МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

НЕФТЕГАЗОВЫЙ ТЕРМИНАЛ
Выпуск 17

Материалы
Международной научно-технической конференции
«Транспорт и хранение углеводородного сырья»
(25-26 апреля 2019 года)

Том 1

Тюмень
ТИУ
2019

УДК 622.691 + 622.692
ББК 33.16
Н 58

Н 58 Нефтегазовый терминал. Выпуск 17: материалы международной научно-технической конференции «Транспорт и хранение углеводородного сырья» (25-26 апреля 2019 года) / под. общ. ред. С. Ю. Подорожникова. – Тюмень: ТИУ, 2019. – Текст: непосредственный.

Том 1 – 351 с.

ISBN 978-5-9961-2077-2 *(общ.)*
ISBN 978-5-9961-2078-9 *(том 1)*

В сборнике представлены статьи и доклады, выполненные на Международной научно-технической конференции «Транспорт и хранение углеводородного сырья», состоявшейся в Тюменском индустриальном университете 25-26.04.2019 года. В материалах изложены результаты исследовательских и опытно-конструкторских работ по широкому кругу вопросов.

Издание предназначено для научных, инженерно-технических работников, а также аспирантов и обучающихся технических вузов.

УДК 622.691+ 622.692
ББК 33.16

ISBN 978-5-9961-2077-2 *(общ.)*
ISBN 978-5-9961-2078-9 *(том 1)*

© Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Тюменский индустриальный университет», 2019

Международная научно-техническая конференция «Транспорт и хранение углеводородного сырья» проводилась в рамках реализации плана научных мероприятий ТИУ.

Цель конференции: активизация творческой деятельности обучающихся, молодых ученых и специалистов, привлечение их к решению проблемных вопросов производства, актуальных научных задач. Повышение роли ТИУ в формировании международной научно-образовательной среды, установление контактов между молодыми исследователями и специалистами.

В процессе работы конференции её участники ознакомились с научными результатами и исследовательским опытом своих коллег, осуществлен поиск решений актуальных научно-технических задач. Получило развитие взаимодействие вузовской науки с производством, установлены контакты между молодыми учёными и специалистами.

75 ЛЕТ ШАБАРОВУ АЛЕКСАНДРУ БОРИСОВИЧУ

Совсем недавно, когда сборник готовился к печати, 14 мая 2019 года Шабарову Александру Борисовичу, доктору технических наук, профессору, «Заслуженному деятелю науки Российской Федерации», действительному члену РАЕН, ученому мирового уровня в области теплофизики и механики многофазных систем, главному редактору журнала «Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика», исполнилось 75 лет.

Александр Борисович Шабаров в 1967 году с отличием окончил «Московское высшее техническое училище им. Н.Э. Баумана» по специальности «Турбостроение», в 1969 году – «Московский государственный университет» по специальности «Математика». В 1971 году защитил диссертацию на соискание ученой степени кандидата технических наук, а в 1977 году - диссертацию на соискание ученой степени доктора технических наук «Математическое моделирование и вариационный метод проектирования проточной части газотурбинных установок».

А.Б. Шабаров в течение ряда лет руководил в МВТУ им. Н.Э. Баумана организацией и выполнением НИР, ведущихся по Постановлениям Правительства СССР, планам ГКНТ, АН СССР, заданиям отраслевых министерств в области фундаментальных и прикладных исследований турбостроения. Результаты этих работ были внедрены на предприятиях Миноборонпрома, Минэнергомаша, Минсудпрома.

В 1988 году, Александр Борисович, в соответствии с Постановлением Правительства СССР об оказании поддержки развития науки и становления сибирских вузов был направлен Гособразованием СССР в г.Тюмень. В течение 5 лет, работая проректором по научной работе Тюменского государственного университета, организовал проведение важнейших исследований и инновационных разработок для Тюменской области и нашей страны. На базе ТюмГУ, под его руководством были созданы успешные структуры наукоемкого бизнеса, которые действуют и в настоящее время.

Свою деятельность в ТюмГУ, начиная с 1990 года по настоящее время, он совмещает с работой в Тюменском государственном нефтегазовом университете ныне Тюменском индустриальном университете.

С 1993 года А.Б. Шабаров, работая в должности заведующего кафедрой «Механики многофазных систем» ТюмГУ, организовал проведение фундаментальных и прикладных исследований в области математического моделирования процессов добычи, транспорта и хранения нефти и газа, механики и теплофизики многофазных систем, физико-технических проблем перспективных энергетических установок, работающих на природном газе, продуктах газификации твердых топлив и возобновляемых энергетических источниках.

Основным направлением научной деятельности А.Б. Шабарова является физико-математическое моделирование, исследование процессов и систем, применительно к технологиям энергетики, нефтегазового комплекса, газотурбинных двигателей и установок.

А.Б. Шабаровым выполнены следующие приоритетные научные исследования:

- созданы, исследованы и экспериментально обоснованы математические модели и методы расчета пространственных турбулентных течений в проточных частях газотурбинных двигателей и установок, сформулирован и реализован вариационный метод автоматизированного проектирования лопаточных аппаратов осевых и радиальных газовых турбин и компрессоров, созданы и экспериментально исследованы высокоэффективные ступени турбомашин;
- разработаны, исследованы математические модели и методы расчета процессов тепломассопереноса в многофазных средах - пластах, скважинах, трубопроводах, составляющих основу информационных систем – «интеллектуальных месторождений», решены задачи о течении газоконденсатных смесей в пластах с изменением фазового и компонентного состава;
- предложены новые энергоустановки на возобновляемых источниках энергии (растительная биомасса, ветровая и солнечная энергии), решены вопросы, связанные с дифференциальной (поузловой) диагностикой параметров турбомашин, теплообменных аппаратов и других элементов проточной части, разработана методика определения остаточных ресурсов

инженерных конструкций при воздействии переменных напряжений и коррозии.

По результатам научных исследований А.Б. Шабаровым опубликовано более 300 работ, издано 7 монографий, получено 20 авторских свидетельств на изобретения и патентов. Из этих публикаций в базу РИНЦ входят свыше 150 работ, на которые зарегистрировано более 800 цитирований. Среди публикаций - 10 учебников и учебных пособий для студентов вузов. Выпущено более 50 научно-технических отчетов, важнейшие из которых по договорам с предприятиями оборонной промышленности и ведущими предприятиями России.

А.Б. Шабаров - основатель научной школы по направлению «Теплофизика и механика многофазных систем», ориентированной на решение проблем в области энергетики, математического моделирования в нефтегазовых и энергетических технологиях. Он подготовил 10 докторов и свыше 20 кандидатов наук. Является председателем диссертационного совета Д 212.274.10 по специальности 01.04.14 «Теплофизика и теоретическая теплотехника», а также членом двух диссертационных советов Д 212.274.14 по специальности 05.13.18 «Математическое моделирование, численные методы и комплексы программ» при ТюмГУ и диссертационного совета Д 212.273.11 по специальности 25.00.19 – «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ» при Тюменском индустриальном университете.

УВАЖАЕМЫЙ АЛЕКСАНДР БОРИСОВИЧ!

Поздравляем Вас с замечательным юбилеем - 75-летием со дня рождения!

Примите огромную благодарность за Ваш вклад в развитие науки, подготовку высококвалифицированных кадров, а также укрепление потенциала нефтегазовой отрасли России.

Крепкого Вам здоровья, реализацию всех планов и замыслов, новых научных достижений!

С наилучшими пожеланиями сотрудники и обучающиеся Тюменского индустриального университета.

СОДЕРЖАНИЕ

Секция 1. Проектирование, сооружение, эксплуатация и ремонт систем транспорта и хранения нефти и газа
Антонов В.А. Применение мобильных баз для проведения диагностики и ремонта труб при проведении капитального ремонта линейной части магистрального газопровода 12
Арасланова Е.П., Куваева Ю.А. Система снабжения потребителей сжиженными углеводородными газами 14
Артеева Т.Е., Цыганенко Н.Д. Диагностика состояния основного металла труб магистральных трубопроводов 18
Бешерян З.А. Исследование напряженно-деформированного состояния и моделирование работы надземных трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах 26
Бокарев Д.А., Квасов И.Н. Технология принятия нестандартных управленческих решений и ее реализация на примере газификации жилищного фонда омской области 29
Большакова А.В., Подорожников С.Ю. Оценка планово-высотного положения надземного трубопровода 36
Бородин С.Л., Бельских Д.С. Численное исследование процесса хранения газа в газогидратной форме в пористом коллекторе 39
Волков И. В., Речкин В. Г. Система мониторинга газораспределительных сетей 41
Воронина Д.А., Торопов С.Ю. Совершенствование расчёта технологических параметров прокладки трубопроводов в условиях вечномёрзлых грунтов 47
Гараба Я.П. Учет климатического фактора при модернизации промыслового нефтепровода вязкой нефти Ярегского месторождения 52
Гукайло К.М., Тихонов Э.А., Подорожников С.Ю. Оптимизация режима работы станции с использованием частотно-регулируемого привода 56
Ефимова К.А., Ваганова Ю.Ю. Утечки газа в газораспределительных сетях и методы их ликвидации 60
Иванов В.А., Мызников М.О. Расчет потребления электроэнергии при переходных режимах магистрального нефтепровода 63
Иванов В.А, Огудова Е.В., Бауэр А.В. Метод кривых при капитальном ремонте магистрального газопровода 69.
Ильин М. С. Методика расчёта технологических параметров газопровода для сжиженного природного газа 74
Короткова Ю.С. Повышение безопасности резервуарных парков с пропан-бутановой смесью с помощью технологий вычислительной гидродинамики и трехмерного моделирования 84

Марков Е.В. Расчет параметров теплового взаимодействия трубопровода с грунтом 88
Монич К.П., Клепков Р.П. Анализ строительных и ремонтных работ изотермического резервуара для сжиженных газов 91
Муратова В.И., Саитгалиева Р.Р. Способы и технологии очистки внутренней полости магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов 96
Сарнавский А.Н., Елькин Б.П. Преимущества и недостатки систем механизированного и автоматического ультразвукового контроля линейной части магистрального газопровода 98
Степанов М.Л., Чижевская Е.Л. Транспорт высоковязкой нефти русского месторождения от кустовой площадки до ЦПС 104
Струтинская Е.В. Проектирование АСУ ТП резервуарного парка 108
Суслова А.А., Куликов А.М., Рябков А.В. Применение стирлинг-технологии для сокращения потерь нефтепродуктов при транспортировке 111
Тарасов В.М., Голышев А.Н., Чижевская Е.Л. Снижение капитальных затрат на строительство узла сепарации за счет оптимизации технологических процессов 114
Ульянов И.Н., Казак А.А. Способ регулирования перепада давления узла редуцирования газораспределительной станции 117
Фролова Л.Е. Интеллектуальные системы в нефтегазовом машиностроении 121
Фролова Л.Е. Сравнение систем электрообогрева протяженных трубопроводов 124
Черных А.С., Рябков А.В. Система рекуперации энергии в магистральных нефтепроводах 126
Чипизубова Т.К., Шпук Ф.А., Краус Ю.А. Моделирование совместной катодной защиты подземных коммуникаций нефтеперекачивающих станций и нефтебаз 133
Шабаров А. Б., Зайцев Е. В. Бессепарационный метод измерения расхода фаз водонефтегазовой смеси 138
Шангареев Т.Р., Муратова В.И. Анализ аварийности магистральных трубопроводов в сейсмически активных регионах 141

Секция 2. Повышение эксплуатационной надежности и проблемы безопасной эксплуатации систем трубопроводного транспорта
Бабичев Д.А., Бабичева Е.Б К вопросу оперативного регулирования режимов работы тепловых сетей нефтеперекачивающих станций заполярья 145
Василега Д.С., Остапенко М.С., Василега Н.А. Разработка методики оценивания рисков и возможностей при транспортировке нефти и газа 148

