировке, перевалке и хранении.

К вспомогательным нуждам относятся затраты на привод вспомогательных насосов (масляных, водяных, внутривантоновых и пр.), станки ремонтных служб, ЭХЗ, освещение, теплоснабжение, затраты моторного топлива для автотранспорта и спецтехники и пр.

К технологическим энергозатратам относится, прежде всего, электрическая энергия, расходуемая на привод основных магистральных и подпорных насосов, которая составляет основную часть от общего электропотребления [1, с. 156].

Потери энергоресурсов подразделяются на неизбежные, регламентируемые соответствующими государственными и отраслевыми нормами и учитывающие современный технологический уровень отрасли, и сверхнормативные, обусловленные отклонениями режимов работы оборудования от нор-



мы. Причины сверхнормативных потерь могут быть как чисто техническими (авария, дефект), так и организационными (ошибки персонала, нерациональный режим работы оборудования, несоответствующее оборудование и пр.). Снижение энергоемкости магистрального транспорта нефтепродуктов можно добиться путем разработки уточненного расчета мощности электропотребления перекачивающими агрегатами, позволяющего более точно планировать электропотребление оборудования при переходных режимах.

Переходя к рассмотрению решения поставленной задачи, необходимо сказать, что магистральный нефтепровод большую часть времени работает с постоянной подачей. При этом в каждой точке трубопровода устанавливается также постоянное давление. Такой режим работы называется стационарным или установившимся. Если в трубопроводе происходят изменения расхода и давления в точке, то такой режим называется неустановившимся. Переход с одного установившегося режима на другой называется переходным процессом.

Переходные процессы в трубопроводе возникают в следующих случаях:

- при перекачке партий нефти различной плотности и вязкости;
- при изменении числа или характеристик работающих агрегатов или положения регулирующих или запорных органов;
- при изменении характеристик трубопровода (подключение лупинга, открытие сброса, разрыв трубопровода). При каждом случае необходимо определять затраченную энергию на перекачку необходимого объема нефти [1, с. 165].

В данный момент отсутствует точная программа расчета энергопотребления при переходных процессах. В настоящее время планирование энергопотребления осуществляется двумя способами:

- 1) энергопотребление перекачивающими агрегатами при переходных процессах заявляется по актам опробованных переходных режимов;
- 2) потребляемая энергия насосным агрегатом вычисляется методом пропорции с помощью величин мощности на установившихся режимах до и после переходного режима.

У каждого из данных способов есть свои недостатки. Для попадания в интервалы переходных режимов по опробованным актам режимов необходимо до секунды точно выполнять последовательность и строго соблюдать технологию перехода, что практически невозможно. В результате чего будут наблюдаться на порядок большие отклонения, чем допускаемые по нормативно-технической документации 2 %.

Если отсутствуют опробованные акты переходных процессов, то используют второй способ. У данного способа, как и у первого, есть свои недостатки и доля погрешности. Главным минусом такого способа является прямая зависимость от заявленной мощности при установившихся режимах, которые также могут не попадать в 2 %, что приведет к большим отклонениям по мощности при переходных режимах. Так же данный способ никак не учитывает временную зависимость мощности [2, с. 66].

В связи с вышеизложенным, существует необходимость разработки метода расчета энергопотребления при переходных режимах

Энергопотребление при переходном процессе представляет собой сложную функцию, зависящую от множества факторов – от производительности перекачки, свойств нефти, гидравлических характеристик трубопроводов, их технического состояния, давления на входе и выходе магистрали, схемы включения насосных агрегатов, момента запуска, интервалов времени между включениями, выключениями агрегатов, времени открытия, закрытия задвижек, регулировок сбросов, подкачек, уровня взлива резервуаров, особенностей напессовки технологического участка. Энергопотребление есть как не что иное, как суммарное потребление энергии всех насосных станций на технологическом участке за расчетный промежуток времени:

$$A = \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^{n_i} \int_0^T \frac{\rho g H_{i,j}(Q(\tau)) \cdot Q_{i,j}(\tau)}{\eta_{i,j}(Q(\tau))} \cdot d\tau, \quad (1)$$

где A – энергопотребление при переходном процессе; i – номер насосной станции; k – количество работающих станций; j – номер насоса, работающего на i -той насосной станции; n_i – количество насосных агрегатов, работающих на i -той насосной станции; ρ – плотность нефти, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с.; $Q_{i,j}$ – функция изменения расхода от времени j -го насосного агрегата i -той станции; $\eta_{i,j}$ – КПД j -го насосного агрегата i -той станции, соответствующий расходу $Q_{i,j}$; $H_{i,j}$ – напор j -го насосного агрегата i -той станции, соответствующий расходу $Q_{i,j}$; T – время окончания переходного процесса.

Подача Q также является сложной функциональной зависимостью, изменяющейся во времени, от которой зависят основные технические показатели насосов (напора насоса H , КПД η) [2, с. 67].

Для каждого насосного агрегата в определенные промежутки времени будет иметь место свое значение подачи, соответственно и свои величины напора и КПД.



Мощность, потребляемая на всем технологическом участке – есть алгебраическая сумма всех мощностей станций, участвующих в переходном процессе в заданные интервалы времени:

$$N = \sum_{i=1}^k N_{Ci} , \tag{2}$$

где k – количество работающих станций; N_{Ci} – мощность i -ой насосной станции.

Для определения мощности каждой насосной станции воспользуемся формулой:

$$N_{Ci} = \sum_{j=1}^{n_i} N_{mi,j} , \tag{3}$$

где $N_{mi,j}$ – мощность j -го насосного агрегата i -ой насосной станции; n_i – количество работающих насосов i -ой насосной станции.

Мощность насоса N – это мощность, подводимая к насосу и определяемая на его валу. Мощность, подводимая к валу насоса, зависит от плотности линейно, и определяется следующей зависимостью [3, с. 190]:

$$N_{mi,j}(\tau) = \frac{\rho_i g H_{i,j}(Q(\tau)) \cdot Q_{i,j}(\tau)}{\eta_{i,j}(Q(\tau))} , \tag{4}$$

В зависимости от сложности перехода, интервалов времени между включениями, выключениями агрегатов, времени открытия, закрытия задвижек переходные процессы будут протекать с различной скоростью. Каждый переходный процесс индивидуален и имеет свои значения временных интервалов между процессами и времени окончания перехода. Следовательно, энергопотребление в определенные временные промежутки будет различным.

В данный момент в карту технологических режимов записывается один час переходного процесса, на следующий час энергопотребление заявляется как при установившемся процессе. В силу своей технологической природы переходный процесс может занимать как от нескольких минут, так и до нескольких часов. Данным методом предлагается записывать энергопотребление насосным агрегатом как за 1 час после перехода, так и за 2-ой, что приведет к уменьшению погрешности и повышению точности расчета. Таким образом, суммарное энергопотребление переходного процесса будет определяться следующими зависимостями:

$$Am1_{i,j} = \int_0^{60} N_{mi,j}(\tau) \cdot d\tau , \tag{5}$$

$$Am2_{i,j} = \int_{60}^{120} N_{mi,j}(\tau) \cdot d\tau , \tag{6}$$

$$Am3_{i,j} = \int_{120}^{180} N_{mi,j}(\tau) \cdot d\tau , \tag{7}$$

где $Am1_{i,j}$, $Am2_{i,j}$, $Am3_{i,j}$ – энергопотребление j -го насосного агрегата i -ой насосной станции, интегрируется по минутам.

С учетом вышесказанного, формулу для определения общей мощности на технологическом участке за 1 час можно записать:

$$N_1 = \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^{n_i} \int_0^{60} \frac{\rho_i g H_{i,j}(Q(\tau)) \cdot Q_{i,j}(\tau)}{\eta_{i,j}(Q(\tau))} \cdot d\tau , \tag{8}$$

Формула (8) представляет собой сложную функцию, зависящую от нескольких параметров, определение которых в совокупности является не простой задачей. Предложенным методом расчета энергопотребления при переходных режимах предлагается заменить подынтегральную функцию на эквивалентную, но более простую:

$$N_1 = \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^{n_i} \int_0^{3600} \frac{\rho_i}{\rho_0} \cdot N_{mi,j}(Q_\tau) d\tau , \tag{9}$$

где ρ_0 – эталонная плотность нефти, кг/м³; ρ_i – плотность нефти i -ой насосной станции в определенный промежуток времени, кг/м³; $N_{mi,j}(Q_\tau)$ – функция изменения мощности во времени j -го насосного агрегата i -той станции, зависящая от расхода [4, с. 175].

Данная формула позволяет учесть все изменения параметров для определения энергопотребления на технологическом участке. Для повышения точности предлагается интегрировать выражение в секундах.



С помощью представленной обобщенной модели можно определять последовательность действий при переходных процессах и времени между действиями (т.е. выбирать временные рамки с меньшими энергозатратами), выбирать оптимальные режимы энергопотребления при переходных процессах, графически анализировать изменение энергопотребления во времени.

После осуществления отладки модели и реализации её в качестве программного обеспечения, адаптированного для использования в производстве, планируется её применение при расчетах энергопотребления для переходных процессах МН.

Литература:

1. Васильев Г.Г., Коробков Г.Е. и др. Трубопроводный транспорт нефти. – М. : Недра, 2002. – Т. первый. – 407 с.
2. Методика расчета нестационарных технологических режимов работы магистральных нефтепроводов : Руководящий документ (РД-75.180.00-КТН-238-08). – М. : ОАО «Транснефть», 2008. – 99 с.
3. Тугунов П.И., Новоселов В.Ф. и др. Транспорт и хранение нефти и газа. – М. : Недра, 1975. – 360 с.
4. Чарный И.А. Неуставившееся движение реальной жидкости в трубах. – М. : Недра, 1975. – 296 с.

References:

1. Vasilyev G.G., Korobkov G.E., etc. Pipeline transport of oil. – M. : Nedra, 2002. – T. the first. – 407 p.
2. Method of calculation of non-stationary technological operating modes of the main oil pipelines : The leading document (RD-75.180.00-КТН-238-08). – M. : JSC Transneft, 2008. – 99 p.
3. Tugunov P.I., Novoselov V.F., etc. Transport and storage of oil and gas. – M. : Nedra, 1975. – 360 p.
4. Charny I.A. The unsteady movement of real liquid in pipes. – M. : Nedra, 1975. – 296 p.



УДК 621.313.333.+621.31.03+621.314

СПОСОБЫ ТРАНСПОРТИРОВКИ ГАЗА И НЕФТИ

METHODS FOR TRANSPORTING OIL AND GAS

Безнощенко Дмитрий Вячеславович

Инженер-проектировщик третьей категории
электротехнического отдела,
ЗАО НИПИ «Инжгео»
begnoshchenko-dmitry@mail.ru

Beznoshchenko Dmitry Vyacheslavovich

Design engineer of the third category
of the Electrical Engineering Department,
ZAO NIPi «Injgeo»
begnoshchenko-dmitry@mail.ru

Аннотация. Приводятся основные виды транспортировки нефти и газа.

Annotation. The main types of oil and gas transportation.

Ключевые слова: аксиальные насосы, перекачка, нефть.

Keywords: axial pumps, pumping, oil.

В настоящее время одним из основных видов транспортировки нефти и газа является трубопроводный.

По мере продвижения газа по трубопроводу он теряет энергию, преодолевая силы трения как между газом и стенкой трубы, так и между слоями газа. Поэтому через определённое расстояние необходимо сооружать компрессорные станции (КС), на которых газ дожимается.

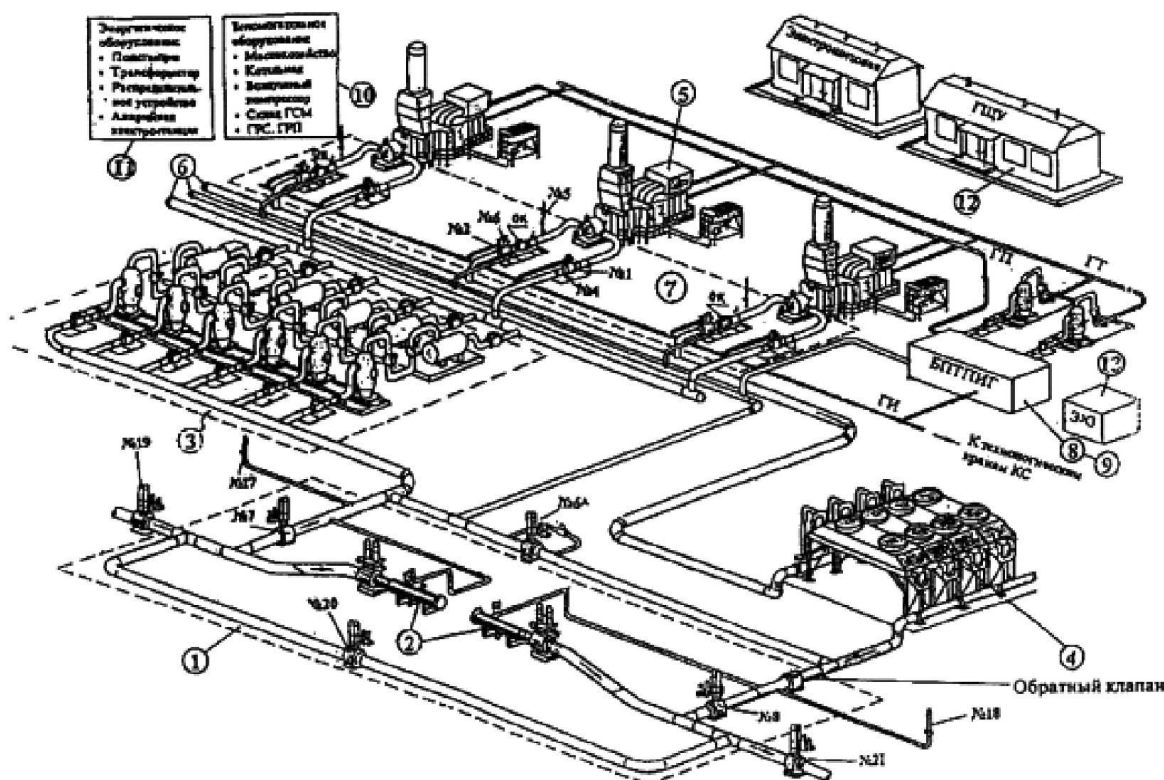


Рисунок 1 – Принципиальная схема компоновки основного оборудования компрессорной станции:

- 1 – узел подключения КС к магистральному газопроводу;
- 2 – камеры запуска и приема очистного устройства магистрального газопровода;
- 3 – установка очистки технологического газа, состоящая из пылеуловителей и фильтр-сепараторов;
- 4 – установка охлаждения технологического газа; 5 – газоперекачивающие агрегаты;
- 6 – технологические трубопроводы обвязки компрессорной станции;
- 7 – запорная арматура технологических трубопроводов обвязки агрегатов;
- 8 – установка подготовки пускового и топливного газа; 9 – установка подготовки импульсного газа;
- 10 – различное вспомогательное оборудование; 11 – энергетическое оборудование;
- 12 – главный щит управления и система телемеханики;
- 13 – оборудование электрохимической защиты трубопроводов обвязки КС



Расчеты показывают, что для прокачки = 90 млн м³/сутки, на участке трубопровода 1400 мм, = 100 км необходимо затратить мощность = 50 МВт. При увеличении производительности на 30 % от проектной, мощность необходимо увеличивать в два с лишним раза при сохранении конечного давления, что приводит к значительному потреблению электроэнергии и удорожанию себестоимости одного кубометра газа. Но на данный момент времени это самый дешёвый способ транспортировки газа и нефти.

Кроме трубопроводного транспорта используют специальные танкеры – газовозы. Это корабль, на котором газ перевозится в сжиженном состоянии при определённых термобарических условиях. Но для данной транспортировки газа необходимо протянуть газопровод до берега моря, построить на берегу сжижающий газ завод, порт для танкеров – газовозов, и сами танкеры. Данный вид транспортировки считается экономически целесообразным при отдалённости потребителя сжиженного газа более 3000 км.

В 2017 экспорт Российского газа составили 208,6 млрд куб. м.

Также есть и другие проекты транспортировки газа, например с помощью дирижаблей, или в газоидратном состоянии, но эти проекты не нашли широкого применения в силу различных причин.

Развивается и транспортировка нефти. С ростом добычи увеличивались и объёмы транспортировки нефтепродуктов, совершенствовались способы доставки. Долгое время это делалось весьма примитивно, караванным способом. Деревянные бочки и бурдюки наполнялись нефтью или керосином, грузились на повозки и таким образом доставлялись до места. Или же по воде – в дубовых, а позже стальных бочках. Такой способ транспортировки был очень дорог, стоимость нефтепродуктов была слишком высока. В итоге, первой начав производство керосина, Россия оказалась не в состоянии поставлять его по приемлемым ценам даже на внутренний рынок: керосин закупался в Америке. В 1863 году этой проблемой заинтересовался Д.И. Менделеев. В качестве выхода он предложил перевозить нефтепродукты не в бочках, а в специально оборудованных трюмах судов методом налива. Этот метод перевозки получил название «русский способ». Через десять лет, когда идея была реализована братьями Артемьевыми и полностью себя оправдала, способ, предложенный великим русским ученым, стал применяться повсеместно.

Ещё одним удобным способом транспортировки нефтепродуктов стал железнодорожный транспорт. География железнодорожных нефтеперевозок от мест добычи на нефтеперерабатывающие заводы, в хранилища или потребителям, привязана к так называемых нефтегазовым бассейнам. Общемировой объём железнодорожных нефтеперевозок возрастает каждый год на 3–4 %, а в России этот показатель достигает 6 %. Тем самым растёт и потребление электроэнергии.

Несмотря на удобство железнодорожного способа перевозки нефтепродуктов на большие расстояния, нефтепродукты – такие как бензин, ДТ, или сжиженный газ – на небольшие расстояния до места реализации оптимально доставлять автоцистернами. Перевозка топлива таким способом заметно повышает его потребительскую стоимость. Рентабельность автоперевозок ограничивается расстоянием в 300–400 км, что определяет их локальный характер – от нефтебазы до заправочной станции и обратно. У каждого вида транспортировки имеются свои плюсы и минусы. Наиболее быстрый воздушный способ очень дорог, требует особых мер безопасности, потому этим способом доставки пользуются редко – в случаях экстренной необходимости или невозможности доставить ГСМ иным путем. Например, в военных целях или в случаях фактической недоступности местности для иных, кроме воздушного, видов транспорта.

Большинство нефтепромыслов находится далеко от мест переработки или сбыта нефти, поэтому быстрая и экономичная доставка «черного золота» жизненно важна для процветания отрасли.

Самым экономически выгодным и экологически безопасным способом транспортировки нефти являются нефтепроводы. Нефтепроводы оснащены оборудованием для обезвоживания и дегазации нефти, оборудованием для подогрева вязких сортов нефти. Для перекачки нефти с учетом утилизации тепла с одновременным подогревом нефти для уменьшения ее вязкости и увеличения за счет этого скорости перекачки целесообразно использовать аксиальные центробежные насосы [1–7].

Для поддержания необходимого давления устанавливают специальные перекачивающие станции (НПС). Нефть в них движется со скоростью до 3 м/сек. под воздействием разницы в давлении, создаваемой насосными станциями. В начале магистрали – головные, затем через каждые 100–150 км – промежуточные. Протяженность магистральных трубопроводов России составляет 217 тыс. км, в т.ч. 151 тыс. км газопроводных магистралей, 46,7 тыс. км – нефтепроводных, 19,3 тыс. км – нефтепродуктопроводных. В состав сооружений трубопроводного транспорта входят 487 перекачивающих станций на нефте- и нефтепродуктопроводах, резервуарные парки вместимостью 17,4 млн м³, а также 247 компрессорных станций, 4053 газоперекачивающих агрегата и 3300 газораспределительных станций. Их устанавливают с интервалом в 70–150 километров в зависимости от рельефа трассы. На расстоянии в 10–30 километров в трубопроводах размещают задвижки, позволяющие перекрыть отдельные участки при аварии.

**Литература:**

1. Пат. RUS № 2098667. Насос для перекачки нефтепродуктов / Гайтов Б.Х., Копелевич Л.Е., Письменный В.Я. – 16.05.1995.
2. Пат. RUS № 2284426. Аксиальный центробежный двигатель-насос / Гайтов Б.Х., Кашин Я.М., Рябухин М.И., Гайтова Т.Б. – 20.04.2005.
3. Пат. RUS № 23343318. Аксиальный центробежный двигатель-насос / Гайтов Б.Х., Кашин Я.М., Рябухин М.И., Гайтова Т.Б., Кашин В.Я. – 31.04.2007.
4. Пат. RUS № 67769. Аксиальный безваловый двигатель-насос / Гайтов Б.Х., Кашин Я.М., Рябухин М.И., Гайтова Т.Б. – 10.07.2007.
5. Пат. RUS № 2340974. Аксиальный двигатель-насос / Гайтов Б.Х., Кашин Я.М., Рябухин М.И., Гайтова Т.Б., Кашин А.Я. – 26.10.2007.
6. Кашин Я.М., Самородов А.В. Перспективные конструкции аксиальных насосов для нефтеперерабатывающей промышленности : сб. тезисов докл. / Межд. научн.-практ. конф. «Повышение эффективности разработки нефтяных и газовых месторождений на поздней стадии». – Краснодар, Издательский Дом – Юг, 2017. – С. 69.
7. Кашин Я.М., Киселев С.П., Караджаев А. Аксиальные насосы для перекачки нефти и нефтепродуктов : сб. материалов / I Межд. научн.-практ. конф. «Булатовские чтения». – Краснодар, Издательский Дом – Юг, 217. – Т. 5 Электрооборудование в нефтегазовой отрасли. – С 76–78.

References:

1. Pat. RUS No. 2098667. The pump for transfer Oil products / Gaytov B.H., Kopelevich L.E., Pis'mennyi V.Ya. – 5/16/1995.
2. Pat. RUS No. 2284426. The axial centrifugal engine pump / Gaytov B.H., Kashin Ya.M., Ryabukhin M.I., Gaytova T.B. – 4/20/2005.
3. Pat. RUS No. 23343318. Axial centrifugal engine pump / Gaytov B.H., Kashin Ya.M., Ryabukhin M.I., Gaytova T.B., Kashin V.Ya. – 4/31/2007.
4. Pat. RUS No. 67769. The axial bezvalovy engine pump / Gaytov B.H., Kashin Ya.M., Ryabukhin M.I., Gaytova T.B. – 7/10/2007.
5. Pat. RUS No. 2340974. Axial engine pump / Gaytov B.H., Kashin Ya.M., Ryabukhin M.I., Gaytova T.B., Kashin A.Ya. – 10/26/2007.
6. Kashin Ya.M., Samorodov A.V. Perspective designs of axial pumps for oil-processing industry : col. theses report / International scientific and practical conference «Increase in efficiency of development of oil and gas fields at a late stage». – Krasnodar, Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – P. 69.
7. Kashin Ya.M., Kiselyov S.P., Karadzhayev A. Axial pumps for pumping of oil and oil products : col. materials / I International scientific and practical conference «Bulatovsky readings». – Krasnodar, Izdatelsky Dom – Yug, 217. – Т. 5 Electric equipment in oil and gas branch. – P. 76–78.



УДК 621.313.333.+621.31.03+621.314

ПРЕДОТВРАЩЕНИЙ АВАРИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

PREVENTION OF ACCIDENTS IN OPERATION OF MAIN PIPELINES

Бузуев Игорь Иванович

кандидат технических наук,
доцент кафедры безопасность жизнедеятельности,
Самарский государственный
технический университет
id.yug2016@gmail.com

Buzuyev Igor Ivanovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate professor health and safety,
Samara state echnical university
id.yug2016@gmail.com

Аннотация. Практика эксплуатации магистральных газопроводов показывает, что основными факторами, приводящими к разрушению, являются дефекты, такие как очаговая коррозия, трещины по механизму коррозионного растрескивания под напряжением, а также деформации от монтажной сборки стыков. Установлено, что в сварных соединениях и участках околошовной зоны кольцевых соединений магистральных газопроводов, выполненных ручной дуговой сваркой плавлением, под действием конструктивно-технологических и монтажных факторов могут возникнуть зоны с аномально высокой концентрацией рабочих напряжений. Дополнительное воздействие на околошовную зону остаточных сварочных напряжений и внутреннего рабочего давления снижает сопротивляемость сварного соединения хрупкому механическому разрушению и коррозионному растрескиванию под напряжением, что определяет повышенные требования к производству диагностических работ. Концентрация напряжений в околошовных зонах сварных стыков, возникающая при температурных воздействиях, приводит к возникновению неоднородности металла и появлению дефектов.

В статье анализируются действующие методы определения годности к эксплуатации сварных стыков и околошовных зон магистральных газопроводов по критерию наличия дефектов. Рассматривается практическое применение двух методов неразрушающего контроля, выполняемые для определения характера и наличия дефектов в сварных соединениях. В качестве объекта контроля используется дефектное сварное соединение магистрального газопровода, не допущенное к эксплуатации. Первый метод представляет из себя рентгенографическое обследование объекта контроля и является самым распространенным методом контроля сварных соединений на данный момент. Другой метод контроля основан на магнитной памяти металла. Метод магнитной памяти металла позволяет делать оценку дислокаций и дефектов, как в основном теле, так и в локальных зонах концентрации напряжений трубопровода.

Ключевые слова: магистральный трубопровод, напряжения в околошовной зоне, современные методы, метод магнитной памяти металла, рентгенографический метод, диагностика сварных соединений.

Annotation. Operating practice of the gas-main pipeline shows that the main factors causing destruction are the defects such as hot-spot corrosion, cracks by the corrosion cracking under the strain and deformation in the joint mounting as well. It is established, that at the gas-main pipeline welded connections and weld-affected zone segments of the annular coupling, made by manual arc fluid welding, under the influence of constructive, technological and assembly factors there can be zones with abnormally high operational stress concentration. Additional impact on the weld-affected zone by the residual welding stress and internal operational stress reduces the resistance of welded joint to fragile mechanical destruction and corrosion cracking under the strain, and that determines the increased requirements to diagnostic works. Stress concentration in the weld-affected zones of welded joints occurring due to thermal stresses causes metal inhomogeneity and defects emergence.

In the article functioning methods on the operational feasibility definition of the gas-main pipelines welded joints and weld-affected zones by the criterion of the existed defects are analyzed. Practical application of two nondestructive control methods, carried out for definition of the defect character and existence in the welded connections, is considered. As a subject of a control the defective welded connection of the gas-main pipeline which isn't permitted to operation is used. The first method represents radiographic research of a control subject and is the most widespread control method of welded connections at the moment. The other control method is based on metal magnetic memory. Metal magnetic memory method allows to do dislocations and defects assessment, both in the main body, and in local zones of the pipeline stress concentration.

Keywords: gas-main pipeline, stress in the weld-affected zone, modern methods, metal magnetic memory method, radiographic method, diagnosis on the welded connections.

Сварные соединения всегда были и остаются наиболее слабым звеном в любой конструкции, поэтому одной из важнейших задач является определение наличия напряжений в околошовной зоне (ОШЗ) и сварных стыках газопроводов. Несмотря на то, что в настоящее время



технология эксплуатации и строительства газопроводов достигла высокого уровня, тем не менее, аварийные порывы газонефтепроводов имеют место быть довольно часто. Отсутствие дефектов будет гарантировать надежность и срок службы магистрального трубопровода, поддерживая эксплуатационные свойства, качественные характеристики материала трубы, которые будут максимально приближены к их теоретическим (расчетным) значениям [1].

Основными источниками повреждений при эксплуатации магистральных газопроводов являются локальные зоны напряжений – локальная коррозия, трещины по принципу коррозионного растрескивания под напряжением (КРН), а также деформации от монтажной сборки стыков, которые образуются под действием рабочих нагрузок [3].

Главной задачей неразрушающего контроля (НК) и средств диагностики при оценке состояния трубопроводов, находящихся в длительной эксплуатации, является поиск (или определение) потенциально опасных участков с развивающимися повреждениями [6]. Так же превалирующее значение имеет определение мест возможной аварии на магистральном трубопроводе.

К основным методам НК трубопровода относят радиографический, ультразвуковой (УЗК) и акустический контроль. Особенностью первого указанного метода является анализ плотности почернения рентгеновской пленки, установленной за объектом на контролируемом участке. Пленка чернеет за счет воздействия рентгеновского излучения от источника. По изменению плотности почернения можно определить характер и местонахождение дефекта. Второй – определяют наличие дефекта по изменениям параметров и координат волн, отражающихся от места несплошности металла. С помощью УЗК так же можно определить толщину стенки трубопровода. Акустический контроль позволяет делать обоснованные выводы о процессах зарождения и развития опасных повреждений и, в конечном итоге, о техническом состоянии объекта [2].

Причинами преждевременных отказов сварных соединений являются локальные зоны напряжений – дефекты сварки, остаточные сварочные напряжения, низкая сопротивляемость зарождению и распространению трещин зоны термического влияния и металла шва, а также деформации от монтажной сборки стыков, которые образуются под действием рабочих нагрузок [7]. Самый распространенный вид дефекта, образующийся при эксплуатации трубопровода, является коррозионное растрескивание металла.

Доля аварий по причине коррозионного растрескивания металла под напряжением достигла более 40 % [4]. Практически половина аварий на газонефтепроводах происходят из-за наличия остаточных напряжений в околошовной зоне и сварном стыке. Эти напряжения накладываются на рабочие, ускоряя процесс зарождения трещины в околошовных зонах соединений труб, и обуславливают непрерывный коррозионный процесс, а также способствуют развитию трещины до разрушения трубопровода.

К основным причинам появления напряжений в сварных элементах относят неравномерность нагрева и усадки сварного шва, структурные изменения металла и околошовной зоны. Также к причинам возникновения относят применение несоответствующей техники и технологии сварки (неверно выбран диаметр электрода, не соблюдаются режимы сварки и т.д.), низкая квалификация сварщика, нарушение размеров сварных швов и т.п. Одной из причин напряжения в ОШЗ и сварном соединении также является давление, создаваемое продуктом транспортировки.

Для определения наличия и характера дефектов в сварных соединениях газопровода необходимо выполнить оценку работоспособности участков околошовной зоны сварных соединений и определить годность к эксплуатации сварного соединения.

Практическое выявление дефектов сварного соединения магистрального газопровода

При сварочных работах процесс формирования магнитной текстуры происходит своевременно с кристаллизацией при охлаждении, как правило, в магнитном поле Земли [8]. Доменные границы образуются в тех местах, где происходит скопление дефектов кристаллической решетки (например, скоплений дислокаций в ОШЗ) и неоднородностей структуры. Такие линии принадлежат сечению детали, где регистрируется максимальное магнитное сопротивление. Они характеризуют зону максимальной неоднородности структуры металла трубы и зону максимальной концентрации внутренних напряжений (ЗКН).

Контроль методом магнитной памяти металла (ММПМ) выполняется на вырезанном дефектном сварном стыке магистрального газопровода. Для контроля наличия и характера дефектов сварного стыка фрагмента МГ выполнен радиографический контроль. В качестве результата контроля представлена рентгеновская пленка (рис. 1), установленная с наружной стороны сварного стыка МГ. Дефектами сварного стыка являются:

- неметаллические включения в корневом слое сварного стыка,
- поперечная трещина, в зоне продольного шва.



Рисунок 1 – Результат рентгенографического контроля

Результаты контроля сварного стыка на наличие напряжений методом МГПМ показаны на рисунке 2. Наличие трещины мы определили при регистрации и анализе изменения распределения магнитного поля обследуемой околошовной зоны.

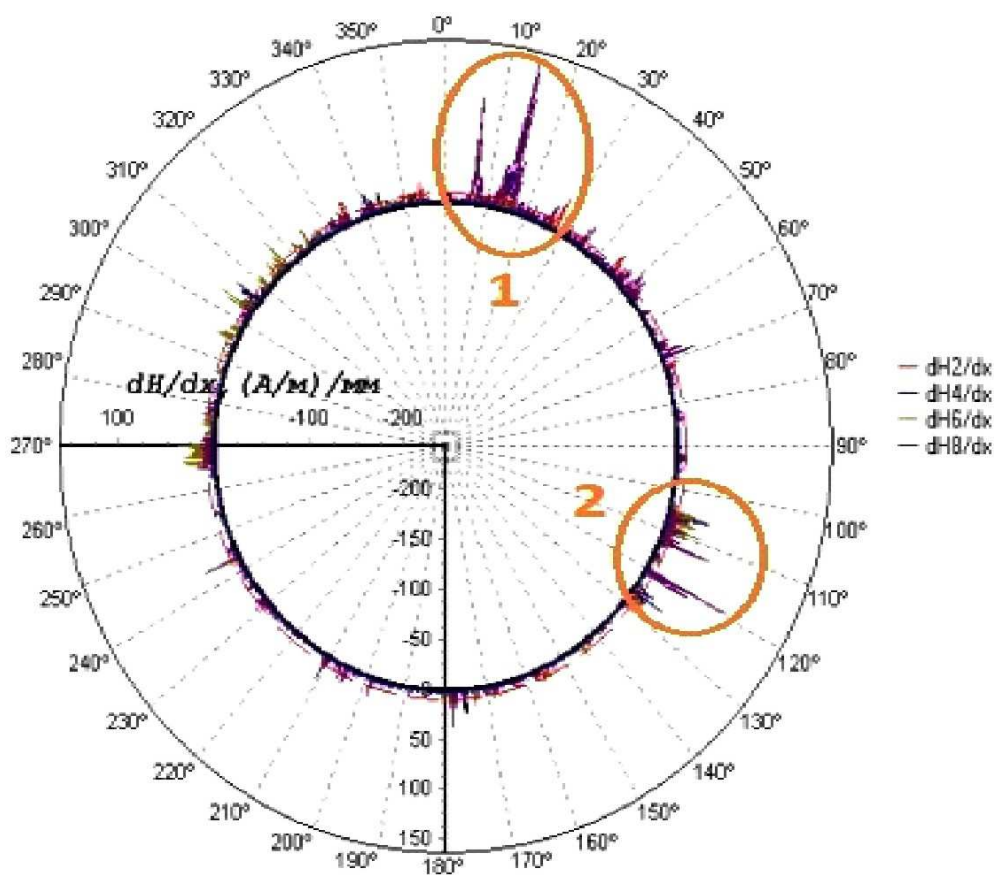


Рисунок 2 – Результат контроля: визуализация градиента магнитного поля (dH/dx) вдоль сварного соединения, где 1, 2 – зона концентрации напряжений

Неравномерность распределения магнитного поля в зоне 1 и 2 указывает на наличие концентратора напряжения в ОШЗ в виде трещины. Координаты зоны трещины и зоны термического влияния (ЗТВ) определены относительно местоположения участков с аномалиями магнитного поля, сопряженными с зонами отклонения уровня напряженно-деформированного состояния от фоновых значений – зонами дефектов 1 и 2 [9]. Расшифровка ММПП показала:

- поперечная трещина, в зоне продольного шва (зона 1);
- неметаллические включения в корневом слое сварного стыка (зона 2).

ММПП и рентгенографический контроль фрагмента сварного стыка МГ имеют одинаковые результаты, которые соответствуют недопустимым дефектам по нормам отбраковки согласно «Инструкции по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании МГ», утвержденной 18 ноября 2008 г. ОАО «Газпром». Метод магнитной памяти металла оказался достоверным и информативным методом неразрушающего контроля.



Заключение

Практическое сравнение методов неразрушающего контроля показало их достоверность в определении наличия и характера дефектов. Однако рентгенографический метод не определил степень напряженно-деформированного состояния околошовной зоны и не показал зоны концентрации напряжений. В зонах концентраций напряжения сварных элементов газопроводов развивается неоднородность стационарных потенциалов, которые отвечают за интенсивность развития процессов коррозионно-механического повреждения. От наличия напряжений в сварном стыке и околошовной зоне зависит и работоспособность газопровода, то есть его годность к эксплуатации. Только метод магнитной памяти металла показал достоверную картину технического состояния сварного соединения.

Литература:

1. Дубов А.А. Метод магнитной памяти металла и возможности его применения для диагностики элементов энергетических котлов // Промышленная энергетика. – 2013. – № 2. – С. 48–53.
2. Дубов А.А., Дубов Ал.А. Опыт применения бесконтактной магнитометрической диагностики трубопроводов и перспективы ее развития // Контроль. Диагностика. – 2014. – № 4. – С. 64–67.
3. Касьянов А.Н. Оценка работоспособности околошовных зон кольцевых сварных соединений магистральных трубопроводов : дис. ... канд. техн. наук. – М., 2012.
4. Кузьмин А.Н., Жуков А.В., Журавлев Д.Б. Акустико-эмиссионная диагностика магистральных газопроводов с применением тензометрии // В Мире НК. – 2002. – 4 (18).
5. Инструкция по диагностике технического состояния трубопроводов бесконтактным магнитометрическим методом : РД 102-008-2002.
6. Самокрутов А.А., Шевалдыкин В.Г., Зверев Е.А., Велиулин И.И., Касьянов А.Н. Комплекс средств дефектоскопии трубопроводов больших диаметров // В мире неразрушающего контроля, ежеквартальное журнальное обозрение. – СПб, 2009. – № 1(43). – С. 18–21.
7. Burkov P.V., Burkova S.P., Timofeev V.Y. Analysis of stress concentrators arising during MKY.2SH-26/53 support unit testing. Appl. ied Mech. anics and Mat. erials: 682 (2014) 216–223.
8. Буклешев Д.О. Образование дефектов в околошовных зонах сварных стыков магистральных газопроводов под воздействием рабочих нагрузок // Журнал: Трубопроводный Транспорт. Теория и практика. – М. : ВНИИСТ, 2016. – № 1 (53). – С. 31–35.
9. Буклешев Д.О. Современные методы определения наличия напряжений в оклошовной зоне трубопроводов // Журнал: Трубопроводный Транспорт. Теория и практика. – М. : ВНИИСТ, 2016. – №1 (53) – С. 26–30.

References:

1. Dubov A.A. Method of magnetic memory of metal and possibility of its application for diagnostics of elements of power coppers // Industrial power. – 2013. – No. 2. – P. 48–53.
2. Dubov A.A., Dubov Al.A. Experience of application of contactless magnetometric diagnostics of pipelines and prospect of her development // Control. Diagnostics. – 2014. – No. 4. – P. 64–67.
3. Kasyanov A.N. Assessment of operability of okoloshovny zones of ring welded connections of the main pipelines : yew. ... Cand. Tech. Sci. – M, 2012.
4. Kuzmin A.N., Zhukov A.V., Zhuravlev D.B. Akustiko-emissionnaya diagnostics of the main gas pipelines with application of a tenzometriya // In the Tax Code World. – 2002. – 4 (18).
5. Instruction for diagnostics of technical condition of pipelines by a contactless magnetometric method : RD 102-008-2002.
6. Samokrutov A.A., Shevaldykin V.G., Zverev E.A., Veliyulin I.I., Kasyanov A.N. Kompleks of means of defec-toscopy of pipelines of big diameters // In the world of nondestructive control, a quarterly journal review. – SPb, 2009. – No. 1(43). – P. 18–21.
7. Burkov P.V., Burkova S.P., Timofeev V.Y. Analysis of stress concentrators arising during MKY.2SH-26/53 support unit testing. Appl. ied Mech. anics and Mat. erials: 682 (2014) 216–223.
8. Bukleshev D.O. Formation of defects in okoloshovny zones of welded joints of the main gas pipelines under the influence of working loadings // the Magazine: Pipeline Transport. Theory and practice. – M. : VNIIST, 2016. – No. 1 (53). – P. 31–35.
9. Bukleshev D.O. Modern methods of definition of presence of tension in an okloshovny zone of pipelines // Magazine: Pipeline Transport. Theory and practice. – M. : VNIIST, 2016. – No. 1 (53) – P. 26–30.



УДК 621.644.07

ОПАСНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С ВЫСОКОЙ СТЕПЕНЬЮ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ОКОЛОШОВНЫХ ЗОН

OPERATIONAL HAZARDS OF MAIN PIPELINES WITH INTENSIVE STRESS-STRAIN STATE IN WELD-AFFECTED ZONES

Буклешев Д.О.

аспирант,
Самарский государственный
технический университет
bukleshev_dima@mail.ru

Bukleshev D.O.

Graduate student,
Samara State Technical University
bukleshev_dima@mail.ru

Аннотация. Рассмотрен процесс концентрации напряжений в околошовной зоне как фактор возникновения дефектов. Автор пришел к выводу, что одним из сильнейших факторов, влияющих на работоспособность сварных соединений, является остаточное напряженное поле в зоне шва. Вследствие резкого температурного перепада, структурных изменений и упруго-пластического деформирования в зонах сварных соединений возникают значительные остаточные напряжения, величина которых может достигать и даже существенно превышать предел текучести основного металла.

Annotation. Stress concentration process in a weld-affected zone as a factor causing defects is considered. The author has concluded that one of the strongest factors influencing welded joint operability is the residual stress in the weld area. Due to sharp heat drop, structural changes and elastic-plastic strain in weld joint zones, there is considerable residual stress the size of which can reach and even substantially exceed base metal yield limit.

Ключевые слова: магистральный трубопровод, околошовная зона, зона термического влияния, деформация, напряженно-деформированное состояние.

Keywords: main pipeline, weld-affected zone, heat affected zone, strain, stress-strain state.

Введение

Слабым звеном сварных конструкций часто является не только сам сварной шов, формирующийся из расплавленного жидкого металла, но и зона термического влияния (ЗТВ), в которой сталь испытывает фазовые и структурные превращения, связанные с нагревом и охлаждением [16].

На сегодняшний день коррозионное повреждение является самым основным из факторов, приводящих к выходу из строя МГ. Как показывают исследования, коррозионные повреждения тесно связаны с напряженно-деформационным состоянием (НДС) околошовной зоны (ОШЗ) [11]. Имеет место важность применения точного, удобного и не дорогого способа оценки напряжений в ОШЗ, т.к. недооценка напряжений в зонах шва может привести к снижению прочности и целостности конструкции трубопровода, а переоценка их значений приведет к чрезмерному усложнению процесса его изготовления.

Процессы коррозии, приводящие к снижению уровня эксплуатационной надежности и постепенному разрушению газо- и нефтепроводов, а также стенок вертикальных стальных резервуаров, являются актуальной проблемой при эксплуатации объектов транспорта углеводородов. Наименее затратным и экономически выгодным является своевременное определение дефектов и повреждений стенки трубопроводов методами неразрушающего контроля.

Можем заключить, что одним из сильнейших факторов, влияющих на работоспособность сварных соединений, является остаточное напряженное поле в зоне шва. Вследствие резкого температурного перепада, структурных изменений и упруго-пластического деформирования в зонах сварных соединений возникают значительные остаточные напряжения, величина которых может достигать и даже существенно превышать предел текучести основного металла.

Цель статьи

Рассмотреть процесс концентрации напряжений в околошовной зоне как фактор возникновения дефектов.

Изложение основного материала

Характерным для остаточных напряжений вообще является то, что они существуют и уравниваются внутри изделия без приложения к нему внешних усилий.



Интерес к исследованию остаточных напряжений в сварных конструкциях обуславливается тем, что они существенно влияют на прочность и долговечность сварного соединения. Как известно, для пластичных материалов остаточные напряжения практически не влияют на величину остаточных напряжений, однако в условиях хрупкого разрушения их влияние может быть значительным [10].

Роль остаточных напряжений в сопротивлении усталости сварных соединений резко увеличивается с ростом концентрации напряжений. В этих случаях остаточные напряжения могут изменять величину пределов выносливости в несколько раз как в сторону повышения (при благоприятных сжимающих напряжениях), так и в сторону понижения (при неблагоприятных остаточных напряжениях). Долговечность сварных соединений может измениться при этом в десятки раз [9].

Неблагоприятными считаются растягивающие остаточные напряжения. Они снижают вибрационную прочность сварных конструкций. Если они действуют в зонах, где есть концентрация напряжений и неоднородность механических свойств, то там в первую очередь возникают разрушения от усталости, когда как сжимающие остаточные напряжения, наоборот, повышают усталостную прочность, поэтому их считают благоприятными.

Проявление остаточных напряжений в швах будет сильнее при сварке толстых сечений и слабее при сварке тонких сечений. Это объясняется величиной и объемностью остаточных напряжений [17]. По объемности остаточные напряжения по существующей классификации делят на три рода. Напряжениями первого рода называют напряжения, уравнивающиеся в макрообъеме, т.е. соизмеримом с размерами всего изделия; напряжениями второго рода – уравнивающиеся в микрообъеме, соизмеримом с объемом одного или нескольких зерен металла, и, наконец, напряжениями третьего рода – всевозможные искажения кристаллической решетки металла [10].

Как правило, остаточные напряжения в зоне сварного шва являются двух- или трехосными с резкими градиентом и сложным характером распределения по отдельным направлениям. Механические свойства металла в зоне шва также неоднородны, поэтому и влияние остаточных напряжений на сопротивление усталости будет различной для различных участков зоны шва. Эти обстоятельства весьма затрудняют применение расчетных методов для количественного определения влияния остаточных напряжений на сопротивление усталости сварных соединений [9].

Влияние остаточных напряжений на прочность соединений при статических нагрузках рассматривается обычно в связи со свойствами металла конструкции и тем предельным состоянием, по которым оценивается ее работоспособность [2]. При анализе влияния остаточных напряжений [3] на статическую прочность следует складывать не напряжения, а деформации. Если деформации, вызванные сваркой, невелики по сравнению с исходной пластичностью, то их действие практически не проявляется. При больших концентрациях сварочных пластических деформаций или при низкой пластичности материала они могут в значительной степени снизить запас пластичности и повлиять на прочность соединения.

В работе [14] отмечено, что отрицательное влияние ОСН на работоспособность сварных соединений зависит от характеристики цикла и усиливается при малом уровне рабочих напряжений. В отдельных случаях ОСН снижают усталостную прочность сварного изделия на 35–50 %, причем между пределом выносливости и величиной ОСН иногда обнаруживается линейная зависимость.

Хрупкое разрушение происходит под действием комплекса факторов [8]. В числе факторов, способствующих хрупкому разрушению основного металла, можно выделить: низкую температуру, объемное напряженное состояние, масштабный эффект, увеличение скорости деформации, концентрацию напряжений и др., а также ряд факторов, свойственных сварному соединению: трещин подобные дефекты, деформационное старение, остаточные напряжения растяжения и др.

В работе [5] были проведены специальные эксперименты для определения влияния остаточных напряжений и деформационного старения на хрупкую прочность сварных соединений из малоуглеродистой стали. Эксперименты с образцами без деформационного старения выявили, что остаточные напряжения не влияют на прочность в диапазоне вязких разрушений и уменьшают сопротивляемость стали возникновению хрупких трещин только при температурах, соответствующих переходу от квазихрупкого разрушения и ниже. При исследовании образцов с деформационным старением получено, что деформационное старение перемещает нижний порог номинальной прочности в сторону положительных температур, вследствие чего влияние остаточных напряжений проявляется при более высоких температурах.

Остаточные напряжения алгебраически суммируются с напряжениями, обусловленными внешней нагрузкой [4]. Соответственно, хрупкое разрушение при наличии ОСН может наступить при сравнительно малой нагрузке [2].

В сварных соединениях кольцевых стыков труб основное влияние на образование остаточных сварочных напряжений оказывают окружное сокращение металла в зоне пластических деформаций и изгиб оболочки. В многослойных швах к этим двум факторам добавляются неравномерность усадки поперек шва и порядок выполнения отдельных слоев [1].



В кольцевых стыках труб, выполняемых за один или много проходов, остаточные сварочные напряжения считаются практически асимметричными [3]. Поэтому предполагается, что для отдельно прохода сварочный шов накладывается одновременно по всей окружности трубы [6].

Зоны концентраций напряжений (ЗКН) в сварных узлах активизируют коррозионный процесс. Проблема защиты от коррозионного разрушения трубопроводов, работающих при интенсивных механических воздействиях, является важной задачей. Суммарные напряжения в условиях воздействия коррозионно-активных сред повышают скорость общей коррозии и вызывают наиболее опасные виды разрушения – коррозионное растрескивание под напряжением (КРП) и коррозионную усталость.

Коррозионные дефектные области имеют сложную геометрию и вблизи очага коррозии, по толщине трубопровода возникают зоны с неоднородностью механических характеристик. Установлено, в частности, что зарождение стресс-коррозионных трещин и их развитие происходят весьма скоротечно и лавинообразно, а характер и скорость распространения являются труднопрогнозируемыми. Поэтому в силу опасности дефектов типа КРН их обнаружение на самой ранней стадии имеет первостепенную важность для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации трубопроводов.

Часто дефекты типа КРН локализуются в ЗТВ сварного шва. Анализ аварийных разрушений трубопроводов указывает на то, что более 60 % разрушений происходит из-за КРН при воздействии грунтовых вод, при этом разрушения происходят преимущественно в ОШЗ, на расстоянии 15–200 мм от оси продольного сварного шва [15]. Это связано с тем, что ОШЗ характеризуется высокими напряжениями.

К пониманию природы образования ОШН есть много подходов. Одним из факторов возникновения концентрации напряжений в ОШЗ считают структурную неоднородность.

С ОШН связана основная часть аварий трубопроводов, они являются основными источниками повреждений в виде коррозионных трещин. В зонах концентраций напряжения развивается неоднородность стационарных потенциалов, которые отвечают за интенсивность развития процессов коррозионно-механического повреждения. Соответственно от величины напряжений в ОШЗ будет зависеть работоспособность участка трубопровода [7].

Для возникновения и развития коррозионного растрескивания под напряжением необходимо одновременное наличие трех факторов, принятых основными, а именно: коррозия трубы, т.е. наличие специфической коррозионно-активной среды, в которой происходит транспорт молекул воды, кислорода, углекислого газа к поверхности металла; защита трубы от коррозии (активная и пассивная), при нарушении которой происходит отслоение покрытия от поверхности трубы и образование локальных очагов коррозии; механические напряжения – наличие кольцевых и циклических напряжений в трубопроводах при транспортировке продукта [13]. После разрушения изоляции начинается процесс коррозии под напряжением по механизму анодного растворения, поверхность трубы покрывается мелкими трещинами, вытянутых в направлении, перпендикулярном действию максимальных растягивающих напряжений.

Уровень эксплуатационных напряжений в ОШЗ газового трубопровода определяется внутренним давлением газа, деформациями, связанными с проседанием грунта под трубой и изгибающими моментами от собственного веса трубы и грунта засыпки. Так же имеют значения местные геометрические особенности (например, зоны сварных соединений), обуславливающие концентрацию номинальных напряжений. Как правило, эти зоны в районе продольных (заводских) и кольцевых (монтажных) сварных соединений являются наиболее уязвимыми для возникновения и развития соответственно продольных и окружных коррозионных трещин [12].

Из практики известно, что коррозионные трещины возникают и развиваются в зоне как продольного, так и окружного шва, хотя условия возникновения относительно нормальных напряжений, ответственных за образование и развитие таких дефектов, разные [18]. В обычных условиях при хорошем прилегании трубы к грунту и незначительных изгибных деформациях по номинальным нормальным напряжениям продольные сварные соединения более уязвимы (при прочих равных условиях), чем кольцевые.

При нагружении трубопровода только внутренним давлением указанный фактор будет иметь место, если значения коэффициента концентрации в зоне монтажного кольцевого сварного шва на наружной поверхности трубы будут в 2 раза выше, чем в зоне продольного сварного шва, выполненного в заводских условиях. Последнее подтверждается известными зависимостями, связывающими источники концентрации напряжений в сварных стыковых соединениях.

Выводы

Можем заключить что, коррозионные трещины и трещины разрушения сварных соединений берут начало в ЗКН трубопровода. Развитие трещины происходит скоротечно, характер и скорость их распространения сложно прогнозируются. Поэтому в силу опасности дефектов типа КРН важно проводить диагностику ОШЗ газопроводов на наличие ЗКН, так как их обнаружение играет важную роль для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации трубопроводов.



Литература:

1. Вагапов И.К. Исследование влияния ультразвуковой ударной обработки на значение и распределение напряжений в сварной заготовке // *Авиационная техника*. – 2005. – № 2. – С. 56–59.
2. Винокуров В.А. Отпуск сварных конструкций для снижения напряжений. – М. : Машиностроение, 1973. – 213 с.
3. Винокуров В.А., Григорьянц А.Г. Теория сварочных деформаций и напряжений. – М. : Машиностроение, 1984. – 284 с.
4. Вишняков Я.Д., Пискарев В.Д. Управление остаточными напряжениями в металлах и сплавах. – М. : *Металлургия*, 1989. – 254 с.
5. Гиренко В.С., Котенко Э.В. Влияние остаточных напряжений и деформационного старения на сопротивляемость стали образованию хрупких трещин // *Автоматическая сварка*. – 1968. – № 2. – С. 34–37.
6. Доронин С.В., Москвичев В.В. Нормирование долговечности и дефектности сварных конструкций // *проблемы машиностроения и надежности*. – 1998. – №1. – С. 44–49.
7. Касьянов А.Н. Оценка работоспособности околошовных зон кольцевых сварных соединений магистральных трубопроводов : дис. ... канд. техн. наук. – М., 2012. – 212 с.
8. Копельман Л.А. Сопротивляемость сварных узлов хрупкому разрушению. – Л. : Машиностроение, 1978. – 232 с.
9. Кудрявцев И.В., Наумченков Н.Е. Усталость сварных конструкций. – М. : Машиностроение, 1976. – 270 с.
10. Кудрявцев П.И. Остаточные сварочные напряжения и прочность соединений. – М. : Машиностроение, 1964. – 93 с.
11. Буклешев Д.О. Влияние наличия и величины напряжений в околошовной зоне сварных стыков на прочностные характеристики и срок эксплуатации трубопроводов // *Журнал: Территория Нефтегаз. Коррозия*. – М. : 2016. – № 2 (34) – С. 30–35.
12. Махненко В.И., Шекера В.М. Анализ условий возникновения и развития коррозионных трещин в зоне кольцевых сварных соединений магистральных газопроводов // *Журнал Автоматическая сварка*. – 2009. – № 5. – С. 5–11.
13. Ныркова Л.И. Оценка вероятности возникновения коррозионного растрескивания под напряжением участка магистрального газопровода на основе анализа данных проектно-исполнительной и эксплуатационной документации // *Техническая диагностика и неразрушающий контроль*. – 2011. – № 3. – С. 18–22.
14. Окерблом Н.О. Сварочные деформации и напряжения. Теория и применения. – М. : Машгиз, 1948. – 248 с.
15. Рафалович И.М., Марков С.И. Особенности напряженно-деформированного состояния металла прямошовных сварных труб // *Наука и техника в газовой промышленности*. – 2010. – № 3. – С. 102–107.
16. Счастливцев В.М., Табачникова Т.И., Яковлева И.Л. Перекристаллизация сталей при сварочном нагреве // *Сварка и диагностика*. – 2011. – № 3. – С. 8–13.
17. Буклешев Д.О. Образование дефектов в околошовных зонах сварных стыков магистральных газопроводов под воздействием рабочих нагрузок // *Журнал: Трубопроводный Транспорт. Теория и практика*. – М. : ВНИИСТ, 2016. – № 1 (53) – С. 31–35.
18. Буклешев Д.О. Определение характера дефектов путем исследования внутренней структуры сварных соединений газопровода различными методами // *Журнал Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований*. – 2016. – № 10. – С. 7–12.

References:

1. Vagapov I.K. A research of influence of ultrasonic shock processing on value and distribution of tension in welded preparation // *the Aircraft equipment*. – 2005. – No. 2. – P. 56–59.
2. Vinokurov V.A. A holiday of welded designs for decrease in tension. – M. : Mechanical engineering, 1973. – 213 p.
3. Vinokurov V.A., Grigoryants A.G. Theory of welding deformations and tension. – M. : Mechanical engineering, 1984. – 284 p.
4. Vishnyakov Ya.D., Piskarev V.D. Management of residual tension in metals and alloys. – M. : Metallurgy, 1989. – 254 p.
5. Girenko V.S., Kotenko E.V. Influence of residual tension and deformation aging on resilience became formation of fragile cracks // *Automatic welding*. – 1968. – No. 2. – P. 34–37.
6. Doronin S.V., Moskvichev V.V. Rationing of durability and deficiency of welded designs/problems of mechanical engineering and reliability. – 1998. – No. 1. – P. 44–49.
7. Kasyanov A.N. Assessment of operability of okoloshovny zones of ring welded connections of the main pipelines : yew. ... Cand. Tech. Sci. – M., 2012. – 212 p.
8. Kopelman L.A. Resilience of welded knots to fragile destruction. – L. : Mechanical engineering, 1978. – 232 p.
9. Kudryavtsev I.V., Naumchenkov N.E. Fatigue of welded designs. – M. : Mechanical engineering, 1976. – 270 p.
10. Kudryavtsev P.I. Residual welding tension and durability of connections. – M. : Mechanical engineering, 1964. – 93 p.
11. Bukleshev D.O. Influence of existence and size of tension in an okoloshovny zone of welded joints on strength characteristics and term of operation of pipelines // *Magazine: Territory Neftgaz. Corrosion*. – M. : 2016. – No. 2 (34) – P. 30–35.
12. Makhnenko V.I., Shekera V.M. The analysis of conditions of emergence and development of corrosion cracks in a zone of ring welded connections of the main gas pipelines // *the Magazine Automatic welding*. – 2009. – No. 5. – P. 5–11.



13. Nyrkova L.I. Assessment of probability of emergence of corrosion cracking energized the site of the main gas pipeline on the basis of the analysis of data design исполнительной and operational documentation // Technical diagnostics and nondestructive control. – 2011. – No. 3. – P. 18–22.
14. Okerbl N.O. Welding deformations and tension. Theory and applications. – М. : Mashgiz, 1948. – 248 p.
15. Rafalovich I.M., Markov S.I. Features of the intense deformed condition of metal of straight-line-seam welded pipes // Science and technology in the gas industry. – 2010. – No. 3. – P. 102–107.
16. Schastlivtsev V.M., Tabachnikova T.I., Yakovleva I.L. Recrystallization staly at welding heating // Welding and diagnostics. – 2011. – No. 3. – P. 8–13.
17. Bukleshev D.O. Formation of defects in okoloshovny zones of welded joints of the main gas pipelines under the influence of working loadings // the Magazine: Pipeline Transport. Theory and practice. – М. : VNIIST, 2016. – No. 1 (53) – P. 31–35.
18. Bukleshev D.O. Determination of nature of defects by a research of internal structure of welded connections of the gas pipeline by various methods // the Magazine the International magazine applied and fundamental researches. – 2016. – No. 10. – P. 7–12.



УДК 624.159.4

УСТРАНЕНИЕ ОСАДКИ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ БЕЗ ОСТАНОВКИ ТОВАРНО-ТРАНСПОРТНЫХ ОПЕРАЦИЙ

ELIMINATION OF THE DRAFT OF VERTICAL STEEL TANKS WITHOUT STOPPING COMMERCIAL OPERATIONS

Буслаев Сергей Валерьевич

магистрант,
Омский государственный
технический университет
buslaevsv2015@mail.ru

Архиреев Антон Германович

магистрант,
Омский государственный
технический университет
anton_arhireev@mail.ru

Нахлесткин Александр Александрович

магистрант,
Омский государственный
технический университет
nakhlestkin95@mail.ru

Аннотация. Данная статья посвящена устранению осадки методом компенсационного нагнетания строительного раствора в определенные области грунтового массива между фундаментами сооружений и зонами проседания грунтов. Рассмотрено основное оборудование для осуществления данного метода, представлены схемы нагнетания. Проанализированы преимущества данного метода, возможность его применения для устранения осадки вертикальных стальных резервуаров без остановки товарно-транспортных операций.

Ключевые слова: резервуар, осадка, компенсационное нагнетание, инъектор.

Buslaev Sergey Valerievich

Undergraduate,
Omsk State Technical University
buslaevsv2015@mail.ru

Arkhireev Anton Germanovich

Undergraduate,
Omsk State Technical University
anton_arhireev@mail.ru

Nakhlestkin Alexander Alexandrovich

Undergraduate,
Omsk State Technical University
nakhlestkin95@mail.ru

Annotation. This article is devoted to the elimination of settlement by the method of compensatory injection of a mortar in certain areas of a soil massif between the foundations of structures and the subsidence zones of soils. The main equipment for the implementation of this method is considered, injection schemes are presented. The advantages of this method are analyzed, the possibility of its application for eliminating the draft of vertical steel tanks without stopping commodity-transport operations.

Keywords: oil storage tank, sediment, compensatory injection, injector.

Резервуарные парки являются неотъемлемой частью системы трубопроводного транспорта нефти. В современных условиях, при увеличении производительности трубопроводов растет и объем резервуарного парка, при этом имеется тенденция к увеличению номинального объема единиц хранения, превышающая 50 тыс. м³ продукта. При таких объемах внеплановые выведения емкости из эксплуатации крайне нежелательны, а при определенных условиях просто невозможны [1, с. 12].

Осадка РВС является распространенной проблемой в эксплуатации резервуарных парков. При превышении допустимых регламентом значений дальнейшая эксплуатация запрещается до устранения осадки. В настоящее время методы приведения резервуара в нормативное состояние не позволяют осуществлять в нем товарно-транспортные операции (ТТО), что приводит к значительным экономическим потерям, связанным с его простоем, а так же с внеочередным опорожнением-заполнением с обязательной зачисткой от нефтешламов.

В качестве современного метода предлагается использовать опыт применения компенсационного нагнетания в тоннелестроении при ликвидации осадок грунта от прокладки тоннелей, при этом, не выводя резервуар из ТТО.

В последние годы для стабилизации грунтового массива в зоне влияния строящегося тоннеля получает распространение метод компенсационного нагнетания строительного раствора в определенные области грунтового массива между фундаментами зданий и тоннельной выработкой. В большинстве случаев до начала основных работ по компенсационному нагнетанию выполняют преконсолидацию грунтового массива для его предварительного подкрепления и создания своеобразного «строительного подъема» с целью последующей компенсации перемещений грунта [2, с. 55].



В результате применения данного метода значительно уменьшаются потери грунта вследствие возможных выпусков в забое, и предотвращается разуплотнение грунтовой толщи, а, следовательно, сводятся к минимуму осадки грунтового массива и поверхности земли. Об эффективности рассматриваемого метода свидетельствует успешный опыт его применения в Великобритании, Австрии, Германии, Португалии, США, Канаде [2, с. 61].

Основное отличие компенсационного нагнетания от других специальных способов стабилизации грунтового массива (цементации, химического закрепления, замораживания) заключается в том, что зона нагнетания ограничена сравнительно тонким слоем грунтового массива, выполняющим роль своеобразного домкрата, обжимающего вышележащую толщу.

Зона нагнетания может размещаться в непосредственной близости от поверхности земли (фундаментов зданий) или примыкать к подземному сооружению. Это зависит от инженерно-геологических условий, характера распределения и интенсивности внешних нагрузок, напряжений в подошве фундаментов и ряда технологических факторов (наличия пригруза в забое щита, скорости проходки, системы нагнетания за обделку и др.). В качестве стабилизирующих грунт составов используют цементно-песчаный или цементно-бentonитовый раствор с добавками, регулируемыми вязкостью, сроки схватывания и твердения и т.д. Объем и давление нагнетания определяются соответствующими расчетами и корректируются в зависимости от поведения грунтового массива и наземных сооружений и зданий.

В настоящее время для определения параметров компенсационного нагнетания широко используют численные методы расчета, в основном метод конечных элементов, а также опытные работы в натуральных условиях. На всех этапах строительства тоннеля и в процессе компенсационного нагнетания осуществляется геотехнический мониторинг напряженно-деформированного состояния грунтового массива, тоннельной обделки, фундаментов зданий и сооружений. Для этого используют автоматизированные следящие системы, включающие электронную контрольно-измерительную аппаратуру и современную компьютерную технику [3, с. 29].

Работы по компенсационному нагнетанию производят либо с поверхности земли, либо из существующих или вновь устраиваемых подземных выработок (шахтных стволов, камер, котлованов), забуривая вертикальные, горизонтальные или наклонные скважины, либо погружая в грунт специальные иньекторы [4, с. 283].

Опыт применения компенсационного нагнетания в разных странах свидетельствует о его эффективности, гибкости и адаптивности технологии к изменяющимся инженерно-геологическим и градостроительным условиям. Рассматриваемый метод обеспечивает возможность минимизации осадок поверхности земли, фундаментов зданий и инженерных коммуникаций непосредственно над строящимися тоннелями путем закрепления ограниченной области грунтового массива.

Расчетные параметры нагнетания определяются на основе математического моделирования и экспериментальных исследований в лабораторных и натуральных условиях. Для контроля поведения грунтового массива и поверхностных сооружений в процессе работ обязательно проведение геотехнического мониторинга с использованием современной измерительной и компьютерной техники [3, с. 91].

Таким образом, применение метода компенсационного нагнетания расширяет возможности по ограничению осадок грунтового массива, а также позволяет устранить существующие.

Наряду с оборудованием для забивки иньекторов, станками для бурения скважин, насосным оборудованием и разводящей сетью, снабженной манометрами, расходомерами и пр., площадка, где производится нагнетание, должна быть снабжена электроэнергией, водой и сжатым воздухом. Наконец, производство работ по компенсационному нагнетанию должно быть обеспечено постоянным контролем за качеством применяемых растворов и закрепленного грунта.

Последовательность работ:

- буровая установка пробуривает скважину необходимого направления и длины;
- устройства для забивки иньекторов устанавливают колонну иньекторов в проектное положение внутри скважины;
- из емкостей готового раствора, пройдя насосы и затем пульт, где регулируются расход и давление, нагнетаемый раствор закачивается через систему иньекторов в грунт;
- после окончания работ иньекторы извлекаются из грунта при помощи домкрата.

При нагнетании в грунт на глубину до 20 м применяют иньектор, состоящий из наголовника, колонн глухих звеньев труб, перфорированного звена, наконечника и соединительных частей-ниппелей. Забивку иньектора на глубину до 20 м в песчаные и лессовые грунты можно осуществлять отбойными молотками [4, с. 294].

Нагнетание на глубину до 30 м требует применения более прочного иньектора, сделанного из цельнотянутых труб диаметром 58–62 мм. Перфорированная часть такого иньектора имеет длину 1,5–2,0 м, а отверстия во избежание их засорения закрыты резиновыми кольцами. Погружение таких иньекторов осуществляется более мощным оборудованием.



Забивку иньекторов выполняют как с поверхности земли, так и из подземных выработок. Для забивки иньекторов применяют преимущественно механизмы, оборудованные пневмоударниками или пневматическими молотками типа перфораторов.

Для извлечения иньекторов кроме указанных выше установок можно использовать гидравлические спаренные домкраты грузоподъемностью до 10 т.

При нагнетании в песчаные грунты на глубине 50–150 м, как это было при создании противофильтрационной завесы в основании Высотной Асуанской плотины, нагнетание цементных растворов осуществляют через манжетные иньекторы, опускаемые в пробуренную под защитой глинистого раствора скважину диаметром 120–150 мм.

Скважину пробуривают на всю глубину закрепляемой зоны, затем в скважину, заполненную глинистым раствором (благодаря чему стенки ее не требуют крепления), погружают иньектор с резиновыми манжетами, закрывающими его отверстия. После этого через нижнюю манжету с применением тампона нагнетают цементно-глинистый раствор, который заполняет зазор между иньектором и стенкой скважины [2, с. 99].

Этот вариант позволяет в дальнейшем нагнетать закрепляющий раствор в любой зоне иньектора.

При устранении осадки небольшой площади возможно нагнетание раствора через стенку скважины без применения иньекторов.

Таким образом, применение иньекторов различной конструкции позволяет нагнетать растворы на требуемую глубину.

Опыт применения компенсационного нагнетания в разных странах свидетельствует о его эффективности, гибкости и адаптивности технологии к изменяющимся инженерно-геологическим условиям. Разработаны и применяются различные технологические схемы компенсационного нагнетания, предназначенные для разных грунтов. Кроме того, применение иньекторов различной конструкции позволяет нагнетать растворы на требуемую глубину. Данные преимущества рассматриваемого метода открывают широкие перспективы его применения при устранении осадки вертикальных стальных резервуаров без выведения их из эксплуатации.

Литература:

1. Вансович К.А. Строительные конструкции : учебное пособие. – Омск : ОмГТУ, 2012. – Ч. 2. – 83 с.
2. Голицынский Д.М., Фролов Ю.С., Кулагин Н.И. и др. Строительство тоннелей и метрополитенов : учебник для техникумов трансп. стр-ва. – М. : Транспорт, 1989. – 319 с.
3. Калинин А.А. Обследование, расчет и усиление зданий и сооружений. АСВ. – М. : 2004. – 160 с.
4. Цытович Н.А., Березанцев В.Г., Далматов М.Ю. Основания и фундаменты : Краткий курс. – М. : Книга по Требованию, 2012. – 382 с.

References:

1. Vansovich K.A. Building constructions: manual. – Omsk : ОмГТУ, 2012. – P. 2. – 83 p.
2. Golitsyno D.M., Frolov Yu.S., Kulagin N.I., etc. Construction of tunnels and subways: the textbook for technical schools of the transitem of a str-v. – M. : Transport, 1989. – 319 p.
3. Kalinin A.A. Inspection, calculation and strengthening of buildings and constructions. DIA. – M. : 2004. – 160 p.
4. Tsytovich N.A., Berezantsev V.G., Dalmatov M.Yu. Bases and bases: Short course. – M. : Book on demand, 2012. – 382 p.



УДК 621.3.035.181.2

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СЕПАРАТОРА С ИЗМЕНЕНИЕМ КОНСТРУКТИВНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ

NUMERICAL MODELING OF THE SEPARATOR WITH CHANGES IN CONSTRUCTIVE FEATURES

Галиев Азат Альбиртович

магистр,
Казанский государственный
энергетический университет
azat.galiev.1995@mail.ru

Аннотация. В работе проанализировано и разработано влияние конструктивных элементов на качество разделения эмульсии. Создан макет гравитационно-динамического сепаратора для определения способов повышения эффективности сепарации. Проведено численное моделирование течения эмульсии в трубе с перегородками.

Ключевые слова: сепаратор, эмульсия, ANSYS Fluent, модернизация, энергоэффективность.

Galiev Azat Albirtovich

Master,
Kazan state power engineering university
azat.galiev.1995@mail.ru

Annotation. The influence of structural elements on the quality of emulsion separation is analyzed and developed. A model of the gravitational-dynamic separator has been created to determine ways to improve separation efficiency. A numerical simulation of the flow of an emulsion in a pipe with partitions was carried out.

Keywords: separator, emulsion, modernization, energy efficiency.

Существует критическая потребность в новых энергосберегающих решениях для разделения нефти-водных смесей, то есть эмульсий. Традиционные технологии типа отстойников и гидроциклонов является не эффективными в использовании на производстве так, как являются затратными по времени и энергосбережению.

Предлагаемые к исследованию, разработке и созданию гд-сепараторы представляют высокоэффективное оборудование для разделения технологических эмульсий, образуемых несмешивающимися жидкостями, и в первую очередь, для разделения неустойчивых эмульсий; в области охраны окружающей среды, гд-сепараторы обеспечат защиту от загрязнения нефтью, нефтепродуктами, жиродержащими и им подобными веществами в широком диапазоне содержания загрязнителей.

За счет новой гидродинамической схемы разделения предлагаемое оборудование позволяет в равной мере эффективно разделять водонефтяные эмульсии, очищать (продлять срок службы) некоторые технологические жидкости, осуществлять очистку сточных вод, обеспечивают эффективный сбор нефтепродуктов, в том числе при аварийных выбросах, снизить нагрузку на общие очистные сооружения.

Гравитационно-динамический сепаратор представляет собой устройство, в котором реализован комплексный подход к разделению жидкостей:

- оптимальное гашение скорости входного потока подаваемой жидкости;
- подача обогатненной и обедненной нефтью; (нефтепродуктами)
- компонент жидкости в гидрофобный и гидрофильный жидкостные фильтры;
- гравитационно-динамическое разделение жидких фаз;
- активная коалесценция тонкодисперсных компонент и разрушение глобул воды;
- гидростатическое регулирование выгрузки разделенных компонентов [2].

Создание и разработка данного сепаратора реализуется совместно с фирмой «Электрол-Б» и авторами патента, Портнов И.Ю и другими [3]. При первоначальном моделировании сепаратора по схеме указанный в патенте (рис. 1) были выявлены некоторые проблемы:

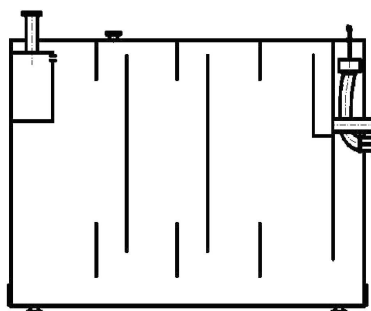


Рисунок 1 – Схема гравитационно-динамического сепаратора указанный в патенте



- пропуск легкой фракции;
- запирание воздуха;
- плохое разделение на начальном участке.

Был сделан макет ГДС для выявления проблем по конструктивной части установки, чтобы определить оптимальное разделение эмульсий.

Целью настоящей работы являлось: построение физической и математической модели гравитационно-динамического сепаратора; проведение экспериментальных исследований разделения эмульсий; проведение параметрических расчетов течения эмульсии в трубе для определения оптимального положения пластины – успокоителя потока; проведение численных расчетов движения эмульсии вода-нефтепродукты с использованием предложенной модели сепаратора с определенным размером и расположением пластин в пространстве для заданного расхода и отношения плотностей сред.

Для определения того, как конструктивные изменения влияют на разделение эмульсии, было проведено ряд численных расчетов в программном пакете ANSYS Fluent [1]. Использовалась двумерная геометрия.

На рисунке 2 представлена труба с некоторыми граничными условиями, по которому были сделаны расчеты для определения угла и расстояния расположения перегородки.

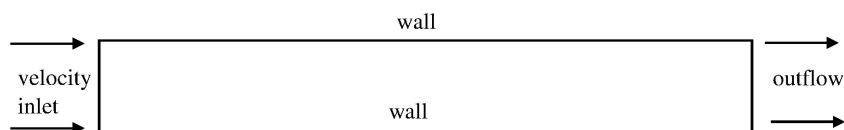


Рисунок 2 – Труба с граничными условиями:
wall – стенка; velocity inlet – задание скорости на входе; outflow – свободный выход

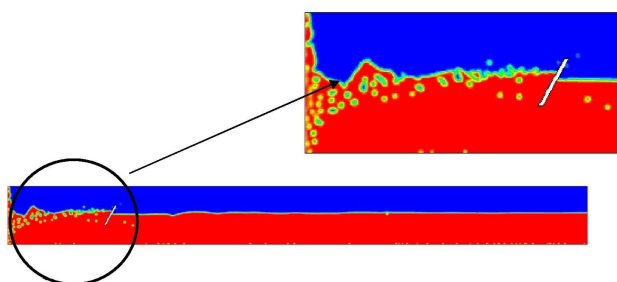


Рисунок 3 – Объемная концентрация воды в трубе при расположении перегородки с расстоянием $x = 0,1$ м и углом наклона $\alpha = 65^\circ$

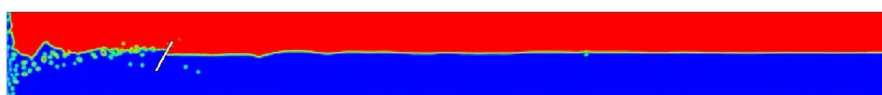


Рисунок 4 – Объемная концентрация нефти в трубе при расположении перегородки с расстоянием $x = 0,1$ м и углом наклона $\alpha = 65^\circ$

После проведенных расчетов в трубе был определен угол наклона $\alpha = 65^\circ$ и расстояние $x = 0,1$ м для расположения перегородки.

Рассматривая результаты, проведенные ранее, была построена модернизированная схема ГДС с изменением конструктивных особенностей (рис. 5).

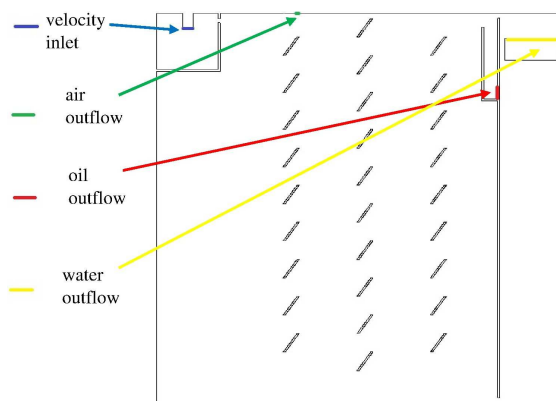


Рисунок 5 – Схема модифицированного ГДС с граничными условиями

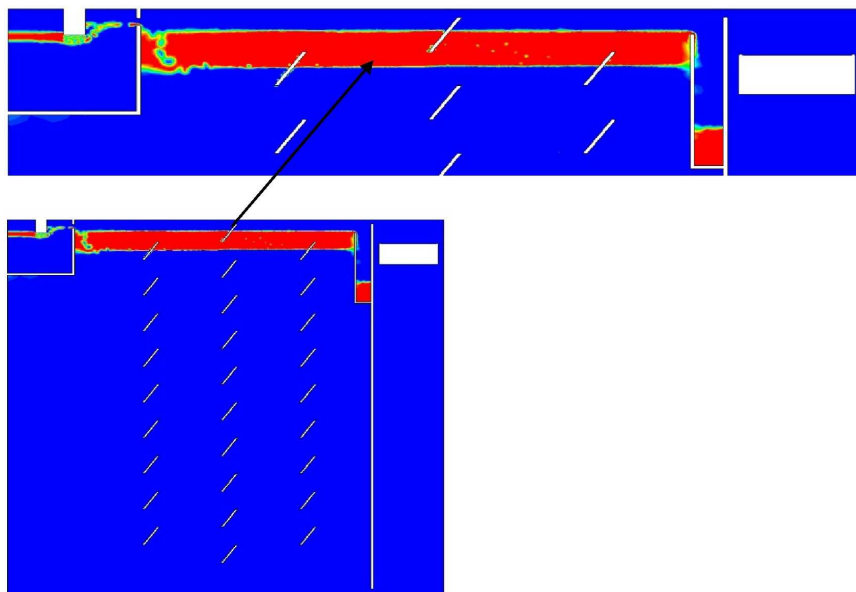


Рисунок 6 – Объемная концентрация нефти в сепараторе, на промежутке времени $t = 60$ °С

Таким образом, разработана модифицированная конструкция гравитационно-динамического сепаратора, обладающий низким гидравлическим сопротивлением и высокой эффективностью для разделения эмульсии, который также можно использовать совместно с теплообменниками и различными фильтрами.

Литература:

1. Abdulkadir M. The effect of mixture velocity and droplet diameter on oil water separator using computational fluid dynamics (CFD). – 2010.
2. Derek Wilkinson, Brian Waldie, M.I. Mohamad Nor, Hsio Yen Lee. «Baffle plate configurations to enhance separation in horizontal primary separators». Chemical Engineering Journal, 77, 2000: 221–226.
3. Пат. РФ №2013106536/05, 14.02.2013 Портнов И.Ю., Мильчаков А.В., Жарковский А.П., Петрушенков П.А. Способ разделения неустойчивых эмульсий и устройство для его осуществления (варианты). – 20.08.2014. – Бюл. № 23.