Василега Д.С., Альмикаев С.Л., Неплашов И.В. Факторы снижения качества углеводородных соединений при их транспортировке 153
Вонди Э., Курушина В.А. Метод CFD в изучении вызванных вихрями вибраций подводных трубопроводов 159
Герасименко Т.В., Берг В.И. Уменьшение влияния, касательных сил морозного пучения, при надземной прокладке трубопровода, путем применения винтовых свай и покрытия кремнийорганической эмалью 162
Глушкова Л.М., Куликов А.М., Рябков А.В. Повышение коррозионной надежности нефтеналивных терминалов путем нанесение изоляционных материалов методом напыления 165
Гордаш В.А. Сравнительный анализ электромагнитного канала связи и гидравлического для телесистем в бурении 169
Грученкова А.А., Тарасенко А.А. Исследование НДС резервуара при локальных осадках центральной части днища 173
Грученкова А.А., Тарасенко А.А. Анализ причин разрушения цилиндрических стальных резервуаров для хранения нефти 177
Грушевский И.Ю. Применение композитных материалов при ремонте магистральных нефтепроводов 180
Дубина В.В. Образование дефектов в околошовных зонах сварных стыков линейной части магистральных газопроводов при воздействии рабочих нагрузок 183
Дудин С.М., Подорожников С.Ю. Проблемы, возникающие при трубопроводном транспорте газожидкостных углеводородных смесей 190
Земенкова М.Ю., Глух М.А, Шагбанов И.Ф., Дубровин Д.Д. Предиктивный контроль надежности систем распределения углеводородов с применением нейронных сетей с глубоким обучением 194
Захарияш И.С., Елькин Б.П. Очистка полости трубопровода как одна из основных работ подрядной организации, влияющая на надежность новых магистральных трубопроводов 201
Калимуллина Д.С., Сыч К.М., Артёмов А.Ю., Парфёнов А.А. Материалы и их свойства, применяемые при изоляции глубоководных трубопроводов 204
Козионов Д.А. Контроль эффективности ингибиторной защиты промысловых трубопроводов 208
Королёва О.А. Повышение энергоэффективности и надежности электроснабжения объектов транспорта газа 213
Кузьмин В.А., Хлус А.А. Предупреждение предпомпажных режимов работы нагнетателя ГТН-16 217
Кутуев К.К., Чекардовский С.М. Когенерационная система с использованием абсорбционного чиллера для компрессорной станции 221
Лебедев Д.О. Анализ причин и современных методов измерения влажности природного газа 224

Лебедев Д.О., Александров М.А. Анализ причин образования парафиновых отложений на стенках трубопроводов и способов борьбы с ними 227
Лушников А.Ю., Земенков Ю.Д., Берг В.И. Повышение качества и производительности трубопровода за счет адаптивных технологий сварки и применения высокопрочных толстостенных труб 230
Магасумова З.А., Подорожников С.Ю., Павлов П.В. Обоснование энергоэффективности использования альтернативных источников электроэнергии в районах Крайнего Севера для трубопроводного транспорта нефти и газа 233
Мамедов Э.Н., Хлус А.А. Методы антикоррозионной защиты промысловых трубопроводов 239
Мезенцева Е.А., Медведев А.В., Васильев Д.А. Описание метода утилизации твердых бытовых отходов 242
Назифов Г. К., Огудова Е.В., Шарапов Т.П. Технология и оборудование для очистки труб от солевых отложений 245
Омиличук А.А., Шпрейер С.С. Способы предотвращения гидратообразований при транспорте газа от ГРС до потребителей 252
Павленко А.А., Кожевников П.В., Петряков В.А. Виды пиролизной утилизации 255
Перевалов А.Е., Перевалов И.Е., Земенкова М.Ю. Методическое обеспечение экспертной системы оценки надежности промысловых трубопроводов при проведении экспертизы промышленной безопасности 259
Перевалов И.Е., Перевалов А.Е., Земенкова М.Ю., Павлов В.П. Анализ проблем проведения технической диагностики промысловых трубопроводов 263
Петряков В.А., Павленко А.А., Кожевников П.В. Основные направления утилизации углеводородсодержащих отходов 267
Подорожников С.Ю, Пульдас Л.А., Кузина О.А. Теплофизические свойства нефти и водных растворов поверхностно-активных веществ 272
Скорняков В.С., Шагбанов И.Ф., Земенкова М.Ю., Чижевская Е.Л. Оценка эксплуатационной надежности и безотказной работы газораспределительных сетей 276
Скорнякова П.Ю., Земенкова М.Ю. Организация и оценка эксплуатационной надежности и технического состояния газораспределительных сетей на основе систем контроля и мониторинга в режиме реального времени 285
Счастный В.В., Власенко Ю.Г., Новосёлова К.А., Казыханов А.И. Исследование напряженно-деформированного состояния трубопровода подверженного ручейковой коррозии в условиях болота 293
Тараскин А.В. Повышение энергетической эффективности газораспределительных станций 296
Тараскин А.В. Использование турбодетандеров на газораспределительных станциях 300

Темпель Ю.А. Способ металлообработки деталей насосного оборудования для сжиженных углеводородных газов, основанный на математическом моделировании 304
Толмачев А.А., Толмачева Л.А., Иванов В.А. Применение альтернативы стальным трубам в нефтегазовой отрасли 306
Томилова А.К., Моторина Д.С. Защита трубопроводов от коррозии 311
Томилова А.К. Стресс – коррозионные факторы разрушения магистральных газопроводов 314
Фёдоров В.А., Антошкин М.В., Лакомкина Е.И., Новосёлова К.А. Моделирование предупреждения гидратообразования в газопроводах 319
Холостов Р.А. Разработка концепта подвижной системы очистки грунта 323
Чебанец Ю.А. Использование полимерно-армированного трубопровода в качестве замены проектного промыслового трубопровода 329
Чекардовская И.А., Чекардовский С.М., Чекардовский М.Н. Исследования турбодетандеров компрессорных станций магистральных газопроводов 333
Шиповалов А.Н., Подорожников С.Ю. Оценка существующих методик определения необходимого количества метанола для предотвращения гидратообразования на ПХГ 340
Штайн Г.В., Вохмин Д.М., Юдин В.В. Улучшение экологических показателей бензинового двигателя, на основе применения универсального элемента конструкции 342
Якупов А.У., Кулахметова А.З., Тарасова О.В. Анализ методик расчета времени безопасной остановки подземного нефтепровода 346

Секция 1. Проектирование, сооружение, эксплуатация и ремонт систем транспорта и хранения нефти и газа

УДК 608.2

Антонов В. А.

Применение мобильных баз для проведения диагностики и ремонта труб при проведении капитального ремонта линейной части магистрального газопровода

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: В данной работе рассматривается возможность проведения точной диагностики демонтированных труб магистрального трубопровода наружными сканерами-дефектоскопами. Предложено решение по использованию мобильных баз по ремонту труб.

Abstract: In this paper we consider the possibility of accurate diagnosis of dismantled pipes of the main pipeline by external scanners-flaw detectors. A solution for the use of mobile bases for pipe repair is proposed.

Ключевые слова: магистральные трубопроводы, диагностика, мобильная база по ремонту труб.

Key words: main pipelines, diagnostics, mobile base on repair of pipes.

В настоящее время в связи со значительным износом основных фондов предприятий актуальность диагностики магистральных трубопроводов, которая позволяет получить полные и достоверные результаты обследования объекта, не вызывает сомнений. Комплексный подход приобретает особое значение при оценке состояния протяженных объектов, таких как линии электропередач и магистральные трубопроводы. Данная диагностика требует большой производительности от используемых диагностических приборов и систем, их мобильности, а также – возможности дистанционного определения необходимых диагностических параметров и их оценки по фактическому состоянию без вывода оборудования из рабочего режима [1].

Проблема обеспечения надежности и безаварийности магистральных трубопроводов трубопроводного транспорта является важным и актуальным вопросом, так как общая протяженность газотранспортной системы на территории России составляет 172,1 тыс. км. В транспортировке газа используются 254 компрессорные станции с общей мощностью газоперекачивающих агрегатов 46,7 тыс. МВт [2].

В связи с этим проблема диагностирования технического состояния магистральных трубопроводов при их эксплуатации входит в число первоочередных задач, благодаря чему появляется возможность снижения потенциальной опасности и статистики аварийных ситуаций на трубопро-

водном транспорте. Это обусловлено множеством причин конструктивного, технологического и эксплуатационного характера.

Для обследования участка ремонта магистрального газопровода осуществляют путем проведения внутритрубной диагностики (ВТД) в потоке газа на участках магистрального газопровода сканерами-дефектоскопами, обеспечивающими выявление трещин в основном металле и сварных соединениях трубопроводов.

На основании диссертации [2], было определено, что если максимальная глубина трещин с признаками коррозионного растрескивания под напряжением (КРН) не превышает 0,1t, где t – толщина стенки трубопровода, то дефект классифицируют как незначительные повреждения КРН, если же размеры повреждения КРН поверхности трубы превышают 0,1t, то их классифицируют как недопустимый дефект, а магистральный газопровод ремонтируют путем замены старой трубы на новую трубу или трубу, восстановленную в заводских условиях. При отсутствии признаков КРН ремонт труб с трещинами любой глубины выполняют путем замены на новую трубу или трубу, восстановленную в заводских условиях.

Участки магистральных газопроводов и(или) отдельные трубы с незначительными дефектами КРН, размеры повреждения КРН, которых не превышают 0,1t, подлежат ремонту путем финишной очистки поверхности с последующей переизоляцией в трассовых и(или) базовых условиях [2].

Для получения информации о состояния труб используются методы ультразвуковой диагностики сканерами-дефектоскопами, все допущенные к применению в ПАО «Газпром» сканеры-дефектоскопы имеют температурный интервал эксплуатации от -30 до +50 гр. С [3], тем самым не исключено получение ошибочных данных при проведении работ в районах крайнего севера и приравнённых к ним.

Использование закрытых от внешнего воздействия мобильных баз по ремонту труб (МБРТ) демонтированных с магистрального газопровода, которые будут располагаться в непосредственной близости от места проведения работ. В МБРТ будет проводится полная очистка труб от изоляции с последующей диагностикой сканерами-дефектоскопами. Микроклимат в помещении МБРТ позволит улучшить условия труда специалистов занятых на проведении работ по диагностики, а самое главное повысить качество получаемых результатов диагностики трубопровода.

Это решение позволит на месте участка ремонта труб выявлять трубы не подлежащие восстановлению и трубы подлежащие восстановлению, а также позволит производить ремонт в трассовых условиях, отбракованные трубу сразу будут направлять в места складирование (базы материально-технических ресурсов), трубы подлежащие восстановлению будут отправлять за базу по ремонту труб, где их будут дополнительно дефектовать, очищать и наносить изоляцию с последующей установкой на участки магистральных газопроводов где допускается использование труб повторного применения.

Список литературы

1. Транспортировка [Электронный ресурс] // Газпром в вопросах и ответах. – Режим доступа: http://www.gazpromquestions.ru/transmission/

2. О «Газпроме» [Электронный ресурс] // ПАО «Газпром». – Режим доступа: http://www.gazprom.ru/about/

3. Мельникова, А. В. Оценка допустимости стресс-коррозионных повреждений труб в составе длительно эксплуатируемых магистральных газопроводов [Рукопись]: дис. … канд. тех. наук: 25.00.19 / А. В. Мельникова ; ООО «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – газпром вниигаз». – Москва, 2017 – 200 с.

4. Реестр наружных сканер-дефектоскопов для автоматизированного неразрушающего контроля газопроводов при капитальном ремонте, соответствующих техническим требованиям ПАО «Газпром» допущенных к эксплуатации [Электронный ресурс] // ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – Режим доступа: http://vniigaz.gazprom.ru/d/textpage/54/84/reestr-nsd-2017.pdf

УДК 665.725

Арасланова Е. П., Куваева Ю. А.

Система снабжения потребителей сжиженными углеводородными газами

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: в статье рассмотрены варианты систем снабжения потребителей сжиженными углеводородными газами (децентрализованная и централизованная), перечислены особенности каждой из систем, определены параметры рационального выбора той или иной схемы снабжения, а также выявлены достоинства и недостатки.

Abstract: the article discusses options for supplying consumers with liquefied hydrocarbon gases (decentralized and centralized), lists the features of each of the systems, defines the parameters for a rational choice of a particular supply scheme, and identifies strengths and weaknesses.

Ключевые слова: сжиженный углеводородный газ, потребитель, система снабжения, рациональные параметры, газонаполнительная станция, резервуары установки, газобаллонные установки.

Keywords: liquefied petroleum gas, consumer, supply system, rational parameters, gas filling station, installation tanks, gas cylinder installations.

Системой снабжения сжиженными углеводородными газами (СУГ) является комплекс устройств и сооружений, осуществляющих прием, перелив и хранение сжиженных углеводородных газов, поступающих с газобензиновых и нефтеперерабатывающих заводов, а также последующее их распределение по потребителям. Газонаполнительная станция (ГНС) является головным сооружением данной системы. На нее прибывают железнодорожные цистерны. Затем сжиженные углеводородные газы переливают в резервуары-хранилища газонаполнительной станции. Последующие

транспортировка и распределение газа будут зависеть от системы снабжения потребителей.