References:

1. Abdulkadir M. The effect of mixture velocity and droplet diameter on oil water separator using computational fluid dynamics (CFD). – 2010.
2. Derek Wilkinson, Brian Waldie, M.I. Mohamad Nor, Hsio Yen Lee. «Baffle plate configurations to enhance separation in horizontal primary separators». Chemical Engineering Journal, 77, 2000: 221–226.
3. Pat. Russian Federation No. 2013106536/05, 2/14/2013 Portnov I.Yu., Milchakov A.V., Zharkovsky A.P., Petrushenkov P.A. A way of division of unstable emulsions and the device for his implementation (options). – 8/20/2014. – Bulletin No. 23.



УДК 622.276

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ КОНСТРУКЦИИ С ЖИДКОСТЬЮ

INVESTIGATION CO-OPERATION DESIGN WITH LIQUID

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. Обсуждается современное состояние взаимодействия конструкции с жидкостью транспортируемой по ней. Показано, что результаты технической диагностики могут быть использованы как априорная информация для более глубокой оценки технического состояния такого объекта.

Ключевые слова: динамические взаимодействия, концентрация напряжений, дополнительное намагничение ферромагнитного материала.

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. Discussed modern state interaction construction with liquid which transported on her. Demonstrate that technical diagnostics results may be as a priori information for more deep estimation technical state this object.

Keywords: dynamical interaction, strains concentration, additional magnetization of ferromagnetic material.

Исследование динамического взаимодействия конструкции с жидкостью сводится обычно к исследованию уравнений движения жидкости и деформируемого твердого тела с соответствующими граничными и начальными условиями. Как отмечается в литературе [1] в общем случае решение такой системы уравнений связано со значительными математическими трудностями и с практической точки зрения вряд ли целесообразно. Поэтому обширные классы задач, в частности, изучение колебаний конструкций, взаимодействующих с жидкостью, часто сводят к исследованию прочности и надежности конструкции, не рассматривая влияние конструкции на характеристики потока и пренебрегая обратной связью – влиянием динамики потока на колебания конструкции. Знание последнего могло бы быть полезным в технической диагностике сосудов, трубопроводов, систем технического водоснабжения.

Наиболее распространенной системой исходных допущений, принимаемой при решении задач гидроупругости является:

- рассматриваются малые колебания системы инструкция-жидкость, в связи с чем используются линеаризованные уравнения механики жидкости и колебаний конструкций;
- жидкость считалась идеальной, часто несжимаемой, поверхностные волны при определении гидродинамического давления (и присоединенных масс жидкости) не учитываются;
- при определении давления воды на массивные и жесткие сооружения последние рассматриваются как недеформируемые (с учетом последовательности оснований, опорных закреплений и т.п.);
- при исследовании колебаний упругих конструкций часто принимается гипотеза об идентичности собственных форм в пустоте и в жидкости, что сводит задачу гидроупругости к существенно более простой задаче гидродинамики;
- конструкции обычно рассматриваются в рамках каких-либо приближенных одномерных или двумерных моделей (стержни, пластины, оболочки).

Колебания осциллятора в пустоте описываются уравнением [1, 2]:

$$m\ddot{y} + ry = mY_0. \quad (1)$$



При взаимодействии с жидкостью уравнение (1) принимает вид:

$$m\ddot{y} + ry = m\ddot{Y}_0 + P_0 + P_e, \tag{2}$$

где P_0, P_e – величины гидродинамического давления, связанные с движением (основания Y_0) и упругим смещением соответственно, которые при учете только инерционной составляющей давления приобретают вид:

$$P_0 = -\mu_0\ddot{Y}_0; P_e = -\mu_0\ddot{y}_0, \tag{3}$$

где μ_0 присоединенная масса жидкости.

С учетом (3) уравнение приобретает вид:

$$(m + \mu_0)\ddot{y} + ry = -(m + \mu_0)\ddot{Y}. \tag{4}$$

Частота собственных колебаний системы равна:

$$\tilde{\omega}_0 = \left(\frac{r}{m + \mu_0} \right)^{\frac{1}{2}} = \omega_0 \left(1 + \frac{\mu_0}{m} \right)^{\frac{1}{2}}, \tag{5}$$

где $\omega_0 \left(\frac{r}{m} \right)^{\frac{1}{2}}$.

Решение уравнения имеет вид:

$$y(t) = -\frac{1}{\tilde{\omega}_0} \int_0^t \ddot{Y}_0(\tau) \sin \tilde{\omega}_0(t - \tau) \cdot d\tau, \tag{6}$$

$$\frac{dy(t)}{d\tau} = -\frac{1}{\omega_0} \ddot{Y}_0(\tau) \sin \omega_0(t - \tau), \tag{7}$$

$$\ddot{Y}_0(\tau) = \frac{\tilde{\omega}_0}{\sin \omega_0(t - \tau)} \cdot \frac{dy(t)}{d\tau}, \tag{8}$$

смысл величины $\ddot{Y}_0(\tau)$ – ускорение, с которым вибрирует основание, оно может быть измерено. Эта величина есть не что иное как виброускорение основания; $\frac{dy(t)}{d\tau}$ – виброскорость основания.

Для рассматриваемой конструкции в случае малых колебаний эта величина-константа. Следовательно:

$$\ddot{Y}_0(\tau) \approx \frac{\tilde{\omega}_0}{\sin \omega_0(t - \tau)} = \frac{\omega_0 \left(1 + \frac{\mu_0}{m} \right)^{\frac{1}{2}}}{\sin \left[\omega_0 \left(1 + \frac{\mu_0}{m} \right)^{\frac{1}{2}} (t - \tau) \right]}. \tag{9}$$

Таким образом, решение задачи, обратной (6) позволяет оценить действие сторонних источников на основание конструкции.

Взаимодействие конструкции с жидкостью приводит к дополнительным напряжениям. Концентраторами таких напряжений являются дефекты, чаще всего коррозионного происхождения [2]. Для ферромагнитного материала, каковыми являются в частности трубопроводы. Этот процесс сопровождается дополнительным намагничиванием [3–5], исследование которого позволяет определить критические дефекты. Превентивные мероприятия осуществленные по результатам такого обследования дают возможность обеспечить надежную эксплуатацию в частности внутривидеоскопических трубопроводов. Такковы современные тенденции в неразрушающем контроле трубопроводов и оборудования.

**Литература:**

1. Галлямов И.И. Повышение надежности нефтепромыслового оборудования на стадии эксплуатации. – Уфа : Изд-во УГНТУ, 1999. – 206 с.
2. 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.
3. Пат. RUS 2301941. Валеев М.Х., Лаптев А.А., Галлямов И.И., Гапллямов А.И., Надыршин Р.Ф. Способ обнаружения дефектов внутрипромысловых трубопроводов. – 12.01.2006.
4. Галлямов И.И., Гимазетдинова Н.В., Савочкин В.И. Намагничивание металла трубы полосовым постоянным магнитом // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – М. : ОАО «ВНИИОЭНГ», 2015. – № 12. – С. 49–51.
5. Галлямов И.И., Юсупова Л.Ф. Нелинейное намагничивание упругого ферромагнетика // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – М. : ОАО «ВНИИОЭНГ», 2016. – № 4. – С. 43–46.

References:

1. Gallyamov I.I. Increase in reliability of the oil-field equipment at an operation stage. – Ufa : UGNTU publishing house, 1999. – 206 p.
2. Gallyamov I.I. Theoretical bases and some applications of mechanics of continuous electromagnetic environments : monograph(s) / Gallyamov, L.F. Yusupova. – Ufa : UGNTU publishing house, 2017. – 128 p.
3. Pat. RUS 2301941. Valeev M.H., Laptev A.A., Gallyamov I.I., Gaplyamov A.I., Nadyrshin R.F. Sposob of detection of defects of intra-field pipelines. – 1/12/2006.
4. Gallyamov I.I., Gimazetdinova N.V., Savochkin V.I. Pipe metal magnetization by a strip permanent magnet // Automation, telemechanization and communication in oil industry. – М. : JSC VNIIOENG, 2015. – No. 12. – P. 49–51.
5. Gallyamov I. And, Yusupova L.F. Nonlinear magnetization of an elastic ferromagnetic // Automation, telemechanization and communication in oil industry. – М. : JSC VNIIOENG, 2016. – No. 4. – P. 43–46.



УДК 622.691.4: 622.279

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ МОБИЛЬНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК В УСЛОВИЯХ ЗАВЕРШАЮЩЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

PROSPECTS FOR THE USE OF MOBILE COMPRESSOR UNITS UNDER THE CONDITIONS OF THE FINAL STAGE OF DEVELOPMENT OF GAS

Зиянгиров Айдар Гамилевич

магистрант,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет

Мухамедьянов Тимур Ильфатович

магистрант,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет

Павлюченко Валентин Иванович

кандидат технических наук, доцент,
преподаватель кафедры РГКМ
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
id.yug2016@gmail.com

Аннотация. В статье рассматриваются особенности работы системы сбора газа сеноманской залежи на завершающей стадии разработки месторождения. Основное внимание уделено проблемам гидрато- и льдообразования. Рассмотрено применение мобильных компрессорных установок как способ предупреждения скопления жидкости в трубопроводах газосборной системы.

Ключевые слова: система сбора газа, гидратообразование, льдообразование, мобильная компрессорная установка.

Ziiangirov Aidar Gamilevich

Undergraduate,
Ufa state petroleum technological university

Mukhamedyanov Timur Ilfatovich

Undergraduate,
Ufa state petroleum technological university

Pavluchenko Valentin Ivanovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate professor,
teacher of RGKM department
Ufa state oil technical university
id.yug2016@gmail.com

Annotation. In article features of work of system of collecting gas of a Cenomanian deposit on a closing stage of mining are considered. The main attention is paid to problems gidrato-and ice formations. Application of mobile compressor installations as a way of prevention of a congestion of liquid in pipelines of gas-collecting system is considered.

Keywords: gas collection system, hydrate formation, ice formation, mobile compressor units.

Сеноманская залежь большинства крупных месторождений газа Западной Сибири находится на завершающей стадии разработки. Эта стадия сопровождается постоянно действующими технологическими проблемами, влияющими на уровень рентабельности добычи газа. Продление периода эффективной работы системы разработки и сбора газа на месторождениях, находящихся на завершающем этапе разработки, в настоящее время входит в перечень актуальных научно-технических задач предприятий газовой промышленности [1].

Снижение пластового давления приводит к повышению равновесного влагосодержания сырого газа. Одновременно происходит подъем газовойдынного контакта и повышается обводненность в газонасыщенной области. Технические характеристики шлейфов и газосборных коллекторов (Ду 500), предусмотренные проектами, способствовали поддержанию оптимального режима работы системы сбора (ССГ) при больших расходах газа, однако, в актуальных условиях эксплуатации месторождений они не обеспечивают оптимальные гидродинамические и температурные режимы потока.

В настоящее время наблюдается снижение уровней добычи газа, что при больших диаметрах промысловых трубопроводов приводит к снижению скорости газожидкостного потока. На пониженных участках трасс трубопроводов скапливается жидкость (образуются жидкостные пробки), повышаются риски гидрато- и/или льдообразования. Также снижается температура газового потока в конце шлейфов (на входе в установку комплексной подготовки газа (УКПГ)), особенно в зимний период). Изменение тепловых режимов газопроводов связано со следующими факторами:

- надземная прокладка трубопроводов;
- несовершенство теплоизоляции;
- снижение расхода газа;
- снижение устьевых температур скважин.



Дополнительные гидравлические сопротивления, возникающие в местах отложения льда, гидратных и жидкостных пробок, являются причиной повышения устьевых давлений на кустах газовых скважин (КГС). Снижаются дебиты газа, следовательно, повышаются риски самозадавливания скважин.

Описанные особенности работы ССГ на поздней стадии разработки месторождений приводят к ряду технологических проблем (рис. 1) [2], в том числе к образованию гидратных и/или ледяных пробок. Эти отложения могут частично или полностью перекрывать проходное сечение трубопроводов, тем самым снижая расходы газа.

Одним из эффективных решений для продолжения рентабельной разработки месторождений, вступивших в позднюю стадию, является применение мобильных компрессорных установок (МКУ). Увеличение объемов добычи газа достигается за счет увеличения отборов из истощенных скважин при подключении МКУ к системе сбора газа. Внедрение установок позволяет увеличить пропускную способность шлейфов, снизить устьевые давления и, как следствие, увеличить дебиты скважин.

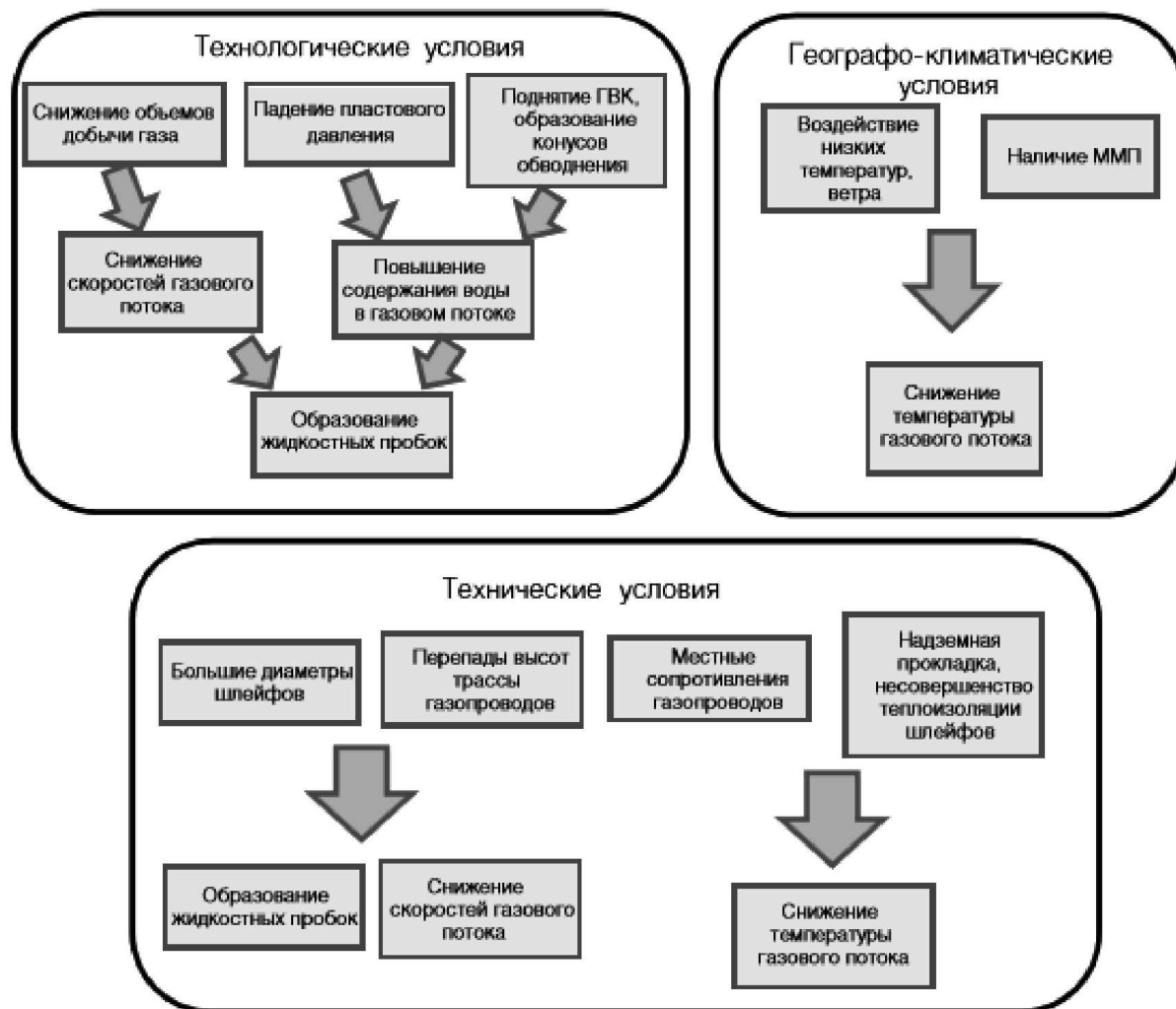


Рисунок 1 – Термобарические и гидравлические условия, осложнения работы газосборных сетей

Эффективность подобных компрессорных систем обосновывалась отечественными специалистами ещё в 80-х годах прошлого века [3, 4], однако, они не нашли широкого применения в российской газовой промышленности. Отчасти это обусловлено тем, что только в последние годы появились условия для их внедрения, когда крупные месторождения перешли в стадию падающей добычи.

При применении МКУ на промысле реализуется распределенная схема компримирования – осуществляется предварительное сжатие потоков сырого газа в отдельных шлейфах ССГ или на устьях отдельных скважин, после чего суммарный поток компримируют на дожимной компрессорной станции (ДКС) [5].

Одновременно с увеличением объемов добычи газа применение установок имеет ряд технологических преимуществ:

1) снижение/отсутствие накопления жидкости в промысловых сетях и, как следствие, улучшение условий работы скважин;



2) снижение гидравлических потерь в трубопроводах за счет повышения уровня эксплуатационных давлений;

3) гибкое регулирование режимов работы ДКС, что способствует более эффективной загрузке газоперекачивающих агрегатов (ГПА);

4) возможность управления разработкой отдельных зон газовой залежи и рационального использования энергии пластового давления.

Необходимо отметить, что внедрение описываемых систем сопряжено с определенными трудностями, которые должны быть приняты во внимание при принятии решений о целесообразности применения МКУ:

1) усложнение технологической схемы промысла;

2) повышенные требования к надежности оборудования МКУ;

3) отсутствие опыта эксплуатации таких схем в газовой промышленности России, а также нормативных документов и рекомендаций для проектирования;

4) экономические риски применения МКУ вследствие дополнительных затрат на их ввод и эксплуатацию.

В дальнейшем рекомендуется рассматривать внедрение МКУ уже на этапе проектирования разработки новых месторождений. Предполагается следующая схема планирования промысловых систем: в начале компрессорного периода эксплуатации месторождения осуществляется ввод ДКС и последующее увеличение ее напора, после чего вводятся МКУ, на которых компримируется газ, поступающий с групп скважин перед подачей на ДКС. Год ввода МКУ должен быть определен в результате детального технико-экономического анализа.

В условиях завершающей стадии разработки газовых месторождений, характеризующейся обводнением скважин пластовой водой, накоплением жидкости в системе сбора продукции, самозадавливанием скважин вследствие накопления жидкости на забое и в стволе скважин при низких дебитах газа, снижением устьевых температур, что создаёт условия для образования ледяных и гидратных пробок в наземном оборудовании, установка МКУ способствует поддержанию работоспособности скважин, шлейфов и газовых промыслов в целом. Как следствие, повышается конечное извлечение газа, уменьшается число выбывающих из фонда скважин, повышается рентабельность разработки месторождений, вступивших в позднюю стадию разработки.

Литература:

1. Калинин А.В. Реализация основных положений Концепции разработки месторождений углеводородов на завершающей стадии / А.В. Калинин, Д.В. Люгай, Ф.Р. Билалов // Газовая промышленность. – 2012. – № 4. – С. 20–21.

2. Кудияров Г.С. Особенности работы систем сбора газа сеноманской залежи Ямбургского месторождения на завершающей стадии разработки / Г.С. Кудияров, В.А. Истомина, А.А. Ротов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2017. – № 5. – С. 5–13.

3. Морозов П.А. Исследование работы ДКС при разработке газовых и газоконденсатных месторождений / П.А. Морозов, И.С. Тышляр // Газовая промышленность. – 1976. – № 1 (2). – С. 49–51.

4. Царегородцев В.И. Использование винтовых компрессоров на промысловых ДКС / В.И. Царегородцев, А.И. Ширковский // Газовая промышленность. – 1981. – № 11. – С. 34–35.

5. Воронцов М.А. Перспективы применения распределенного компримирования в промысловых системах добычи газа / М.А. Воронцов, А.А. Ротов, И.В. Марущенко, Е.М. Лаптев // Вестник газовой науки. – 2014. – № 4 (20). – С. 164–173.

References:

1. Kalinkin A.V. Realization of basic provisions of the Concept of development of fields of hydrocarbons on a closing stage / A.V. Kalinkin, D.V. Lyugay, F.R. Bilalov // the Gas industry. – 2012. – No. 4. – P. 20–21.

2. Kudiyarov G.S. Features of work of systems of collecting gas of a Cenomanian deposit of the Yamburg field on a closing stage of development / G.S. Kudiyarov, V.A. Istomin, A.A. Rotov // Transport and storage of oil products and hydrocarbonic raw materials. – 2017. – No. 5. – P. 5–13.

3. Morozov P.A. Issledovaniye's frosts of work of DKS when developing gas and gas-condensate fields / P.A. Morozov, I.S. Tyshlyar // the Gas industry. – 1976. – No. 1 (2). – P. 49–51.

4. Tsaregorodtsev V.I. Use of screw compressors on trade DKS / V.I. Tsaregorodtsev, A.I. Shirkovsky // the Gas industry. – 1981. – No. 11. – P. 34–35.

5. Vorontsov M.A. The prospects of application of the distributed compression in the trade systems of gas production / M.A. Vorontsov, A.A. Rotov, I.V. Marushchenko, E.M. Laptev // the Messenger of gas science. – 2014. – No. 4 (20). – P. 164–173.



УДК 621.644

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СТРОИТЕЛЬСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НА ПОДРАБАТЫВАЕМЫХ ТЕРРИТОРИЯХ

DESIGN, CONSTRUCTION AND OPERATION OF PIPELINE SYSTEMS ON UNDERMINED TERRITORIES

Зотов Николай Ильич

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры городское строительство и хозяйство,
Донбасская национальная академия
строительства и архитектуры
zotovnikolay@ukr.net

Абакумова Валерия Владимировна

студентка,
Донбасская национальная академия
строительства и архитектуры
valeri_ya_vladimirovna@mail.ru

Аннотация. Такой взгляд будет интересен специалистам в области технологических регламентов по эксплуатации сетей на подрабатываемых территориях с учётом особенностей проектирования, строительства.

Ключевые слова: подрабатываемые территории, сдвигание земной поверхности, горнодобывающие бассейны, конструктивные мероприятия, трубопровод, конструктивные мероприятия, полезные ископаемые, маршрутные наблюдения.

Zotov Nikolay Ilich

Candidate of technical Sciences,
Associate Professor
of urban construction and economy,
Donbas national Academy of civil engineering
and architecture
zotovnikolay@ukr.net

Abakumova Valeriya Vladimirovna

Student,
Donbas national Academy of civil engineering
and architecture
valeri_ya_vladimirovna@mail.ru

Annotation. Such a view would be of interest to specialists in the field of technological regulations for operation of networks in mining areas with the features of design and construction.

Keywords: mining areas, the displacement of the earth's surface, mining pools, design activities, pipeline, structural measures, natural resources, route monitoring.

При проектировании, строительстве и эксплуатации зданий и сооружений на подрабатываемых территориях необходимо учитывать горно-геологические процессы и их явления.

Территории, под которыми выполняют или намечают вести подземные горные разработки угля или других ископаемых, называют подрабатываемыми. Этим территориям вследствие выемки нижних пластов свойственны оседания, прогибы, наклоны, горизонтальные смещения и другие деформации, вызывающие значительные повреждения или разрушения зданий и сооружений, расположенных на них [1, с. 92].

Надежность систем городского хозяйства осуществляется с помощью бесперебойной работы всех инженерных сетей, в том числе и трубопроводов. Особенностью трубопроводного транспорта является непрерывность функционирования, которое обеспечивается при выполнении специальных мероприятий при проектировании, принятых инженерных решений при строительстве и нормальной эксплуатации.

Прочность, устойчивость и надежность в эксплуатации инженерных сетей, возводимых на подрабатываемых территориях, обеспечивают специальными мероприятиями. Основным мероприятием является защита трубопроводов от подработки вследствие деформации земной поверхности [3].

Подрабатываемые территории принято делить на ряд зон, в каждой из которых процесс сдвига имеет свои особенности. Исторически сложилось, что наиболее исследованными из них оказались зоны, расположенные в окрестностях разрабатываемого пласта, а приповерхностная зона недостаточно изучена. В этой зоне располагают технические скважины, линии метрополитена, подземные резервуары и коммуникации [5]. Известно, что в этой зоне присутствует горизонтальное сдвигание, что деформирует трубопроводы (рис. 1).

Деформирование трубопроводов определяется в основном деформированием грунтового массива при подработке: изгибная жесткость трубопроводов уменьшает их деформации не более чем на 10 % [2, с. 8].

Для оценки этого явления была разработана методика прогнозирования эксплуатационного состояния трубопроводов. Она основывается на численном моделировании ситуации ожидания предельной деформации трубопровода на застраиваемой территории, после анализа земной поверхности, а также с помощью геоинформационных систем.

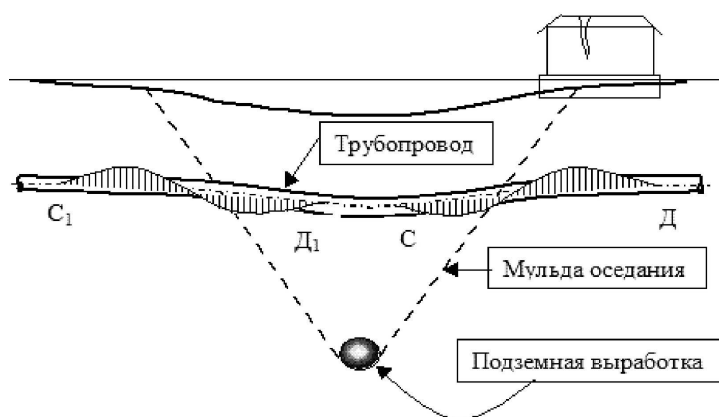


Рисунок 1 – Пример горизонтального сдвига земной поверхности и влияние деформации на трубопровод [4]

В первую очередь необходимо произвести горные меры защиты трубопроводов, – конструктивные.

При проектировании трубопроводного транспорта на подрабатываемых территориях предусматривают различные мероприятия:

- планировочные мероприятия;
- конструктивные меры защиты трубопроводов;
- мероприятия, снижающие неравномерную осадку;
- горные меры защиты, снижающие деформации земной поверхности;
- геотехнические мероприятия;
- мероприятия, обеспечивающие нормальную эксплуатацию наружных и внутренних инженерных сетей в период проявления неравномерных деформаций основания.

Ранее выполняется ряд исследований для последних инженерных решений на стадии проектирования, а в дальнейшем при строительстве и эксплуатации, которые представлены на рисунке 2.

Применять для строительства на подрабатываемых территориях проекты различных сооружений, которые разработанные для обычных условий строительства, допускается только после проведения дополнительных расчетов и доработки проектов для обычных условий [7, с. 7].

Следует предусматривать проведение мониторинга за деформациями земной поверхности и трубопроводов в период их строительства. После окончания строительства необходимо провести контрольные геотехнические изыскания и осуществлять периодический контроль. По результатам контрольных замеров проанализировать достаточность проведенных работ, а при необходимости провести дополнительные мероприятия.

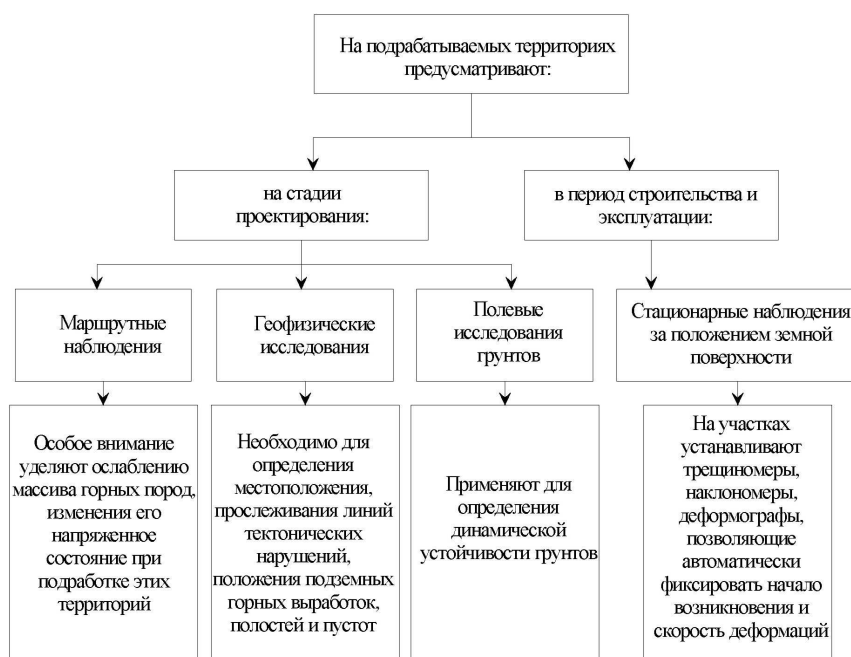


Рисунок 2 – Исследования на подрабатываемых территориях для применения методов защиты трубопроводов от подработки



В процессе эксплуатации трубопроводов на подрабатываемых территориях должны проводиться систематические визуальные и инструментальные наблюдения за их состоянием с помощью контрольно-измерительной аппаратуры по измерению вертикальных и горизонтальных смещений, их конструкций. Вертикальные и горизонтальные смещения можно измерять с помощью геодезических приборов. Обработка результатов и построение графиков изменения крена конструкций можно проводить с помощью программы Microsoft Office Excel [5, с. 68].

К проекту сооружений и трубопроводов следует прилагать специальный паспорт, в котором необходимо привести:

- краткое описание конструктивной схемы;
- указания об инструментальных наблюдениях за деформациями трубопровода или сооружения и земной поверхности;
- данные о результатах инструментальных наблюдений при сдаче трубопровода или сооружения в эксплуатацию;
- данные о предусматриваемых мерах защиты, осуществляемых в период строительства и эксплуатации;
- описание мер защиты;
- данные о величинах деформаций земной поверхности и физико-механических характеристиках грунтов основания.

Паспорта должны постоянно находиться в управляющей или эксплуатирующей, и в проектной организациях.

Выводы. В зависимости от сложившейся ситуации необходимо принимать те или иные меры для защиты трубопровода от подработок. На стадии проектирования разрабатываются конструктивные мероприятия для защиты от деформации трубопровода, в период строительства их внедряют, контролируют их достаточность при эксплуатации. В период эксплуатации трубопровод подвергается осмотрам и анализу по определению просадки, и предотвращению аварий на трубопроводе. Если были допущены ошибки при проектировании или строительстве, потребуются дополнительные затраты на ремонтные работы и устранение этих ошибок.

Литература:

1. Антонова В.М. Проектирование зданий в особых условиях строительства и эксплуатации. – Тамбов : 2012. – 154 с.
2. Дудченко Т.О. Обоснование мер защиты подрабатываемых трубопроводов в условиях городского подземного строительства. – М. : 2012. – С. 18.
3. Деформации поверхности над подрабатываемыми территориями. – URL : <https://studfiles.net/preview/5434904/>
4. Геологические процессы, вызванные изменением напряженного состояния горных пород. Сдвигание горных пород на подрабатываемых территориях. – URL : <https://studfiles.net/preview/4235450/page:2/>
5. Золотозубова Д.Г. Строительство на подрабатываемых и карстоопасных территориях. – Пермь : 2012. – 79 с.
6. О характере сдвижения верхних слоев подрабатываемого массива горных пород. – URL : http://www.giab-online.ru/files/Data/2007/3/2_Kulibaba2.pdf
7. Здания и сооружения на подрабатываемых территориях и просадочных грунтах : Свод правил – СП 21.13330.2012. – М. : 2011. – 45 с.
8. Allgemeine Grundsätze. – URL : http://www.geldanlagehilfen.de/fileadmin/makler/ein/Verfassung_der_Ukraine.pdf
9. Evaluation of technical condition of water supply networks on undermined territories. – URL : <https://elibrary.ru/item.as29670>

References:

1. Antonova V.M. Design of buildings in special conditions of construction and operation. – Tambov : 2012. – 154 p.
2. Dudchenko T.O. Substantiation of measures of protection of the earned additionally pipelines in the conditions of city underground construction. – M. : 2012. – P. 18.
3. Deformations of a surface over the earned additionally territories. – URL : <https://studfiles.net/preview/5434904/>
4. The geological processes caused by change of stress of rocks. Displacement of rocks in the earned additionally territories. – URL: <https://studfiles.net/preview/4235450/page:2/>
5. Zolotozubova D.G. Construction in the earned additionally and karstoopasny territories. – Perm : 2012. – 79 p.
6. About the nature of displacement of the top layers of the earned additionally massif of rocks. – URL : http://www.giab-online.ru/files/Data/2007/3/2_Kulibaba2.pdf
7. Buildings and constructions in the earned additionally territories and collapsible soil: The set of rules – the joint venture 21.13330.2012. – M. : 2011. – 45 p.
8. Allgemeine Grundsätze. – URL : http://www.geldanlagehilfen.de/fileadmin/makler/ein/Verfassung_der_Ukraine.pdf
9. Evaluation of technical condition of water supply networks on undermined territories. – URL : <https://elibrary.ru/item.as29670>



УДК 665

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ДАРСИ НЕФТИ, ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА И ИХ СМЕСЕЙ В ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ТРУБЕ

DETERMINATION OF THE DARCY COEFFICIENT OF OIL, GAS CONDENSATE AND THEIR MIXTURES IN A HORIZONTAL PIPE

Исмаилов Ойбек Юлибоевич

младший научный сотрудник,
младший научный сотрудник
лаборатории Процессы
и аппараты химической технологии,
Институт общей неорганической химии
Академии наук республики Узбекистан

Ismailov Oybek Yuliboevich

Junior researcher,
Junior research fellow of the laboratory
Processes and devices of chemical technology,
Institute of General Inorganic Chemistry of
the Academy of Sciences of the Republic
of Uzbekistan

Аннотация. В статье приведены основные экспериментальные и расчетные данные по определению коэффициента Дарси во время движения нефти, газового конденсата и их смесей на горизонтальной трубе при 20 °С.

Annotation. The article presents the main experimental and calculated data for determining the Darcy coefficient during the movement of oil, gas condensate and their mixtures on a horizontal pipe at 20 °C.

Ключевые слова: нефть, газовый конденсат, расход жидкости, скорость потока, ламинарный режим, турбулентный режим, число Рейнольдса, шероховатость, коэффициент трения, коэффициент Дарси.

Keywords: oil, gas condensate, fluid flow, flow rate, laminar regime, turbulent regime, Reynolds number, roughness, coefficient of friction, Darcy coefficient.

Наиболее распространенный вид транспортировки текучих сред в пределах производства – трубопроводный. Он получил также широкое применение для перемещения жидкостей и газов на большие расстояния, например, нефти и нефтепродуктов по трубопроводам. Для осуществления этих процессов на нефтеперерабатывающих заводах используются магистраль трубопроводов и трубчатые теплообменники [1], входящие в состав нефтеперегонных установок.

Расчет гидравлического сопротивления во время движения жидкостей по трубопроводам является одним из основных прикладных вопросов гидродинамики. При движении реальной жидкости по трубе или каналу происходит потеря напора, которая складывается из сопротивления трения о стенки и местных сопротивлений, возникающих при изменении направления или скорости потока.

В качестве объекта исследования использованы: нефть, газовый конденсат и их смесей при различных соотношениях нефти и газового конденсата: 90 % Н + 10 % ГК; 80 % Н + 20 % ГК; 70 % Н + 30 % ГК; 60 % Н + 40 % ГК; 50 % Н + 50 % ГК; 40 % Н + 60 % ГК; 30 % Н + 70 % ГК; 20 % Н + 80 % ГК; 10 % Н + 90 % ГК.

Целью изучения работы являлось определение коэффициента Дарси нефти, газового конденсата и их смесей в горизонтальной трубе с учетом состава сырья и скорости потока. Эксперименты проведены в модельном двухтрубчатом теплообменнике, описание и принцип работы которого приведены в работе [2]. Во время опытов объемный расход нефти V_H изменялся от $1,6 \cdot 10^{-5}$ до $5 \cdot 10^{-4}$ м³/с. При этом скорость движения нефти, газового конденсата и их смесей по трубе ω_H (м/с) определяются из выражения: $\omega_H = 4V_H / (\pi d_{вн}^2)$, где $d_{вн}$ – внутренний диаметр горизонтальной трубы, $d_{вн} = 0,02$ м.

В опытах по выявлению влияния скорости движения среды на формирование режима движения важное значение имеет число Рейнольдса, которое рассчитывается по формуле: $Re_{ж} = \omega_H \cdot d_{вн} / \nu_H$, где ν_H – кинематический вязкость углеводородного сырья, мм²/с. Значения вязкости нефти, газового конденсата и их смесей при 20 °С изменяются в пределах 1,03–6,65 мм²/с.

Коэффициент трения или Дарси λ является безразмерной величиной и зависит от режима движения жидкости, а также от шероховатости стенок трубопровода.

В случае ламинарного движения по прямой трубе коэффициентом Дарси определяется по формуле [3]:

$$\lambda = \frac{64}{Re}, \quad (1)$$

где Re – число Рейнольдса; $A = 64$ – коэффициент формы поперечного сечения для круглых труб.



Данное уравнение хорошо согласуется с опытными данными для установившегося ламинарного движения ($Re < 2320$).

В этих условиях величина λ практически не зависит от шероховатости стенок трубопровода.

При турбулентном движения жидкости в гладких трубах ($Re = 4 \cdot 10^3 - 10^5$) коэффициент Дарси выражается обобщенной зависимостью [4]:

$$\lambda = 0,316 Re^{-0,25} = \frac{0,316}{\sqrt[4]{Re}} \tag{2}$$

При расчете коэффициент Дарси для всех области (зон) турбулентного движения применимо общее уравнение:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \lg \left[\frac{\varepsilon}{3,7} + \left(\frac{6,81}{Re} \right)^{0,9} \right], \tag{3}$$

где ε – относительная шероховатость трубы, выражаемая отношения абсолютной шероховатости Δ к диаметру трубы d : $\varepsilon = \Delta/d$. Для новых стальных труб $\Delta \approx 0,06-0,1$ мм; бывшие в эксплуатации стальные труб (с незначительной коррозией) $\Delta \approx 0,1-0,2$ мм.

Эксперименты проведены при различных скоростях нефти, газового конденсата и их смесей: $\omega = 0,053; 0,265; 0,531; 0,796; 1,061; 1,327; 1,592$ м/с.

Значения коэффициента Дарси нефтегазоконденсатных потоков в новой стальной трубе в зависимости от скорости движения и состава сырья при температуре 20 °С преведена в таблице 1.

Таблица 1 – Значения коэффициента Дарси нефтегазоконденсатных потоков в новой стальной трубе

Состав сырья	Скорость жидкости, м/с						
	0,053	0,265	0,531	0,796	1,061	1,327	1,592
	Коэффициент Дарси, λ						
Нефть	0,4010	0,0801	0,0401	0,0267	0,0211	0,016	0,0133
90 % Н + 10 % ГК	0,2682	0,0537	0,0513	0,0459	0,0432	0,0407	0,0392
80 % Н + 20 % ГК	0,2010	0,0582	0,0473	0,0428	0,0401	0,0384	0,0371
70 % Н + 30 % ГК	0,1592	0,0541	0,0451	0,0406	0,0383	0,0368	0,0358
60 % Н + 40 % ГК	0,1321	0,0264	0,0426	0,0391	0,0371	0,0357	0,0348
50 % Н + 50 % ГК	0,1123	0,0487	0,0411	0,0379	0,0361	0,0348	0,0341
40 % Н + 60 % ГК	0,0971	0,0469	0,0398	0,0369	0,0353	0,0342	0,0334
30 % Н + 70 % ГК	0,0856	0,0454	0,0388	0,0361	0,0346	0,0336	0,0329
20 % Н + 80 % ГК	0,0731	0,0441	0,0380	0,0355	0,0341	0,0332	0,0325
10 % Н + 90 % ГК	0,0687	0,0431	0,0373	0,0351	0,0337	0,0328	0,0322
Газовый конденсат	0,0621	0,0422	0,0361	0,0340	0,033	0,0321	0,0320

Результаты расчета коэффициента Дарси в зависимости от скорости потока и состава жидкого углеводородного сырья при температуре 20 °С обобщены и сведены в таблице 1. Эти данные свидетельствуют о том, что с увеличением скорости потока нефти от 0,053 м/с до 1,592 м/с коэффициент трения λ в горизонтальной трубе снизится в 30,1 раза (т.е. от 0,4010 до 0,0133), а при движении газового конденсата λ уменьшается в 1,94 раза (от 0,0621 до 0,0320). С увеличением доли нефти в составе смеси от 10 % до 90 % коэффициент трения λ уменьшается от 0,2682 до 0,0687 (при скорости движения 0,053 м/с), т.е. оно снижается в 3,9 раза. А при повышенных скоростях потока (например, $v = 1,592$ м/с) с увеличением доли газового конденсата в составе сырья в пределах 10–90 % λ уменьшается от 0,0392 до 0,0322 т.е. в 1,2 раза.

Значения коэффициента Дарси нефтегазоконденсатных потоков в бывшие стальные трубе (с незначительной коррозией) в зависимости от скорости движения и состава сырья при температуре 20 °С преведена в таблице 2.



Таблица 2 – Значения коэффициента Дарси нефтегазоконденсатных потоков в бывшие стальные трубы

Состав сырья	Скорость жидкости, м/с						
	0,053	0,265	0,531	0,796	1,061	1,327	1,592
	Коэффициент Дарси, λ						
Нефть	0,4012	0,0802	0,0608	0,0542	0,0505	0,0481	0,0463
90 % Н + 10 % ГК	0,2688	0,0637	0,0543	0,0492	0,0464	0,0445	0,0432
80 % Н + 20 % ГК	0,2013	0,0602	0,0506	0,0464	0,0441	0,0425	0,0414
70 % Н + 30 % ГК	0,1597	0,0579	0,0481	0,0444	0,0424	0,0411	0,0402
60 % Н + 40 % ГК	0,1321	0,0541	0,0467	0,0431	0,0413	0,0402	0,0394
50 % Н + 50 % ГК	0,0979	0,0519	0,0446	0,0421	0,0405	0,0391	0,0388
40 % Н + 60 % ГК	0,0871	0,0501	0,0442	0,0412	0,0398	0,0389	0,0383
30 % Н + 70 % ГК	0,0856	0,0488	0,0429	0,0406	0,0393	0,0385	0,0379
20 % Н + 80 % ГК	0,0759	0,0475	0,0421	0,0401	0,0388	0,0381	0,0376
10 % Н + 90 % ГК	0,0687	0,0466	0,0415	0,0396	0,0385	0,0378	0,0373
Газовый конденсат	0,0621	0,0457	0,0411	0,0391	0,0381	0,0375	0,0371

Из анализа данных таблицы 2 следует, что с увеличением скорости нефти 0,053 м/с до 1,592 м/с коэффициент трения λ в горизонтальной трубе снижается в 8,6 раза (т.е. от 0,4012 до 0,0463), а при движении газового конденсата λ уменьшится в 1,67 раза (от 0,0621 до 0,0371). С изменением доли газового конденсата в составе смеси от 10 % до 90 % коэффициент трения λ уменьшается от 0,2688 до 0,0687 (при скорости движения 0,053 м/с.), т.е. оно снижается в 3,9 раза. А при максимальных скоростях потока ($v = 1,592$ м/с) с увеличением доли газового конденсата в составе сырья в пределах 10–90 % λ снижается от 0,0432 до 0,0373 т.е. в 1,15 раза.

Обобщая данных двух таблиц можно сделать следующие выводы: 1) во всех опытах с увеличением скорости движения потока в горизонтальной трубе (новые и старые, с незначительной коррозией) коэффициент Дарси уменьшается; 2) для новых стальных труб коэффициент Дарси при скорости потока нефти 1,592 м/с. равно 0,0133, а для старых загрязненных труб равняется 0,0463 что показывает в загрязненной трубе коэффициент трения λ увеличивается 3,5 раза; 3) коэффициент Дарси газового конденсата для новых стальных труб при скорости 1,592 м/с равняется 0,0320, а для старых загрязненных труб равняется 0,0371 с увеличением коэффициента трения 1,2 раза.

На рисунке показана зависимость изменения коэффициента Дарси от скорости потока и шероховатости стенок стальных труб при температуре 20 °С.

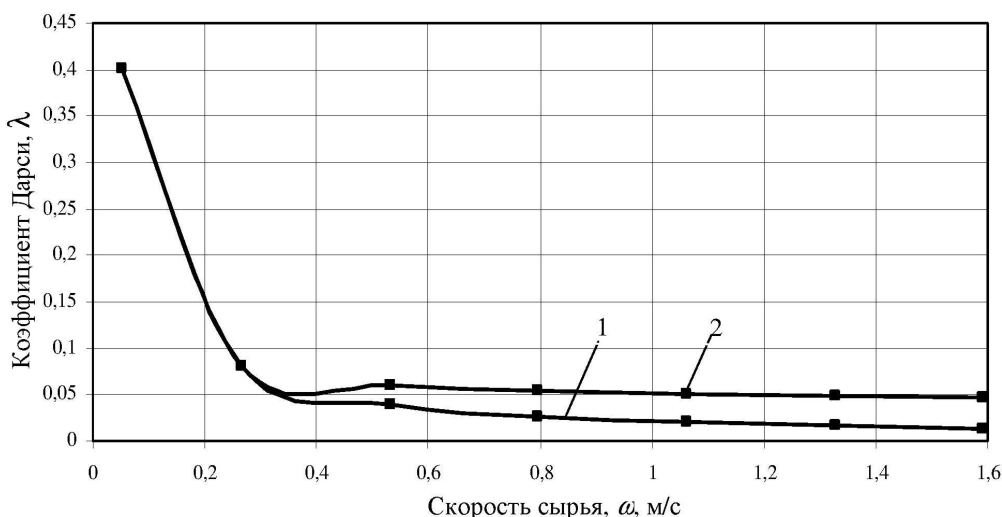


Рисунок – Кривые изменения коэффициента Дарси в зависимости от скорости потока нефти в горизонтальной трубе: 1 – новая стальная труба; 2 – стальная труба с незначительной коррозией

Из анализа графического материала, приведенного на рисунке, следует, что движение нефти при скорости потока $\omega = 0,053–0,265$ для новой трубы и трубы с незначительной коррозией почти одинаковое от 0,401 до 0,0802. С повышением скорости нефти в пределе 0,531–1,592 м/с, коэффици-



ент трения для новых стальных труб снижается от 0,0401 до 0,0133 т.е. 3 раза, для бывшей в эксплуатации стальной трубы (с незначительной коррозией) коэффициент трения снижается от 0,0608 до 0,0463, т.е. 1,3 раза. С повышением скорости потока жидкости коэффициент трения бывший эксплуатационной трубы 2,3 раза выше, чем новый трубы.

Расчетно-экспериментальные исследования показали, что долговременное использование стальных труб повышает шероховатость внутри трубопровода и коэффициент трения увеличивается, что приводит к увеличению гидравлического сопротивления теплообменных установок переработки жидких углеводородов.

Литература:

1. Штеренлихт Д.В. Гидравлика. – М. : Энергоиздат, 1984. – С. 110–176.
2. Salimov Z., Saydahmedov Sh., Ismailov O.Yu., Zaikov G. Influence of hydrodynamic regimes of oil and gas mixtures on the efficiency of heat exchange. *Journal of Nature Science and Sustainable Technology*. – USA, 2015. – Volume 9. – Number 2. – P 345–357.
3. Дытнерский Ю.И. Процессы и аппараты химической технологии : учебник для вузов в 2-х кн. – М. : Химия, 1995. – Ч. 1. – Изд. 2-е. – С. 103–106.
4. Касаткин А.Г. Основные процессы и аппараты химической технологии. – М. : Химия, 1971. – 8-е изд., перераб. – С. 87–94.

References:

1. Штеренлихт D.V. *Gidravlika*. – M.: Energoizdat, 1984. – Page 110-176.
2. Salimov Z., Saydahmedov Sh., Ismailov O.Yu., Zaikov G. Influence of hydrodynamic regimes of oil and gas mixtures on the efficiency of heat exchange. *Journal of Nature Science and Sustainable Technology*. – USA, 2015. – Volume 9. – Number 2. – P 345–357.
3. Dytner'sky Yu.I. Processes and devices of chemical technology: the textbook for higher education institutions in 2 volumes – M.: Chemistry, 1995. – P.1. – Prod. the 2nd. – Page 103-106.
4. Kasatkin A.G. Main processes and devices of chemical technology. – M.: Chemistry, 1971. – 8th prod., revised. – Page 87-94.



УДК 691.791

УПРАВЛЕНИЕ ФОРМООБРАЗОВАНИЕМ ПРИ ВОССТАНОВЛЕНИИ ДЕТАЛЕЙ НЕФТЕГАЗОВОГО МАШИНОСТРОЕНИЯ

MANAGEMENT OF A SHAPING AT RESTORATION OF DETAILS OF OIL AND GAS MECHANICAL ENGINEERING

Казинский Алексей Алексеевич

кандидат технических наук, доцент
доцент кафедры физического материаловедения
и биомедицинская инженерия,
Саратовский государственный
технический университет имени Гагарина Ю.А.
aak@sstu.ru

Насад Татьяна Геннадиевна

доктор технических наук, профессор,
профессор кафедры транспортное строительство,
Саратовский государственный
технический университет имени Гагарина Ю.А.
tgnas@mail.ru

Аннотация. Статья посвящена новым технологиям восстановления изношенных деталей, эксплуатируемых в нефтегазовом машиностроении. Сочетание различных видов энергии при восстановлении поверхностей позволяют достигать заданных параметров качества с минимальными затратами и максимальной производительностью.

Ключевые слова: восстановление, нефтегазовое машиностроение, наплавка, структура наплавленного металла, концентрированные потоки энергии, присадочный материал, процесс кристаллизации.

Kazinsky Alexey Alekseevich

Candidate of Technical Sciences,
associate professor,
associate professor Physical materials
science and biomedical engineering,
Saratov state technical university
of Gagarin Yu.A.
aak@sstu.ru

Nasad Tatyana Gennadiyevna

Doctor of Engineering, professor,
professor of Transport Construction chair,
Saratov state technical university
of Gagarin Yu.A.
tgnas@mail.ru

Annotation. Article is devoted to new technologies of restoration of the worn-out details operated in oil and gas mechanical engineering. A combination of different types of energy at restoration of surfaces allow to reach the set quality parameters with the minimum expenses and the maximum productivity.

Keywords: restoration, oil and gas mechanical engineering, a naplavka, structure of the built-up metal, the concentrated energy streams, additive material, crystallization process.

Для разработки современных технологических процессов обеспечения качества поверхности ответственных деталей нефтегазового машиностроения, требуются новые подходы управления процессами формообразования поверхности. К деталям буровых установок, требующим обеспечения высокой износостойкости и сопротивляемости воздействию буровых растворов, относятся долото, детали механизированного компрессорно-насосного оборудования и т.п. Для ремонта и восстановления деталей, узлов машин и технологического оборудования, как правило, применяют методы сварки и наплавки в защитных средах. Существующие традиционные методы обработки детали после наплавки – токарная обработка, предварительное и окончательное шлифование и т.д. Может применяться термообработка (отпуск), делающая возможным фрезерование при низкой стойкости режущего инструмента.

Структура шва формируется в результате баланса между процессами теплоотдачи, диффузии, химического реагирования компонентов сплава [1, 4]. Наиболее эффективных результатов удаётся достичь при использовании совмещённых технологий – традиционной обработки с ультразвуковым воздействием, дополнительным термическим воздействием на расплав в процессе обработки концентрированными потоками энергии (КПЭ), применением гибридных технологий [2].

Важным является выявление закономерностей существующих компенсационных механизмов кристаллизации на фоне деградации переохлаждения расплава при концентрационном пересыщении примесью зоны активного роста дендритных кристаллов сварочно-наплавочной ванны. Рассмотрение начальной стадии зарождения кристаллов даёт основание сделать вывод о возможности устойчивого существования дозародышей кристаллов в переохлаждённом расплаве, а в некоторых случаях и тенденции к самопроизвольному разрастанию дозародышей в монотонном или периодическом режиме. Развитие этих представлений позволяет на новом методическом уровне вернуться к идее гомогенного зарождения кристаллов в охлаждаемом расплаве, что не исключает возможности проявления затравочного эффекта присутствующих в расплаве инородных включений.



По отношению к кристаллизации сварочно-наплавочной ванны такой подход означает, что наиболее вероятна последовательная схема кристаллизации, когда происходит чередование реализуемого механизма фазового перехода, например, дендритный сменяется гомогенным или гетерогенным ростом сфероидов перед фронтом кристаллизации. Особенностью кристаллизации локально расплавленного объема металла при сварке или наплавке является интенсивный теплоотвод в тело свариваемого или наплавляемого изделия достаточно большой массы. При этом тепловые эффекты от любого процесса кристаллизации могут привести лишь к увеличению длины ванны расплавленного металла и её стабилизации при новых значениях размеров с постепенным увеличением размеров за счёт теплонасыщения изделия. На практике дендритная кристаллизация, как формирующая в основной массе структуру наплавленного металла, идёт скачкообразно при постоянных макропараметрах процесса и скорости сварки или наплавки. Но при сварке металлов с практическим отсутствием примесей процесс кристаллизации всё равно идёт скачкообразно, и чем интенсивнее теплоотвод от зоны локального плавления металла, тем ярче выражена периодичность процесса кристаллизации. Объяснением этого может быть только конкуренция одновременно существующих процессов дендритной и сфероидной кристаллизации в хвостовой части ванны, причём конкуренция, приводящая к доминированию одного из процессов – дендритной кристаллизации. При этом, существенно важным является вопрос о форме доминирования одного процесса над другим, на практике дендритного механизма кристаллизации над сфероидным. Доминирование может осуществляться, например переплавом сфероидов в области контакта с растущими дендритными кристаллами за счёт выделяющегося тепла скрытой теплоты плавления, что маловероятно. Может осуществляться вытеснением кристаллов сфероидов фронтом кристаллизации дендритов в области с меньшей степенью переохлаждения и переплавом сфероидов в более горячих областях ванны. Теоретически может осуществляться процесс включения сфероидов в состав дендритов как в виде отдельных междендритных зёрен, так и непосредственного включения в состав дендрита.

Термодинамические условия на межфазной границе стремятся к минимальному уровню свободной энергии. В этом отношении гетерогенная последовательная кристаллизация является энергетически более выгодной по сравнению с объёмным гомогенным затвердеванием.

Пластическая деформация, сопровождающая обработку сварочно-наплавочного шва зависит от:

- вида обрабатываемого материала и его физико-механических характеристик;
- геометрии режущего инструмента и его радиуса закругления режущего лезвия;
- температуры;
- режимов резания (скорость резания и глубина срезаемого слоя).

К числу основных физико-механических характеристик обрабатываемого материала относятся предел пластичности и предел прочности материала. Известно, что чем выше пластические свойства материала, тем в большей степени они оказывают свое отрицательное воздействие на механизм формирования шероховатости поверхности, о чем свидетельствует рисунок 1.

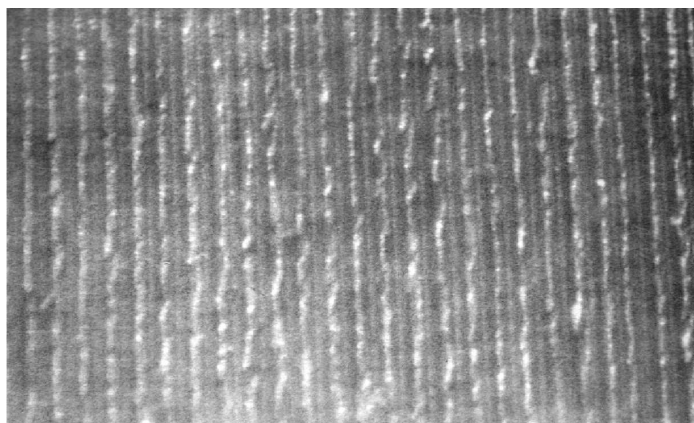


Рисунок 1 – Профиль обработанной поверхности со следами пластического течения металла

Указанные характеристики материала существенно изменяются при высоких скоростях. Наиболее интенсивно возрастает предел текучести (σ_T) и менее интенсивно – предел прочности (σ_B).

Анализ полученных данных позволяет установить закономерность – при формообразовании с увеличением скорости резания происходит «охрупчивание» металла и уменьшение доли пластической деформации микропрофиля шероховатости поверхности [3].

Величина радиуса закругления режущей кромки является важнейшим параметром при высокоскоростном лезвийном резании. Низкая шероховатость обеспечивается минимальной подачей и минимальной глубиной резания.



Обработка режущим лезвием, имеющим радиус ρ закругления, может выражаться через соотношение, связывающее передний угол γ и радиус ρ :

$$\gamma = \arcsin \frac{\rho - a_x}{\rho}. \quad (1)$$

Очевидно, что решающее значение имеет величина переднего угла γ , при котором происходит нормальное стружкообразование. При обработке разных материалов максимальный передний отрицательный угол имеет разные значения и не может превышать значений $\gamma = -55-50^\circ$. При значениях $\gamma = -45^\circ$ можно использовать критическое условие резания: $\rho/a > 0,3$. Опытным путем установлено, что для случая торцового фрезерования наиболее благоприятной будет подача $s_z > 0,03$ мм.

Высокоэффективные технологии обработки восстановленных наплавкой деталей реализуют благодаря рациональной структуре технологического процесса, с учетом изменения свойств наплавленного материала. Это позволяет получить максимальный эффект, в том числе обеспечить заданное качество поверхности при минимальных затратах. К технологиям дающим максимальный эффект относятся гибридные технологии, в основе которых лежит использование разных видов энергии. Примером гибридной технологии может служить сочетание высокоскоростного резания с любым методом предварительного нагрева [3].

Сравнительный анализ традиционной и гибридной технологий показал, что цикл обработки с применением ТО и последующего шлифования более трудоемкий и дорогостоящий по сравнению с обработкой по гибридной технологии. При этом второй вариант технологического процесса позволяет исключить операцию ТО и обеспечить заданное качество поверхности при высокой производительности и удовлетворительной стойкости режущего инструмента.

Гибридная технология обладает высокой производительностью, поэтому идеально подходит для обработки восстановленных или закаленных поверхностей, с неравномерным припуском, с иными включениями, по корке и т.д.

Применение аддитивных и гибридных технологий обладает наибольшей эффективностью в решении проблем, связанных с восстановлением деталей нефтегазового машиностроения, при этом обеспечивается высокое качество поверхности и возможно управление процессом формообразования за счет изменения режимов обработки.

Литература:

1. Казинский А.А. Исследование процессов формообразования кристаллизующегося металла при дуговой сварке и наплавке изделий машиностроения / А.А. Казинский, Т.Г. Насад // *Фундаментальные исследования основных направлений технических и физико-математических наук : сборник статей по итогам Международной научно-практической конференции*. – Стерлитамак : АМИ, 2017. – С. 58–59.
2. Казинский А.А. Насад Т.Г. Повышение эксплуатационных характеристик деталей машин, восстановленных методом наплавки : Повышение надежности и безопасности транспортных сооружений и коммуникаций / сборник трудов III Международной научно-практической конференции. – Саратов : Саратов. гос. техн. ун-т, 2017. – С. 231–236.
3. Насад Т.Г. Кирюшин И.Е., Кирюшин Д.Е. Высокоскоростная обработка труднообрабатываемых материалов : монография. – Саратов : Саратов. гос. техн. ун-т, 2009. – 148 с.
4. Пат. № 2490101. Способ дуговой сварки или наплавки / Казинский А.А., Ещенко Р.Ю., Казинский Н.А. – Оpubл. 20.08.2013. – 8 стр.

References:

1. Kazinsky A.A. A research of processes of shaping of the crystallizing metal at arc welding and a naplavka of products of mechanical engineering / A.A. Kazinsky, T.G. Nasad // *Basic researches of the main directions of technical and physical and mathematical science : the collection of articles following the results of the International scientific and practical conference*. – Sterlitamak : AMI, 2017. – P. 58–59.
2. Kazinsky A.A. Nasad T.G. Increase in operational characteristics of details of the cars restored by a naplavka method : Increase in reliability and safety of transport constructions and communications / collection of works III of the International scientific and practical conference. – Saratov : Sarat. state. technological un-t, 2017. – P. 231–236.
3. Nasad T.G. Kiryushin I.E., Kiryushin D.E. High-speed processing of the hardly processed materials : monograph. – Saratov : Sarat. state. technological un-t, 2009. – 148 p.
4. Pat. No. 2490101. Way of arc welding or Naplavka / Kazinsky A.A., Eshchenko R.Yu., Kazinsky N.A. – Opubl. 8/20/2013. – 8 p.



УДК 532.546

ОБ ОСОБЕННОСТЯХ РАСПРОСТРАНЕНИЯ МНОГОФАЗНЫХ ЗАТОПЛЕННЫХ СТРУЙ С УЧЁТОМ ФАЗОВЫХ ПЕРЕХОДОВ

ABOUT FEATURES OF DISTRIBUTION OF THE MULTIPHASE FLOODED STREAMS TAKING INTO ACCOUNT PHASE TRANSITIONS

Кильдибаева Светлана Рустамовна

кандидат физико-математических наук,
доцент кафедры прикладной информатики
и программирования,
Стерлитамакский филиал
Башкирского государственного университета
freya.13@mail.ru

Гималтдинов Ильяс Кадирович

доктор физико-математических наук, профессор,
профессор кафедры физика,
Уфимский государственный
нефтяной технический университет
freya.13@mail.ru

Кильдибаева Гульназ Ринатовна

студентка,
Стерлитамакский филиал
Башкирского государственного университета
freya.13@mail.ru

Аннотация. В работе рассматривается распространение многофазной затопленной струи, которая может возникать на дне водоема вследствие повреждения трубопровода или скважины. Струя состоит из капель нефти, пузырьков газа, вовлеченной в струю воды, а также гидратных пузырьков, если распространение струи происходит в условиях стабильного существования гидрата. В работе исследуется влияние на струю процесса гидратообразования.

Ключевые слова: затопленная струя, гидратообразование, метан, нефть.

Kildibayeva Svetlana Rustamovna

Candidate physical and mathematical sciences,
Associate professor of applied informatics
and programming,
Sterlitamak branch Bashkir state university
freya.13@mail.ru

Gimaltdinov Ilyas Kadirovich

Doctor of physical and mathematical
sciences, Professor,
Professor of department of the physicist,
Ufa state oil technical university
freya.13@mail.ru

Kildibayeva Gulnaz Rinatovna

Student,
Sterlitamak branch Bashkir state university
freya.13@mail.ru

Annotation. The paper deals with the propagation of a multi-phase submerged jet, which can occur at the bottom of the reservoir due to damage to the pipeline or well. The jet consists of droplets of oil, gas bubbles, water are involved in the jet and hydrate bubbles, if the distribution of the jet takes place under conditions of stable existence of hydrate. The paper investigates the influence of hydrate formation process on the jet.

Keywords: submerged jet, hydrate formation, methane, oil.

Большие объемы выбросов нефти и газа в океан, чаще всего, связаны с повреждением трубопровода или скважины. В таких случаях обычно углеводороды распространяются в виде затопленных струй. Струя обычно состоит из капель нефти, пузырьков газа, вовлеченной в струю воды, а также гидратных пузырьков, если распространение струи происходит в условиях стабильного существования гидрата.

Считаем, что в начальный момент времени известны значения объемных расходов нефти и газа, поступающих из поврежденного трубопровода. Также известны начальные температуры углеводородов (нефти и газа), а также окружающей среды. Для моделирования поведения струи необходимо определить радиус струи, траекторию, скорость, плотность и температуру. Также необходимо выяснить, как влияет поперечное течение на распространение струи. Полученные зависимости данных параметров от времени позволят спрогнозировать дальнейшее распространение струи [1] и смоделировать работу устройств для устранения нежелательных техногенных утечек [2]. Считаем, что газ распространяется в виде пузырьков и занимает центральное ядро сечения струи, а термобарические условия на дне водоема соответствуют условиям стабильного существования гидрата.

В основе математической модели лежит интегральный Лагранжевый метод контрольного объема, предложенный в работе [3]. Согласно этому методу считаем, что струя (рис. 1а) состоит из последовательных элементов – цилиндров, имеющих высоту h и радиус b (рис. 1б).



Каждый элемент струи – контрольный объем характеризуется своим положением в пространстве, средней скоростью, температурой, плотностью и объемным содержанием веществ, входящих в струю. Турбулентное вовлечение окружающей воды в контрольный объем учитывается при расчетах на каждом шаге по времени. Необходимо определить все характеристики КО с течением времени. Зная характеристики контрольного объема, можно вычислить параметры струи.

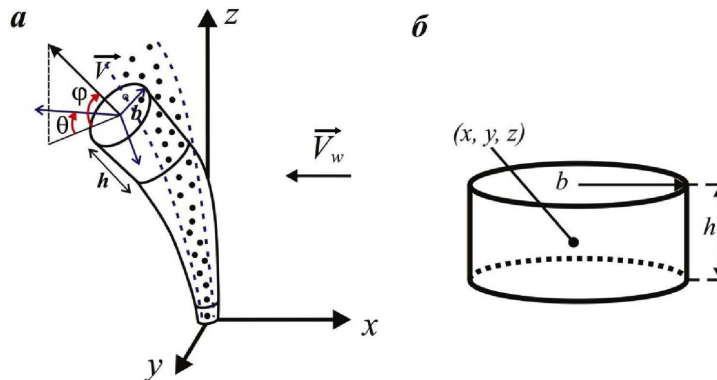


Рисунок 1 – Схема затопленной струи (а), контрольный объем (б)

Уравнения сохранения масс для воды, газа, нефти и гидрата в КО:

$$\frac{dm_w}{dt} = \rho_w Q_w - J_w^h, \quad \frac{dm_g}{dt} = -J_g^h - \rho_g Q_g, \quad \frac{dm_o}{dt} = 0, \quad \frac{dm_h}{dt} = -J_h - \rho_h Q_h, \quad (1)$$

где m_i , ρ_i ($i = w, g, o, h$) – масса компонентов в контрольном объеме и их плотность; Q_w – объемный поток, вовлеченной в струю окружающей воды; Q_g, Q_h – объемный поток газа и гидрата, «выходящий» из КО в связи с искривлением струи; J_w^h, J_g^h – соответственно интенсивности расхода воды и газа при образовании гидрата; J_h – интенсивность образования газогидрата. Здесь и далее нижние индексы w, g, o, h относятся к параметрам воды, газа, нефти и гидрата соответственно.

Интенсивности расходов связаны следующими соотношениями:

$$J_g = G \cdot J_h, \quad J_w = (1 - G) \cdot J_h, \quad J_h = N 4 \pi a_{gh}^2 j_h, \quad (2)$$

где G – гидратное число, N – количество пузырьков в контрольном объеме, a_{gh} – радиус композитных пузырьков, j_h – интенсивность образования гидрата, отнесенная к площади поверхности пузырька.

Уравнение (1) с учетом (2) примет вид:

$$\frac{dM}{dt} = \rho_w Q_w - \rho_{com} Q^f, \quad \rho = \sum_i \alpha_i \rho_i, \quad \sum_i \alpha_i = 1, \quad (3)$$

здесь M – масса КО; Q^f – объемный поток газа и гидрата, «покидающий» КО в связи с искривлением струи, α_i ($i = o, g, h, w$) – объемные содержания соответствующих компонентов в КО, ρ_{com} – плотность композитного пузырька с гидратной оболочкой. Пузырек может быть газовым, композитным, состоящим из газового ядра и гидратной оболочки или полностью гидратным.

Уравнения сохранения импульсов для КО имеют вид:

$$\frac{d}{dt}(Mu) = 0, \quad \frac{d}{dt}(Mv) = 0, \quad \frac{d}{dt}[(M_w + M_o)w + (M_g + M_h) \cdot (w + w_b)] = (\rho_w - \rho_l) \cdot \pi b^2 h \cdot (\alpha_w + \alpha_o) \cdot g + (\rho_w - \rho_{com}) \cdot \pi b^2 h \cdot (\alpha_g + \alpha_h) \cdot g, \quad (4)$$

где u, v, w компоненты скорости КО $\vec{V} = u\vec{i} + v\vec{j} + w\vec{k}$ (рис. 1а), g – модуль ускорения силы тяжести, $\rho_l = \alpha_w \rho_w + \alpha_o \rho_o$ – плотность жидкой составляющей в КО, $\rho_{com} = \frac{\rho_g \rho_o^3 + (\alpha_{gh}^3 - \alpha_g^3) \cdot \rho_h^3}{a_{gh}^3}$ – плотность композитного пузырька с гидратной оболочкой, M_i ($i = o, g, h, w$) – масса компонент КО.



Уравнение сохранения энергии КО:

$$\frac{d}{dt} \cdot (cMT) = c_w T_w \rho_w Q_w + J_h L - J_w c_w T_{hs}, \quad (5)$$

где c , T , c_w , T_w соответственно теплоемкость и температура КО и окружающей жидкости, L – скрытая теплота фазовых переходов.

Процесс формирования гидрата более подробно рассмотрен в работе [4]. Уравнения (1), (3)–(5) решаем численно.

Расчеты были проведены для параметров системы: $R = 0,05$ м, $Q_o^e = 0,35$ м³/с и газа $Q_g^e = 0,15$ м³/с, температура окружающей воды $T_w = 4$ °С, температура истечения смеси нефти и газа $T^e = 80$ °С, давление $P = 15$ МПа, плотность окружающей воды $\rho_w = 1030$ кг/м³, нефти $\rho_o = 650$ кг/м³, газа (метана) $\rho_g = 0,7$ кг/м³.

В результате численных расчетов получены: зависимость температуры (рис. 2а) и объемных содержаний компонент (рис. 2б) КО от вертикальной координаты. На рисунке 2а линия 1 соответствует случаю, когда образование гидратной оболочки на поверхности пузырьков лимитируется теплообменом с окружающей средой, линия 2 – диффузионным переносом газа через гидратную корку. Температура КО понижается за счет вовлечения окружающей воды с меньшей температурой. В случае, когда в струе образование гидратных оболочек на поверхности пузырьков лимитируется процессом теплообмена с окружающей средой, темп уменьшения температуры струи замедляется, что связано с интенсивным выделением тепла при образовании гидрата. На рисунке 2б обозначение oil относится к нефти, gas – к газу, hydrate – к гидрату, water – к воде. Объемные содержания нефти и газа убывают в связи с вовлечением окружающей воды, объемное содержание воды возрастает. Объемное содержание газового гидрата начинает увеличиваться с высоты 1,62 м (начинается гидратообразование) и постепенно убывает с 6,2 м (несмотря на то, что гидрат всё ещё образуется, вода вовлекается в КО интенсивнее).

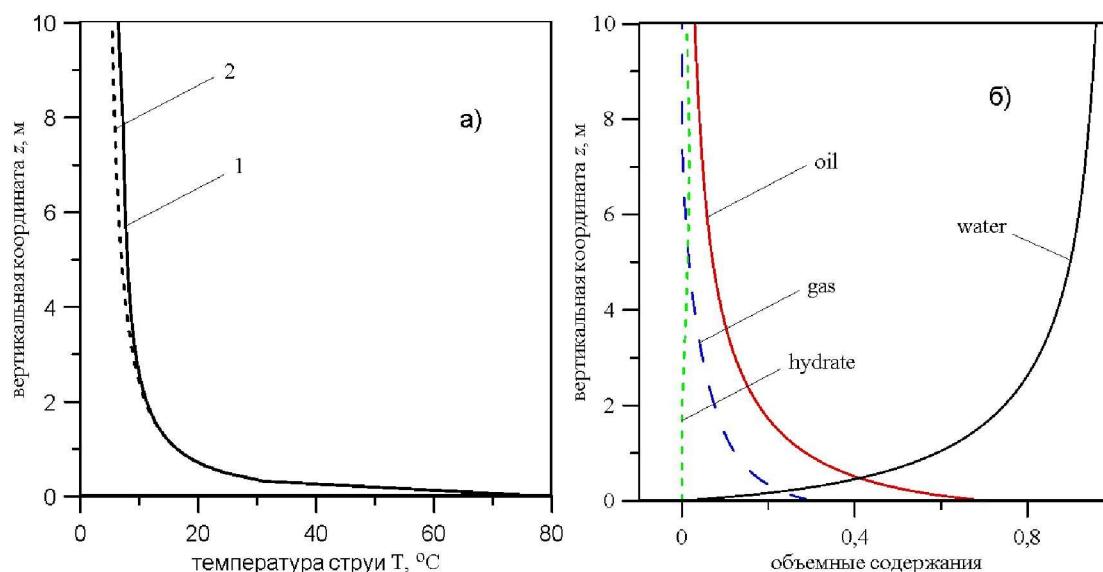


Рисунок 2 – Зависимость температуры (а) и объемных содержаний компонент (б) КО от вертикальной координаты

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект №18-31-00264 мол_а).

Литература:

1. Гималтдинов И.К., Кильдибаева С.Р. Модель затопленной струи с учётом двух предельных схем гидратообразования // Теплофизика и аэромеханика. – 2018. – Т. 25. – № 1. – С. 79–88.
2. Гималтдинов И.К., Кильдибаева С.Р. К теории начального этапа накопления нефти в куполе-сепараторе // Теплофизика и Аэромеханика. – 2015. – Т. 22. – № 3. – С. 401–406.
3. Yara P.D. Zheng L. Simulation of oil spills from underwater accidents I: Model development // Journal of Hydraulic Research. – 1997. – № 5. – P. 673–688.
4. Кильдибаева С.Р., Гималтдинов И. К. Динамика многофазной затопленной струи с учетом образования гидратов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2016. – Т. 1. – № 3 (3). – С. 92–101.

**References:**

1. Gimaltdinov I.K., Kildibaeva S.R. Model of the flooded jet with allowance for two limiting schemes of hydrate formation // Thermophysics and Aeromechanics. – 2018. – Vol. 25. – No. 1. – P. 79–88.
2. Gimaltdinov I.K., Kildibaeva S.R. To the theory of the initial stage of oil accumulation in the dome-separator // Thermophysics and Aeromechanics. – 2015. – Т. 22. – № 3. – P. 401–406.
3. Yapa P.D., Zheng L. Simulation of oil spills from underwater accidents I: Model development // Journal of Hydraulic Research. – 1997. – № 5. – P. 673–688.
4. Kildibaeva S.R., Gimaltdinov I.K. Dynamics of multiphase flooded jet taking into account the formation of hydrates // Bulletin of the Tyumen State University. Physico-mathematical modeling. Oil, gas, power. – 2016. – Т. 1. – No. 3 (3). – P. 92–101.



УДК 622.692.4:550.344

АНАЛИЗ СЕЙСМИЧЕСКОЙ АКТИВНОСТИ В ЯПОНСКОМ МОРЕ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ГАЗОПРОВОДА

ANALYSIS OF SEISMIC ACTIVITY IN JAPANESE SEA FOR CONSTRUCTION OF GAS PIPELINE

Крапивский Евгений Исаакович

профессор, доктор геолого-минералогических наук,
академик РАЕН,
Санкт-Петербургский горный университет
eikrapivsky@mail.ru

Ли Донхи

магистр,
Санкт-Петербургский горный университет
donkorea@mail.ru

Красников Антон Андреевич

студент,
Санкт-Петербургский горный университет
anton.krasnikov.97@mail.ru

Аннотация. Данная статья посвящена анализу сейсмической активности Японского моря для строительства газопровода. Была рассмотрена зона субдукции и центр спрединга. Представлены точки распределения землетрясений с 1902–2002 года.

Ключевые слова: сейсмическая активность Японского моря, строительство газопровода в Японию.

Krapivskiy Evgeniy Isaakovich

Professor, Doctor of Geology and Mineralogy,
Academician of RAEN,
Saint Petersburg Mining University
eikrapivsky@mail.ru

Lee Donghee

Master,
Saint Petersburg Mining University
donkorea@mail.ru

Krasnikov Anton Andreevich

Student,
Saint Petersburg Mining University
anton.krasnikov.97@mail.ru

Annotation. This article provides to the analysis of the seismic activity of the Japan Sea for the construction of a gas pipeline. The subduction zone and the spreading center were considered. The points of distribution of earthquakes are presented from 1902–2002 years.

Keywords: seismic activity of the Japan Sea, construction of a gas pipeline to Japan.

Прежде чем перейти к анализу сейсмической активности Японского моря рассмотрим географическое положение.

Японское море находится между материком Евразия, островом Сахалин и Японскими островами. Площадь моря – 978 000 км². Наибольшая глубина – 3742 м. Средняя глубина – 1742 м. Наибольшую глубину мы можем наблюдать в середине моря, а наименьшую глубину – у берегов. Рельеф моря не однороден, наблюдаются впадины и возвышенности.

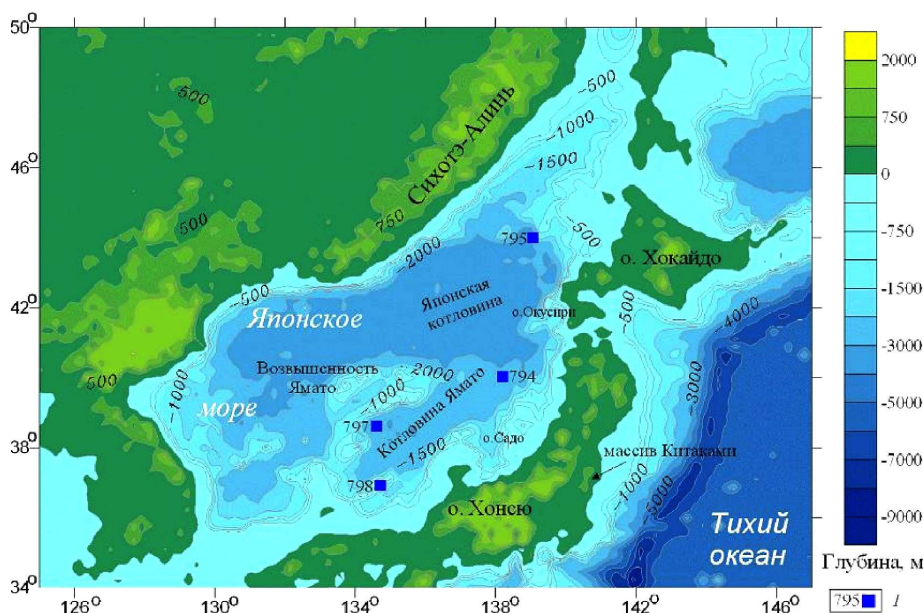


Рисунок 1 – Карта Японского моря с глубинами



Приступим к анализу сейсмической активности Японского моря. Японское море расположено в переходной зоне и находится между четырех литосферных плит: Амурской, Охотской, Тихоокеанской и Филиппинской.



Рисунок 2 – Тектонические плиты региона Японского моря:
1 – направление и скорости движения плит; 2 – центр спрединга; 3 – зона субдукции

По рисунку 2 мы можем отметить, что между Японским морем и Японскими островами находится зона субдукции в которой происходят землетрясения с наибольшей магнитудой. Зона субдукции – это зона вдоль которой происходит надвиг одной литосферной плиты над другой. Спрединг – это процесс раздвигания литосферных плит и образования новой литосферной плиты. Т.е. при проектировании газопровода мы должны избегать прохождения трубопровода в зоне субдукции и в зоне спрединга.