В настоящее время снабжение потребителей СУГ реализуется двумя способами:

- децентрализовано – на базе газобаллонных установок индивидуального пользования;
- централизованно – на базе групповых резервуарных установок.

Выбор схемы снабжения СУГ предполагает определение наиболее рациональных типов баллонных установок и наиболее рациональные параметры резервуарных установок, а также концентрации потребителей при резервуарном газоснабжении.

При децентрализованном варианте снабжения на газонаполнительной станции газовую смесь заливают в баллоны и отправляют в них потребителям.

Для снабжения потребителей, расходующих небольшое количество газа, широко применяются индивидуальные газобаллонные установки (ГБУ), состоящие не более чем из двух баллонов.

Допускается размещение индивидуальных ГБУ как снаружи, так и внутри здания. Если в СУГ повышенное содержание бутана, то, как правило, баллоны размещают внутри зданий в помещениях, где находятся газовые приборы. В помещениях допускается установка баллона вместимостью не более 50 л (рис. 1, а) или два баллона (один запасной) не более 27 л каждый (рис. 1, б). В отдельных случаях для некоторых потребителей применяются ГБУ, в состав которых входит более двух баллонов вместимостью по 50 л, которые размещаются снаружи здания, в запирающемся шкафу или в специальном отапливаемом помещении, имеющем освещение и вентиляцию во взрывобезопасном исполнении.

Индивидуальные ГБУ имеют свои преимущества:

- независимость и автономность системы;
- продолжительный срок эксплуатации оборудования;
- высокий спрос на оборудование на вторичном рынке.

В настоящее время недостаточно производить газификацию населенных пунктов малоэтажной застройки только на базе газобаллонных установок, так как она не отвечает современным техническим и социально-экономическим требованиям к системам инженерного оборудования зданий. Низкая паропроизводительность газобаллонных установок в совокупности с небольшим запасом газа у потребителя исключает применение газообразного топлива на нужды отопления и обусловливает использование на эти цели твердого топлива (уголь, дрова). Это негативно сказывается на экологии населенных пунктов и санитарно-гигиенических условиях жизни населения. Также возникает необходимость часто заменять отработавшие баллоны, что приводит к существенным затратам на их использование. Таким образом, газификация процесса отопления зданий требует обязательного применения резервуарных установок.

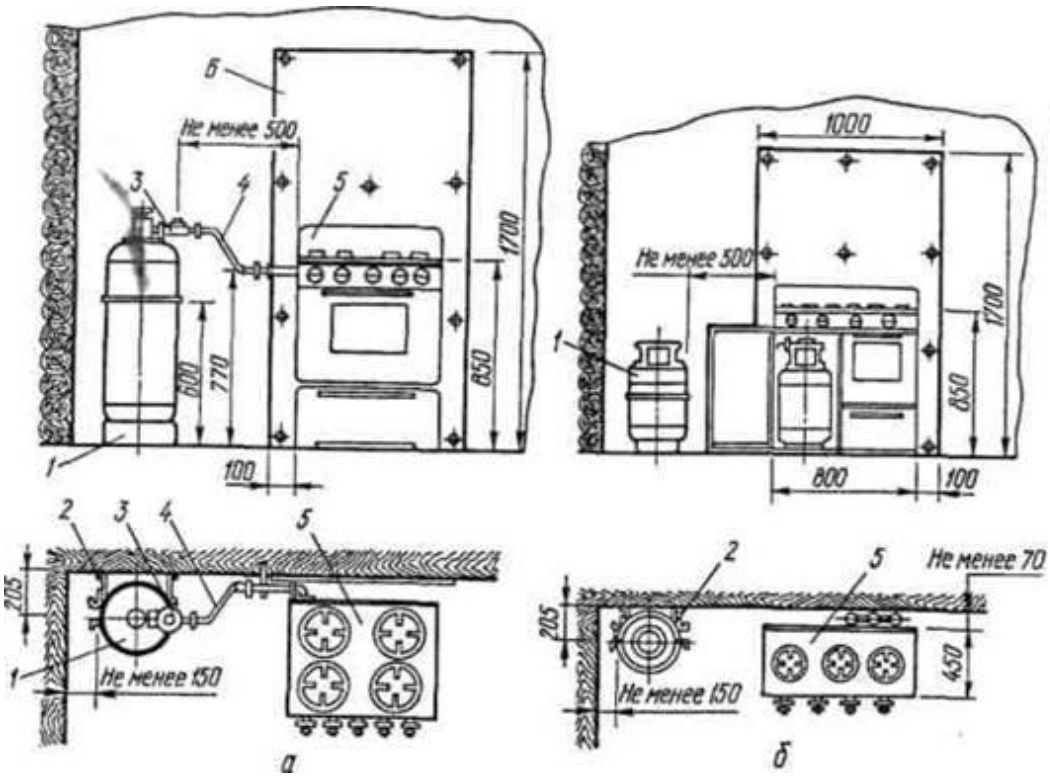


Рис. 1. Схема установки баллонов в помещении кухни: а — одного вместимостью 50 л; б — двух вместимостью по 27 л: 1 — баллон; 2 — крепление баллона; 3 — регулятор давления; 4 — резинотканевый рукав; 5—газовая плита; 6— кровельная сталь по асбесту.

При резервуарном газоснабжении монтируются подземные резервуары вместимостью 2,5 и 5 м^3 с естественным или искусственным испарением, в которые заливают газовую смесь. СУГ транспортируют в автоцистернах, из которых его переливают в резервуарную установку. Автоцистерны и резервуарные установки должны быть оборудованы специальными сливно-наливными устройствами и насосами.

Подземные резервуары размещают на определенном расстоянии от жилых сооружений. Одна установка может обеспечивать газоснабжение нескольких зданий. На одном из резервуаров монтируют газорегуляторный пункт, через который проходят пары газа, далее поступающим по газопроводам к потребителям. После газорегуляторного пункта поддерживается низкое давление газа.

К достоинствам репертуарного газоснабжения можно отнести:

- нет необходимости транспортировать резервуар на газонаполнительную станцию;
- подземный резервуар не занимает места на участке и не портит его внешний вид;
- небольшая продолжительность наполнения резервуара (не более 20-60 мин.);
- автономность системы.

К недостаткам данной системы газоснабжения можно отнести ее относительно высокую стоимость и необходимость выполнения земляных работ.

Баллонные установки и установки с подземными резервуарами выполняют функции не только хранилищ сжиженного газа, но и испарителей (паровых котлов), поскольку жидкие углеводороды испаряются в самих емкостях. Теплота для испарения поступает из окружающего воздуха или из грунта. Такие испарители называются естественными. При естественном испарении из жидкости в больших дозах выделяются легкокипящие фракции. Такое испарение к концу использования установки приводит к накоплению в емкости жидкой фазы тяжелых компонентов. Может оказаться, что оставшиеся тяжелые остатки не обеспечат необходимого давления для работы газовых приборов, и их работа прекратится, несмотря на наличие жидкости в баллоне. Баллоны с тяжелыми остатками сдают в обменные пункты. Тяжелые остатки на газонаполнительной станции сливают в специальные резервуары до наполнения баллонов. Из подземных резервуаров тяжелые остатки так же периодически извлекают. При естественном испарении интенсивный отбор газа из емкости приводит к понижению температуры и давления газа в емкости. Зимой при низких температурах это может привести к нарушению газоснабжения. Для исключения отмеченных выше недостатков применяют специальные испарители для сжиженных газов, в которые для испарения подводят теплоноситель, в качестве которого обычно используют горячую воду. В этом случае происходит искусственное испарение. Из подземных резервуаров в испаритель поступает жидкая фаза, и резервуары выполняют только функцию хранилищ.

В заключении хотелось бы сказать, что выбор того или иного способа газоснабжения зависит, в первую очередь, от целесообразности и возможности применения, а также от потребительских задач. Например, если говорить об использовании газа только для работы газовых плит, то экономичнее и разумнее было бы использовать децентрализованный способ газоснабжения. Но если же речь идет о населенных пунктах, далеко расположенных от ГНС, или же об отоплении здания, то наиболее рациональным было бы применение централизованного способа газоснабжения, поскольку данный метод является более комфортным в эксплуатации и экономичным в долгосрочной перспективе.

Также стоит отметить, что газовые баллоны являются источником повышенной опасности, а резервуары, благодаря наличию встроенного оборудования безопасности, подземному размещению и использованию двухступенчатого регулятора давления с предохранительным сбросным клапаном представляют собой меньшую опасность.

Список литературы

1. Газовые сети и газохранилища : учебное пособие / ТюмГНГУ ; ред. Ю. Д. Земенков. - Тюмень : Вектор Бук, 2004. - 208 с.

2. Газонаполнительные и газораспределительные станции : учебное пособие / ТюмГНГУ ; ред. Ю. Д. Земенков. - Тюмень : Вектор Бук, 2002. - 335с.

3. Курицын, Б. Н. Объективный выбор децентрализованного источника снабжения сжиженным газом / Б. Н. Курицын, Н. Н. Осипова, Е. В. Иванова // Строительная инженерия. – 2006. – № 9. – С. 25–30.

4. Курицын, Б. Н. Системы снабжения сжиженным газом / Б. Н. Курицын. - Саратов : Издательство СПИ, 1988. - 157 с.

5. Осипова, Н. Н. Децентрализованные системы снабжения сжиженным газом от индивидуальных баллонных установок / Н. Н. Осипова, Б. Н. Курицын, Е. В. Иванова // Строительная инженерия. - 2006. - №8. – С. 54-72.

6. Осипова, Н. Н. Оптимальная централизация региональных систем снабжения сжиженным газом при реализации СУГ непосредственно от газонаполнительной станции / Н. Н. Осипова // Научно-технические проблемы совершенствования и развития систем газоэнергоснабжения : межвуз. науч. сб. – Саратов : СГТУ, 2007. – С. 62–71.

7. Сорокина, Н. И. Опыт проектирования резервуарных установок сжиженного углеводородного газа (СУГ) / Н. И. Сорокина // Газ России. - 2008. - С. 46-47.

8. Широков, В. А. Рациональное использование углеводородного топлива / В. А. Широков, Е. Е. Новгородский // Газовая промышленность. – 2001. – № 1. – С. 52–54.

9. Шурайц, А. Л. Сжиженные углеводородные газы: ретроспектива, реалии и перспективы научно-технического прогресса / А. Л. Шурайц, М. С. Недлин, Р. П. Гордеева // Газ России. – 2003. – № 2. – С. 2–3.

10. Рекомендации по проектированию и строительству систем газоснабжения малых и средних городов и населенных пунктов сельской местности. – Саратов : Гипрониигаз, 1985. – 144 с.

11. Техника и технологические процессы при транспорте энергоресурсов: Учебное пособие в 2-х томах. Под общей редакцией Ю.Д. Земенкова. -Тюмень: Издательство «Вектор Бук», 2008 -Т1. -380 с.

УДК 004.032.26

Артеева Т.Е., Цыганенко Н.Д.

Диагностика состояния основного металла труб магистральных трубопроводов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: Использование статистической модели для прогнозирования развития коррозии, зависящей от времени, для нефте- и газопроводов с использование искусственной нейронной сети в качестве альтернативы существующему методу и оценки ее адекватности без применения методов корректировки данных. Разработанная модель даёт прогноз глубины коррозии и длины дефекта, также можно использовать для расчета скорости коррозии и развития коррозии.

Abstract: Using statistical models to predict the development of corrosion, to ensure oil and gas pipelines using artificial neural network methods and to assess its adequacy without using data correction methods. The developed model also makes it possible to use it to calculate the corrosion rate and the development of corrosion.

Ключевые слова: нейросеть, нефтепровод, газопровод, трубопровод, коррозия, прогнозирование.

Keywords: neural network, oil pipeline, gas pipeline, pipeline, corrosion, forecasting.

По трубопроводным сетям ежедневно транспортируют и распределяют огромное количество нефти и газа по всему миру. Трубопроводы считаются самым безопасным способом перекачки нефти и газа из-за их ограниченного количества отказов. Однако трубопроводы подвержены износу и коррозии. Поэтому важно, чтобы диагностика трубопроводов была максимально достоверной для оптимизации их работы и снижения рисков. В последнее время было разработано множество моделей для прогнозирования эксплуатационного состояния трубопровода. Тем не менее, большинство этих моделей использовали только характеристики коррозии для оценки состояния трубопроводов. В этой статье представлена разработка моделей, которые оценивают и прогнозируют состояние нефте- и газопроводов на основе нескольких факторов, помимо коррозии. Модели были разработаны с использованием метода искусственной нейронной сети. Модели смогли успешно предсказать условия трубопровода со средним процентным значением достоверности выше 97% применительно к набору данных проверки.