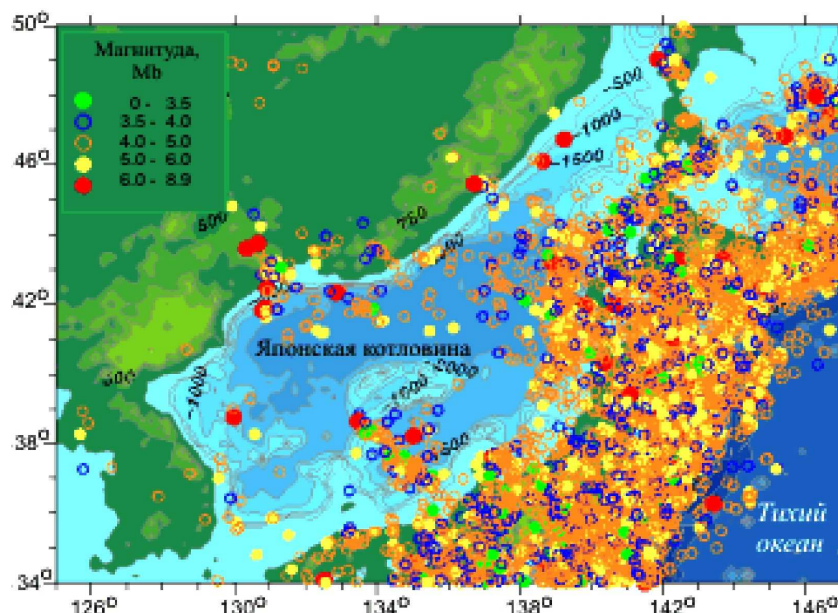


Рисунок 3 – Карта Японского моря с точками распределения землетрясений в период с 1904–2002 гг.

Из рисунка 3 мы можем подтвердить то, что в зоне субдукции землетрясения возникают с магнитудой от 3,5 до 8,9 Mb. Также зафиксировано землетрясение на 38 параллели т.е. на границе КНДР (Корейской Народно-Демократической Республикой) и Республикой Корея около 8,9 Mb. И также происходит с этой же магнитудой землетрясения рядом с Владивостоком.



В заключении хотелось бы отметить то, что при строительстве газопровода в Японском море должны быть учтены сейсмически опасные места. Должен быть выбран такой маршрут прокладки трубопровода чтобы он был экономичным при его строительстве, безопасным при эксплуатации т.е. проходил через сейсмически безопасные зоны.

Литература:

1. Бондарев В.И., Крылатков С.М. Основы обработки и интерпретации данных сейсморазведки. – Екатеринбург, 2001. – 193 с.
2. Тихонов И.Н., Ломтев В.Л. Мелкофокусная сейсмичность и тектонические особенности Японского моря. – Южно-Сахалинск : ФГБУН Институт морской геологии и геофизики ДВО РАН.

References:

1. Bondarev V.I., Krylatkov S.M. Fundamentals of processing and interpretation of seismic data. – Ekaterinburg, 2001. – 193 p.
2. Tikhonov I.N., Lomtev V.L. Small-focus seismicity and tectonic features of the Japan sea. – South Sakhalinsk : FGBUN Institute of Marine Geology and Geophysics, Far East Branch, Russian Academy of Sciences.



УДК 622.692.4:550.344

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ СПОСОБОВ ОЧИСТКИ СИСТЕМ ОБОРУДОВАНИЯ

THE USE OF ENERGY SAVING WAYS OF CLEANING OF THE EQUIPMENT SYSTEMS

Ладенко А.А.

кандидат технических наук,
доцент кафедры МОНГП АМТИ (филиал),
Кубанский государственный
технический университет
saha-ladenko@yandex.ru

Аннотация. Использование разработанной автором технологии очистки и установки её реализующей позволяет не только повысить качество обрабатываемой поверхности, но и снизить нагрузку на экологическую составляющую окружающей среды, а также уменьшить общие затраты и время на обработку оборудования.

Представлена технология очистки и устройства ее реализующие.

Ключевые слова: технология, разрушение, наслоения, струйный поток, полоса удаления наслоений, гидрокавитационный способ, очистка поверхности, гидродинамическое силовое воздействие.

Ladenko A.A.

Candidate of Technical Sciences,
Associate professor MONGP AMTI (branch),
Kuban state technical university
saha-ladenko@yandex.ru

Annotation. Using the technology of cleaning and setting it realized developed by the author allows improving surface quality and reducing the load on the ecological component of the environment, and reducing the overall costs and processing equipment.

The technology of purification and devices for its realization is presented.

Keywords: technology, destruction, stratifications, jet flow, strip of removal of stratifications, hydrocavitational way, cleaning of a surface, hydrodynamic power influence.

Увеличение нефтедобычи и нефтепроизводства сопровождается увеличением объемов нефтяных загрязнений, вызывающих нарастание экологической угрозы [1].

Развитие нефтепроизводства сопровождается увеличением масштабов и ростом объемов нефтяных загрязнений и отходов, вызывающих нарастание экологической угрозы, уменьшения площадей хозяйственных угодий, снижение плодородия почв и, как следствие, ухудшение здоровья населения.

В резервуарах, трубопроводах, железнодорожных и автомобильных цистернах, различных емкостях при длительном хранении нефти и нефтепродуктов образуется конденсат и придонный слой, в котором при достижении предельного значения коррозионной (оксидной) пленки происходит элиминирование молекул, различных частиц, образуется суспензия с большим содержанием механических примесей, парафина, сернистых соединений, смол. Наличие резервного парка емкостей, в том числе и аварийных, непрямой атрибут всех технологических схем сбора, транспортировки и подготовки нефти. Резервуары являются достаточно мощным источником загрязнения атмосферы за счет испарения углеводородов, несмотря на герметичное исполнение.

Емкости необходимо периодически очищать от осадков парафина и механических примесей. При работе с малосмолистыми парафинистыми нефтями типа туймазинских, ромашкинских и других в резервуарах происходит интенсивное накопление осадков. В течение года в резервуарах накапливается осадков состоящих из углеводородов (85–95 %), воды (5–10 %), механических примесей (1–5 %). Во всем количестве углеводородов 30–40 % содержится твердых составляющих (парафин, озокерин, церезин), остальная часть – нефть с ее наиболее тяжелыми компонентами.

Значительное число хранилищ нефтешламов и отходов, превратились из средства предотвращения нефтезагрязнений в постоянно действующий источник таких загрязнений. Объемы отходов нефтепродуктов и нефтяных загрязнений, скопившиеся на отдельных объектах, составляют десятки и сотни тысяч кубометров.

Деятельность нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей отраслей промышленности приводит к тому, что существующие технологии ликвидации загрязнений нефтегазопромыслового и транспортного оборудования зачастую не обеспечивают требуемых объемов, темпов и степени очистки природных, промышленных и хозяйственных объектов от нефтяных загрязнений, оказываются или малоэффективными, или высоко затратными и не всегда соответствуют современным требованиям экологии.

Поэтому проблема создания принципиально новых методов и средств, для очистки промышленных и хозяйственных объектов от углеводородных загрязнений приобретает особую актуальность



в последние годы, что связано с необходимостью повышения инвестиций в компаниях для сохранения действующего фонда основных средств [1, 2].

Современная экологическая обстановка диктует необходимость внедрения на нефтеперерабатывающих и нефтедобывающих предприятиях современных технологий, обеспечивающих безотходность процесса ликвидации углеводородных загрязнений, при условиях низкой стоимости работ по очистке объектов, быстром освоении их промышленного производства и безопасной эксплуатации [2].

А также надо иметь в виду, что новые технологии призваны приводить в рабочее состояние действующий арсенал промышленных и хозяйственных объектов за короткое время и экономить средства компаний, не вводя в действие новые объекты.

На сегодняшний день, предложены ряд принципиально новых технологий и технических средств и комплексов, реализующих очистку металлических поверхностей, нефтешламов, грунтов и других объектов от углеводородных (нефтяных) соединений и отходов. Усложняет решение огромное многообразие конструктивных решений объектов.

Основой для создания новых технологий могут служить наиболее перспективные гидродинамические технологии [3].

Одним из зарекомендовавших себя проектов новых технологий на потребительском рынке является технология с использованием передвижных мобильных комплексов. Комплекс может иметь несколько рабочих этапов, где последовательно реализуется поставленная задача очистки поверхности от загрязнения [4].

В основе предлагаемого метода [4] лежит использование кавитационного генератора колебаний давления с вращающейся головкой с насадками, приводимая во вращение силой реактивности струй из эксцентрично расположенных гидромониторов. Рабочей жидкостью может служить подаваемый по трубопроводу пар или воднопесчаная смесь, которая усиливает эффект очистки металлической поверхности [2, 4].

Осадок фильтруется, вода по рециклу возвращается обратно в резервуар. Рециркуляция воды – полностью автоматический процесс. Механические примеси (отслаивающаяся ржавчина и т.д.) оседают в среднем отсеке каскадного устройства [4].

Преимущества метода автоматической очистки резервуаров с помощью установки по сравнению с методом ручной очистки:

- Работает один оператор – исключается необходимость пребывания персонала внутри резервуара.
- Максимальное восстановление углеводорода благодаря процессу сепарации.
- Более быстрая очистка: время может быть сокращено на 30–50 %.
- Экономическая эффективность за счет снижения общих затрат на очистку.
- Наиболее эффективна технология мощного оборудования и насадок позволяет повысить эффективность полной очистке поверхности.
- Высокая мобильность позволяет чаще переключаться между разными видами нефтепродуктов.
- Меньшее потребление воды: используются сами продукты рециркуляции для процесса очистки, поэтому не требуется применение чистящих веществ и химикатов.
- Сокращается выброс углеводородов в атмосферу благодаря использованию минимального количества чистящих веществ и химикатов, что помогает не загрязнять окружающую среду.
- Быстрая очистка увеличивает частоту использования оборудования.
- Рабочей жидкостью может служить техническая вода без использования химических реагентов.
- Существенно меньшее энергопотребление и водопотребление.
- Замкнутый характер технологического процесса.
- Отсутствие химического взаимодействия и химического воздействия рабочего раствора на нефтепродукты, грунты и материалы конструкций.
- Возможность многократного использования мощного раствора.
- Сведение к минимуму ручного труда в процессе мойки.
- Экологическая, а также пожаро- и взрывобезопасность.
- Отсутствие отходов, требующих размещения в очистных сооружениях или на спецполигонах.
- Отсутствие технологических выбросов и сбросов газовоздушных, жидких и твердых сред.
- Полное извлечение нефтепродукта с сохранением его качества и возможности его дальнейшего использования по назначению или в товарообороте.
- Безвредное производство для обслуживающего персонала и окружающей среды.

Литература:

1. Ладенко А.А. К вопросу удаления отложений на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования : Фундаментальные и прикладные проблемы получения новых материалов: исследования, инновации и технологии / Материалы IV Международной конференции 20–22 апреля 2010 г. – Астрахань. : Изд-во Астраханский университет, 2010. – 397 с.



2. Ладенко А.А. Полуавтоматическая система гидродинамической очистки внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования : Проблемы развития автоматизации и механизации процессов добычи, переработки и транспорта газа и газового конденсата / Материалы научно-технической конференции. – ООО «Издательский Дом – Юг»; ОАО «НПО» Промавтоматика». – 2008. – С.35–41.

3. Ладенко А.А., Родионов В.П., Ладенко Н.В. Супергидрокавитационная технология очистки систем водоотведения // Энергосбережение и водоподготовка. – М. : Изд-во «Сам Полиграфист»; ООО «ЭНИВ», 2016. – № 5. – 83 с.

4. Ладенко А.А. Супергидрокавитационная технология очистки : Булатовские чтения сборник статей в 5-ти томах / Материалы 1 Международной научно-практической конференции / под редакцией О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – С. 61–63.

References:

1. Ladenko A.A. To a question of removal of deposits on the internal surface of the oil-field equipment : Fundamental and applied problems of receiving new materials: researches, innovations and Technologies / Materials IV of the International conference on April 20–22, 2010 – Astrakhan. : Publishing house Astrakhan university, 2010. – 397 p.

2. Ladenko A.A. Semi-automatic system of hydrodynamic cleaning of an internal surface of the oil-field equipment : Problems of development of automation and mechanization of processes of production, processing and transport of gas and gas condensate / Materials of a scientific and technical conference. – Izdatelsky Dom – Yug; JSC NPO of Promavtomatik. – 2008. – P. 35–41.

3. Ladenko A.A., Rodionov V. P., Ladenko N.V. Superhydrocavitational technology of cleaning of water disposal systems // Energy saving and water treatment. – М. : Printer publishing house; LLC ENIV, 2016. – No. 5. – 83 p.

4. Ladenko A.A. Superhydrocavitational technology of cleaning : Bulatovsky readings the collection of articles in 5 volumes / Materials of 1 International scientific and practical conference / under edition O.V. Savenok. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – P. 61–63.



УДК 622: 338

СПОСОБЫ РАСЧЕТА ПЕРЕВОДНЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ ПРИ ИХ СОВМЕСТНОЙ ТРАНСПОРТИРОВКЕ

METHODS FOR EVALUATION THE CONVERSION FACTORS FOR VARIOUS HYDROCARBONS DURING THEIR JOINT TRANSPORTATION

Мехтиев Фуад Рагим оглы
НИПИ «Нефтегаз» Азербайджан

Mehdiyev Fuad Rahim oqlu
Oil Gaz Scientific Research Project
Institute, Baku, Azerbaijan

Аннотация. В статье рассмотрена проблема суммарного учета нефти и конденсата, перекачиваемого посредством одних и тех же транспортных коммуникаций нефтяных месторождений SOCAR. Проанализирован отечественный и мировой опыт сравнения ценности различных углеводородов на основе таких технико-экономических понятий, как топливные и нефтяные эквиваленты. Предложены варианты расчетов коэффициентов замены газового конденсата на нефтяное «топливо» по тепловым эквивалентам, по баррелю нефтяного эквивалента, по теплопроводности жидких углеводородов, не пересчитывая их количество в условное топливо.

Annotation. The article considers the problem of total calculation of oil and condensate, pumped through the same transport communications of SOCAR oil fields. The domestic and world experience of comparing the value of various hydrocarbons based on such technical and economic concepts as fuel and oil equivalents is analyzed. Options for calculating are proposed making use of thermal equivalent, barrel of oil equivalent and thermal conduction capacity of liquid hydrocarbons, without translating replacement factor quantity of gas condensate with oil «fuel» into standard fuel.

Ключевые слова: суммарный учет нефти и газового конденсата, условное топливо, топливный эквивалент, баррель нефтяного эквивалента, теплота сгорания, коэффициент теплопроводности.

Keywords: total calculation of oil and gas condensate, standard fuel, fuel equivalent, barrel of oil equivalent, heat of combustion, thermal conductivity coefficient.

На морских месторождениях сбор, подготовка нефти, газа и газового конденсата осуществляются в сложных условиях [1]. Многие нефтяные компании осуществляют добычу, транспортировку и реализацию газового конденсата вместе с нефтью. Технологически это возможно ввиду значительного сходства физических свойств данных видов углеводородов. И нефть, и конденсат состоят из одних и тех же химических элементов. Разница между ними состоит в том, что эти химические элементы содержатся в них в разном количестве, что влияет на их плотность. Из-за этой разницы возникают затруднения на нефтедобывающих предприятиях при суммарном учете нефти и конденсата, при планировании их расхода и контроле над их потреблением.

Для измерения количества нефти и конденсата применяют как единицы объема и массы, так и единицы энергии. Поэтому для сравнения ценности различных углеводородов и вариантов замен одного топлива другим, введены такие технико-экономические понятия, как условное топливо и топливные эквиваленты.

Переводным коэффициентом при этом выступает теплотворная способность топлива или теплота сгорания топлива, которая может выражаться в различных энергетических единицах, отнесенных к единице объема или массы углеводородов. В качестве единицы условного топлива в нашей стране принимается топливо, которое имеет низшую теплоту сгорания, равную 7000 ккал/кг (29307,6 кДж/кг).

Международное энергетическое агентство (IEA), которое является автономным международным органом Организации Экономического Сотрудничества и Развития (ОЭСР), принимает за единицу – нефтяной эквивалент ТОЕ (Tonne of oil equivalent). Нефтяной эквивалент означает условный вид топлива, у которого наименьшая теплота сгорания берется за 10000 ккал/кг или за 41,87 мДж/кг. В некоторых странах за единицу принимается – баррель нефтяного эквивалента (BOE).

При разработке нефтегазовых морских месторождений Апшерона газовый конденсат перекачивается на сушу посредством транспортных коммуникаций нефтяных месторождений Государственной нефтяной компании SOCAR [2]. Во время перекачки по трубопроводу газовый конденсат смешивается с сырой нефтью, добываемой с этих месторождений. В рамках проекта на транспортировку объемов добытого конденсата и нефти по трубопроводу Баку-Тбилиси-Джейхан (БТД) при суммарном их учете необходимо рассчитать коэффициент замещения конденсата нефтью.



Чтобы сравнить нефть и газовый конденсат, закачиваемые в одну линию трубопровода, в практике используется метод пересчета их количества в тонны условного топливного или нефтяного эквивалента.

Для упрощения расчетов, в зависимости от наличия тех или иных исходных данных по физическим свойствам и компонентному составу разных видов жидких углеводородов, на основе вышеуказанных базовых методов, в статье предлагается несколько способов расчета коэффициента перевода газа конденсата в нефтяное «топливо».

Расчет коэффициента перевода газового конденсата в нефтяное «топливо» по тепловому эквиваленту

Наиболее важной энергетической характеристикой углеводородов является удельная теплота сгорания. Удельная теплота сгорания каждого вида углеводородов зависит от его горючих составляющих (углерода, водорода, серы и др.), а также от его влажности.

Для сравнения разных видов углеводородов введено понятие – условное топливо. Чтобы перевести любое топливо в условное и потом сравнить его с другими, необходимо теплоту сгорания данного топлива разделить на теплоту сгорания условного топлива. Полученное число представляет собой calorific или тепловой эквивалент данного топлива и показывает, во сколько раз реальное топливо выделяет больше или меньше теплоты по сравнению с условным.

В практике для расчетов обычно применяется низшая теплотворная способность топлива, которая учитывает тепловые потери с парами воды.

Расчет низшей теплоты сгорания для жидких видов углеводородов определяется по формуле Менделеева [3]:

$$Q_H = 339,13 \times \% C + 1029,95 \times \% H - 108,86 \times (\% O - \% S) - 25,12 \times \% W, \text{ кДж/кг}$$

$$[O_H = 81 \times \% C + 246 \times \% H - 26 (\%O - \%S) - 6 \times \% W, \text{ ккал/кг}]$$

где C, H, O, S и W – соответственно содержание углерода, водорода, кислорода, серы и влаги в рабочем топливе, %.

Переводной коэффициент в условное топливо или тепловой эквивалент определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = Q_H/29300; (Q_H/7000).$$

При проведении расчета тепловых эквивалентов необходимы данные элементарного анализа нефти и газового конденсата. Для определения физических свойств и компонентного состава были взяты пробы нефти на сборном нефтяном терминале «Дюбянди». Результаты таких же анализов для газового конденсата были предоставлены компанией «SOCAR UPSTREAM MI».

По результатам лабораторных анализов компонентного состава нефти и газового конденсата для данного расчета используются исходные данные, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты лабораторного анализа компонентного состава нефти и газового конденсата

Компонентный состав	Нефть	Газовый конденсат
Углерод, %	86,44	84,75
Водород, %	11,5	9,13
Кислород, %	1,82	0,47
Сера, %	0,24	–
Влага, %	–	5,65

Расчет теплоты сгорания нефти:

$$Q_H = 339,13 \times 86,44 + 1029,95 \times 11,5 - 108,86 \times (1,82 - 0,24) - 25,12 \times 0 = 40994,44 \text{ кДж/кг.}$$

Расчет теплового эквивалента для нефти:

$$\mathcal{E}_H = 40994,44/29300 = 1,3991.$$

Расчет теплоты сгорания газового конденсата:

$$Q_H^P = 339,13 \times 84,75 + 1029,95 \times 9,13 - 108,86 \times 0,47 - 25,12 \times 5,65 = 37951,62 \text{ кДж/кг.}$$

Расчет теплового эквивалента газового конденсата:

$$\mathcal{E}_K = 37951,62/29300 = 1,2953$$

Отношение топливных или нефтяных эквивалентов является переходным коэффициентом от



одного вида углеводородов к другому, т.е. коэффициентом замены одного вида углеводорода другим. Не пересчитывая количество нефти и газового конденсата в условное топливо, по тепловым эквивалентам рассчитывается коэффициент перевода газового конденсата в нефтяное «топливо», учитывая, что количество углеводородов обратно пропорционально их теплотворной способности.

$$K = 1,2953/1,3994 = 0,9256 \approx 0,93$$

Расчет коэффициента перевода газового конденсата в нефтяное «топливо» по баррелю нефтяного эквивалента

В тех случаях, когда нет в наличии результатов лабораторных анализов компонентного состава жидких углеводородов, предлагается расчет коэффициента перевода газового конденсата в нефтяное «топливо» по баррелю нефтяного эквивалента.

По физическим свойствам нефти и газового конденсата для данного расчета используются следующие исходные данные:

Плотность нефти, гр/см ³ (кг/дм ³)	–	0,8574;
Плотность газового конденсата, гр/см ³ (кг/дм ³)	–	0,7960;
Объём 1 барреля, литр (дм ³)	–	159.
Количество баррелей нефти в одной метрической тонне:		

$$n = \frac{1000}{159 \times 0,8574} = 7,33 \text{ барр.}$$

Количество баррелей газового конденсата в одной метрической тонне:

$$n = \frac{1000}{159 \times 0,796} = 7,9 \text{ барр.}$$

По общеизвестным коэффициентам перевода извлекаемых ресурсов – 1 баррель нефти соответствует 1 баррелю нефтяного эквивалента и 1 баррель газового конденсата также соответствует 1 баррелю нефтяного эквивалента, где нефтяной эквивалент представляет собой условный вид топлива [4].

По вышеизложенному расчету 1 метрическая тонна содержит 7,33 барр нефти или 7,9 барр конденсата, тогда:

- 7,33 барр нефти соответствует – 7,33 барр нефтяного эквивалента;
- 7,9 барр конденсата соответствует – 7,9 барр нефтяного эквивалента.

Теперь, когда показатели приведены к одной единице измерения, можно сказать, что 1 метрическая тонна нефти содержит 7,33 барр нефтяного эквивалента или же $7,9 \times (7,33/7,9)$ барр нефтяного эквивалента.

Отношение (7,33/7,9) является коэффициентом перевода газового конденсата в нефтяное «топливо» по баррелю нефтяного эквивалента.

$$K = 7,33/7,9 = 0,9278 \approx 0,93$$

Расчет коэффициента перевода газового конденсата в нефтяное «топливо» по коэффициенту теплопроводности жидких углеводородов

Теплопроводность это процесс распространения тепла в твердых телах или жидкости. Коэффициент теплопроводности (λ) выражает количество тепла, которое проходит в единицу времени через единицу поверхности при изменении температуры на один градус на каждую единицу длины. Теплопроводность жидкости, как правило, уменьшается при повышении температуры в линейной зависимости.

Коэффициенты теплопроводности жидких углеводородов в зависимости от температуры и их относительной плотности могут быть найдены по графику, который построен на основе общеизвестной формулы Крэга (рис.1) [5].

Относительная плотность жидких углеводородов это безразмерная величина равная отношению их абсолютной плотности при температуре 20 °С к плотности воды при температуре 4 °С. Относительная плотность обозначается – ρ_4^{20} . Поскольку плотность воды при 4 °С равна единице, то числовые значения относительной и абсолютной плотности при этих температурах совпадают.

Тогда, при абсолютной плотности нефти $\rho_n = 0,8574$ гр/см³, относительная плотность нефти $\rho_4^{20} = 0,8574$, а при абсолютной плотности газового конденсата $\rho_k = 0,7960$ гр/см³, относительная его плотность $\rho_4^{20} = 0,7960$.

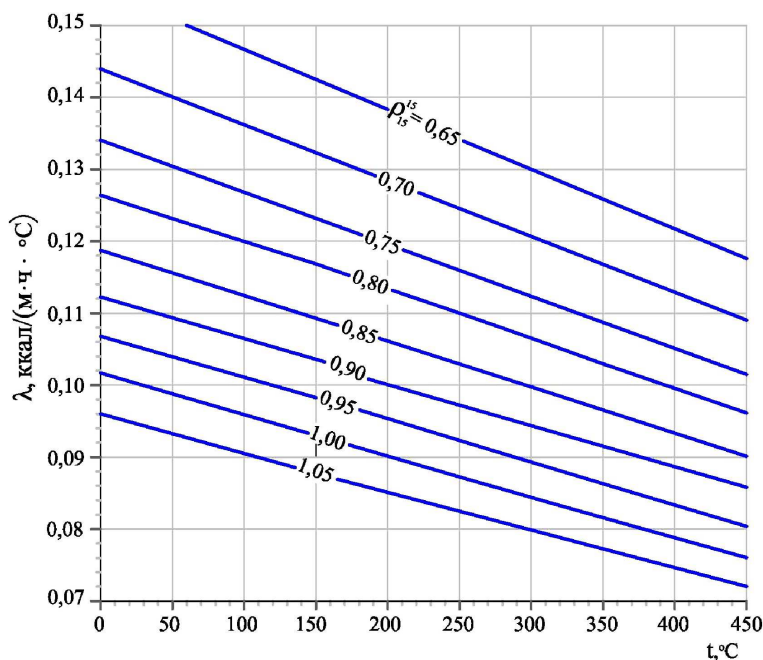


Рисунок 1 – Зависимость теплопроводности жидких углеводородов от температуры и плотности

Теплопроводность жидких углеводородов на вышеуказанном графике зависит от относительной плотности ρ_{15}^{15} , так как за рубежом принята одинаковая стандартная температура углеводородов и воды, равная 60 °F, что соответствует температуре 15 °C [6]. Пересчет значений относительной плотности ρ_4^{20} и ρ_{15}^{15} определяется по формуле:

$$\rho_{15}^{15} = \rho_4^{20} + \frac{0,0035}{\rho_4^{20}}$$

Тогда, относительная плотность нефти $\rho_{15}^{15} = 0,8615$, а относительная плотность газового конденсата $\rho_{15}^{15} = 0,8004$.

Для примера рассмотрим теплопроводность нефти и газового конденсата при их нагревании при температуре 100 °C. Для нефти с относительной плотностью $\rho_{15}^{15} = 0,8615$ коэффициент теплопроводности $\lambda = 0,11176 \approx 0,112$. Для газового конденсата с относительной плотностью $\rho_{15}^{15} = 0,8004$ коэффициент теплопроводности $\lambda = 0,120$.

Коэффициент перевода газового конденсата в нефтяное «топливо» рассчитывается как отношение коэффициентов теплопроводности:

$$K = 0,112/0,120 = 0,9333 \approx 0,93$$

Предложенные способы определения коэффициентов замены одного жидкого углеводорода другим позволяют оперативно рассчитывать общий объем углеводородов при их суммарном учете.

Выводы

Приведение различных видов углеводородов к топливному или к нефтяному эквиваленту дает возможность сопоставлять запасы и добычу углеводородов с учетом их энергетической ценности. Эти эквиваленты используются для планирования, нормирования и суммарного учета расхода различных видов углеводородов и контроля над их потреблением

При движении различных видов углеводородов по технологической производственной цепочке можно рассчитать коэффициент прямого перевода одного вида углеводорода в другой, не пересчитывая их количество в условное топливо.

Приведенные способы для определения коэффициентов замены одного вида углеводорода другим, позволяют рассчитывать эти коэффициенты в зависимости от наличия разных исходных данных, т.е. или по физическим свойствам углеводородов, или по их компонентному составу.

Литература:

1. Исмаилов Ф.С., Абдулгасанов Ф.А., Исаев Р.Ж. Повышение эффективности подготовки газа к транспорту на морском газоконденсатном месторождении // Научные труды НИПИ «Нефтегаз» ГНКАР. – 2014. – № 2. – С. 57–60.



2. Гаралов А.Ш., Сильвестрова И.Ю. Методический подход к перспективному планированию добычи нефти // Научные труды НИПИ «Нефтегаз» ГНКАР. – 2014. – № 1. – С. 70–74.
3. Ляшков В.И. Теоретические основы теплотехники. – М. : Машиностроение, 2005. – 260 с.
4. Методические пояснения показателей статистики энергетики. – Агентство по статистике, 2009.
5. Рудин М.Г. Карманный справочник нефтепереработчика. – Л. : Химия. 1989. – 464 с.
6. Глаголева О.Ф., Капустин В.М. Технология переработки нефти : Первичная переработка нефти. – М. : Химия, 2006. – Ч. I. – 400 с.

References:

1. Ismailov F.S., Abdulgasanov F.A., Isaev R.Zh. Increase in efficiency of preparation of gas for transport on the sea gas-condensate field // Scientific works of NIPI «Neftegaz» of SOCAR. – 2014. – No. 2. – P. 57–60.
2. Garalov A.Sh., Silvestrova I.Yu. Methodical approach to advance planning of oil production // Scientific works of NIPI «Neftegaz» of SOCAR. – 2014. – No. 1. – P. 70–74.
3. Lyashkov V.I. Theoretical bases heating engineers. – М. : Mechanical engineering, 2005. – 260 p.
4. Methodical explanations of indicators of statistics of power. – Agency statistically, 2009.
5. Rudin M.G. Pocket reference book by the refiner. – L. : Chemistry. 1989. – 464 p.
6. Glagoleva O.F., Kapustin V.M. Tekhnologiya of oil refining: Primary oil refining. – М. : Chemistry, 2006. – P. I. – 400 p.



УДК 622.692

О КОЭФФИЦИЕНТЕ РАСХОДА ИСТЕЧЕНИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ ЧЕРЕЗ МАЛОЕ ОТВЕРСТИЕ ПРИ НИЗКИХ ЧИСЛАХ РЕЙНОЛЬДСА

ABOUT THE FLOW COEFFICIENT OF THE EXPIRATION OF OIL PRODUCTS FROM PINHOLE AT LOW REYNOLDS NUMBERS

Наумов Владимир Аркадьевич

доктор технических наук, профессор,
заведующий кафедрой водных ресурсов
и водопользования,
Калининградский государственный
технический университет
van-old@mail.ru

Пыленок Дмитрий Андреевич

аспирант,
Калининградский государственный
технический университет
dimon39.94@mail.ru

Аннотация. Расчет объемов нефти, вытекающей из трубопровода при аварии, важен для оценки ущерба. В статье показано, что при истечении через малое отверстие в тонкой стенке сверхвязкой нефти числа Рейнольдса могут быть меньше 25. При этом формулы, рекомендуемые методическими материалами, занижают коэффициент расхода до 50 % по сравнению с экспериментальными данными. Необходимо исключить разрыв функции зависимости коэффициента расхода от числа Рейнольдса, так как он затрудняет компьютерную реализацию алгоритма расчета.

Ключевые слова: нефтепродукты, трубопровод, аварии, истечение, коэффициент расхода, формулы, эксперименты.

Naumov Vladimir Arkad'evich

Doctor of Technical Science, Professor,
Chairman of the Water Resources
Subdepartment,
Kaliningrad State Technical University
van-old@mail.ru

Pylenok Dmitry Andreevich

Graduate student,
Kaliningrad State Technical University
dimon39.94@mail.ru

Annotation. The volume calculation of the pipeline oil flowing out in the event of an accident is important for assessing the damage. In the article it is shown that the Reynolds number may be less than 25 if a small hole in the thin wall of the super-viscous oil passes through. In the formula, recommended teaching materials, underestimate the expense ratio to 50 % in comparison with the experimental data. It is necessary to exclude the discontinuity of the function of the dependence of the flow coefficient on the Reynolds number, since it complicates the computer implementation of the calculation algorithm.

Keywords: oil products, pipeline, accidents, outflow, flow coefficient, formulas, experiments.

Расчет объемов утечки нефти или нефтепродуктов при нарушении герметичности трубопровода является ключевым вопросом для определения материальных потерь и ущерба окружающей среде (см. [1–4] и библиографию в них). В настоящее время для таких расчетов используются довольно сложные математические модели, которые учитывают влияние турбулентности [5], нестационарный характер процесса, возможности образования пустот и других факторов [6–7] при интенсивных утечках. Вместе с тем при небольших отверстиях, когда потери не фиксируются приборами нефтеперекачивающих станций, главную роль играет правильное определение коэффициента расхода истекающей жидкости μ . В указанном случае действующая Методика [8] предписывает пользоваться одной из следующих формул:

$$\mu = Re/48, \text{ при } Re < 25; \quad (1)$$

$$\mu = Re/(1,5 + 1,4 \cdot Re), \text{ при } 25 \leq Re < 400; \quad (2)$$

$$\mu = 0,592 + 0,27 / \sqrt[6]{Re}, \text{ при } 400 \leq Re < 10000; \quad (3)$$

$$\mu = 0,592 + 5,5 / \sqrt{Re}, \text{ при } 10000 \leq Re < 300000; \quad (4)$$

$$\mu = 0,595, \text{ при } Re \geq 300000. \quad (5)$$

Здесь и далее число Рейнольдса рассчитывается по идеальной скорости жидкости, истекающей через отверстие в тонкой стенке с эквивалентным диаметром d при перепаде давления Δp :

$$Re = \sqrt{2\Delta p / \rho} \cdot d / \nu. \quad (6)$$



Обратим внимание, что в [8] формулы (1)–(5) предназначены именно для расчета расхода при авариях на нефтепроводах, так как появились пособия для студентов, в которых предлагается использовать указанные формулы только «для маловязких жидкостей» (см., например [9]). А в остальных случаях пользоваться сложными формулами, полученными в [10] для нестабильных нефтегазоконденсатных сред.

В известной работе А.Д. Альтшуля [11] при $Re < 25$ рекомендуется использовать либо формулу:

$$\mu = \sqrt{Re / (Re + 25,2)}; (7)$$

либо уточненную:

$$\mu = Re / (\mu \cdot Re + 25,2); (8)$$

Из (8) после решения квадратного уравнения следует:

$$\mu = \sqrt{1 + (12,6 / Re)^2} - 12,6 / Re; (9)$$

На рисунке 1 результаты расчета по вышеприведенным формулам сравниваются с экспериментальными данными из [11, 12] при $Re < 1000$.

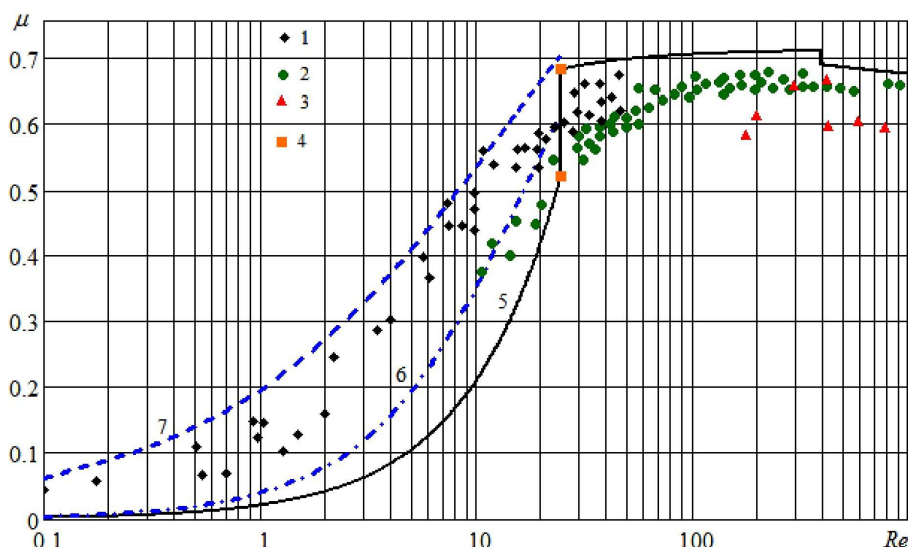


Рисунок 1 – Зависимость коэффициента расхода от числа Рейнольдса;
 Экспериментальные данные: 1 и 2 – из [11], 3 – [12];
 Результаты расчета: 5 – по формулам (1)–(5) из [8], 6 – (9), 7 – (7)

На рисунке 1 двумя точками 4 показан конечный разрыв зависимости $\mu(Re)$ по формулам (1)–(2) при $Re = 25$, который составляет 31,5 %. Необходимо исключить такой разрыв. Последнее особенно важно для компьютерной реализации алгоритма. Так как при разрывах аппроксимирующей функции возможны аварийные остановки итерационной процедуры. Второй разрыв функции ($Re = 400$) – невелик. При $Re > 25$ результаты расчета по формулам (2)–(3) находятся вблизи экспериментальных точек. А вот при меньших числах Рейнольдса (1) занижает коэффициент расхода в 1,5–2 раза.

В большинстве исследований рассматривается случай достаточно больших чисел Рейнольдса, что характерно для нефтепродуктов с невысокой вязкостью. Однако и в России, и в зарубежных странах значительно возросла доля добычи, транспортировки и переработки трудно извлекаемых запасов (сверх вязкая нефть, природный битум и др.). Оценка таких ресурсов в Российской Федерации – 30–75 млрд тонн [13]. Для транспортировки по трубопроводам тяжелой и битуминозной нефти широко используется технология с применением разбавителей. При этом вязкость полученной смеси может изменяться в широких пределах.

В диссертации [14] приведены значения коэффициента динамической вязкости η , полученные экспериментально для битуминозной Ашальчинской нефти, в которую в качестве растворителя добавляли до 20 % Девонской нефти; при этом смесь постепенно нагревалась до температуры 90 °С. Коэффициент кинематической вязкости смеси можно вычислить по формуле:

$$\nu = \eta / \rho, \quad \rho = k \cdot \rho_D(t) + (1 - k) \cdot \rho_A(t), \quad (10)$$

где k – массовая доля Девонской нефти (растворителя); ρ – плотность смеси; $\rho_A(t)$, $\rho_D(t)$ – зависящие от температуры плотности Ашальчинской и Девонской нефти, соответственно.



В таблице 1 представлены результаты расчета коэффициента кинематической вязкости смеси по формуле (10) при различных долях растворителя и температурах. Полученные значения далее использованы для расчета чисел Рейнольдса.

Таблица 1 – Коэффициент кинематической вязкости смеси η , мм²/с

К	Температура смеси, °С					
	10	20	30	40	60	90
0	25460	3734	1399	616,6	158,5	42,3
0,05	25660	3843	1132	439,8	135,7	42,5
0,1	20570	2676	780,8	340,0	113,7	37,2
0,15	6454	1816	561,0	256,3	108,8	34,0
0,2	2857	1096	384,0	211,5	75,8	27,6

На рисунке 2–3 показаны результаты расчета чисел Рейнольдса при истечении нефтепродуктов через малое отверстие в тонкой стенке.

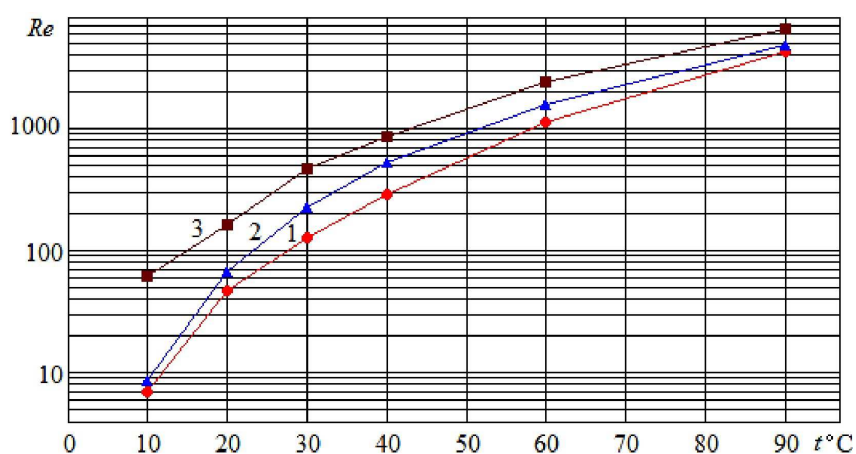


Рисунок 2 – Числа Рейнольдса, рассчитанные для смеси нефти при $d = 1$ см, $\Delta p = 0,15$ МПа: 1 – $k = 0$; 2 – $k = 0,1$; 3 – $k = 0,2$

Видно, что при истечении сильно вязких жидкостей ($t \leq 20$ °С) числа Рейнольдса могут быть меньше 100, а без растворителя – и меньше 25. Тогда расчет по формуле (1) приведет к занижению расхода истекающей жидкости до 50 %. При больших перепадах давления в магистральном трубопроводе ($\Delta p > 2,5$ МПа), значительных долях растворителя в смеси ($k > 0,2$) или высокой температуре ($t > 60$ °С), действительно, можно полагать коэффициент расхода постоянным.

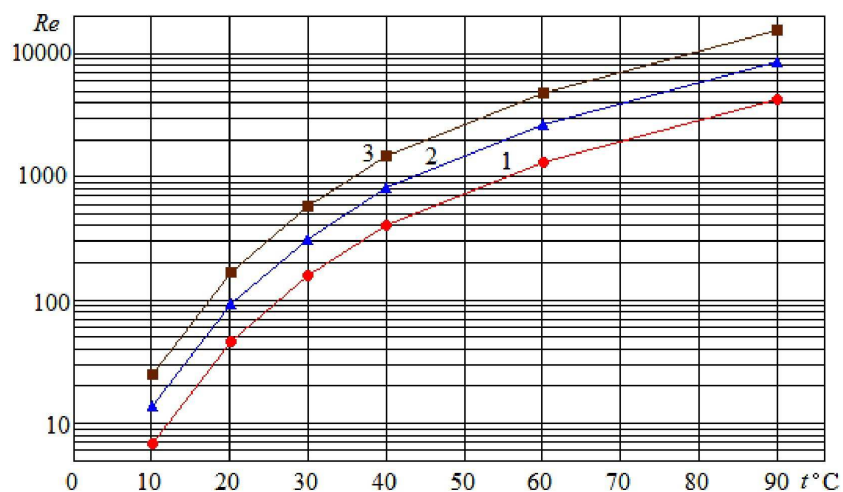


Рисунок 3 – Числа Рейнольдса, рассчитанные для смеси нефти при $k = 0,1$: 1 – $\Delta p = 0,15$ МПа; 2 – $\Delta p = 0,6$ МПа; 3 – $\Delta p = 2,0$ МПа



Таким образом, при истечении через малое отверстие сверхтяжелой и битуминозной нефти (или смесей на их основе) числа Рейнольдса могут быть весьма малыми ($Re < 25$), что не позволяет считать коэффициент расхода постоянной величиной. В указанной области формулы, рекомендуемые методическими материалами, занижают коэффициент расхода до 50 % по сравнению с имеющимися экспериментальными данными. Что может привести к недооценке объемов вытекающих нефтепродуктов при аварии трубопровода. Кроме того, необходимо исключить разрыв функции зависимости коэффициента расхода от числа Рейнольдса, так как он затрудняет компьютерную реализацию алгоритма расчета. Требуются дальнейшие экспериментальные исследования истечения через отверстия и насадки смесей на основе сверх вязкой нефти.

Литература:

1. Бахтизин Р.Н., Атнабаев А.Ф., Павлов С.В., Сайфутдинова Г.М. Оценка последствий аварийных разливов нефти на магистральных нефтепроводах // Нефтегазовое дело. – 2006. – № 1. – С. 239–242.
2. Лурье М.В. Экспертиза потерь нефти и газа при авариях на трубопроводах // Эксперт-криминалист. – 2009. – № 2. – С. 9–14.
3. Чуб И.А., Неронов А.А. Моделирование потерь нефти при авариях на трубопроводах // Проблемы чрезвычайных ситуаций: сборник научных трудов. – Харьков : Изд-во Национального университета гражданской защиты Украины, 2012. – Вып. 16. – С. 131–138.
4. Липский В.К. Управление защитой водных объектов при авариях на нефтепроводах // Актуальные проблемы природообустройства региона : сборник научных трудов. – Калининград : Изд-во ФГБОУ ВО «КГТУ», 2017. – С. 103–108.
5. Shraiber A.A., Gavin L.B., Naumov V.A., Yatsenko V.P. Turbulent flows in gas suspensions. – New York, Hemisphere Corporation, 1990. – 242 p.
6. Рахматуллин Ш.И., Карамышев В.Г., Коркишко А.Н., Султанов М.Х. Расчет истечения жидкости из щели при разрыве стенки трубопровода в неквадратичной области гидравлического сопротивления // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2010. – № 4. – С. 135–140.
7. Дидковская А.С., Лурье М.В. Истечение нефти через сквозное отверстие в поверхности трубопровода // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 2. – С. 104–107.
8. Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах; Утверждена Минтопэнерго Российской Федерации 1 ноября 1995 года. – 68 с.
9. Сафаров А.М., Гильмутдинов А.Т. Определение степени загрязнения при аварийных утечках нефти и нефтепродуктов : учебно-методическое пособие. – Уфа : Изд-во Уфимского государственного нефтяного университета, 2013. – 16 с.
10. Коршак А.А., Забазнов А.И., Новоселов В.В. и др. Трубопроводный транспорт нестабильного газового конденсата. – М. : Изд-во ВНИИОЭНГ, 1994. – 224 с.
11. Альтшуль А.Д. Гидравлические сопротивления. – М. : Недра, 1982. – 224 с.
12. Пильгунов В.Н., Ефремова К.Д. Истечение вязкой жидкости через круглые отверстия при малых числах Рейнольдса // Аэрокосмический научный журнал. – 2015. – № 1. – С. 31–57.
13. Николаев А.К., Пшенин В.В., Закиров А.И., Зарипова Н.А. Обоснование режимов трубопроводного транспорта битуминозной нефти // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2016. – № 11. – С. 108–114.
14. Рахимова Ш.Г. Исследование применения теплового воздействия совместно с углеводородными растворителями для разработки залежей тяжелых нефтей : дис. ... канд. технич. наук. – Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. – Бугульма : Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти, 2009. – 121 с.

References:

1. Bakhtizin R.N., Atnabayev A.F., Pavlov S.V., Sayfutdinova G.M. Assessment of consequences of emergency oil spills on the main oil pipelines // Oil and gas business. – 2006. – No. 1. – P. 239–242.
2. Lurye M.V. Examination of losses of oil and gas at accidents on pipelines // the Forensic expert. – 2009. – No. 2. – P. 9–14.
3. Forelock I.A., Neronov A.A. Modeling of losses of oil at accidents on pipelines // Problems of emergency situations : collection of scientific works. – Kharkiv : Publishing house of the National university of civil protection of Ukraine, 2012. – Issue 16. – P. 131–138.
4. Lipsky V.K. Management of protection of water objects at accidents on oil pipelines // Current problems of environmental engineering of the region : collection of scientific works. – Kaliningrad : KGTU VO FGBOU publishing house, 2017. – P. 103–108.
5. Shraiber A.A., Gavin L.B., Naumov V.A., Yatsenko V.P. Turbulent flows in gas suspensions. – New York, Hemisphere Corporation, 1990. – 242 p.
6. Rakhmatullin Sh.I., Karamyshev V.G., Korkishko A.N., Sultanov M.H. Calculation of the expiration of liquid from a crack at a rupture of a wall of the pipeline in not square area of hydraulic resistance // Problem of collecting, preparation and transport of oil and oil products. – 2010. – No. 4. – P. 135–140.
7. Didkovskaya A.S., Lurye M.V. The expiration of oil through a through opening in the surface of the pipeline // Oil economy. – 2017. – No. 2. – P. 104–107.
8. A technique of determination of damage to the surrounding environment at accidents on the main oil pipelines; It is approved by Ministry of Fuel and Energy of the Russian Federation on November 1, 1995. – 68 p.



9. Safarov A.M., Gilmutdinov A.T. Definition of extent of pollution at emergency leak of oil and oil products : educational and methodical grant. – Ufa : Publishing house Ufa state oil technical university, 2013. – 16 p.
10. Korshak A.A., Zabaznov A.I., Novoselov V.V., etc. Pipeline transport of unstable gas condensate. – M. : VNIIOENG publishing house, 1994. – 224 p.
11. Altshul A.D. Hydraulic resistance. – M. : Nedra, 1982. – 224 p.
12. Pilgunov V.N., Efremova K.D. The expiration of viscous liquid through round openings at small Reynolds numbers // the Space scientific magazine. – 2015. – No. 1. – P. 31–57.
13. Nikolaev A.K., Pshenin V.V., Zakirov A.I., Zaripova N.A. Justification of the modes of pipeline transport of bituminous oil // Territory NEFTEGAZ. – 2016. – No. 11. – P. 108–114.
14. Rakhimova Sh.G. A research of application of thermal influence together with hydrocarbonic solvents for development of deposits heavy nefty : yew. ... edging. technical sciences. – Specialty 25.00.17 – Development and operation of oil and gas fields. – Bugulma : Tatar research and design institute of oil, 2009. – 121 p.



УДК 621.6.07

СНИЖЕНИЕ УДЕЛЬНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА В УСЛОВИЯХ НЕПОЛНОЙ ЗАГРУЗКИ

REDUCTION OF SPECIFIC INDICATORS OF PUMP UNITS OF THE OIL TRUNK PIPELINE UNDER CONDITIONS OF INCOMPLETE LOADING

Нахлесткин Александр Александрович
магистрант,
Омский государственный
технический университет
nakhlestkin95@mail.ru

Буслаев Сергей Валерьевич
магистрант,
Омский государственный
технический университет
buslaevsv2015@mail.ru

Архиреев Антон Германович
магистрант,
Омский государственный
технический университет
anton_arhireev@mail.ru

Аннотация. Данная статья посвящена мероприятиям энергосбережения и энергоэффективности при организации транспортировки нефти и нефтепродуктов. Одним из привлекательных решений этой проблемы является использование частотно-регулируемого привода. Результат данной работы можно использовать для повышения энергетической эффективности эксплуатации магистральных нефтепроводов.

Ключевые слова: энергоэффективность, энергосбережение, КПД насоса, частотное регулирование, удельные показатели.

Nakhlestkin Alexander Alexandrovich
Undergraduate,
Omsk State Technical University
nakhlestkin95@mail.ru

Buslaev Sergey Valerievich
Undergraduate,
Omsk State Technical University
buslaevsv2015@mail.ru

Arkhireev Anton Germanovich
Undergraduate,
Omsk State Technical University
anton_arhireev@mail.ru

Annotation. This article is devoted to measures of energy saving and energy efficiency in the organization of transportation of oil and petroleum products. One attractive solution to this problem is the use of a frequency-controlled drive. The result of this work can be used to improve the energy efficiency of oil trunk pipelines operation.

Keywords: energy Efficiency, energy conservation, pump efficiency, frequency.

В настоящее время одним из приоритетных направлений трубопроводного транспорта нефти является энергосбережение и энергоэффективность. В АО «Транснефть» – Западная Сибирь используются оптимизированные с точки зрения энергоэффективности имеющегося оборудования режимы перекачки. МНА (магистральные насосные агрегаты) работают в области, КПД порядка 70 % и ниже, что значительно меньше максимальных значений (может достигать 90 %).

Наиболее распространенным методом изменения характеристики линейной части является дросселирование регулятором давления или задвижкой, установленной на выходе насоса [1, с.15]. Этот способ является наиболее простым, но он – наиболее энергозатратный.

Так же широко используется обточка рабочих колес насоса. Минус данного метода заключается в том, что КПД обточенного колеса все равно ниже изначального, и имеет максимальное значение только в области номинальной подачи для конкретного колеса.

Одним из перспективных способов повышения эффективности насосов является регулирование частоты вращения ротора в зависимости от производительности перекачки [2, с. 95].

Частотное регулирование применяется на объектах трубопроводного транспорта нефти в составе привода магистральных насосных агрегатов и позволяет получить ряд преимуществ:

1. ЧРП позволяет осуществлять функцию системы автоматического регулирования давления.
2. Регулирование частоты позволяет уменьшить количество сменных роторов насоса, необходимых для изменения его режима работы.
3. При использовании ЧРП не требуется установка дополнительного устройства плавного пуска двигателя.

В данной работе рассмотрен метод применения ЧРП на технологическом участке МН «Омск-Анжеро-Судженск» (рис.1). Длина технологического участка составляет 925 км, в перекачке участвуют 5 нефтеперекачивающих станций.



Рисунок 1 – Технологическая схема участка Омск-Анжеро-Судженск МН «Омск-Иркутск»

На всех станциях данного участка установлены насосы типа НМ 2500–230, его номинальная производительность – 2500 м³/ч. Рабочая область этого насоса, то есть область максимального КПД, показана на совмещенной характеристике зеленым цветом (рис. 2).

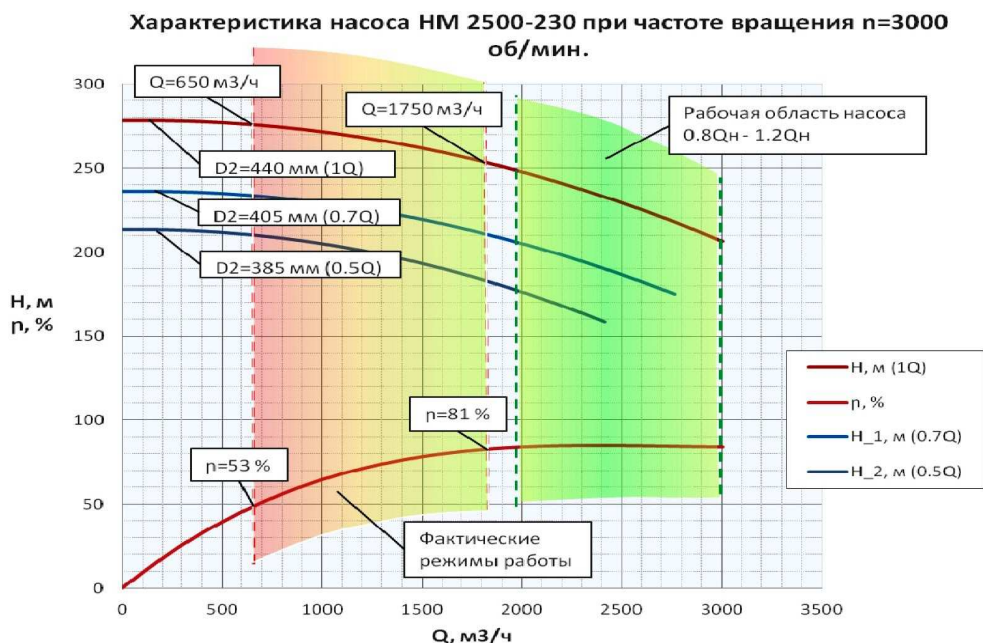


Рисунок 2 – Характеристики оборудования

То есть, даже на максимальной производительности, режимы не попадают в номинальную область насоса. Кпд насосных агрегатов на фактических режимах составляет от 50 до 75 %, в то время как в области номинальных подач он может достигать 85 %.

Так как потребляемая насосом электрическая мощность обратно пропорциональна коэффициенту полезного действия, то в случае недозагрузки насоса имеет место значительный перерасход электроэнергии [4, с. 23].

Данный способ повышения энергоэффективности применяется достаточно широко, однако здесь очевидны два недостатка:

1. Невозможность «нарастить» колесо обратно в случае увеличения объемов перекачки.
2. Отсутствие взаимозаменяемости.

В данном случае удобнее регулировать характеристику насоса, меняя частоту вращения его ротора, для чего и применяется частотно-регулируемый привод.

Фактические характеристики по теории подобия были пересчитаны на новые частоты вращения, в данном случае это 2000 и 2500 об./мин при номинальной частоте вращения 3000 об./мин.

Проведя перерасчет становится ясно, что, для режима перекачки с производительностью 1250 м³/ч при номинальной частоте вращения в 3000 об./мин насос работает с кпд около 75 %, а насос с частотой вращения 2500 об./мин на той же подаче имеет кпд уже в 80 %, и при этом дополнительно идет выигрыш по затрачиваемой мощности за счет меньшего напора.

Пересчитанные на новые частоты вращений характеристики насосов были использованы для расчета режимов перекачки. Рассматривалось 3 расчетных схемы: режимы без ЧРП, и с использованием ЧРП на одной и двух перекачивающих станциях.

Приведенные в работе расчетные случаи показывают, что применение ЧРП на МН с неполной загрузкой может вести к уменьшению удельных затрат на перекачку, причем, эффект экономии тем сильнее, чем выше цикличность перекачки и чем больше преобладание режимов с малыми производительностями.

Также на примере действующего МН показана возможность использования МНА с ЧРП для точного регулирования параметров технологических режимов на станциях, имеющих технологические ограничения по минимальным/максимальным давлениям на входе и выходе станции.



Рисунок 3 – Удельные показатели

Литература:

1. Бобровский С.А., Соколовский С.М. Гидравлика, насосы и компрессоры. – М. : Недра, 1972. – 296 с.
2. Жабо В. В., Уваров В.В. Гидравлика и насосы. – М. : Энергоатомиздат, 1984. – 328 с.
3. Колпаков Л.Г. Центробежные насосы магистральных нефтепроводов. – М. : Недра, 1985.
4. Ломакин А.А. Центробежные и осевые насосы. – М.; Л. : Машиностроение, 1966. – 358 с.

References:

1. Bobrovsky S.A., Sokolovsky of S.M. Gidravlik, pumps and compressors. – M. : Nedra, 1972. – 296 p.
2. Jabo V.V., Uvarov V.V. Gidravlik and pumps. – M. : Energoatomizdat, 1984. – 328 p.
3. Kolpakov L.G. Centrifugal pumps of the main oil pipelines. – M. : Nedra, 1985.
4. Lomakin A.A. Centrifugal and axial pumps. – M.; L. : Mechanical engineering, 1966. – 358 p.



УДК. 504.5

СОВРЕМЕННЫЙ ПОДХОД К ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ С ТЕХНОГЕННЫМ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ В ГАЗОПРОМЫСЛОВЫХ И ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ СИСТЕМАХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

MODERN APPROACH TO ENSURING INDUSTRIAL SAFETY WITH TECHNOGENIC HYDRATE FORMATION IN GAS-FIELD AND GAS TRANSMISSION SYSTEMS OF OIL AND GAS BRANCH

Нурмакова Ж.И.

Астраханский государственный
технический университет
id.yug2016@gmail.com

Третьяк Л.П.

Астраханский государственный
технический университет

Аннотация. Статья содержит применяемые в промышленной практике мероприятия по предупреждению и борьбе с образованием гидратов природного газа, играющие существенную роль в обеспечении безопасности опасного производственного объекта, что представляет собой новый подход при управлении качеством окружающей среды.

Ключевые слова: газовые гидраты, скважины, шлейфы, коллекторы, установки, магистральные газопроводы, газораспределительные станции, опасный производственный объект.

Nurmakova Zh.I.

Astrakhan state technical university
id.yug2016@gmail.com

Tretiak L.P.

Astrakhan state technical university

Annotation. Article contains the actions for prevention and fight against formation of hydrates of natural gas applied in trade practice playing an essential role in ensuring safety of hazardous production facility that represents itself new approach at management of quality of the environment.

Keywords: gas hydrates, wells, loops, collectors, installations, main gas pipelines, gas distribution stations, hazardous production facility.

Основная цель реально действующей системы обеспечения безопасности на опасном производственном объекте (ОПО) – минимизация издержек от возможности проявления аварийности, травматизма, вредных техногенных выбросов, отрицательно сказывающихся на качестве и конкурентоспособности производства [3].

Техногенные газовые гидраты могут образовываться в системах добычи газа: в призабойной зоне, в стволах скважин, в шлейфах и внутрипромысловых коллекторах, в системах промышленной и заводской подготовки газа, а также в магистральных газотранспортных системах. В технологических процессах добычи, подготовки и транспорта газа твёрдые газовые гидраты вызывают серьёзные проблемы, связанные с нарушением протекания этих процессов. К газопромысловым системам, в которых возможно образование техногенных газовых гидратов, относятся:

- призабойная зона скважин, ствол скважины;
- шлейфы и коллекторы;
- установки подготовки газа;
- головные участки магистральных газопроводов;
- газораспределительные станции;
- внутрипромысловые и магистральные продуктопроводы;
- установки заводской обработки и переработки газа.

В процедуре обеспечения безопасной эксплуатации ОПО могут быть выделены по приоритету две основные задачи, которые непосредственно связаны с оптимизационным выбором и ранжированием мер предупреждения и ликвидации последствий техногенных происшествий (аварии, несчастные случаи, пожары, аварийные разливы нефти и нефтепродуктов, чрезвычайные ситуации техногенного характера) [4].

В технологических процессах добычи, подготовки и транспорта газа твёрдые газовые гидраты вызывают серьёзные проблемы, связанные с нарушением указанных технологических процессов [1].

Для образования гидрата необходимы следующие три условия:

1. Благоприятные термобарические условия (сочетание низкой температуры и высокого давления);



2. Наличие гидратообразующего вещества (метан, этан, двуокись углерода и др.);
3. Достаточное количество воды.

Для предотвращения гидратообразования достаточно исключить одно из трех вышеперечисленных условий.

Скопление гидрата необязательно происходит в том же месте, где и его образование. Гидраты могут перемещаться по трубопроводам вместе с потоком среды, особенно жидкой. Скопление гидратов приводит к возникновению различных технических проблем. В многофазных трубопроводах скопление гидратов создают пробки, которые могут забивать линии и вызывать повреждение оборудования.

Для борьбы с гидратами разработан ряд методов.

Применяемые в промышленной практике мероприятия по предупреждению и борьбе с образованием гидратов природного газа основаны на изменении энергетических соотношений молекул газа - гидратообразователя и воды. Для предупреждения и ликвидации гидратов природного газа в промышленной практике используются следующие методы:

- осушка газового потока от влаги методами сорбции или низкотемпературной сепарации с понижением точки росы по воде ниже минимальной температуры в технологическом процессе;
- ввод в газодляной поток ингибиторов гидратообразования – спиртов и электролитов;
- поддержание температуры газового потока выше температуры гидратообразования;
- поддержание давления в газовом потоке выше давления гидратообразования [2].

Применение того или иного метода, их сочетания определяется технологическими возможностями и технико-экономическими расчётами. Наименьшее распространение в промышленной практике нашёл четвертый метод, поскольку в большинстве случаев нецелесообразно поддержание давления ниже равновесного из-за резкого снижения расхода газа. В основном он применяется при удалении образовавшихся гидратов в стволе скважины – путем продувки скважины в атмосферу.

Третий метод устранения гидратов наиболее эффективен при образовании их на дроссельных устройствах, в шлейфах и т.п. Он используется также и при прокладке шлейфов в грунтах с высоким коэффициентом теплопроводности (наличие малых депрессий между равновесной и технологической температурами) – используется теплоизоляция шлейфов. Второй метод реализуется, когда в стволе скважины, в промышленных коммуникациях при больших перепадах температур образуются гидраты. В этом случае применяют ввод ингибиторов (спиртов и электролитов) по замкнутому циклу с последующей их регенерацией.

Первый метод наиболее приемлем для условий магистрального транспорта природного газа. В частности, для газов с малым конденсатным фактором рациональнее использовать сорбционные методы осушки. Для понижения точки росы до минус 15–25 °С применяются жидкие сорбенты, а для более глубокой – твердые сорбенты. Если в газе повышенное содержание тяжелых углеводородов целесообразнее использование методов низкотемпературной сепарации с подачей ингибиторов гидратообразования и последующей их регенерацией.

Принимая во внимание приведенные соображения, базовым показателем, наиболее полно характеризующим меру опасности и пригодным для эффективного менеджмента техногенного риска, в частности на ОПО, может служить математическое ожидание социально-экономического ущерба техногенного характера от возможных в течение определенного времени происшествий и непрерывных штатных вредных выбросов [4].

Литература:

1. Петров С.В. Борьба с гидратообразованием при магистральном транспорте природного газа. Лабораторные и практические работы : метод. указания / С.В. Петров, В.Л. Онацкий, И.С. Леонов. – Ухта : УГТУ, 2014. – 24 с.
2. Паранук А.А. Разработка методов раннего обнаружения гидратообразования в магистральных газопроводах и технологических трубопроводах компрессорных станций : диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук. – Краснодар, 2014.
3. Гражданкин А.И. Оценка техногенного риска: техническое регулирование, стандартизация, критерии приемлемости // Безопасность труда в промышленности. – 2004. – № 1. – С. 48–49.
4. Третьяк Л.П. Риски на предприятиях по переработке углеводородных систем : Новейшие технологии освоения месторождений углеводородного сырья и обеспечения безопасности экосистем Каспийского шельфа / матер. I-й научно-практической конференции; АГТУ. – Астрахань : Изд-во АГТУ, 2010. – С. 132–135.

References:

1. Petrov S.V. Fight against hydrate formation at the main transport of natural gas. Laboratory and practical works: method. instructions / S.V. Petrov, V.L. Onatsky, I.S. Leonov. – Ukhta: UGTU, 2014. – 24 p.
2. Paranuk A.A. Development of methods of early detection of hydrate formation in the main gas pipelines and technological pipelines of compressor stations : the thesis for a degree of Candidate of Technical Sciences. – Krasnodar, 2014.



3. Grazhdankin A.I. Assessment of technogenic risk: technical regulation, standardization, criteria of the acceptability // Safety of work in the industry. – 2004. – No. 1. – P. 48–49.
4. Tretiak L.P. Risks at the enterprises for processing of hydrocarbonic systems: The newest technologies of development of fields of hydrocarbonic raw materials and safety of ecosystems of the Caspian sea offshore / mater. I scientific and practical conference; AGTU. – Astrakhan : AGTU publishing house, 2010. – С. 132–135.



УДК 622.279

ЛЬДООБРАЗОВАНИЕ В ГАЗОСБОРНЫХ СЕТЯХ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

ICE FORMATION IN GAS-COLLECTING NETWORKS AT THE LATE STAGE OF DEVELOPMENT OF GAS FIELDS WESTERN SIBERIA

Пономарев Александр Иосифович
доктор технических наук, профессор,
заведующий кафедрой РГКМ,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
id.yug2016@gmail.com

Мухамедьянов Тимур Ильфатович
магистрант,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет

Зиянгиров Айдар Гамилевич
магистрант,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет

Аннотация. В статье представлены графики изменения температуры газа по длине газового коллектора, для подземного и наземного способа заложения коллектора.

Ключевые слова: ледяные пробки, газовый коллектор, газ.

Ponomarev Alexander Iosifovich
Doctor of Engineering, professor,
Head of the department of RGKM,
Ufa State Petroleum Technological University
id.yug2016@gmail.com

Mukhamedyanov Timur Ilfatovich
Undergraduate,
Ufa State Petroleum Technological University

Ziyangirov Aydar Gamilevich
Undergraduate,
Ufa State Petroleum Technological University

Annotation. Schedules of change of temperature of gas longwise of the gas collecting main, for an underground and elevated way of an underlay are presented in article.

Keywords: ice traffic jams, gas collecting main, gas.

Уникальные по своим запасам газовые месторождения Западной Сибири в настоящее время находятся на стадии падающей добычи. Для завершающего этапа разработки характерно снижение пластового давления, подъем газо-водяного контакта и обводнение призабойной зоны, что приводит к увлажнению слабосцементированных пластов и вымывание водой связующих глинистых частиц. Данные факторы способствуют повышенному выносу песка и воды, вследствие чего, многие скважины работают в режиме ограниченной депрессии.

Снижение производительности скважин, уменьшение температуры газа, вынос пластовой воды, отрицательная температура окружающей среды, все эти обстоятельства повышают риск образования льда и гидратов в газосборной сети предприятия.

Ледяные отложения уменьшают, либо полностью перекрывают проходное сечение трубопровода, что приводит к возникновению аварийных ситуаций, длительному простоем оборудования, увеличенному расходу метанола и потерям в добыче газа. Так, с учетом подземной прокладки коллекторов, на ликвидацию таких отложений требуется длительное время, причем потери в добыче газа могут составить несколько миллионов нормальных кубических метров природного газа [1]. Все это, в конечном итоге, сказывается на экономике предприятия.

В данной работе определили расстояние от скважины, при котором возможно образование ледяных пробок для газового коллектора, диаметром 325 мм, с теплоизоляцией из пенополиуретана диаметром 60 мм. Для расчета подземного способа заложения коллектора были взяты геолого-промысловые данные Уренгойского месторождения; для наземного – Ямбургского месторождения.

Графики изменения температуры газа по длине газового шлейфа, полученные по нормам технологического проектирования магистральных газопроводов [2], показаны на рисунке 1.

Анализируя полученные графики, можно сделать вывод, что в зимний период времени, при температуре окружающего воздуха -40°C , образование ледяных отложений возможно уже через 500 метров, а при подземном заложении, температура газа опускается до 0°C через 3 км от устья скважины.

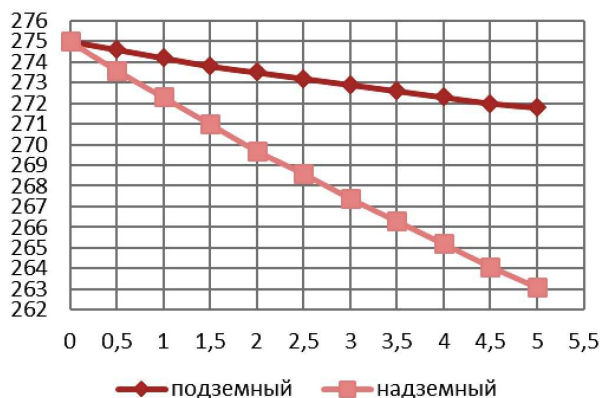


Рисунок 1 – График изменения температуры газа по длине ГСК для подземного и надземного способа заложения

Литература:

1. Ротов А.А., Истомин В.А., Митницкий Р.А., Колинченко И.В. Особенности тепловых режимов систем сбора газа на поздней стадии разработки сеноманских отложений на Уренгойском месторождении // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2016. – № 2. – С. 46–52.
2. О76/Н834 – Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов : СТО Газпром 2-3.5-051 – 2006. – М., 2006. – 196 с.

References:

1. Rotov A.A., Istomin V.A., Mitnitsky R.A., Kolinchenko I.V. Features of the thermal modes of systems of collecting gas at a late stage of development of Cenomanian deposits on the Urengoy field // Transport and storage of oil products and hydrocarbonic raw materials. – 2016. – No. 2. – P. 46–52.
2. O76/H834 – Norms of technological design of the main gas pipelines: HUNDRED Gazprom 2-3.5-051 – 2006. – M., 2006. – 196 p.



УДК 546.62

КОМПЛЕКС СВОЙСТВ КЕРАМИКИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

COMPLEX OF CERAMIC PROPERTIES FOR APPLICATION IN OIL AND GAS INDUSTRY

Просвирнин Дмитрий Викторович

кандидат технических наук,
Институт металлургии и материаловедения
им. А.А. Байкова Российской академии наук
imetran@yandex.ru

Ларионов Максим Дмитриевич

Институт металлургии и материаловедения
им. А.А. Байкова Российской академии наук
larionov1996@mail.ru

Колмаков Алексей Георгиевич

член-корреспондент РАН, доктор технических наук,
Институт металлургии и материаловедения
им. А.А. Байкова Российской академии наук
kolmakov@imet.ac.ru

Алиханян Андрей Сосович

доктор химических наук, профессор,
Институт общей и неорганической химии
им. Н.С. Курнакова Российской академии наук
alikhhan@igic.ras.ru

Пруцков Михаил Евгеньевич

кандидат технических наук
Институт металлургии и материаловедения
им. А.А. Байкова Российской академии наук
mprmf@mail.ru

Пивоварчик Светлана Владимировна

Институт металлургии и материаловедения
им. А.А. Байкова Российской академии наук
imetran1@mail.ru

Аннотация. Проведен сравнительный анализ физико-механических характеристик и фазового состава керамики $Al_{23}O_{27}N_5$, полученной реакционным спеканием смеси порошков Al_2O_3 и AlN при разных температуре, давлении и способах спекания. Полученные результаты позволяют говорить о перспективности применения таких керамик в нефтегазовой промышленности.

Ключевые слова: оксинитрид алюминия, структура, прочность, твердость, скорость звука, реакционное спекание.

Prosvirnin Dmitry Viktorovich

Candidate of Technical Sciences,
Baikov Institute of Metallurgy
and Materials Science, RAS
imetran@yandex.ru

Larionov Maksim Dmitrievich

Baikov Institute of Metallurgy
and Materials Science, RAS
larionov1996@mail.ru

Kolmakov Aleksei Georgievich

corresponding member of RAS,
Doctor of Engineering,
Baikov Institute of Metallurgy
and Materials Science, RAS
kolmakov@imet.ac.ru

Alikhanyan Andrey Sosovich

Doctor of Chemistry, Professor,
Kurnakov Institute of General and Inorganic
Chemistry of the Russian Academy
of Sciences (IGIC RAS)
alikhhan@igic.ras.ru

Pruckov Mihail Evgenievich

Candidate of Technical Sciences,
Baikov Institute of Metallurgy
and Materials Science, RAS
mprmf@mail.ru

Pivovarchik Svetlana Vladimirovna

Baikov Institute of Metallurgy
and Materials Science, RAS
imetran1@mail.ru

Annotation. A comparative analysis of the physical and mechanical characteristics and phase composition of $Al_{23}O_{27}N_5$ ceramics obtained by reactive sintering of a mixture of Al_2O_3 and AlN powders at different temperatures and pressures and sintering methods is carried out. The obtained results allow to speak about the prospects of using such ceramics in the oil and gas industry.

Keywords: aluminum oxynitride, structure, strength, hardness, speed of sound, reaction sintering.

Введение

Ударостойкая, высокопрочная керамика с достаточной степенью прозрачности, в том числе на основе оксинитрида алюминия $Al_{23}O_{27}N_5$, является востребованным материалом в различных областях техники, таких как автомобилестроение, авиастроение, производство защитных устройств и сооружений и нефтегазовой промышленности [1–6].

Керамические материалы все чаще применяют в нефтегазовой отрасли, в качестве изделий обладающих комплексом свойств, таких как, высокая прочность и низкая химическая активность.



Удачное и экономичное применение таких высокопрочных керамик можно увидеть в узлах трения механизмов по транспортировке углеводородов. В таких ответственных участках требуется высокая прочность и износостойкость материала, из которого выполняются изделия. Хорошим материалом для таких деталей, исходя из высоких требований к изделиям, могут быть керамики на основе оксинитрида алюминия. Такие керамики обладают, как высокими механическими, так и химическими характеристиками. При этом, удельный вес изделий ниже, чем у металлов. Для достижения такого комплекса свойств, требуется отработать технологию получения керамического материала системы $Al_2O_3 - AlN$, оксинитридной керамики для точного получения заданных значений характеристик.

Одним из перспективных методов синтеза оксинитрида алюминия является реакционное спекание смеси порошков оксида алюминия Al_2O_3 и нитрида алюминия AlN [4–10]. При этом важной задачей является нахождение оптимальных способов синтеза порошка, параметров спекания, температурных режимов и других критериев получения материала с определенным уровнем необходимых свойств. Для достижения требуемых структуры и уровня свойств используют ряд дополнительных технологических приемов, в частности прикладывают при спекании одноосное или изостатического давление, вводят легирующие добавки, позволяющие сократить время и/или понизить температуру спекания, используют SPS-процесс (плазменное искровое спекание), жидкофазное спекание [6–10]. При этом в любом случае отмечается, что структура и механические характеристики оксинитридной керамики в значительной мере определяются температурами спекания.

В данной работе проводили сравнительный анализ физико-механических характеристик и фазового состава керамики $Al_{23}O_{27}N_5$, полученной реакционным спеканием смеси порошков Al_2O_3 и AlN при разных температуре и давлении.

Материалы и методики

В качестве исходного материала для синтеза образцов керамики $Al_{23}O_{27}N_5$ использовали порошки Al_2O_3 и AlN , полученные методом плазмохимического синтеза [11,12]. Параметры порошков приведены в табл. 1. Порошки смешивали в планетарной микромельнице в соотношении 40 : 60 в течении 50–60 минут. Процесс проводили в изопропиловом спирте для предотвращения агломерации частиц порошка и истирания стенок барабана размольными телами из диоксида циркония. Полученную смесь подвергали одноосному прессованию для получения заготовок для дальнейшего спекания.

Таблица 1 – Характеристики исходных порошков

Исходный порошок	Химическая чистота, %	Средний размер частиц, мкм
Al_2O_3	98,0	0,1
AlN	98,0	10,0

Процесс спекания проводили по двум схемам. Образцы типа I получали путем одноосного прессования смеси порошков с последующим реакционным спеканием. Прессование осуществляли в пресс-форме под давлением 50 МПа. Спекание проводили в вакуумной камере 30–120 минут, при температурах 1700–1800 °С. При этом камеру подвергали двум последовательным циклам «продувка азотом» – откачка до остаточного давления $10^{-2} \dots 10^{-3}$ мм. рт. ст. Прессованные заготовки помещались в тигель из нитрида бора. Образцы типа II получали методом горячего прессования смеси порошков при температурах 1700–1900 °С и давлении 500 кг/см² в течении 12 минут. Смесь порошков помещали в графитовую форму, стенки которой для предотвращения влияния углерода были покрыты обмазкой из нитрида бора на спиртовой основе спекали. Полученные образцы обоих типов подвергали шлифовке и полировке.

Для испытаний и исследований компактов и порошков использовали растровый микроскоп Tescan Vega. Методом РФА проводили анализ фазового состава на дифрактометре Bruker D8 ADVANCE. Исследование микротвердости проводили на приборе Wolpert Wilson instruments 402mvd по ГОСТ 9450-76 при нагрузке 500 г и времени испытания 10 сек. Прочностные характеристики определяли на универсальной испытательной машине INSTRON 3382 по схеме трехточечного изгиба. Измерения скорости продольных ультразвуковых волн проводили по стандартной методике, с помощью ультразвукового дефектоскопа фирмы «Panametrics» – EPOCH-4 на частоте 10 МГц по схеме совмещенных преобразователей. Скорость продольных ультразвуковых волн V вычисляли по формуле $V = 2d/t$, где d – толщина образца, t – время распространения ультразвукового сигнала в точке измерения, а коэффициент затухания продольных ультразвуковых волн рассчитывали по соотношению $\alpha = [1/(2d)] \ln(A1/A2)$, где $A1$ и $A2$ значения амплитуд двух последовательных ультразвуковых импульсов.

Результаты и их обсуждение

Данные РФА показали, что порошок Al_2O_3 представляет собой смесь метастабильных фаз оксида алюминия, фаза нитрида алюминия является гексагональной модификацией. Также в порошке



было обнаружено небольшое количество рефлексов примесных фаз. Данные элементного анализа методом МРСА порошка AlN представлены в таблице 2. Количественный фазовый анализ порошков показал, что соотношение компонентов в весовом объеме в смеси порошков составило 23 % AlN – 77 % Al₂O₃. РФА спрессованной смеси AlN – Al₂O₃ показал, что прессование не оказывало влияние состав смеси.