Согласно отчету об отказе трубопроводов, одной из главных причин разрушения в нефте- и газопроводов является коррозия. Коррозия, другими словами, это потеря металла вследствие химического или электрохимического процесса [1]. Подобно другим факторам из-за которых происходит разрушение трубопровода, коррозия также может вызвать утечку нефти и газа, а также разрыв трубопровода. Это может произойти с любой из внутренних или внешних поверхностей трубопровода, материалов основания, сварных швов и других зон. Коррозия, вызванная ухудшением окружающей среды (включая сульфаты, кислоту и ультрафиолетовое излучение), также может появляться на не стальных трубопроводах, даже если они обладают хорошими антикоррозионными свойствами.

Недавнее исследование показало, что около 36% отказов в морских трубопроводах были связаны с (локальной) коррозией в сварных швах. Известно, что наиболее серьезной формой является точечная коррозия, и что она хуже для зоны термического влияния (ЗТВ), чем для зоны сварки или основного металла. Это связано с характером его образования в процессе сварки, когда между металлом сварного шва и основным металлом наблюдается значительный кратковременный температурный градиент, за которым следует быстрое охлаждение [2].

В настоящее время можно найти несколько моделей, используемых для прогнозирования развития коррозии. Эти модели основаны главным образом на лабораторных данных, а в некоторых случаях подтверждаются полевыми экспериментами. Их можно классифицировать как механические модели, полуэмпирические модели или эмпирические модели. В последние несколько лет растет интерес к моделированию ANN различных условий и сред эксплуатации. Модели ANN были разработаны для прогнозирования различных кор-

реляций и явлений в сталях, алюминиевых сплавах и титановых сплавах. Однако немногие нейронные сети были применены к анализу неоднородных условий, таких как те, которые связаны со скоростями коррозии в сварных трубопроводах. Это связано с тем, что подобное моделирование усложняется из-за металлургического изменения сварной области, включая металл сварного шва, зону термического влияния и основной материал. Нейронные сети могут изучать как статические, так и динамические свойства автономно, основываясь на исторических измерениях, а затем действовать таким образом, чтобы в неизвестных условиях окружающей среды было получено лучшее решение. В настоящем исследовании предлагается недетерминированная модель искусственного интеллекта, цель которой состоит в том, чтобы более точно прогнозировать возникновение коррозии в секции ЗТВ, которая наиболее подвержена риску коррозии.

Была проведена серия экспериментов для определения плотности тока ЗТВ сварных морских трубопроводов. В экспериментах использовался цилиндрический рабочий электрод, изготовленный из стали 20Х25Н20С2. Эксперимент проводился в стеклянной ячейке с использованием каломельного электрода в качестве электрода сравнения. Электрод сравнения представлял собой платиновую проволоку. Все испытания были проведены при трех различных температурах, 25, 50 и 70 °C, под давлением 0,1 МПа. Температура ячейки контролировалась с помощью горячей пластины с обратной связью с термопарой. Чтобы удалить кислород из тестируемого раствора, газообразный CO2 барботировали в тестируемый раствор в течение 30 минут до испытания. Плотность тока была получена в статических и динамических условиях (турбулентный поток) с использованием вращающегося цилиндрического электрода с ингибитором и без ингибитора. В динамических условиях использовался диапазон скорости вращения от 1000 до 5000 об / мин.

Целью исследования было прогнозирование скорости коррозии с использованием ANN-моделирования. Данные, использованные для разработки модели на этапах обучения и тестирования, были собраны из [3, с. 48]. Модели ANN создают корреляцию между входом и выходом цели с помощью скрытых нейронов в скрытых слоях. Всего было доступно 42 набора данных, которые были случайным образом разделены на 30 обучающих и 12 тестовых наборов. Семью входными параметрами, рассмотренными в настоящей работе, были температура, ингибитор, скорость, скорость потока, число Рейнольдса, массовое напряжение сдвига и число Шервуда, а на выходе была скорость коррозии. Наборы данных и их описательная статистика приведены в таблицах 2 и 3 соответственно. Для разработки модели были использованы нейронные сети с обратным распространением. Была получена среднеквадратичная ошибка 0,000036 и средняя ошибка 0,028848 после 15000 итераций. Архитектура состояла из 2 скрытых слоев, каждый из которых состоял из 6 скрытых нейронов (7-6-6-1), скорость обучения 0,3 и срок импульса 0,6.

Таблица 1.

Экспериментальные результаты и результаты моделирования коррозии, смоделированные искусственной нейронной сетью.

№	Температура	Ингибитор	Скорость	Скорость потока	Re	Напр. сдвига	Sherwood	CR	Trainest
1.	20	0	0	0	0	0	0	0.644017	Train
2.	20	0	500	0.52	9950	1.40	464	0.802894	Train
3.	20	0	1000	1.05	2000	4.55	753	0.858647	Train
4.	20	0	2000	2.09	4010	14.8	122	0.996315	Test
5.	20	0	3000	3.14	6010	29.5	162	1.216025	Train
6.	20	0	4000	4.19	8020	48.0	198	1.425702	Test
7.	20	0	5000	5.24	1000	70.2	233	1.579880	Train
8.	50	0	0	0	0	0	0	1.745996	Train
9.	50	0	500	0.52	9950	1.40	464	1.932178	Test
10.	50	0	1000	1.05	2000	4.55	753	2.140585	Train
11.	50	0	2000	2.09	4010	14.8	122	2.122805	Train
12.	50	0	3000	3.14	6010	29.5	162	2.353564	Test
13.	50	0	4000	4.19	8020	48.0	198	0.306066	Train
14.	50	0	5000	5.24	1000	70.2	233	2.339975	Train
15.	50	0	0	0	0	0	0	1.019048	Test
16.	70	0	500	0.52	9950	1.40	464	1.131951	Train
17.	70	0	1000	1.05	2000	4.55	753	1.114044	Train
18.	70	0	2000	2.09	4010	14.8	122	1.009777	Test
19.	70	0	3000	3.14	6010	29.5	162	0.910336	Train
20.	70	0	4000	4.19	8020	48.0	198	1.157859	Train
21.	70	0	5000	5.24	1000	70.2	233	1.712214	Train
22.	20	1	0	0	0	0	0	0.006731	Test
23.	20	1	500	0.52	9950	1.40	464	0.008255	Train
24.	20	1	1000	1.05	2000	4.55	753	0.011938	Train
25.	20	1	2000	2.09	4010	14.8	122	0.012954	Train
26.	20	1	3000	3.14	6010	29.5	162	0.011938	Train
27.	20	1	4000	4.19	8020	48.0	198	0.012065	Test
28.	20	1	5000	5.24	1000	70.2	233	0.017272	Train
29.	50	1	0	0	0	0	0	0.042672	Train
30.	50	1	500	0.52	9950	1.40	464	0.034925	Test
31.	50	1	1000	1.05	2000	4.55	753	0.093599	Train
32.	50	1	2000	2.09	4010	14.8	122	0.116332	Train
33.	50	1	3000	3.14	6010	29.5	162	0.126492	Train
34.	50	1	4000	4.19	8020	48.0	198	0.119771	Test
35.	50	1	5000	5.24	1000	70.2	233	0.189484	Train
36.	70	1	0	0	0	0	0	0.112141	Train
37.	70	1	500	0.52	9950	1.40	464	0.083693	Test
38.	70	1	1000	1.05	2000	4.55	753	0.060198	Train
39.	70	1	2000	2.09	4010	14.8	122	0.062357	Train
40.	70	1	3000	3.14	6010	29.5	162	0.194691	Test
41.	70	1	4000	4.19	8020	48.0	198	0.158877	Train
42.	70	1	5000	5.24	1000	70.2	233	0.138938	Train

Таблица 2.

Описательная статистика данных, используемых для моделирования

Ввод/вывод	Min	Max	Mean	SD
Температура	20	70	46.6700	35.36000
Ингибитор	0	1	0.50000	0.710000
Скорость	0	5000	2214.28	3535.530
Скорость пото-	0	5.24	2.32000	3.710000
Re	0	100000	44335.7	70710.68
Напр. сдвига	0	70.2	24.0600	49.64000
Sherwood	0	2330	1195.30	1647.560
Уровень корро-	0.006731	2.353564	0.76980	0.360000

Изменение экспериментальных и численных значений плотности тока для 3,5% раствора NaCl с добавлением и без добавления ингибиторов при разных температурах приведено на рис. 1 и 2 соответственно. Известно, что после определения поляризационного сопротивления вычисление плотности тока требует знания констант Тафеля, и эти константы могут быть определены из экспериментальных поляризационных кривых. Однако, когда результаты показывают значения сопротивления поляризации в пределах одного и того же порядка, необходимо использовать более точные значения. Поэтому значения плотности тока были получены из измерений сопротивления поляризации с использованием формулы Штерна-Гири. Входными параметрами были: плотность = 7,8 г/см3; Постоянные Тафеля, ba = bc = 60 мВ/декада; Эквивалентный вес, 28 грамм; Скорость сканирования = 166 мкВ/с, что соответствует 10 мВ/мин; Сдвиг потенциалов, -10 мВ, +10 мВ и B = 13 мВ:

$$I = \frac{babc}{2{,}3R_p(Ba+Bc)} = \frac{B}{R_p} \quad (1)$$

Было ясно, что смоделированные результаты согласуются с результатами экспериментов. Повышение температуры и скорости вращения привело к увеличению плотности тока с 99,22 мА/см^2 до 147,24 мА/см^2 при 25 °C, с 166,5 мА/см^2 до 201,891 мА/см^2 при 50 °C и с 166,5 мА/см^2 до 201,896 мА/см^2 при 70 °C, в отсутствие ингибиторов. В статических условиях при визуальном осмотре было установлено, что на поверхности металла образовалась темно-серая пленка. Однако, когда скорость вращения увеличилась, было отмечено, что при всех температурах плотность тока линейно возрастала. В результате пленка имела открытую пористую структуру, что объясняет, почему она обеспечивала небольшую защиту от коррозии. Еще одно наблюдение состояло в том, что при 70 °C защита зон термического влияния была выше, чем при других температурах при той же скорости вращения, что указывало на то, что при формировании пленок такого типа их стабильность и защитные свойства увеличиваются с температурой, особенно для температур выше 60 °C.

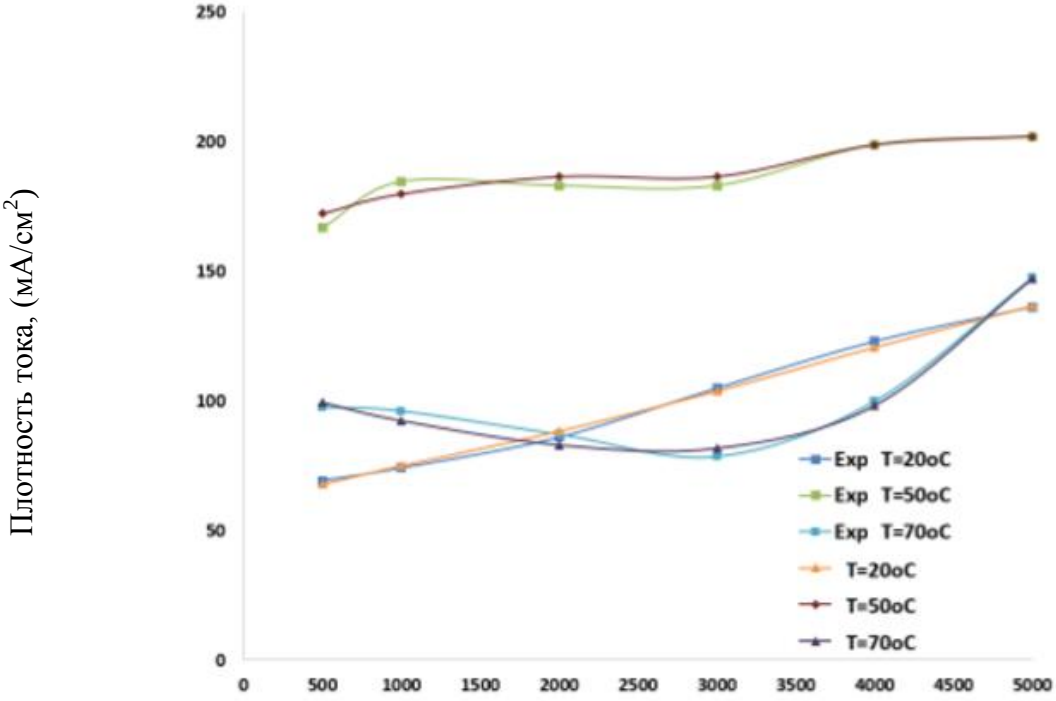


Рис.1. Влияние температуры и скорости вращения на значения плотности тока в неограниченных условиях

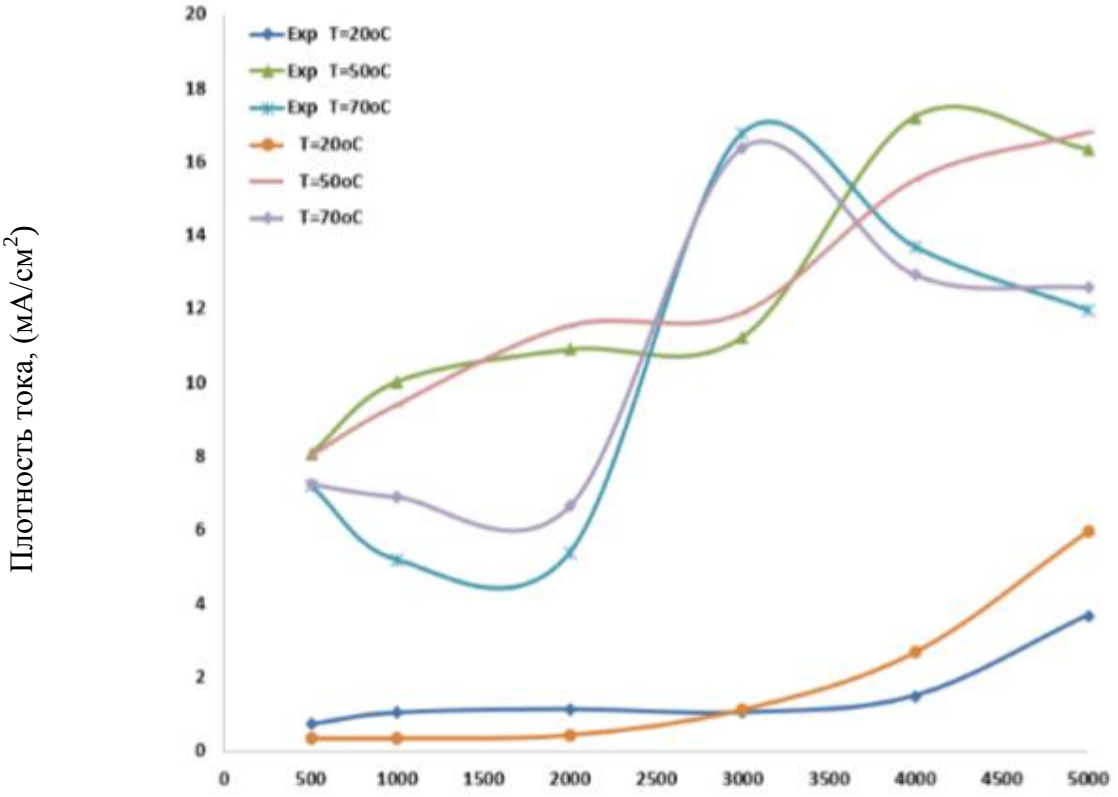


Рис.2. Влияние температуры и скорости вращения на значения плотности тока в ограниченных условиях

Плотность потока измерялась при различных температурах и при разных скоростях в присутствии ингибитора коррозии. Тем не менее, плотность тока была значительно ниже, чем в реальных условиях. В условиях текучести ингибиторы лучше прикрепляются к поверхности стенки, обеспечивая хорошую защиту от коррозии, особенно при комнатной температуре. Однако при 50 и 70 °C, особенно при 5000 об / мин, было отмечено увеличение плотности потока, и это связано с частичным удалением пленки ингибитора, образованной на поверхности металла.

Было обнаружено, что ингибитор оставался на металлической поверхности в течение нескольких часов, но по мере увеличения скорости вращения он отрывался от поверхности, оставляя активные участки, увеличивая восприимчивость к локальным типам коррозии. Существовала незначительная разница в кривых плотности тока при разных скоростях вращения. Как только скорость вращения увеличилась, значение коррозии немного увеличилось, достигнув наивысшего значения при 3000 об/мин, но оно снова уменьшилось с дальнейшим увеличением скорости вращения до 5000 об/мин.

Была разработана нейронная сеть для прогнозирования развития коррозии в трубопроводах из углеродистой стали X65. Различные агрессивные температуры и скорости вращения принимаются во внимание как для лабораторных, так и для реальных условий. Полученные данные показали довольно высокое соответствие результатов моделирования и экспериментальных данных и, также было подтверждено, что это эффективный подход для прогнозирования развития коррозии в трубопроводе.

Анализ чувствительности был выполнен на обученной модели, проверяющей прогнозы при изменении температуры с/без ингибитора при разных скоростях. В присутствии ингибитора с увеличением скорости и температуры скорость коррозии увеличивается до 65 °C. Без ингибитора самая высокая скорость коррозии наблюдалась при температуре около 50 °C на всех скоростях. Прогнозы без ингибитора показали более высокие скорости коррозии, чем с ингибитором при всех температурах и скоростях. Это хорошо согласуется с практическим наблюдением. Эксперименты проводились при 20, 50 и 70 °C и на скоростях 500, 1000, 2000, 3000, 4000 и 5000 об/мин. Модель также может прогнозировать при промежуточных значениях температуры (30, 35, 45 и т. д.) И при различных значениях скорости (1250, 1500, 2500 и т. д.), Что будет актуально для поиска оптимальных условий при более низких значениях скорости развития коррозии. Результат показал, что все данные были успешно смоделированы. Одной из отличительных характеристик искусственной нейронной сети является ее адаптивность, которая требует уникального информационного потока, как показано на рисунке 3.

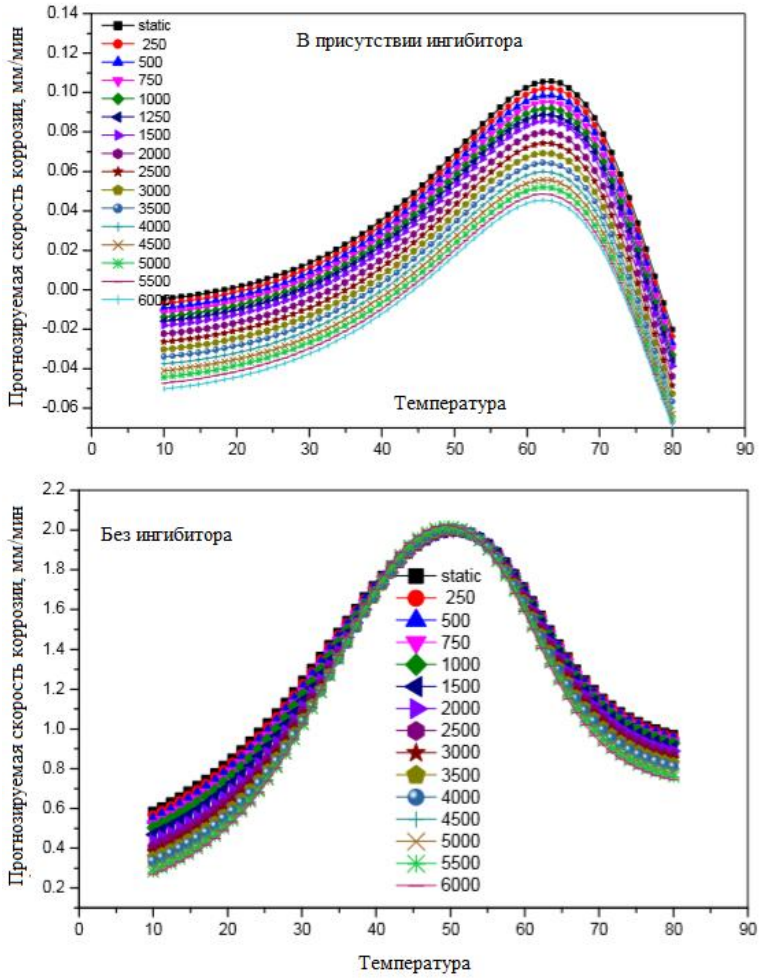


Рис. 3. Прогнозируемая скорость коррозии в зависимости от температуры при различных скоростях вращения

В неограниченных условиях стало ясно, что как повышение температуры, так и скорости вращения приводили к увеличению плотности тока. Кроме того, плотности тока были значительно ниже, и это можно объяснить действием ингибитора, который, по-видимому, лучше прикрепляется к зонам термического воздействия, обеспечивая хорошую защиту от коррозии, особенно при стандартных условиях. В агрессивных условиях, при высокой температуре и высокой скорости вращения, равной 5000 об/мин, было отмечено увеличение плотности тока, и это, как полагают, связано с частичным удалением пленки ингибитора, образованной на зонах термического воздействия.

Список литературы

1. Коррозия и защита металлов. Часть 1. Химическая коррозия металлов: учебное пособие / Н. А. Азаренков [и др.]. – Харьков : ХНУ, 2007. - 187 с.

2. Коррозия и защита металлов: учебное пособие / А. В. Сенин, Ю. Н. Тепляков. – Челябинск : Издательский центр ЮУрГУ, 2013. – 28 с.

3. Сравнение скорости коррозии углеродистой стали в различных условиях [Текст] / О. П. Мансуров [и др.] // Молодой ученый. – 2016. – №5. – С. 47-50.

УДК 622.692.43.004

Бешерян З.А.

Исследование напряженно-деформированного состояния и моделирование работы надземных трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Аннотация: Основными факторами обеспечения надежности трубопроводных систем являются: оптимальные конструктивные решения, обоснованные расчетные методики и рациональные схемы монтажа. Данная работа посвящена первым двум факторам. Основная цель исследования: научное обоснование программного метода расчета надземных трубопроводов и определение оптимальных конструктивных решений при их строительстве на многолетнемерзлых грунтах.

Abstract: The main factors for ensuring the reliability of pipeline systems are optimal design solutions, reasonable calculation methods and rational installation schemes. This work is devoted to the first two factors. The purpose of the study: scientific substantiation of the program calculation method of overhead pipelines and determination of optimal design solutions at their construction on permafrost soils.

Ключевые слова: надземные трубопроводы, деформативность и напряженное состояние, конечно-элементный анализ, оптимальные конструктивные решения, многолетнемерзлые грунты.

Key words: overhead pipelines, deformation and stress condition, finite element analysis, optimal design solutions, permafrost soils.

На сегодняшний день надземная прокладка трубопроводов на опорах приобретает особую актуальность в связи с тем, что развитие топливно-энергетического комплекса России обуславливает необходимость сооружения трубопроводов в районах распространения многолетнемерзлых грунтов (ММГ) на арктических и приарктических широтах. В отличие от традиционной подземной прокладки в обычных условиях, строительство трубопроводов на участках со сложными мерзлотно-грунтовыми и климатическими условиями обуславливает принятие новых технических и конструктивных решений, которые обеспечат высокий уровень надежности системы и будут удовлетворять требованиям экологической безопасности.

Для определения оптимальных конструктивных решений при надземной прокладке трубопроводов в районах распространения ММГ, в рамках данного исследования, были приняты следующие критерии оптимальности: высокая компенсационная способность, трудоемкость, экологичность, надежность и экономичность.

Главная особенность надземной прокладки на опорах – это необходимость компенсации деформаций трубопроводов, вызванных температурными колебаниями и внутренним давлением продукта. Для этой цели применялись различные системы прокладки, схемы которых представлены на рисунке 1 [4].