Таблица 2 – Данные элементного анализа методом РФА порошка AlN в атомных %

Al	N	O	C	Si	Cl	Другие приме- си
40,54% (64,48%)	44,72% (30,24%)	3,91% (3,02%)	0,65% (0,38%)	0,46% (0,62%)	0,22% (0,37%)	≤ 0,1%

Дифрактограмма для образцов типа I после реакционного спекания приведена на рис. 1. Выявлено наличие оксинитрида алюминия, а также небольших количеств нитрида алюминия, корунда (Al₂O₃), а также оксикарбида алюминия и карбонитрида алюминия. По всей видимости, присутствие данных веществ обусловлено недостаточным для полного взаимодействия временем отжига, а также наличием в смеси примесей углеродосодержащих веществ.

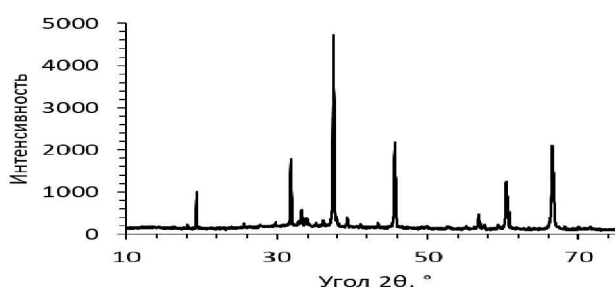


Рисунок 1 – Дифрактограмма для образцов типа I после реакционного спекания

Проведение РФА образцов типа II после горячего прессования при температурах 1700–1900 °С показало присутствие в образцах оксинитрида алюминия и остаточного оксида алюминия (рис. 2).

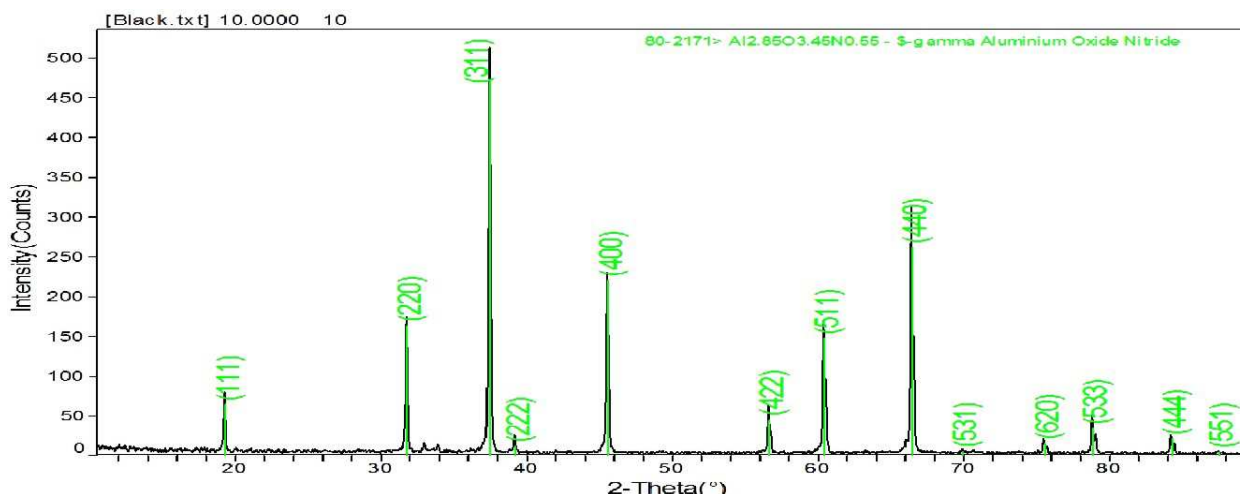


Рисунок 2 – Дифрактограмма для образцов типа II после горячего прессования

Общий вид образцов обоих типов приведен на рис. 3. Полученные образцы представляют собой диски серого и темно-серого цвета высотой 10–15 мм и диаметром 65 мм. Образцы типа I имели однородную серую окраску (рис. 1а). Образцы типа II после прессования при 1700 °С имели светло-серую окраску с беловатыми пятнами размером 1–3 мм. Отсутствие прозрачности этих двух групп образцов объясняется незавершенностью процесса образования оксинитрида алюминия и наличием пористости (рис. 4). Образец типа II после прессования при 1900 °С имел темно-серый цвет и в тонких сечениях обладал определенной оптической прозрачностью. Темный цвет связан с диффузией углерода через газовую фазу в образец, которой способствуют высокая температура и вакуум. Таким образом, было установлено, что применение обмазки позволят предотвратить только прямую диффузию углерода в твердой фазе из графитовых пресс-форм.

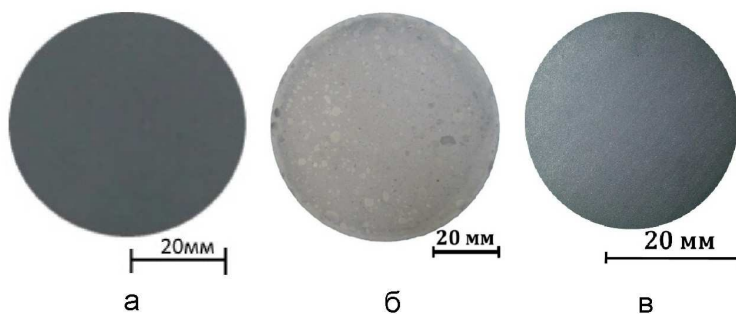


Рисунок 3 – Общий вид образцов из $Al_{23}O_{27}N_5$:

- а) образец типа I, полученный по технологии реакционного спекания;
- б) образец типа II, полученный по технологии горячего прессования при температуре 1700 °С;
- в) Образец типа II, полученный по технологии горячего прессования при температуре 1900 °С

Физико-механические характеристики изучаемых образцов приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Физико-механические характеристики образцов керамики на основе $Al_{23}O_{27}N_5$

Образцы	$V_{ср}$, м/с	$\alpha_{ср}$, дБ/мм	$HV_{0,3}$	$\sigma_{и}$, МПа	K_{IC} , МПа/м ²
Типа I:	9304 ± 46	0,6 ± 0,03	958 ± 99	122 ± 13	4,0 ± 0,37
Типа II:	10127 ± 506	0,18 ± 0,01	1336 ± 144	139 ± 11	4,5 ± 0,21

Более высокие значения коэффициента затухания и низкая скорость распространения звука в образцах типа I свидетельствует о наличии в них большего количества неоднородных областей (поры, дефекты, примеси) по сравнению с образцами типа II. Величины скорости звука и коэффициента затухания, полученные для образцов типа II практически совпадали для 1700 и 1900 °С и были близки к данным, приводимым в литературе.

В целом образцы обоих типов показали достаточно высокий уровень механических характеристик. Лучшие характеристики были получены для образца типа II (1900 °С). Если сравнивать полученные значения с данными, обычно приводимыми в разных источниках для оксинитридной керамики торговой марки AlON, то оказывается, что полученные материалы в 2–2,4 раза превосходят ее по значениям K_{IC} , сопоставимы по твердости, но примерно в 2 раза уступают по прочности на изгиб.

Исследование поверхности разрушения образцов типа II (рис. 4) выявило межкристаллитный тип разрушения наличие в материале пор, а также показало относительно большой разброс размера кристаллитов (1–5 мкм). Картина разрушения для образца типа I принципиально не отличалась, но пористость была более выражена. Наличие пористости оказывает негативное влияние на разброс механических свойств и их уровень.

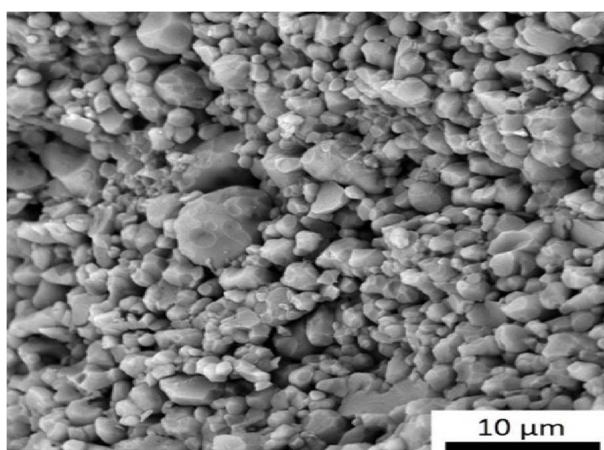


Рисунок 4 – Типичный вид поверхности разрушенного образца типа II (1700 °С) при 3-х точечном изгибе

Следует добавить, что по результатам этих данных, нами были подготовлены новая серия образцов. Спекание проходило в камере с индукционным нагревом при температуре 1850–1950 °С. Спекание проводили в 2 этапа, кратковременный отжиг при 1950 °С и последующая выдержка при пониженной температуре, 1700–1750 °С.



При данном подходе удалось добиться большего массового процента требуемой фазы (рис. 5) и избавиться от фактора внедрения углерода. Однако, при этом появился фактор потери массы изделий после отжига. Отметим, на данный момент, производится анализ полученных результатов и будут сделаны выводы для продолжения исследований.

Commander Sample ID (Coupled TwoTheta/Theta)

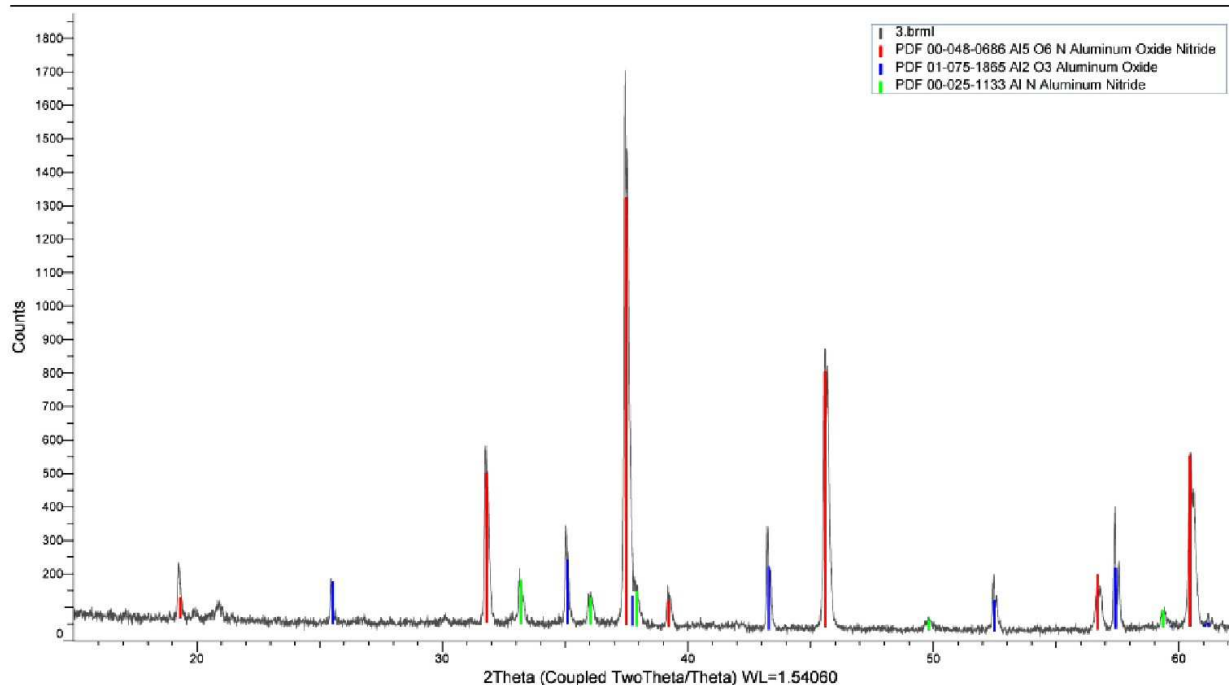


Рисунок 5 – РФА образца при отжиге в течение 2 часов и температуре 1900 °С

Таким образом, для получения необходимого уровня физико-механических свойств, необходимо исключить диффузию углерода и увеличить значения температуры и времени выдержки, так же следует применить отжиг в защитной атмосфере азота, для уменьшения потери массы образцов. Имеющаяся в настоящее время технология горячего прессования, к сожалению, не позволяет надежно предотвратить диффузию углерода из графитовых пресс-форм. В дальнейшем планируется исследование с добавлением спекающих добавок и оценка их эффективности в данной системе.

Выводы

Полученные образцы керамики на основе $Al_{23}O_{27}N_5$ обладают хорошим и близким по значениям набором физико-механических характеристик, незначительно отклоняющимся от литературных данных. Для получения необходимого комплекса свойств материала необходимо увеличить значения температуры до порядка 2000 °С и времени выдержки до 10–12 часов.

Технология получения оксинитрида алюминия смеси порошков Al_2O_3 и AlN за счет реакционного спекания, в настоящее время может рассматриваться как более перспективная по сравнению с горячим прессованием, т.к. позволяет добиться большей химической чистоты материала и получения изделий сложной формы. Увеличение температуры и времени выдержки процесса в сочетании с дополнительными технологическими приемами, такими как спекающие добавки и защитная атмосфера газов, позволят получать изделия с необходимыми характеристиками без использования сложного и нетехнологичного оборудования для горячего прессования.

Следует учесть ранее полученный опыт и добиться уменьшения потери массы изделий при увеличении образования требуемой фазы из исходных.

Исследования частично выполнены в рамках РФФИ 16-08-00815 А.

Работа выполнена по государственному заданию №007-00129-18-00»

Литература:

1. Arzhakov M.S., Zhirnov A.E., Arzhakov S.A., Lukovkin G.M., Kolmakov A.G., Zabolotnyi V.T. Glass ceramic and polymer impact-resistant materials and protective constructions based on them Russian Metallurgy (Metally), 2015. № 10. p. 800–804.



2. Аржаков М.С., Луковкин Г.М., Колмаков А.Г., Аржаков С.А., Жирнов А.Е., Парфенов А.А. Прозрачные ударостойкие композиционные материалы с ортогональным распределением элементов и защитные конструкции на их основе // *Интеграл*. – 2015. – № 1, 2 (81–82). – С. 50–53.
3. Gribchenkova N.A., Smorchkov K.G., Kolmakov A.G., Alikhanyan A.S. Vaporization in the Al_2O_3 –MgO system // *Inorganic Materials*. – 2017. – V. 53. – № 5. – P. 514–518.
4. Грибченкова Н.А., Береснев Э.Н., Смorchков К.Г., Михайлов М.А., Щербаков А.В., Иванова Т.А., Алиханян А.С. Синтез и термические свойства «Алона» // *Журнал неорганической химии*. – 2015. – Т.60. – № 9. – С. 1247–1253.
5. Колмаков А.Г., Просвирнин Д.В., Алиханян А.С., Копиев Г.В., Самохин А.В., Антипов В.И., Черный В.А. Синтез композиционного материала системы Al–O–N // *Перспективные материалы*. – 2016. – № 11. – С. 77–84.
6. Yasumasa Takao, Mutsuo Sando. Al-System Non-Oxide Spherical Powder Synthesis by liquefied Petroleum Gas Firing. – *J. Am. Ceram. Soc.*, 88 [2] 450–452 (2005).
7. Bakas M.P., Lillo T.M., Chu H.S. Method of forming aluminum oxynitride material and bodies formed by such methods : пат. 7833922 США. – 2010.
8. Huang S. et al. AION phase formation in hot-pressing sintering Al_2O_3 /AlN composites and their oxidation behavior // *Journal of Alloys and Compounds*. – 2016. – Т. 685. – С. 309–315.
9. McCauley J.W. et al. AION: a brief history of its emergence and evolution // *Journal of the European Ceramic Society*. – 2009. – Т. 29. – №. 2. – С. 223–236.
10. Sahin F.C., Kanbur H.E., Apak B. Preparation of AION ceramics via reactive spark plasma sintering // *Journal of the European Ceramic Society*. – 2012. – Т. 32. – №. 4. – С. 925–929.
11. Пат. РФ № 2311225. МПК В 01 J 19/00. Плазменная установка для получения нанопорошков / Алексеев Н.В., Самохин А.В., Цветков Ю.В. – Опубл. 27.11.2007.
12. Самохин А.В., Синайский М.А., Алексеев Н.В., Ризаханов Р.Н., Цветков Ю.В., Литвинова И.С., Бармин А.А. Синтез наноразмерных порошков диоксида циркония и композиций на его основе в термической плазме электродугового плазматрона // *Перспективные материалы*. – 2015. – № 4. – С.49–60.

References:

1. Arzhakov M.S., Zhirnov A.E., Arzhakov S.A., Lukovkin G.M., Kolmakov A.G., Zabolotnyi V.T. Glass ceramic and polymer impact-resistant materials and protective constructions based on them *Russian Metallurgy (Metally)*, 2015. № 10. p. 800–804.
2. Arzhakov M.S., Lukovkin G.M., Kolmakov A.G., Arzhakov S.A., Zhirnov A.E., Parfyonov A.A. Transparent shockproof composite materials with orthogonal distribution of elements and protective designs on their basis // *Integral*. – 2015. – No. 1, 2 (81–82). – P. 50–53.
3. Gribchenkova N.A., Smorchkov K.G., Kolmakov A.G., Alikhanyan A.S. Vaporization in the Al_2O_3 –MgO system // *Inorganic Materials*. – 2017. – V. 53. – № 5. – P. 514–518.
4. Gribchenkova N.A., Beresnev E.N., Morels K.G., Mikhaylov M.A., Scherbakov A.V., Ivanova T.A., Alikhanyan A.S. Synthesis and thermal Alona properties // *Magazine of inorganic chemistry*. – 2015. – Т.60. – No. 9. – P. 1247–1253.
5. Kolmakov A.G., Prosvirnin D.V., Alikhanyan Ampere-second., Kopyev G. V., Samokhin A.V., Antipov V.I., Black V.A. Synthesis of composite material of the Al-O-N system // *Perspective materials*. – 2016. – No. 11. – P. 77–84.
6. Yasumasa Takao, Mutsuo Sando. Al-System Non-Oxide Spherical Powder Synthesis by liquefied Petroleum Gas Firing. – *J. Am. Ceram. Soc.*, 88 [2] 450–452 (2005).
7. Bakas M.P., Lillo T.M., Chu H.S. Method of forming aluminum oxynitride material and bodies formed by such methods : пат. 7833922 USA. – 2010.
8. Huang S. et al. AION phase formation in hot-pressing sintering Al_2O_3 /AlN composites and their oxidation behavior // *Journal of Alloys and Compounds*. – 2016. – Т. 685. – С. 309–315.
9. McCauley J.W. et al. AION: a brief history of its emergence and evolution // *Journal of the European Ceramic Society*. – 2009. – Т. 29. – №. 2. – С. 223–236.
10. Sahin F.C., Kanbur H.E., Apak B. Preparation of AION ceramics via reactive spark plasma sintering // *Journal of the European Ceramic Society*. – 2012. – Т. 32. – №. 4. – С. 925–929.
11. Pat. Russian Federation No. 2311225. МПК В 01 J 19/00. Plasma installation for receiving nanopowders / Alex-ev N.V., Samokhin A.V., Tsvetkov Yu.V. – Opubl. 11/27/2007.
12. Samokhin A.V., Sinai M.A., Alekseev N.V., Rizakhanov R.N., Tsvetkov Yu.V., Litvinova I.S., Barmin A.A. Synthesis of nanodimensional powders of dioxide of zirconium and compositions on its basis in thermal plasma of an arc plasmatron // *Perspective materials*. – 2015. – No. 4. – P. 49–60.



УДК: 621.646.622

ИССЛЕДОВАНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

RESEARCH EQUIPMENT AND TECHNOLOGICAL HIGH PIPELINES

Рагимова М.С.

Азербайджанский государственный
университет нефти и промышленности
rahimova_mahluqa@mail.ru

Машадиева В.М.

Азербайджанский государственный
университет нефти и промышленности

Намазова Г.И.

Азербайджанский государственный
университет нефти и промышленности

Аннотация. В статье рассмотрены кривизна уплотнения. Установлено, что радиус кривизны уплотнительных поверхностей очень велик по сравнению с размерами микронеровностей, а следовательно, и с высотой зазоров между поверхностями. Клиновой эффект в шаровом кране также не играет существенной роли ввиду большого угла, образуемого уплотнительными поверхностями (порядка 90°). В цилиндрическом кране клиновой эффект вообще отсутствует.

Ключевые слова: задвижки, нефтегазопромысловых оборудования, надежности, нефтепромыслового оборудования, машин и механизмов.

Rahimova M.S.

Azerbaijan State Oil and Industry University
rahimova_mahluqa@mail.ru

Mashadieva V.M.

Azerbaijan State Oil and Industry University

Namazova G.I.

Azerbaijan State Oil and Industry University

Annotation. The article considers the sealing curvature that the radius of curvature of the sealing surfaces is very large in comparison with the dimensions of the microroughness, and, consequently, with the height of the gaps between the surfaces. The wedge effect in the ball valve also does not play a significant role due to the large angle formed by the sealing surfaces (of the order of 90°). In the cylindrical valve the wedge effect is absent altogether.

Keywords: gate valves, oil and gas equipment, reliability, oilfield equipment, machinery and mechanisms.

В работе рассмотрены основные параметры расчета прочность, где определяются напряжения в деталях, возникающие при работе крана, и запасы прочности. Исходными данными прочностного расчета являются величины действующих усилий, найденные при силовом расчете, размеры деталей и прочностные характеристики материалов, из которых эти детали изготовлены.

Детали кранов можно условно разбить на две группы: сплошные и полые.

Таким образом установлено, что основной прочностной характеристикой при температуре до 350° для пластичных материалов является предел текучести, для хрупких-предел прочности. При температуре свыше 350 °С главной характеристикой является предел ползучести или предел длительной прочности.

Для предварительного выбора толщины стенок полых деталей, работающих под внутренним гидростатическим давлением. Приведенные здесь данные применимы для элементов сферы и цилиндров кругового и эллиптического при рабочей температуре до 350 °С.

Необходимо отметить, что толщины стенок литых деталей арматуры большей частью устанавливаются, исходя не из соображений прочности, а из требований литейной технологии. Это особенно относится к кранам низких и средних давлений.

Все элементы, работающие под давлением, можно разбить на две группы: тонкостенные и толстостенные. Для каждой из этих групп существуют свои расчетные зависимости.

Имеющиеся на конусных уплотнительных поверхностях пробок и корпусов крана окон вызывает трудности при механической обработке этих деталей. При проходе через окна корпуса или пробки возникает биение резца, что отрицательно сказывается на геометрии обрабатываемой конической поверхности. Среднее сечение пробки, перпендикулярное оси конуса, получается эллиптическим, а образующая конуса- не прямолинейной. Конус пробки принимает «бочкообразный» вид.

Указанные дефекты уплотнительных поверхностей вызывают дополнительные затраты на механическую обработку корпусов и пробок кранов.

Как известно запорный кран должен обеспечивать герметичность разъединения двух участков трубопровода. При абсолютно гладких и совпадающих по геометрии уплотнительных поверхностях



для обеспечения герметичности необходимо сблизить последние на такое расстояние, чтобы зазор между ними был меньше определенной, весьма малой величины. Критическое значение зазора определяется молекулярными эффектами и константами-явлениями на границах раздела фаз рабочей среды.

Следует отметить, что практически получить абсолютно гладкие и совпадающие поверхности нельзя. Как правило, характерная величина микронеровностей и отклонений от правильной геометрической формы у реальных поверхностей больше, чем критическая величина зазора. Поэтому даже при плотном, без видимого зазора, наложении реальных поверхностей друг на друга между ними остается система микрозазоров, эффективная величина которых больше критического (для герметичности) значения. Следовательно, необходимы дополнительные мероприятия для обеспечения герметичности контактных уплотнений. Применяются на практике основные направления. Уменьшение шероховатости для этого вводятся специальные доводочные операции. Это направление однако имеет два ограничения: достижение очень высокой чистоты поверхностей обычно экономически нецелесообразно, а, кроме того, при взаимном контакте однородных уплотнительных поверхностей очень высокой чистоты может происходить их схватывание под влиянием сил молекулярного взаимодействия, приводящее к тяжелым повреждениям поверхностей.

Уменьшение высоты неровностей уплотнительных поверхностей в процессе работы путем их деформации за счет больших удельных давлений. Здесь ограничениями являются: необходимость создания высоких усилий уплотнения, нагружающих конструкцию, а следовательно, необходимость увеличения ее прочности, габаритов и веса, понижение надежности и долговечности работы уплотнения с ростом удельных давлений. Для того чтобы обойти эти трудности, часто применяют материалы с низким модулем упругости.

Повышения герметичности-увеличение критического значения зазора, а также уменьшение эффективных зазоров путем нанесения на уплотнительные поверхности поверхностно-активных веществ смазок. Последние адсорбируются на металлической поверхности, ухудшая капиллярную проницаемость системы зазоров, и частично заполняют эти зазоры, что препятствует протеканию среды ввиду высокой вязкости смазок. Указанные методы применяются на практике: уплотнительные поверхности кранов притираются или полируются, сжимаются до создания высоких удельных давлений и покрываются смазками.

Сложность процессов, лежащих в основе работы контактных уплотнений, в том числе и в заворе крана, не позволили пока создать физическую теорию работы этих уплотнений, учитывающую микрогеометрию уплотнительных поверхностей. Исследования в этом направлении еще не доведены до практически приемлемых результатов. Поэтому рассматриваемые ниже условия герметичности кранов являются эмпирическими [1].

Выявлено, что при расчете запорной арматур, для герметичности крана необходимо создать на уплотняющей зоне вокруг прохода шириной определенное удельное давление. Величина последнего зависит от давления и свойств рабочей среды, наличия или отсутствия смазки величины перекрытия, материала, жесткости корпуса, пробки и других факторов.

Существуют краны работающие без всякой смазки, для химических производств и других процессов и установок, а также краны для сред, в которых смазки быстро растворяются или разрушаются. Сюда относится также большое количество конструкций, где осуществляется уплотнение «металл по неметаллу», причем неметаллический материал обладает хорошими антифрикционными свойствами. Краны, в которых уплотнительные поверхности покрываются тонким слоем смазки при сборке и профилактике. Это большинство кранов низкого давления массового применения краны для воды, пара, нефтепродуктов, воздуха и других сред. Краны со смазкой, где специальная смазка принудительно подается на уплотнительные поверхности в процессе работы. Это, главным образом, краны для газо- и нефтепроводов высокого и среднего давления, а также для химической промышленности.

Удельные давления, необходимые для обеспечения герметичности контактных металлических уплотнений в арматуре рассмотрена в работе [2, 3], где приведена следующая эмпирическая зависимость:

$$q = a + bp_p, \quad (1)$$

где a и b – постоянные для данного уплотнения.

Распространена на уплотнения разной ширины из различных материалов в виде

$$q = \frac{c + kp_p}{\sqrt{n}}, \quad (2)$$

где c и k – постоянные, зависящие от материала уплотнения; n – ширина уплотнения в см.



Для расчета плоских уплотнений арматуры применяется следующая формула:

$$q = m \frac{c + kp_p}{\sqrt{n}}, \quad (3)$$

где c и k – постоянные, зависящие от материала уплотнения; n – ширина уплотнения в см; m – коэффициент, зависящий от типа рабочей среды.

Затворы шарового и цилиндрического кранов работают в условиях, близких к условиям работы плоского затвора вентиля. Кривизна уплотнения здесь не играет большой роли, так как радиус кривизны уплотнительных поверхностей очень велик по сравнению с размерами микронеровностей, следовательно, и с высотой зазоров между поверхностями. Клиновой эффект в шаровом кране также не играет существенной роли ввиду большого угла, образуемого уплотнительными поверхностями. В цилиндрическом кране клиновой эффект вообще отсутствует. Поэтому удельные давления, необходимые для обеспечения герметичности шаровых и цилиндрических кранов, можно определять по формуле (3).

Отсюда следует, что удельные давления на неплоских уплотнительных поверхностях в шаровых и цилиндрических кранах распределены неравномерно. На плоских уплотнениях вентиля фактические удельные давления также распределены неравномерно ввиду различной жесткости, и деформации элементов затвора.

В конических кранах из-за клинового эффекта при работе и затвора зависимость удельных давлений, необходимых для обеспечения герметичности, от давления среды, будет уже принципиально отличаться от плоского уплотнения.

Выводы

Результаты исследования конических кранов показали, что зависимость средних удельных давлений от рабочей среды при низких давлениях среды имеет криволинейный характер, а затем при более высоких давлениях становится почти прямолинейной.

Литература:

1. Керимов З.Г. Детали машин и грузоподъемные транспортные машины (на азерб. языке). – Баку : «Маариф», 1985.
2. Биргер А.И. и др. Расчеты на прочность деталей машин. – М. : Машиностроение, 1966,
3. Реклейтис Г. и др. Оптимизация в технике в двух томах. – М. : Мир, 1986.

References:

1. Kerimov Z.G. Details of cars and load-lifting transport vehicles (on азерб. language). – Baku : Maarif, 1985.
2. Birger A.I., etc. Calculations on durability of details of cars. – M. : Mechanical engineering, 1966,
3. Rekleytis G., etc. Optimization in the equipment in two volumes. – M. : Mir, 1986.



УДК 62-503.56:62-621.2

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ГАЗА ПРИ ЕГО ПОСТАВКАХ КОНЕЧНОМУ ПОТРЕБИТЕЛЮ

INCREASING THE EFFICIENCY OF COMMERCIAL GAS ACCOUNTING FOR ITS SUPPLY TO THE END USER

Тухбатуллин Фарит Гарифович

доктор технических наук,
профессор кафедры нефтепродуктообеспечения
и газоснабжения,
Российский государственный университет
нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
ellkam@mail.ru

Семейченков Дмитрий Сергеевич

магистрант,
Российский государственный университет
нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
d.semeichenkoff@yandex.ru

Аннотация. Проводится подробный анализ современного состояния коммерческого учета газа как в РФ, так и в зарубежных странах (Германия, Швеция). На основе выполненного анализа и с учетом опыта европейских партнеров сформулированы предложения, реализация которых на территории РФ позволит повысить эффективность коммерческого учета газа, сделать отношения между конечным потребителем и поставщиком газа более прозрачными.

Ключевые слова: газораспределительная система, коммерческий учет газа, диспетчерское управление, небаланс газа.

Tukhbatullin Farit Garifovich

Doctor of Technical Sciences,
Professor of the Department of Oil Products
Supply and Gas Supply,
Gubkin Russian State University
(National Research University) of Oil and Gas
ellkam@mail.ru

Semeichenkov Dmitrii Sergeevich

Undergraduate,
Gubkin Russian State University
(National Research University) of Oil and Gas
d.semeichenkoff@yandex.ru

Annotation. A detailed analysis of the current state of commercial gas accounting is carried out both in the Russian Federation and in foreign countries (Germany, Sweden). Based on the analysis and taking into account the experience of European partners, proposals have been formed, the implementation of which on the territory of the Russian Federation will increase the efficiency of commercial gas accounting, make the relations between the end user and the gas supplier more transparent.

Keywords: gas distribution system, gas commercial accounting, dispatching control, imbalance gas.

Эффективность бизнес-процессов «Реализация газа» и «Диспетчерское управление» невозможно представить без качественного выполнения коммерческого учета природного газа в соответствии с действующей нормативно-технической и нормативно-правовой документацией.

В соответствии с общероссийским классификатором продукции по видам экономической деятельности (ОКВЭД) природный газ входит в группу 06.20. «Газ природный в газообразном или сжиженном состоянии». Так как природный газ является продуктом, то объемы поставки газа зависят от его количественных и качественных показателей.

В настоящее время учет газа осуществляется в порядке, утвержденным Министерством энергетики Российской Федерации [7].

Выделяют 3 вида учета газа [8]:

1. Коммерческий;
2. Оперативный;
3. Технологический.

В результате выполнения операций коммерческого учета газа происходит формирование баланса газа за отчетный период (сутки, месяц, год). Баланс газа - количественное итоговое соотношение поступлений газа и отбора, в том числе на собственные нужды, и (или) отпуска газа, с учетом остатков.

Учет объемов поставки и потребления газа производится в единицах объема, приведенных к стандартным условиям: $t = 200 \text{ }^\circ\text{C}$, $p = 101325 \text{ Па}$, влажность 0 в соответствии с ГОСТ 2936-63 «Газы. Условия для определения объема». Для этого применяются специальные приборы – корректоры или вычислители. В настоящее время широко применяется корректор ЕК-270 производства ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника» (рис. 1).



Рисунок 1 – Корректор объема газа EK-270

Корректор объема газа EK-270 предназначен для приведения рабочего объема газа, прошедшего через счетчик, к стандартным условиям (давление газа – 760 мм. рт. ст., температура газа +20 °С) путем вычисления коэффициента сжимаемости газа по ГОСТ 30319.2-2015 и коэффициента коррекции с использованием измеренных значений давления, температуры газа и введенных параметров газа.

Дополнительно корректор EK-270 комплектуется преобразователем перепада давления для измерения перепада давления на счетчике газа и преобразователем температуры окружающей среды. Наличие высокочастотного входа позволяет подключить к корректору EK-270 среднечастотный датчик импульсов R300 или высокочастотные датчики импульсов A1K (для RVG) и A1S (для TRZ) и точно вычислять мгновенный расход газа не только при стабильном, но и при импульсном режиме работы оборудования.

Для передачи данных с узла измерения на диспетчерский пульт применяются контроллеры системы телеметрии ТВПС-1, ПТК «Аксон» и др. В случае их отсутствия возможно использование более современной продукции ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника» – корректор расхода газа со встроенным GPRS модулем (EK-280 и EK-290) (рис. 2).



Рисунок 2 – Корректоры объема газа EK-280 и EK-290

Чем больше данных поступает с узлов измерений потребителя, ГРО и ГТО, тем точнее процесс сведения баланса газа, а также проще найти «узкие» места системы газоснабжения.



Рисунок 3 – Система контроля и управления на базе EK-280

Однако, несмотря на активное внедрение автоматизированной системы коммерческого учета газа (АСКУГ) при сведении баланса газа возникает ситуация несовпадения объемов поставленного газа в газотранспортную (ГТС) или газораспределительную систему (ГРС), и объемов потребления конечными потребителями, а также объемов на собственные, технологические нужды и технологические потери. Данное явление называется небалансом. Он может возникать как на границе Общество-Общество, так и на границе Общество-Конечный потребитель и принимать как положительные, так и отрицательные значения [12].

Небаланс газа является основным критерием достоверного учета газа: чем меньше небаланс, тем более достоверный учет. Одной из причин наличия небаланса газа является отсутствие постоянного учета его качественных показателей при помощи потоковых хроматографов [6, 13]. Так, в соответствии с ГОСТ 31370-2008 «Газ природный. Руководство по отбору проб» газотранспортные организации (ГТО) производят отборы газа не более 6 раз в месяц [5]. Учитывая протяженность и разветвленность ЕСГ, а также наличие множества узлов смешения газа, погрешность при определении качественных показателей значительно возрастает, что приводит к искажению учета газа, причем одна сторона будет иметь незаслуженную прибыль за счет лучших показателей качества природного газа, а другая – терпеть убытки. Данная ситуация представлена на рисунке 4.

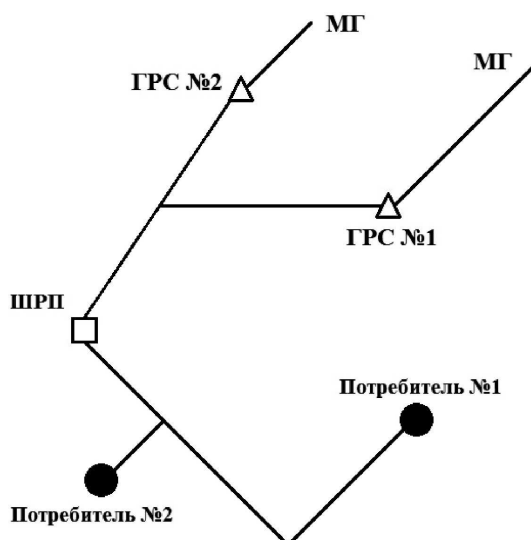


Рисунок 4 – Схема газораспределительной системы

Предположим, что согласно договору поставки газа Потребитель № 1 получает газ от ГРС № 1, а Потребитель № 2 от ГРС № 2. То есть в акте принятого-поданного газа у них будет природный газ с различными показателями качества, определенными на соответствующей ГРС. Однако согласно схе-



ме газоснабжения оба потребителя получают газ одинакового качества. Данная ситуация в конечном итоге приводит к искажению коммерческого учета газа, что ведет к появлению небаланса.

Такая проблема возникает на всех существующих магистральных и распределительных газопроводах. Особенно ярко она проявляется при поступлении газа в газотранспортную систему (ГТС) с различных месторождений. Учитывая современную тенденцию диверсификации газовых потоков, данная проблема стоит особенно остро.

Так, в Германии и Швеции реализован проект реконструкции свойств газа на основе применения модуля PSIreko компании PSI AG. Данная система позволяет рассчитывать калорийность и состав газа для любой точки газовой сети, используя методы математического моделирования. Расчеты проводятся в соответствии с действующими на территории этих стран нормативно-правовыми актами, и по результатам расчетов покупателям выставляется коммерческий счет в энергетических показателях. Правильность расчетов постоянно контролируется путем их сравнения с фактическими результатами физических измерений свойств газа в пунктах, отобранных органом технического надзора. Кроме того, данная система получила свидетельство об утверждении типа Федерального физико-технического института Брауншвейга (РТВ) и проходит ежегодную проверку [2, 3].

При рассмотрении возможности применения данной системы в России сразу возникает множество трудностей. Во-первых, уровень автоматизации системы газораспределения в РФ находится довольно на низком уровне по сравнению с уровнем автоматизации в Германии или Швеции. Это приведет к искажению результатов математического моделирования. Во-вторых, в ЕСГ существует множество ГРО, не входящих в систему ПАО «Газпром» и, соответственно, в Единое информационно-технологическое пространство (ЕИТП) диспетчерских служб ПАО «Газпром», что приведет к сложности в актуализации и инвентаризации газораспределительной системы для адекватности моделирования газовой сети.

Наиболее ярким примером служит Москва и Московская область, где имеются 2 крупнейших ГРО: АО «Мосгаз» и АО «Мособлгаз», на балансе которых имеется значительная газораспределительная система. Информация об изменении схемы газоснабжения на диспетчерский пункт ПАО «Газпром» в режиме on-line не поступает, что делает невозможным проведение математического моделирования. Помимо этого, не стоит забывать о значительных материальных затратах на создание и техническое обслуживание нового программного комплекса.

Таким образом, появляется необходимость разработки мероприятий, способствующих повышению эффективности коммерческого учета газа на территории РФ, с учетом опыта европейских партнеров и российских реалий.

Поскольку природный газ является топливом, то учет вести предлагается в единицах энергии (кДж, ккал, тут. и др.). Применение такого способа ведения учета приведет к усложнению системы диспетчерского управления, возрастет сложность и количество газовых контрактов, а также количество коммуникаций. Все это потребует внедрения дополнительных модулей в системы поддержки принятия диспетчерских решений (СППДР), интегрированных с уже существующими программными комплексами. Кроме того, потребуются внесение изменений в законодательство РФ и нормативно-техническую документацию.

Помимо применения новых программных комплексов и изменений нормативно-правовой базы потребуется повсеместное оснащение потоковыми хроматографами магистральных и распределительных газопроводов, способных передавать информацию о показателях качества газа на диспетчерский пункт в режиме on-line. В настоящее время ПАО «Газпром» активно занимается установкой различных моделей хроматографов, однако нормативно-техническая документация, регламентирующая оптимальное расположение данных приборов, отсутствует как для действующих газопроводов, так и для проектируемых.

Возвращаясь к схеме газораспределительной системы, представленной на рисунке 4, можно с уверенностью сказать, что, установка хроматографа на узле ШРП позволит значительно повысить точность определения качественных показателей газа при его реализации Потребителю № 1 и Потребителю № 2. В связи с этим на разветвленной газораспределительной сети предлагается установка хроматографов в тех точках газовой сети, после которых нет узлов смещения газа.