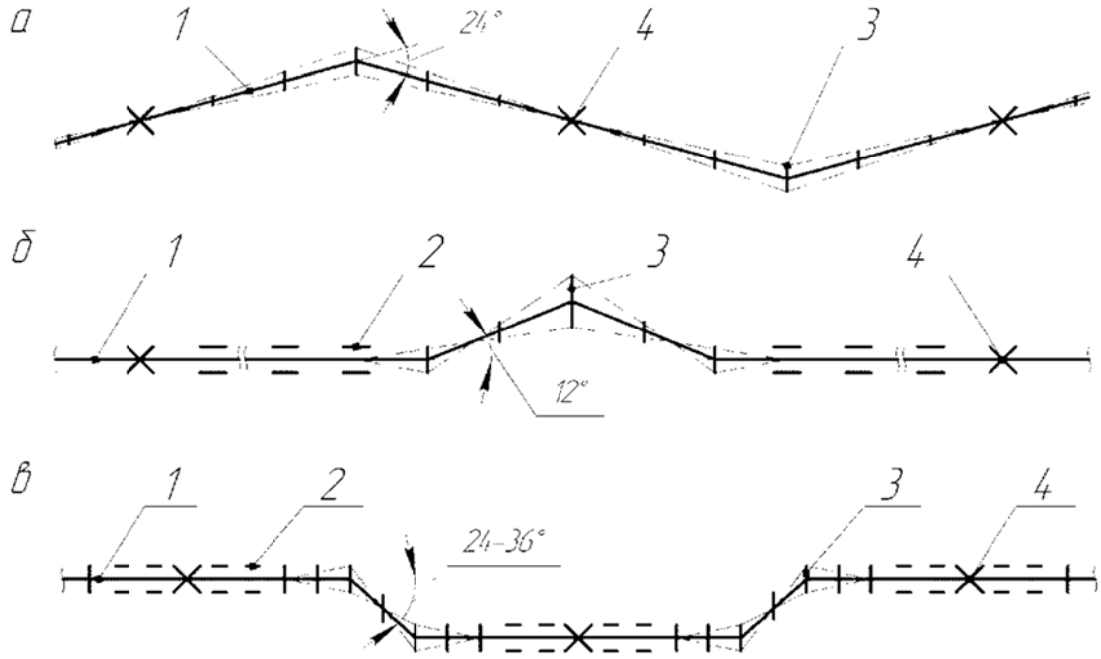


Рис. 1. Системы надземной прокладки линейной части трубопроводов: а) зигзагообразная прокладка трубопроводов в виде «змейки»; б) прямолинейная прокладка трубопроводов с изогнутыми участками; в) параллельная прокладка трубопроводов; 1 – трубопровод; 2 – промежуточная продольно-подвижная опора; 3 – промежуточная свободно-подвижная опора; 4 – неподвижная (анкерная) опора

Но опыт строительства в сложных климатических и геологических условиях показал, что прямолинейная прокладка с изогнутыми участками для самокомпенсации деформаций (рис.1, б) по сравнению с другими системами обладает большей надежностью, экономичностью и полностью удовлетворяет требованиям экологической безопасности при эксплуатации трубопроводов [1, 3, 5]. Однако действительные условия работы таких систем до последнего времени недостаточно изучены.

В рамках данной работы выполнен комплексный анализ экспериментальных исследований деформативности надземных трубопроводов от раздельного и совместного действия внутреннего давления, изменения температуры и давления ветрового потока при различных коэффициентах трения на опорах [3]. Также рассмотрены результаты экспериментов и натурных наблюдений, проведенных на реальных трубопроводах в условиях трассы [1, 5].

По анализу экспериментальных исследований на уменьшенных моделях и натурным наблюдениям на действующих трубопроводах можно сделать вы-

вод, что при расчетах на этапе проектирования необходимо учитывать силу трения на опорах, поскольку напряжённое состояние без учета трения будет уже другим. Однако их учет значительно осложняет традиционный инженерный расчет. Необходимо использовать программный метод расчета.

Поэтому с целью научного обоснования программного метода расчета надземных трубопроводов и определения оптимальных конструктивных решений при их строительстве на ММГ выполняется исследование деформативности и напряженного состояния надземных трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах посредством моделирования работы типового участка надземной прокладки в универсальной программной системе конечно-элементного анализа – ANSYS (R 17.1), которая позволяет создать расчетную модель с учетом: реальной геометрии конструкции, материалов с определенными характеристиками, действующих сил, нагрузок и воздействий на моделируемый объект. Также, в отличие от экспериментальных исследований на уменьшенных моделях и натурных наблюдений на реальных трубопроводах в условиях трассы, создание математической модели «реального» трубопровода позволяет свободно варьировать геометрические параметры системы (расстоянием между неподвижными опорами по прямой, длиной и формой компенсационного участка, углом между прямой, соединяющей прямолинейные участки, и наклоном ветви компенсационного участка) и учитывать трение на опорах при различных условиях нагружения.

На данном этапе продолжается исследование и сравнительный анализ деформативности и напряженного состояния систем прямолинейной прокладки при различной форме компенсаторов (треугольной, трапециевидной и П-образной, см. рисунок 2), а также анализ сложных участков трассы.

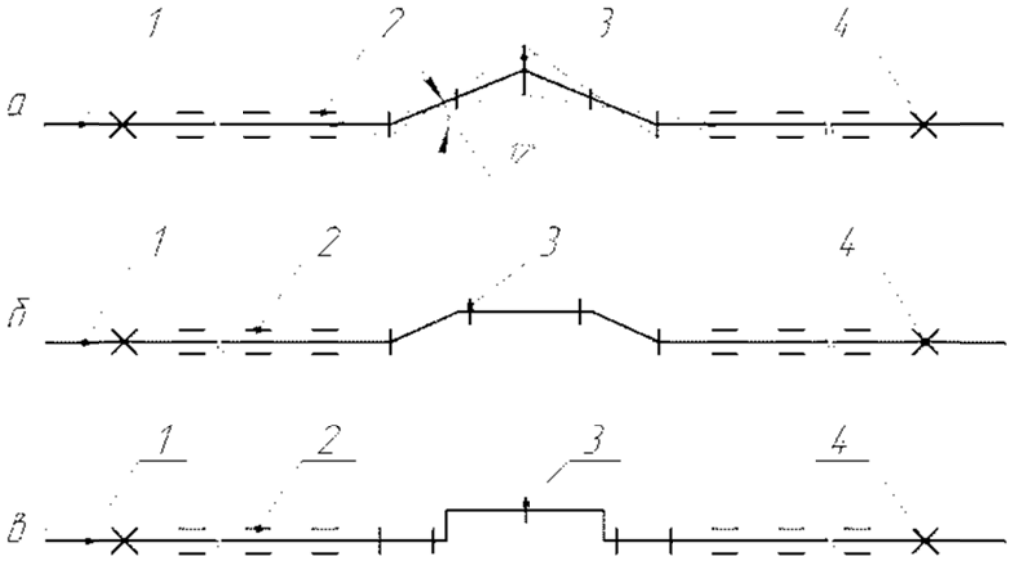


Рис. 2. Схема прямолинейной прокладки трубопроводов с изогнутыми участками: а) треугольной, б) трапециевидной, в) П-образной;
1 – трубопровод; 2 – промежуточная продольно-подвижная опора; 3 – промежуточная свободно-подвижная опора; 4 – неподвижная (анкерная) опора

Однако представленные в работе зависимости поперечных перемещений и максимальных напряжений от геометрических параметров системы и коэффициента трения на опорах представляют определенную научную новизну, а сформулированные в работе выводы представляют практический интерес.

Перспективы дальнейшего исследования по данной теме: определение оптимальных конструктивных решений, совершенствование расчетной методики и разработка программы по расчету надземных трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах с учетом принятых новых технических и конструктивных решений [2].

Список литературы

1. Дерцакян, А. К. Строительство трубопроводов на болотах и многолетнемерзлых грунтах / А. К. Дерцакян, Н. П. Васильев. – Москва : Недра, 1978. – 167 с.

2. Основные технические решения по конструкции опор трубопроводов для участков надземной прокладки трубопроводной системы «Заполярье – НПС «Пурпе» / Ю. В. Лисин [и др.] // Трубопроводный транспорт (теория и практика). – 2013. – №6 (40). – С. 4-7.

3. Петров, И. П. Надземная прокладка трубопроводов / И. П. Петров, В. В. Спиридонов. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Недра, 1973. − 472 с.

4. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов: учеб. пособие для вузов / Л. И. Быков [и др.]. – Санкт-Петербург : Недра, 2011. – 748 с.

5. Харионовский, В. В. Повышение прочности газопроводов в сложных условиях / В. В. Харионовский. – Санкт-Петербург : Недра, 1990. – 180 с.

УДК 332.81-032.31(571.13)

Бокарев Д.А., Квасов Н.Н.

Технология принятия нестандартных управленческих решений, и ее реализация на примере газификации жилищного фонда Омской области

Омский государственный технический университет, г. Омск

Аннотация: в статье обсуждается проблема повышения эффективности управления газификацией жилищного фонда Омской области. Ее актуальность подтверждается тем, что при росте результатов газификации отмечается возрастание доли нестандартных управленческих решений при недостаточной разработанности технологических схем по их принятию.

Abstract: the article discusses the problem of improving the efficiency of gas management of the housing stock of the Omsk Region. Its relevance is confirmed by the fact that with an increase in the results of gasification, there is an increase in the share of non-standard managerial decisions with insufficient elaboration of technological schemes for their adoption.

Ключевые слова: природный газ, газификация, жилищный фонд, управление.
Keywords: natural gas, gasification, housing stock, management.

Одной из основных задач Министерства строительства и жилищно-коммунального комплекса Омской области (далее – Министерство) и отдела газификации в составе Министерства является планирование, своевременное и полное выполнение мероприятий газораспределительных организаций по газификации жилищного фонда в рамках полномочий по реализации региональной программы газификации [1, 2, 3, 4].

Рис.1. Управление газификацией, как процесс и результат достижения требуемого результата

Вполне очевидно, что целенаправленное и планомерное управление газификацией с целью достижения заданного результата предполагает принятия как стандартных, так и нестандартных управленческих решений.

Практика свидетельствует, что доля нестандартных управленческих решений постоянно возрастает и в настоящее время достигает 60-65% от общего количества всех решений из-за постоянного возникновения новых или сложных производственных ситуаций. При этом для принятия безошибочного решения недостаточно использования только стандартных правил, необходимо еще дополнительно организовать сбор, обработку и анализ информации о производственных ситуациях. В этих условиях именно выполняемые исследования по соответствующей схеме и обуславливают возможность принятия безошибочного управленческого решения.

Постановка задачи.

Выполненные в 2015, 2016 и 2017 гг. исследования в области газификации жилищного фонда Омской области свидетельствуют, что 60-65% всех управленческих решений приходится на новые или сложные производственные ситуации. Решения по ним принимались, как правило, на основе использования стандартных правил, изложенных в законах, нормативах, стандартах и др. действующих документов, что в ряде случаев было недостаточным.

Известно, что в зависимости от производственной ситуации, в которой принимаются управленческие решения, они подразделяются на стандартные и нестандартные.

Стандартные управленческие решения принимаются по часто повторяющимся производственным ситуациям. Они содержаться в законах, стандартах, правилах, нормативах и др. действующих документах; при их принятии используется опыт специалистов. Решения по ним принимается, как правило, по следующей схеме: выявление производственной ситуации – ее идентификация с одной из стандартных – принятие решения по стандартным правилам.

Знание и использование стандартных правил для принятия управленческих решений свидетельствует о высокой квалификации инженерно-управленческого персонала. Так как создаются условия для принятия безошибочных стандартных управленческих решений.

Однако часто возникают новые или сложные производственные ситуации, которые отличаются от часто повторяющихся. Для принятия по ним решений требуется не только знания законов, стандартов и т.п., но и выполнить исследования состояния производственной ситуации. Решения, которые принимаются по результатам выполненного исследования, принято называть нестандартными управленческими решениями.

Нестандартные управленческие решения в ряде случаев могут приниматься по следующей технологической схеме*:* сбор и обработка информации о состоянии производственной ситуации – анализ информации; разработка вариантов решений и выбор целесообразного – разработка плана реализации принятого решения и его доведение до исполнителя – контроль за реализацией принятого решения.

Однако практика показывает, что в ряде случаев нестандартные управленческие решения принимаются по стандартным правилам, что вызывает необходимость в дальнейшем их корректировки. Такое состояние можно объяснить наличием ряда объективно складывающихся несоответствий. Одним из таких несоответствий является с одной стороны возрастающая потребность субъектов (руководителей) к получению информации о результатах газификации, а с другой стороны недостаточная разработанность технологических схем принятия нестандартных управленческих решений.

Сбор информации о процессе и результатах газификации, ее обработка.

Следует отметить, что в настоящее время отличительной особенностью газификации жилищного фонда Омской области является ее инновационность. При этом инновационность газификации жилищного фонда Омской области означает внедрение не всякой технологии, а только такой, которая повышает ее эффективность. Иными словами, разработка и внедрение усовершенствованных (или новых) технологических схем по принятию нестандартных управленческих решений (что является инновационностью) становятся неотделимым элементом (частью) газификации жилищного фонда Омской области.

Выявленное несоответствие позволило сформулировать проблему в области управления газификацией жилищного фонда Омской области. Она заключается в обеспечении гарантированного и бесперебойного газоснабжения населения Омской области путем своевременного принятия нестандартных управленческих решений по выполнению региональной программы газификации.

Разрешение указанной проблемы по управлению газификацией жилищно-коммунального фонда Омской области во многом зависит от технологических схем принятия нестандартных управленческих решений. Важнейшие их положения разработаны и научно обоснованы в работах А.А. Ионина, Н.А. Новопашина и многих других [5, 6].

Высоко оценивая полученные в вышеназванных работах результаты, необходимо отметить, что в них не достаточно полно излагаются технологии принятия нестандартных управленческих решений применительно к области газификации.

С учетом всего сказанного цель исследования заключается в разработке технологической схемы принятия нестандартных управленческих решений применительно к газификации жилищного фонда Омской области.

Результаты и обсуждение.

Если управление газификацией жилищного фонда Омской области рассматривать как систему, то она представляет собой организационно-техническое объединение органов повседневного управления газификацией (отдела газификации Министерства), газораспределительных организаций, поставщиков природного газа и администраций муниципальных районов с целью обмена информации о процессе и результатов газификации и своевременной разработки нестандартных управленческих решений в режиме реального времени.

Вполне очевидно, что обмен информацией между участниками, входящими в систему управления газификацией, возможен при условии непрерывного отслеживания ими процесса и результатов газификации, который возможно осуществить посредством управленческого мониторинга.

Считается, что под «мониторингом» в широком смысле понимается непрерывное слежение за состоянием производства (среды) с целью предупреждения нежелательных отклонений по важнейшим показателям.

Следовательно, под управленческим мониторингом следует понимать оперативный сбор и обработку информации с помощью современных технических информационных средств (СТИС) о процессе и результатах газификации муниципальных районов и разработка управленческих решений, обеспечивающих своевременную реализацию мероприятий региональной программы газификации и их доведение до непосредственных исполнителей.

Учитывая вышеизложенное, следует отметить, что для целенаправленной и планомерной деятельности по реализации программы газифика-

ции жилищного фонда необходимо системное объединение кадровых, информационных и производственных ресурсов.

Такое объединение ресурсов может быть реализовано через региональную систему управления газификацией жилищного фонда Омской области (рис. 1.2).

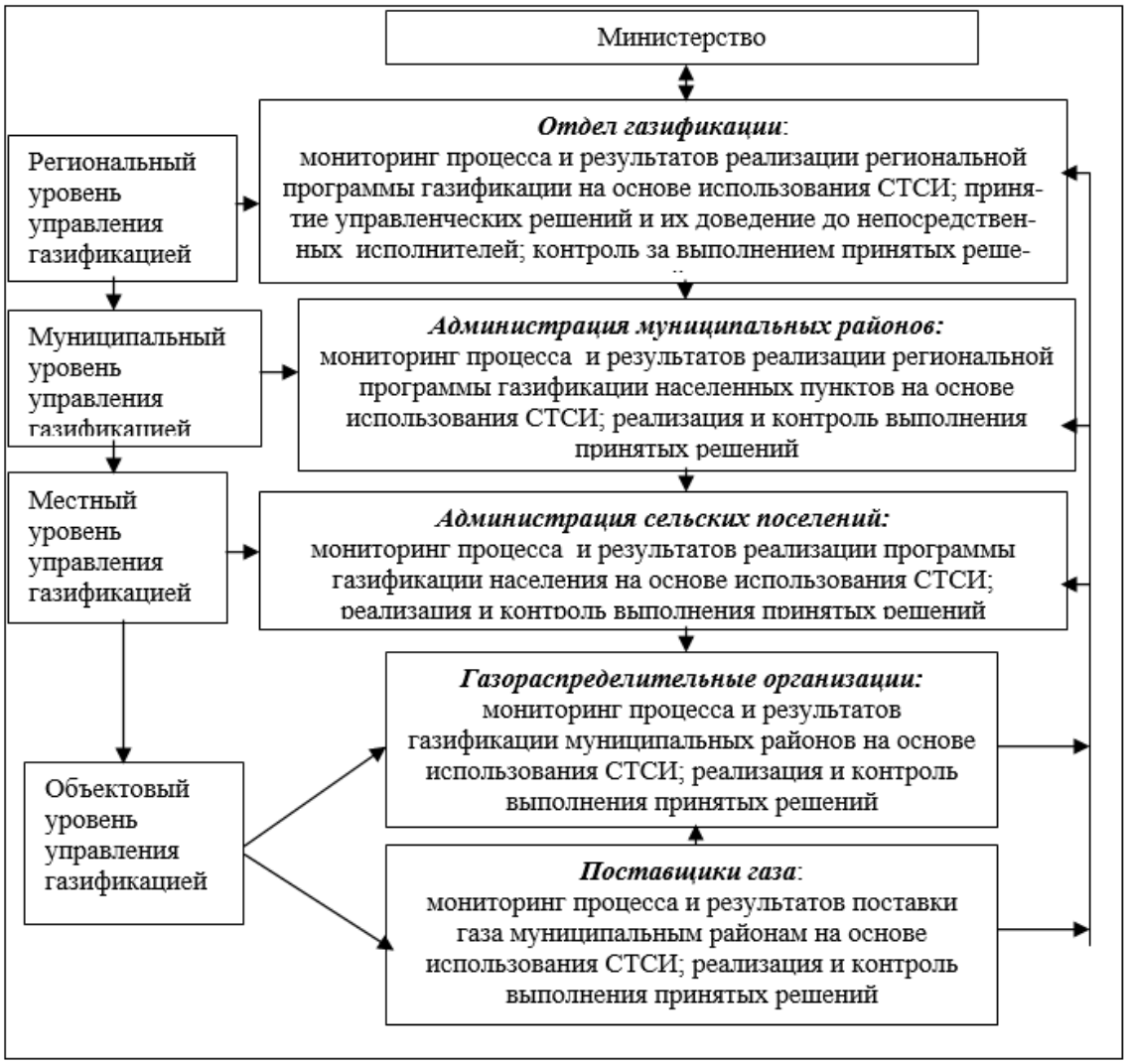


Рис. 2. Типовая региональная система управления газификацией жилищного фонда

Основной целью региональной системы управления газификацией жилищного фонда - объединение усилий региональных, муниципальных органов местного самоуправления, а также организаций, в полномочиях которых входят задачи по реализации региональной программы газификации, в заданные сроки.

Выполненный анализ структуры региональной системы управления газификацией жилищного фонда позволил определить основное ее предназначение.

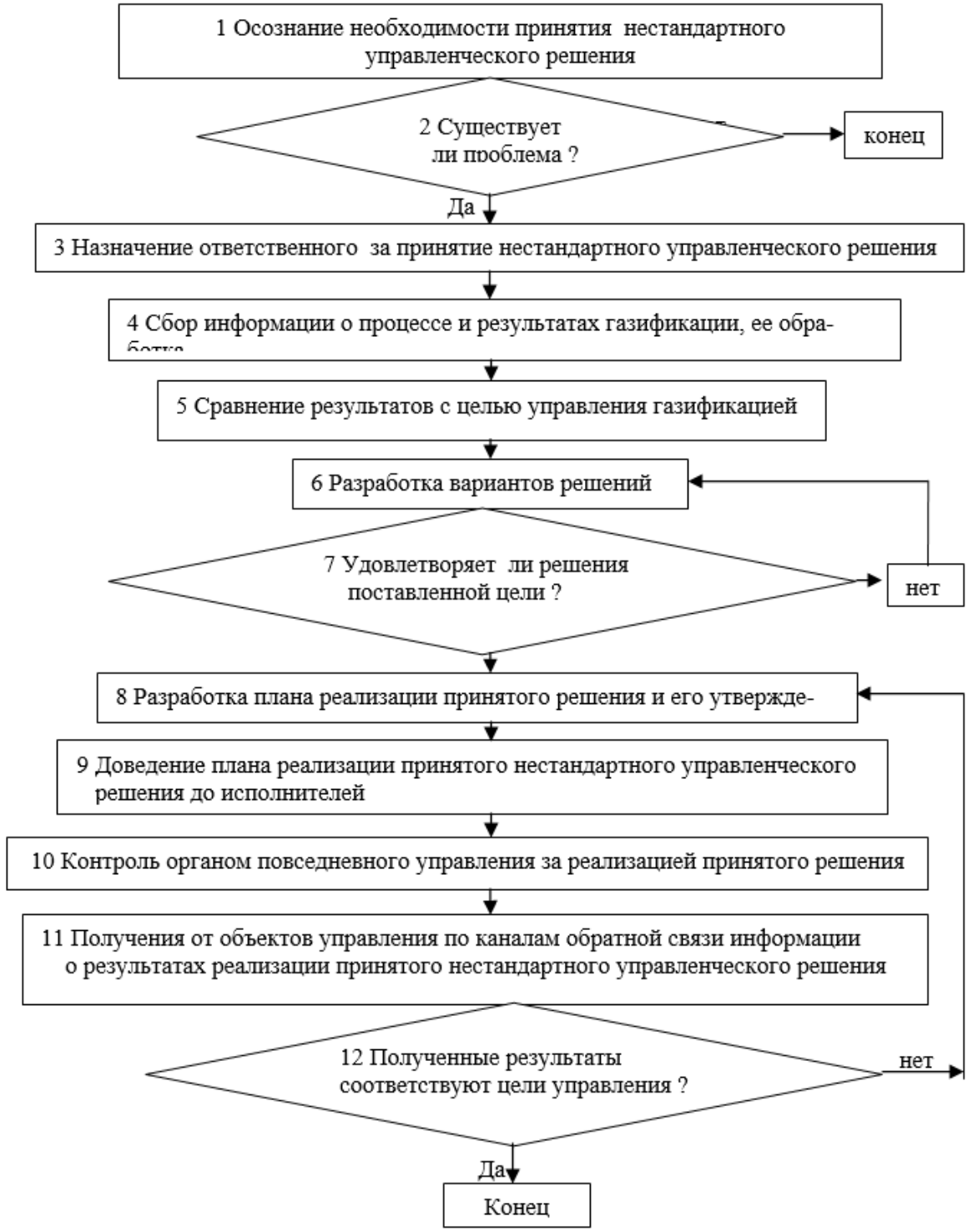


Рис. 3. Технологическая схема принятия нестандартных управленческих решений по газификации жилищного фонда Омской области

Система управления газификацией жилищного фонда предназначена:

- для обеспечения органов управления Министерства информацией по каналам обратной связи о промежуточных и конечных результатах реализации региональной программы газификации;

- для переработки информации, полученной по каналам обратной связи, выработки управляющих решений в соответствии с целью управления газификацией;

- для оперативного доведения управленческих решений (стандартных и нестандартных) до объектов управления и контроль за их реализацией;

- для получения от объекта управления отклика (реакции) по каналам обратной связи в виде новой порции информации об изменении состояния газификации жилищного фонда.

Соответственно, основными задачами системы управления газификацией жилищного фонда являются - переработка органом повседневного управления (отделом газификации) информации, полученной по каналам обратной связи; принятие, как правило, нестандартных управленческих решений, обеспечивающих своевременную реализацию региональной программы газификации непосредственными исполнителями.

Как видно, принятие нестандартных управленческих решений органом повседневного управления (отделом газификации) – это одна из задач, которая заключается в выборе оптимального варианта решения из нескольких возможных. При этом принятие нестандартного управленческого решения складывается из характерных этапов и носит итеративный характер (рис. 1.3).

Кроме этого, по мнению специалистов, принятие нестандартных управленческих решений по реализации региональной программы газификации будет своевременной, если региональная система управления газификацией жилищного фонда обладает единой информационной базой. Такую информационную базу может формировать информационный центр управления газификацией, включенный в штатное расписание отдела газификации и имеющий локальные сети с автоматизированным рабочим местом (АРМ) глав муниципальных районов, поселений и организаций, в полномочиях которых входят задачи по реализации региональной программы газификации.

Таким образом, под управлением газификацией жилищного фонда следует понимать целенаправленный и планомерный процесс взаимодействия Министерства, администраций муниципальных районов, поселений и газораспределительных организаций по достижению требуемых результатов в заданные сроки, установленные региональной программой газификации.

При этом реальное положение дел показывает, что в ходе реализации региональной программы газификации, как правило, возникает необходимость в принятии нестандартных управленческих решений, которые предусматривают необходимость проведения исследования состояния производственной ситуации по соответствующей технологической схеме. Для обсуждения предложена одна из технологический схем принятия нестандартных управленческих решений в области газификации жилищного фонда на примере Омской области.