Предложенный метод расстановки далеко не единственный. Так, имеется возможность расстановки данных приборов на основании оптимизационного расчета расположения оборудования на распределительной сети, используя более сложный математический аппарат.

Выводы

Реализация описанных предложений позволит достигнуть существенного экономического эффекта за счет уменьшения небаланса природного газа, увеличения точности коммерческого учета газа, а также повышения эффективности принятия управленческих решений благодаря более точному оперативному учету. Все это приведет к повышению надежности газоснабжения потребителей РФ за счет оптимизации диспетчерского управления ЕСГ.



Литература:

1. Андришин М.П., Игуменцев Е.А., Прокопенко Е.А. Линейные тренды в диагностике баланса газа // *Авиационно-космическая техника и технология*. – 2008. - № 10 (57). – С. 213–217.
2. Бёме Б., Богданов Н.К., Ковалев А.А. Новые задачи диспетчеризации транспорта, хранения, поставок газа при изменении бизнес-модели поставок газа на примере стран Европейского союза // *Материалы конференции «ГТС-2013»*. – М. : ВНИИГАЗ, 2013. – С. 1–10.
3. Бёме Б., Ковалев А.А. Системное решение для крупного оператора магистральных трубопроводов. GASCADE делает ставку на PSI // *Газовая промышленность*. – 2016. – № 3 (735). – Презентация.
4. Газы. Условия определения объема : ГОСТ 2939-63; введ. 1964-01-01. – М. : Изд-во стандартов, 1988. – 3 с.
5. ГОСТ Р 31370-2008 (ISO 10715:1997). Газ природный : Руководство по отбору проб; введ. 01-01-2010. – М. : ФГУП «Стандартинформ», 2009. – 46 с.
6. Игнатьев А.А. Оценка причины разбаланса объемов газа в системе «поставщик-потребитель» // *Газовая промышленность*. – 2010. – № 6. – С. 20–22.
7. Об утверждении Правил поставки газа в Российской Федерации : Постановление Правительства РФ от 05.02.1998 № 162.
8. Об утверждении Правил учета газа : Приказ Минэнерго России от 30.12.2013 № 961.
9. Саликов А.Р. Разбаланс в сетях газораспределения // *Газ России*. – 2015. – № 4. – С. 36–41.
10. Селезнев В.Е., Алешин В.В. Прялов С.Н. Математическое моделирование трубопроводных сетей и систем каналов: методы, модели и алгоритмы / под ред. В.Е. Селезнева. – М. : МАКС Пресс, 2007. – 695 с.
11. Организация измерений природного газа : СТО Газпром 5.32-2009. – 90 с.
12. Тухбатуллин Ф.Г., Семейченков Д.С. О причинах разбаланса природного газа в системе газораспределения и методах прогнозирования его величины // *Территория «НЕФТЕГАЗ»*. – 2017. – № 6. С. 14–20.
13. Хворов Г.А., Козлов С.И., Аكوпова Г.С., Евстифеев А.А. Сокращение потерь природного газа при транспортировке по магистральным газопроводам ОАО «Газпром» // *Газовая промышленность*. – 2013. – № 12. – С. 66–69.

References:

1. Andriishin M.P., Igumentsev E.A., Prokopenko E.A. Linear trends in diagnostics of balance of gas // *the Aerospace equipment and technology*. – 2008. – No. 10 (57). – P. 213–217.
2. To Byoma B., Bogdanov N.K., Kovalyov A.A. New problems of scheduling of transport, storage, supply of gas at change of a business model of supply of gas on the example of the countries of the European Union//*Materials of the GTS-2013 conference*. – М.: VNIIGAZ, 2013. – Page 1-10.
3. Byome B., Kovalyov A.A. The system decision for the large operator of the main pipelines. GASCADE stakes on PSI // *the Gas industry*. – 2016. – No. 3 (735). – Presentation.
4. Gases. Scoping conditions : GOST 2939-63; введ. 1964-01-01. – М. : Publishing house of standards, 1988. – 3 p.
5. GOST P 31370-2008 (ISO 10715:1997). Natural gas : Guide to sampling; enter 01-01-2010. – М. : Federal State Unitary Enterprise Standartinform, 2009. – 46 p.
6. Ignatyev A.A. Assessment of the reason of imbalance of volumes of gas in the supplier consumer system // *the Gas industry*. – 2010. – No. 6. – P. 20–22.
7. About the approval of Rules of supply of gas in the Russian Federation : Resolution of the Government of the Russian Federation from 2/5/1998 No. 162.
8. About the approval of Accounting rules of gas : Order of the Ministry of Energy of the Russian Federation from 12/30/2013 No. 961.
9. Salikov A.R. Imbalance in networks of gas distribution // *Gas of Russia*. – 2015. – No. 4. – P. 36–41.
10. Seleznyov V.E., Alyoshin V.V. Pryalov S.N. Mathematical modeling of pipeline networks and systems of channels: methods, models and algorithms / under the editorship of V.E. Seleznyov. – М. : MAX. Press, 2007. – 695 p.
11. Organization of measurements of natural gas : HUNDRED Gazprom 5.32-2009. – 90 p.
12. Tukhbatullin F.G., Semeychenkov D.S. The reasons of imbalance of natural gas in the system of gas distribution and methods of forecasting of his size // *Territory NEFTEGAZ*. – 2017. – No. 6. P. 14–20.
13. Hvorov G.A., Kozlov S.I., Akopova G.S., Evstifeev A.A. Reduction of losses of natural gas at transportation through the main gas pipelines of JSC Gazprom // *the Gas industry*. – 2013. – No. 12. – P. 66–69.



УДК 622.248.3

АВТОМАТИЗАЦИЯ СПО ПРИ ПРОВЕДЕНИИ КРС И ОТЧИСТКА ТРУБ НКТ ОТ ОТЛОЖЕНИЙ

AUTOMATION OF SPO WHEN CARRYING OUT KPC AND OTCHISTKA OF PIPES NKT FROM DEPOSITS

Хазиев Ренат Равилевич

слушатель ИДПО УГНТУ,
специалист управления закупок услуг,
ООО «Башнефть-Добыча»
KhazievRR@Bashneft.ru

Мунасыпов Рустэм Анварович

доктор технических наук,
профессор кафедры автоматизации
технологических процессов,
Уфимский государственный авиационный
технический университет
Rust40@mail.ru

Аннотация. Проанализирована одна из методик исследования отмывающей способности буферной жидкости содержащей ПАВ. Экспериментально изучено влияние анионноактивного ПАВ на кинетику удаления пленок буровых растворов различными буферными жидкостями. Проведена оценка изменения отмывающей способности буферных жидкостей при их смешении с буровым раствором.

Ключевые слова: отмывающая способности, буферная жидкость, ПАВ, смешение, крепление, цементирование.

Haziyeu Renat Ravilevich

listener of IDPO UGNTU,
specialist of management
of purchases of services,
LLC Bashneft-Doboycha
KhazievRR@Bashneft.ru

Munasypov Rustem Anvarovich

Doctor of Engineering,
Professor of department of automation
technological processes,
Ufa state aviation technical university
Rust40@mail.ru

Annotation. One of the methods of studying the laundering capacity of the buffer liquid containing surfactant is analyzed. Experimentally studied the influence anion-active surfactants on the kinetics removal drilling fluids of different buffer liquids. Evaluation changes of washing buffer ability of liquids, when mixing them with mud.

Keywords: washing ability, spacer fluid, a surfactant, mixing, well casing, cementing.

Добыча и реализация углеводородного сырья на сегодняшний день – одна из основных статей доходов нашего государства. По всей территории страны расположено около 149 200 скважин по добыче нефти, однако примерно 24 800 (16,7 %) из них сегодня бездействуют. Одной из основных причин этого является аварийное состояние скважинного оборудования и низкие темпы его ремонта, обусловленные недостаточной автоматизацией, в частности самого продолжительного этапа – подъёма и последующего опускания насосно-компрессорных труб (НКТ) в шахту скважины. Данный процесс связан с продолжительным монотонным, тяжёлым и травмоопасным трудом по укладке труб, их подаче и свинчиванию – развинчиванию. Статистические данные указывают что интенсивность работы бригады при выполнении спускоподъёмных операций (СПО) к концу дня падает до 38 % (с 39 труб/час до 24). Поэтому важной задачей является обеспечение полной или частичной механизации и автоматизации СПО на основе постоянного контроля параметров спуско-подъёмного оборудования.

Один из запатентованных способов автоматизации СПО представлен на следующем слайде (Патент 2 250 346, принадлежит ОАО «Татнефть»). Он предполагает автоматизацию подачи НКТ и глубокую модернизацию элеватора и объединение его с механизмом для свинчивания-развинчивания. Недостатком данной системы является её низкая мобильность и возможность выполнения операций лишь по спуску НКТ в шахту скважины.

Таким образом, в среднесрочной перспективе, на ранке комплексов для СПО будут присутствовать устаревшие комплексы на базе неавтоматизированных агрегатов, при работе которых используется физический труд рабочих, обладающие сравнительно небольшой производительностью, но характеризующиеся дешевизной и лёгкостью в свёртывании-развёртывании и дорогостоящие автоматизированные комплексы, обладающие высокой производительностью, но крайне сложные в транспортировке. В связи с этим ОАО «Роснефть» поставила перед УГНТУ и рядом компаний РБ задачу разработать универсальную систему для выполнения СПО, отличающуюся высокой производительностью и мобильностью.

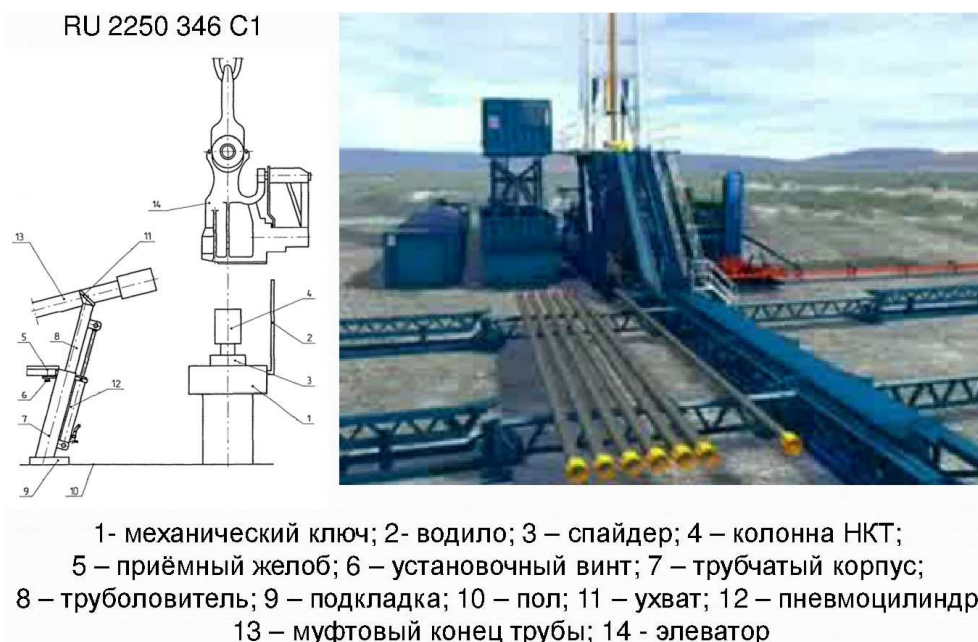


Рисунок – Анализ аналогов

Нами предлагается взять за основу существующие комплексы СПО на базе Агрегата А7-60М производства «Красный Пролетарий» г. Стерлитамак. Провести модернизацию его элеваторной системы, с целью автоматизации спуско-подъемных операций при проведении капитального ремонта скважин. Кроме того, доукомплектовать агрегат А7-60М еще двумя дополнительными модулями: модулем автоматической подачи и приема трубы НКТ и модулем по отчистке труб НКТ от сернисто-парафинистых отложений внутри и нефтемазутные отложения снаружи. При применении модуля автоматической подачи труб нами будет исключены две рабочие единицы, при этом производительность труда значительно вырастет за счет синхронной работы подачи и агрегата А7-60М для СПО. А за счет применения модуля по отчистке труб НКТ нами будет исключена кислотная обработка труб на альтернативные способы, что положительно скажется на сроке службы НКТ труб, за счет того что трубы не будут подвержены коррозии.



УДК 621.644

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ МЕТОДОМ НЕЙРОСЕТЕВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

FORECASTING RESOURCES OIL AND GAS PIPELINES BY METHOD OF NEURO NETWORK MODELING

Щипачев Андрей Михайлович

доктор технических наук, профессор;
профессор кафедры транспорта
и хранения нефти и газа,
Санкт-Петербургский горный университет
shipachev@ufanet.ru

Лапига Илья Романович

магистрант,
Санкт-Петербургский горный университет
irlapiga@gmail.com

Shchipachev Andrey Mikhailovich

Doctor of Technical Sciences, Professor,
Professor of the Department of Transport and
Storage of Oil and Gas,
St. Petersburg Mining University
shipachev@ufanet.ru

Lapiga Ilya Romanovich

Undergraduate,
St. Petersburg Mining University
irlapiga@gmail.com

Аннотация. В настоящее время большинство газонефтепроводов в Российской Федерации эксплуатируются долгое время. Поэтому часто возникает проблема оценки остаточного ресурса, так как неправильная оценка времени работы трубопровода может привести к его разрушению и, как следствие, к крупной экологической аварии, а также к большим убыткам для транспортирующих компаний. Одной из главных проблем диагностики является получение достоверной информации о состоянии объекта. В качестве решения этой проблемы может быть использован не один из видов неразрушающего контроля, а их комбинация.

Для этого возможно применение нейро-нечетких сетей для оценки уровня остаточного ресурса на основе разнородных данных диагностики металла (ультразвукового контроля, магнитных методов, поверхностной энергии и др.) на примере стали 09Г2С, эксплуатируемой в условиях усталостного нагружения.

Ключевые слова: газонефтепроводы, остаточный ресурс, диагностика, неразрушающий контроль, нейросетевое моделирование, сталь, 09Г2С, усталостное нагружение.

Annotation. At present, most of the pipelines in the Russian Federation are in operation for a long time. Therefore, there is often a problem of estimating the residual resource, since an incorrect estimate of the operating time of the reservoir can lead to its destruction and, as a consequence, to a major environmental accident. One of the main problems of diagnostics is obtaining reliable information about the state of the object. As a solution to this problem, not one of the types of non-destructive testing can be used, but their combination.

For this, it is possible to use neural-fuzzy networks to estimate the level of residual life on the basis of heterogeneous data of metal diagnostics (ultrasonic testing, magnetic methods, surface energy, etc.) using the example of 09G2S steel, operated under fatigue loading conditions.

Keywords: gas and oil pipelines, residual resource, diagnostics, non-destructive testing, neurochemical modeling, steel, 09G2C, fatigue loading.

Оценка уровня накопленных повреждений металлом, который эксплуатируется при различных видах напряженно-деформированного состояния и внешней среды для нефтяной отрасли сегодня весьма актуальна. Это связано с проблемой оценки остаточного ресурса газонефтепроводов, находящихся в эксплуатации длительное время и выход из строя, которых влечет аварийные и катастрофические последствия.

На сегодняшний день в Российской Федерации в эксплуатации находится более 250 тыс. км магистральных трубопроводов (включая 179,3 тыс. км газопроводов, 54,2 тыс. км нефтепроводов и 16,6 тыс. км нефтепродуктопроводов) [1]. Нормативный срок службы трубопроводов на сегодняшний день составляет 25 лет. Однако большинство из эксплуатируемых газонефтепроводов выработали свой срок, но продолжают работать (средний возраст трубопроводов в России свыше 27 лет). Заложенный при проектировании запас прочности позволяет продолжить эксплуатацию трубопровода на некоторое количество времени. Согласно НТД такие трубопроводы должны подлежать замене, что наиболее правильно с точки зрения промышленной безопасности и экологии: минимизирование риска аварии и загрязнения окружающей среды. Но с экономической точки зрения прокладка нового трубопровода взамен старого влечет колоссальные затраты, которые могут не окупиться, так большая часть из таких газонефтепроводов идет от месторождений, находящихся в эксплуатации уже долгое время и чей ресурс уже достаточно исчерпан. Поэтому актуальным становится вопрос определения остаточного ресурса таких газонефтепроводов.



Однако для того, чтобы можно было использовать этот ресурс, необходимо как можно более точно определить состояние металла трубы: наличие дефектов (трещины, свищи, уменьшение толщины стенки в следствие коррозионного износа и др), а также оценка общего состояния металла.

Сегодня при определении остаточного ресурса основное внимание уделяется наличию или отсутствию дефектов в стенке трубопровода, а также толщине стенки трубы. Но немаловажным фактором, который может повлиять на прочность трубопроводов является циклические пульсации среды и, как следствие, возникающие циклические нагрузки в металле трубы. Под воздействием циклических нагрузок металл деградирует, что ведет к снижению его прочностных характеристик и, как следствие, к возможному разрушению стенки трубы.

Циклические пульсации среды возникают из-за неравномерности работы перекачивающего оборудования насосных и компрессорных станций. Для нефтепроводов характерна малоцикловый режим работы, а для газопроводов – многоцикловый. Циклы представляют собой сложные синусоидальные зависимости, учитывающие расстояние от НПС или КС, а также пульсации давления в трубах, воздействие внешних сил (температурные колебания, сейсмические воздействия, напряжения при укладке и т.д.). Степень циклической усталости металла в трубопроводах тем выше, выше давление перекачиваемой среды. Наибольший износ металла в следствие циклических нагрузок будет происходить газонефтепроводах с большей величиной давления перекачиваемой среды. Большинство таких трубопроводов – газопроводы, т.к. давление в магистральных газопроводах на сегодняшний день может достигать 10 МПа и выше (МГ «Бованенково – Ухта» 11,8 МПа, МГ «Северный поток» 21,7 МПа), в то время как рабочее давление в нефтепроводах ограничивается давлением в 7,4 МПа.

Износ металла и частичная потеря его свойств в результате постоянного воздействия циклических нагрузок можно определить, как повреждаемость металла. Под повреждаемостью подразумевается некая интегральная характеристика материала, мера его деградации. Повреждаемость связана с последовательной сменой механизмов адаптации материала к нагрузкам. Повреждаемость связана с величиной внутренней накопленной энергии материала. [3] Так как определение этой энергии вызывает трудности, то за условную повреждаемость принимается степень наработки материала – наработку материала в данном состоянии, отнесенную к наработке (ресурсу) до предельного состояния (разрушения).

Для оценки повреждаемости металла необходимо получить достоверные данные, полученные при проведении технической диагностики. Основной проблемой технической диагностики на сегодняшний день является получение достоверной информации о состоянии диагностируемого объекта, а также классификации этого состояния (нормального или аномального). При проведении технического диагностирования наряду с определением положения и вида дефектов также необходима оценка общей деградации, повреждаемости материала.

При анализе долговечности различных участков газонефтепроводов необходимо использовать два подхода. В общем случае, когда напряжения в металле являются стационарным случайным процессом и имеет место многоцикловая усталость, то необходимо применять методику, изложенную в [2,3]. В эксплуатационных режимах работы наблюдается двухчастотный процесс нагружения, и, следовательно, необходим подход, описанный в [4]. Суть его состоит в том, что изменение напряжений в металле труб может быть представлено в виде:

$$\sigma = \sigma_1 \sin \omega_1 t + \sigma_2 \sin (\omega_2 t + \varphi) + \sigma_m, \quad (1)$$

где σ_1, σ_2 – амплитуда напряжений соответственно с низкой и высокими частотами; $\omega_1, \omega_2, \varphi$ – угол сдвига фаз между составляющими; σ_m – среднее напряжение цикла. [5].

На рисунке 1 представлен график изменения напряжений, починающийся выражению (1). Расчет проводился для газопровода, проложенного в условиях Крайнего Севера с рабочим давлением $P_H = 5,4$ МПа, наружным диаметром $DH = 1220$ мм., материал труб – сталь 17ГС. Уравнения колебаний:

$$\sigma_{кц} = 31,3 \cdot \sin (0,00037 \cdot t) + 3,13 \cdot \sin (0,0063 \cdot t) + 202,7; \quad (2)$$

$$\sigma_{пр} = 9,38 \cdot \sin (0,00037 \cdot t) + 0,94 \cdot \sin (0,0063 \cdot t) + 209,8; \quad (3)$$

Приведя циклы к упрощенной модели, появляется возможность в лабораторных условиях смоделировать состояние металла практически для любого момента времени на заданном расстоянии.

Полученные в лабораторных условиях образцы с разной степенью циклической усталости (наработки) можно диагностировать для получения различных диагностических параметров, например, скорости прохождения ультразвуковых волн через металл, напряженности магнитного поля металла, твердость и др. При проведении диагностики трубопроводов реальные значения диагностических параметров сравниваются с лабораторными. По результатам сравнения можно сделать вывод о текущем состоянии металла труб и дать прогноз остаточного ресурса.



График изменения напряжений в материале трубы

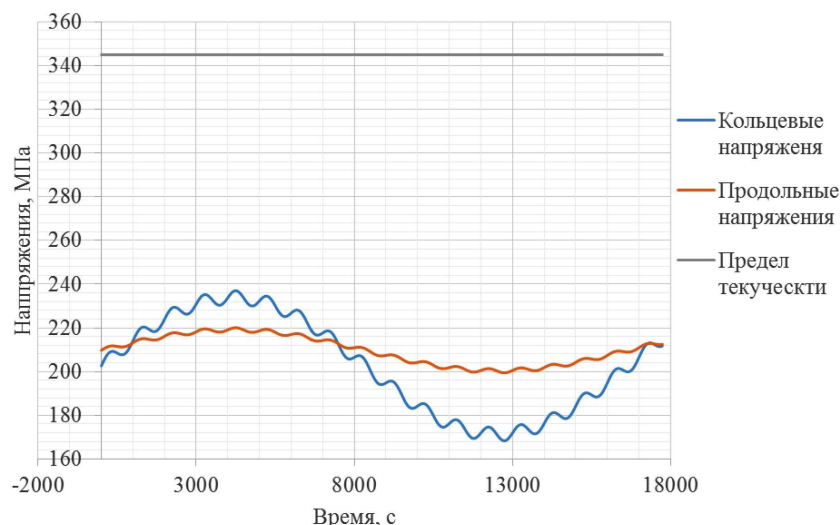


Рисунок 1 – График изменения давления в газопроводе

Развитие методов и способов диагностики позволило получать информацию о наличии дефектов и состоянии металла по всей длине трубопровода без применения шурфирования. При помощи комбинированных внутритрубных диагностических снарядов (рис. 2) можно за 1 проход получать различные параметры состояния металла: акустические, магнитные и др. Однако при диагностировании наибольшее внимание уделяется поиску дефектов, которые могут привести к разрушению.



Рисунок 2 – Пример конструкции внутритрубного комбинированного дефектоскопа

При выполнении работ по диагностике газонефтепроводов наряду с выявлением дефектов в стенках и сварных швах резервуара необходимо провести снятие показаний характеристик металла стенки трубы. Диагностика производится по всей длине трубопровода, особое внимание уделяя участкам до насосного или компрессорного оборудования, так как в процессе работы газонефтепроводов эти участки испытывают наибольшие нагрузки. Контроль необходимо проводить с использованием стандартных методов, предусмотренных РД 153-39.4-056-00 и СТО Газпром 2-2.3-095-2007.

Одним из немаловажных факторов, влияющих в конечном счете на определение остаточного ресурса, является подбор наиболее удачной комбинации диагностических параметров. Оптимальным сочетанием будет являться выбор диагностических параметров, описывающих различные свойства сталей:

- прочностные – твердость;
- акустические – скорость прохождения ультразвуковых волн через сталь, степень затухания амплитуды сигнала;
- магнитные – значение коэрцитивной силы, размах градиента магнитного поля;
- электрические – значение действующего напряжения, напряжение вихревых токов;
- прочие – определение поверхностной энергии, определение краевого угла смачивания.

Каждый из вышеперечисленных способов имеет как преимущества, так и недостатки. Зависимость между уровнем накопленных повреждений и изменением прочностных характеристик не всегда выявляема, а в случае выявления довольно слаба и довольно часто требует определения микро-



прочности стали, что затруднительно сделать в полевых условиях. Акустические методы контроля трудноприменимы при внутритрубной диагностике газопроводов из-за отсутствия стабильного акустического контакта между датчиком и стенкой трубы. Исследования электрических параметров практически невозможно при проведении внутритрубной диагностики и возможно только в полевых условиях при шурфировании трубопровода. Применение прочих методов несмотря на то, что дает достаточно точные результаты [6] сложно применять не в лабораторных условиях.

Для наиболее точной оценки состояния металла необходимо подобрать такую комбинацию диагностических параметров, с помощью которых определение и прогнозирование остаточного ресурса наиболее точно.

Если отталкиваться от того, что большинство газонефтепроводов на сегодняшний день диагностируется при помощи внутритрубных диагностических приборов, то наиболее удовлетворяющие методы диагностики должны быть применимы в внутритрубных приборах. Такими методами диагностики являются акустические и магнитные методы контроля. Для диагностики могут применяться как два отдельных зонда, так и один комбинированный, что значительно упрощает процесс получения данных.

В качестве эксперимента были проведены исследования величины различных характеристик металла в зависимости от наработки. Испытания проводились на образцах из стали 09Г2С при цикловом усталостном нагружении. Образцы нагружались приближенно выражению (2) для кольцевых напряжений в металле трубы. Для определения степени накопления усталостных повреждений в металле использовались скорость распространения продольных ультразвуковых волн, а также величина напряженности магнитного поля.

Данные измерений скорости распространения ультразвуковых волн, размаха градиента напряженности магнитного поля в зависимости от уровня накопленных повреждений приведены на рисунках 3–4.

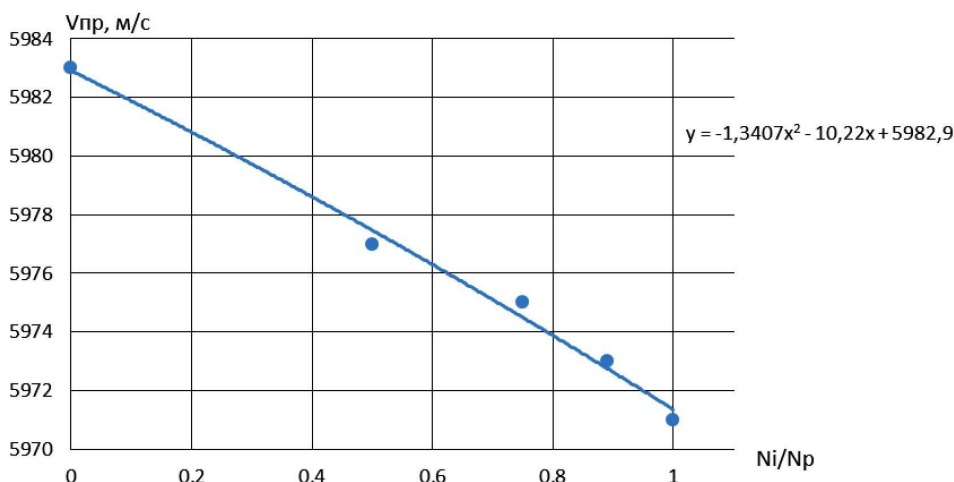


Рисунок 3 – Зависимость скорости продольных ультразвуковых волн от величины наработки

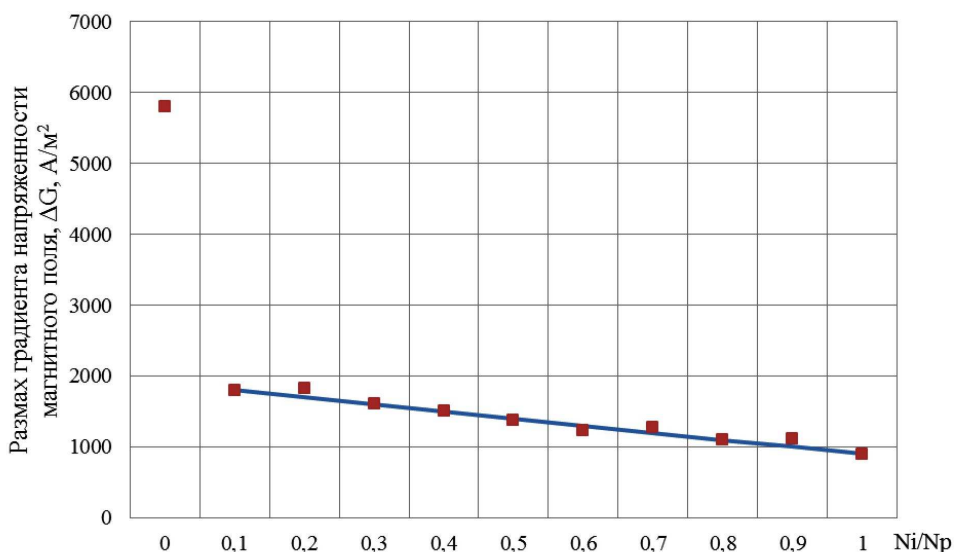


Рисунок 4 – Зависимость размаха градиента напряженности магнитного поля от величины наработки



Для увеличения достоверности оценки и прогноза остаточного ресурса возможно применение не одного, а двух или трех диагностических параметров. Такой анализ позволяет учесть все свойства металла, а также их влияние друг на друга. В данной диагностической концепции различные характеристики материалов рассматриваются не дискретно, а в совокупности. Однако в этом случае в разы увеличивается сложность обработки данных. Решением данной проблемы может являться применение искусственных нейронных сетей (ИНС). Сегодня ИНС применяется во многих сферах – распознавание образов, классификация, категоризация, прогнозирование [7].

Также одним из преимуществ ИНС является возможность обработки «нечеткой» информации. К такой информации может относиться мнения экспертов, субъективные пожелания, суждения такого типа, как «слабый», «сильный», «очень много», «скорее нет, чем да», «высокая прочность» и т.п. То есть, эта информация «размытая», нечеткая, не несущая конкретных цифровых значений. Если в детерминированных («четких») вычислениях такая информация отбрасывается, то при использовании подходов теории нечетких множеств, ее можно определенным образом учитывать.

Для нейросети в качестве обучающей выборки используются полученные экспериментальные данные. Это является своеобразным образцом, по которому в дальнейшем нейросеть будет проводить анализ. Обученная ИНС может в кратчайшие сроки выдать ответ об уровне накопленных повреждений, используя данные нескольких видов технической диагностики. Выданный ИНС результат будет содержать оценку текущей повреждаемости в относительном виде (т.е. отнесенную к предельному состоянию). Данное множество определяется как отношение количества циклов N_i на момент диагностирования к максимальному количеству циклов нагружения N_p до начала разрушения, которое определяется экспериментально для каждого конкретного материала. [8]

Разработка нейронечеткой сети и работа с ней может проводиться в математическом пакете MATLAB в редакторе Anfis. Результаты представлены на рисунке 5.

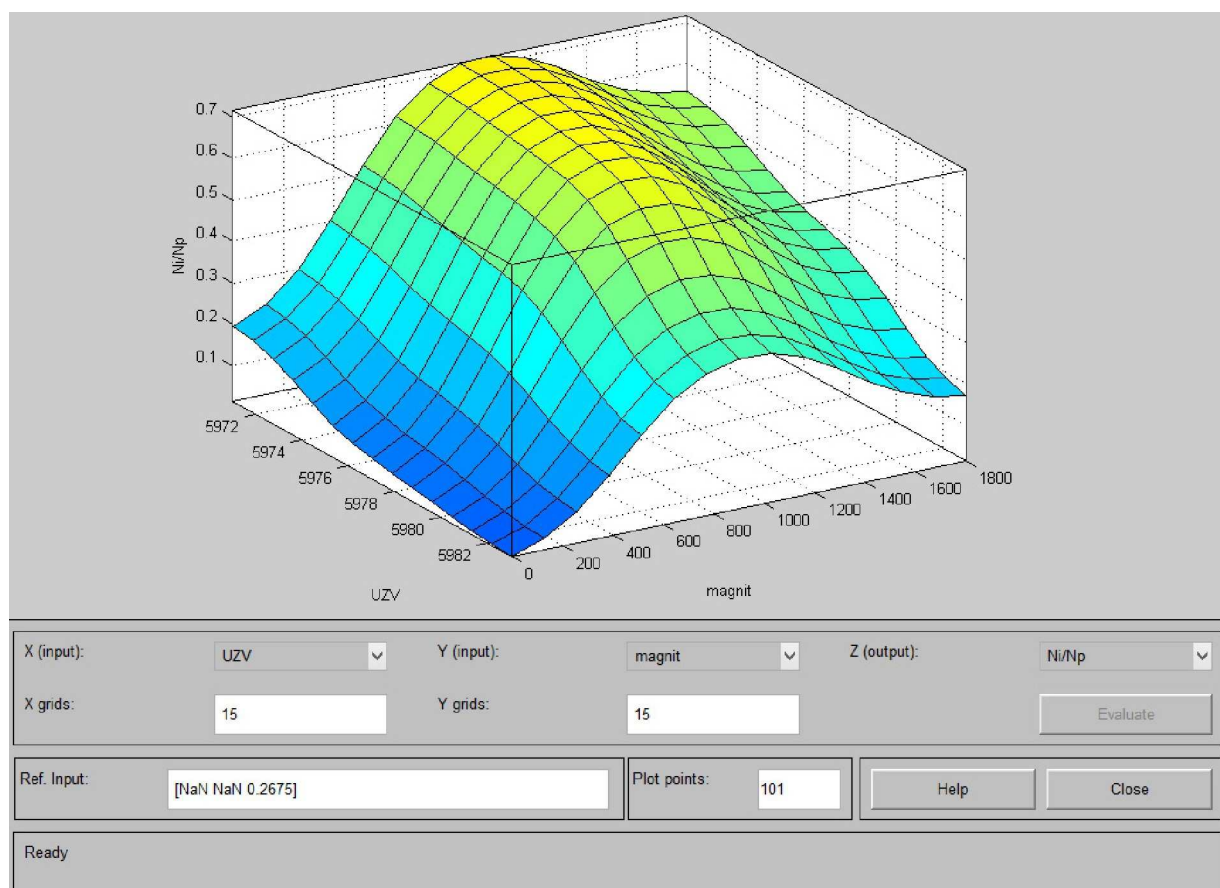


Рисунок 5 – Зависимость уровня накопленных повреждений (N_i/N_p) от скорости распространения ультразвука (UZV) и изменений магнитного поля (magnit)

Редактор Anfis для оценки модели имеет средство визуализации результатов обучения в виде трехмерных диаграмм. Диаграмма, изображенная на рис. 5, показывает зависимость уровня накопленных повреждений от изменений магнитного поля и скорости распространения ультразвуковых продольных волн. Сравнивая поверхность диаграммы с соответствующими графиками (рис. 3 и 4),



можно сделать вывод о том, что нейро-нечеткая сеть достаточно хорошо описывает разнородную зависимость.

Для практического применения ИНС для определения остаточного ресурса газонефтепроводов можно создать исполняющую программу, в которой пользователю достаточно будет задать только входные параметры (свойства материала, а также данные диагностического обследования). Так как ИНС имеют способность к переобучению, то эта же программа может быть использована для других материалов.

Таким образом можно создать универсальный программный продукт, который позволяет определять и прогнозировать состояние металла и его остаточный ресурс на всем протяжении времени работы трубопровода. Преимущество такой программы по сравнению с другими также будет заключаться в самообучении системы: т.е. чем большее количество раз сетью будет произведена оценка и прогнозирование остаточного ресурса, тем более точные и корректные результаты будут получены в будущем.

Но несмотря на это у метода есть некоторые недостатки:

- получаемые в ходе экспериментов образцы приближенно похожи на металл в реальных трубах, так как повторение реальных циклов давления в газонефтепроводах в настоящее время невозможно;
- экспериментальные образцы являются идеальной моделью металла, т.е. не содержат дефектов металла труб (трещин, коррозионных повреждений, царапин и др.), таким образом полученные значения также не совсем корректны, однако моделирование образцов с различными дефектами позволит увеличить обучающую выборку, а, следовательно, увеличат точность модели и конечного результата.

Выводы

Используемые в настоящий момент методы прогнозирования остаточного ресурса не учитывают оценку комплексных параметров, а также не учитывают совместное влияние на состояние металла двух и более параметров, которые позволяют более точно определять состояние материала.

Использование ИНС для прогнозирования состояния намного проще и быстрее, чем создание различного вида зависимостей (эмпирических, полумэмпирических и т.д.).

Использование ИНС позволяет применять нечеткую информацию, которую невозможно учесть при использовании аналитических зависимостей.

Литература:

1. URL : www.gks.ru/free_doc/new_site/business/trans-sv/prot.xls
2. Болотин В.В. Ресурс машин и конструкций. – М. : Машиностроение, 1990. – 448 с.
3. Харионовкий В.В. Повышение прочности газопроводов в сложных условиях. – Л. : Недра, 1990. – 180 с.
4. Труфяков В.И. Усталость сварных соединений. – Киев : Наукова думка, 1974.
5. Харионовский В.В. Надежность и ресурс конструкций газопроводов. – М. : ОАО «Издательство «Недра», 2000. – 467 с.
6. Наумкин Е.А. Методология прогнозирования ресурса нефтегазового оборудования, эксплуатируемого в условиях циклического нагружения, на стадии проектирования и эксплуатации : автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. – Уфа, 2011. – 48 с.
7. Рутковская Д., Пилинский М., Рутковский Л. Нейронные сети, генетические алгоритмы и нечеткие системы / пер. с польск. И.Д. Рудинского. – М. : Горячая линия – Телеком, 2007. – 452 с.
8. Щипачев А.М., Наумкин Е.А., Мусаиров Т.Ф. Оценка уровня накопленных повреждений металлов на основе нейронечеткого моделирования // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13. – № 3. – С. 160–165.

References:

1. URL : www.gks.ru/free_doc/new_site/business/trans-sv/prot.xls
2. Bolotin V.V. Resource's marshy places of cars and конструкций. – М. : Mechanical engineering, 1990. – 448 p.
3. Harionovky V.V. Increase in durability of gas pipelines in difficult conditions. – L. : Nedra, 1990. – 180 p.
4. Trufyakov V.I. Fatigue of welded connections. – Kiev : Naukova thought, 1974.
5. Harionovsky V.V. Reliability and resource of designs of gas pipelines. – М. : JSC Ne-dra Publishing House, 2000. – 467 p.
6. Naumkin E.A. Methodology of forecasting of a resource of the oil and gas equipment operated in the conditions of cyclic loading at a design stage and operation : the abstract of the thesis for a degree of the Doctor of Engineering. – Ufa, 2011. – 48 p.
7. Rutkovskaya D., Pilinsky M., Rutkovsky L. Neural networks, genetic algorithms and indistinct systems / lanes with польск. I.D. Rudinsky. – М. : The hot line – the Telecom, 2007. – 452 p.
8. Shchipachev A.M., Naumkin E.A., Musairov of T.F. Otsenk of the level of the saved-up damages of metals on the basis of neuroindistinct modeling // Oil and gas business. – 2015. – Т. 13. – No. 3. – P. 160–165.

НАУЧНОЕ ИЗДАНИЕ

БУЛАТОВСКИЕ ЧТЕНИЯ

**Материалы II Международной
научно-практической конференции
(31 марта 2018 г.)**

**Том 4:
ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ
ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА**

Сборник статей

Статьи публикуются в авторской редакции

**Технический редактор – А.С. Семенов
Оригинал-макет – Л.С. Попова
Дизайн обложки – Н.Р. Исаян**

Сдано в набор 03.04.2018
Подписано в печать 06.04.2018.
Формат 60 x 84¹/₈. Бумага офсетная. Печать riso.
Печ. л. 7,9
Изд. № 915. Тираж 500 экз. Заказ № 1876

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