Список литературы

1. О газоснабжении в Российской Федерации : федеральный закон Рос. Федерации от 31 марта 1999 г. № 69 – ФЗ // Рос. газ. - 1999. - 2 апр.

2. О порядке разработки и реализации межрегиональных и региональных программ газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций : постановление Правительства Рос. Федерации от 10 сентября 2016 г. № 903 // Собр. законодательства Рос. Федерации. - 2016. - № 38. - Ст. 5552.

3. Об утверждении Правил подключения (технологического присоединения) объектов капитального строительства к сетям газораспределения, а также об изменении и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации : постановление Правительства Рос. Федерации от 30 декабря 2013 г. № 1314 // Собр. законодательства Рос. Федерации. - 2014. - № 2. - Ст. 137.

4. Об организации деятельности Министерства строительства и жилищно-коммунального комплекса омской области : указ Губернатора Омской области от 30 марта 2004 г. № 72 // Омская правда. – 2004. - № 26.

5. Ионин, А. А. Газоснабжение / А. А. Ионин. - Москва : Стройиздат, 1989. – 439 с.

6. Новопашина, Н. А. Газопотребление и газораспределение. Часть 2. Надежность систем газоснабжения [Электронный ресурс]: учеб. пособие для вузов / Н. А. Новопашина, Е. Б. Филатова. - Электрон. текстовые дан. - Самара: Самарский государственный архитектурно-строительный университет, 2011. – 152 с. – Режим доступа: http://www.bibliocomplectator.ru/book/?id=20620.

УДК 622.692

Большакова А.В., Подорожников С.Ю.

Оценка планово-высотного положения надземного трубопровода

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: в статье проанализированы результаты геотехнического мониторинга надземного трубопровода, проложенного в сложных природно-климатических условиях, рассмотрены причины выявленных отклонений планово-высотного положения трубопровода от проектного положения, предложены мероприятия по восстановлению положения оси трубопровода и недопущению его разрушения.

Abstract: the results of geotechnical monitoring of the pipeline laid in difficult climatic conditions are Analyzed, the reasons for the identified deviations of the planned-altitude position of the pipeline from the design position are considered, measures to restore the position of the pipeline axis and prevent its destruction are proposed.

Ключевые слова: геотехнический мониторинг, нефтепровод, планово-высотное-положение, напряженно-деформированное состояние.

Key words: geotechnical monitoring, oil pipeline, planned-altitude-position, stress-strain state.

Трассы магистральных нефтепроводов в Северных районах проложены по территориям со сложными геокриологическими условиями. Рай-

оны характеризуются распространением многолетнемерзлой мерзлоты, наличием термокарста, пучинистых, слабонесущих грунтов, заболоченных участков, шквалистыми ветрами, обильными снеговыми осадками.

Для обеспечения надежной и долговечной эксплуатации трубопроводов, проложенных в рассматриваемой зоне, необходим контроль напряженно-деформированного состояния потенциально опасных участков, где геологические процессы способны привести к дополнительным нагрузкам и напряжениям металла труб.

Контроль осуществляется по расчетам на основании данных об изменении планово-высотного положения трубопровода.

В рамках геотехнического мониторинга за осенний период 2018 года на линейной части магистрального нефтепровода «Заполярье-Пурпе» протяженностью 524,9 км проведены инструментальные измерения планово-высотного положения опор трубопровода. Анализом перемещений магистрального нефтепровода выявлено, что на 55 устройствах определения планово-высотного положения нефтепровода относительно базового цикла превышают погрешность измерений ±0,04 м по высоте.

По результатам анализа измерений устройствах определения планово-высотного положения определены причины выявленных перемещений магистрального нефтепровода.

На участках распространения многолетнемерзлых грунтов причинами перемещения трубопровода в период эксплуатации являются: просадка трубопровода в следствие растепления льдов и льдистых многолетнемерзлых грунтов, осадка, температурное расширение при увеличении производительности перекачки.

Ненормативное отклонение планово-высотного положения трубопровода, говорит о необходимости проведения расчета напряженно-деформированного состояния участков, для проверки прочности трубопровода, с целью определения мероприятий и технических решений по восстановлению планово-высотного положения участков оси трубопровода до проектных значений.

Для расчета напряженно-деформированного состояния трубопровода, проложенного подземно, Ю.В. Ларионовым предложена математическая модель, основанная на минимизации функции Лагранжа [1].

Оценку допустимости напряженного состояния надземного трубопровода при отсутствии резонансных колебаний нефтепровода в ветровом потоке проводят по следующим критериям [2]:

1. Продольные осевые напряжения, МПа, от расчетных нагрузок и воздействий (без учета изгибных напряжений):

$$\sigma_{\text{пр.N}} \leq \psi_3 \cdot R_2 ; \qquad (1)$$

2. Абсолютная величина максимальных изгибных напряжений, МПа, от нагрузок и воздействий (без учета осевых напряжений):

$$\left|\sigma_{\text{пр.М}}\right| \leq 0{,}635 \cdot R_2 \cdot (1+\psi_4) \cdot \sin\left(\frac{(\sigma_{\text{пр.N}}+R_2\cdot\psi_4)\cdot\pi}{R_2\cdot(1+\psi_4)}\right); \quad (2)$$

3. От нормативных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} \leq \psi_3 \frac{m}{0{,}9\cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}} \quad (3)$$

$\sigma_{\text{пр.N}}, R_2^{\text{н}}, R_2, \psi_3, \psi_4, m, k_{\text{н}}$ – определяются в соответствии с [3].

Если расчетное сопротивление $R_2 > R_1$, то в формулах вместо R_2 следует принимать R_1.

При несоблюдении критериев, определенных расчетом, предложено выполнить следующие мероприятия по восстановлению положения оси нефтепровода, способных предотвратить его разрушение:

- в местах просадки трубопроводов – установку дополнительных термостабилизаторов грунтов, замену грунтов оснований;
- при увеличении производительности перекачки – снизить давление при эксплуатации трубопровода до уровня, при котором указанные критерии будут соблюдаться.

Список литературы

1. Ларионов, Ю.В. Математическая модель определения напряженно-деформированного состояния нефтепровода по данным измерений планово-высотного положения линейной части /Ю.В. Ларионов// Нефтегазовое дело. - 2013. - № 1. - С. 309-323.

2. Оценка технического состояния линейной части трубопроводной системы "Заполярье-НПС "Пур-Пе" [Текст]: РД-23.040.00-КТН-264-14: утв. 19.12.2014 ОАО "АК "Транснефть": ввод в действие с 01.02.2015.

3. Свод правил СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* (с Изменением N 1) [Текст]: СП 36.13330.2012: утв. приказом Федерального агентства по строительству и жилищно-коммунальному хозяйству (Госстрой) от 25 декабря 2012 г. N 108/ГС: ввод. в действие с 1 июля 2013 г. - М.: Госстрой, ФАУ "ФЦС", 2013. – 92 с.

4.Техника и технологические процессы при транспорте энергоресурсов: Учебное пособие в 2-х томах. Под общей редакцией Ю.Д. Земенкова. -Тюмень: Издательство «Вектор Бук», 2008 -Т1. -380 с.

УДК 536.2, 519.63

Бородин С.Л., Бельских Д.С.

Численное исследование процесса хранения газа в газогидратной форме в пористом коллекторе

Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С.А. Христиановича СО РАН, Тюмень
Тюменский государственный университет, Тюмень

Аннотация: В работе осуществлена постановка задачи об образовании газового гидрата в пласте, который изначально содержит метан и воду в свободном состоянии, при закачке в эту пористую среду углеводородного газа под давлением и с температурой, допускающими гидратообразование. Построена соответствующая математическая модель и разработан алгоритм решения предложенной системы нелинейных дифференциальных уравнений в частных производных.

Abstract: In this paper the problem was formulated of the gas hydrate formation in a porous reservoir initially saturated with methane and water in a free state, when hydrocarbon gas is injected into this reservoir with pressure and temperature that allow hydrate formation. The mathematical model of this problem has been built and the algorithm has been developed for solving the obtained system of partial differential equations.

Ключевые слова: газовый гидрат, алгоритм, фазовый переход, система дифференциальных уравнений.

Keywords: gas hydrate, algorithm, phase transition, system of differential equations.

В настоящее время использование природного газа играет существенную роль в удовлетворении глобального спроса при производстве энергии, при этом его использование обладает более низкими уровнями выбросами углекислого газа по сравнению с другими видами ископаемого топлива (например, нефть или уголь) [1, 2]. Поэтому ряд исследователей указывает на то обстоятельство, что природный газ может рассматриваться в качестве мостового соединения при переходе в промышленный мир со строгим ограничением выбросов парниковых газов, но в тоже время удовлетворяя огромные потребности в энергии [1].

Немаловажным при возрастающей доле природного газа в энергетике является разработка и совершенствование способов хранения углеводородного газа, в том числе в пористом коллекторе в твердой газогидратной форме [3-6]. Стоить отметить, что газогидратная форма существования газа является весьма стабильной и в единице объема газового гидрата на относительно небольших глубинах (100-500 метров) можно хранить значительно большее количество газа, чем в свободном состоянии [4, 5, 7].

В работе проведено численное исследование процесса формирования газового гидрата в пористом коллекторе, который содержит в начальном состоянии метан и воду, при закачке в этот пласт углеводородного газа под давлением и с температурой, допускающими гидратообразование (рис. 1). Как представлено на рис. 1, образование газового гидрата может происходить в протяженной области $[x_{(n)}, x_{(d)}]$.

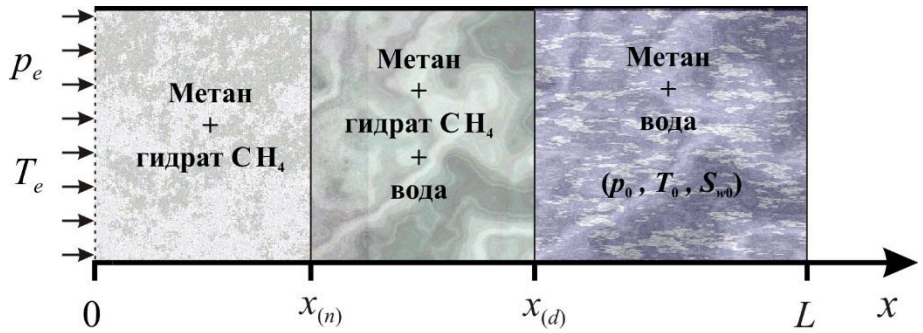


Рис. 1. Схема задачи; p_0 и T_0 – давление и температура пласта в исходном состоянии, p_e и T_e – давление и температура закачиваемого в пласт газа, S_{w0} – начальная водонасыщенность; L – длина пласта

Постановка задачи в плоскопараллельном приближении включает в себя уравнения сохранения масс и энергии, закон Дарси, уравнения состояния для газа, начальное и граничные условия [4, 5, 7]. В работе предложен алгоритм решения предложенной системы нелинейных дифференциальных уравнений. Построенный алгоритм решения рассматриваемой задачи позволяет определить пластовые параметры в процессе закачки углеводородного газа в водонасыщенный пласт с учетом образования гидрата метана. Пример такого расчета представлен на рис. 2, 3.

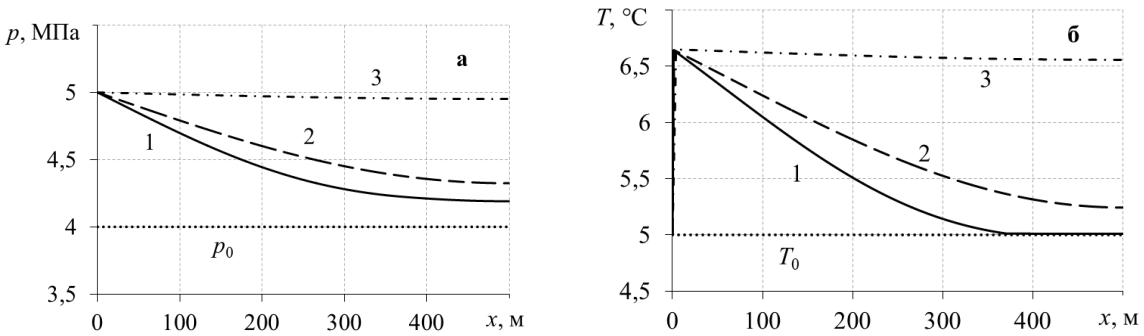


Рис. 2. Распределение по длине пласта давления (а) и температуры (б) в различные моменты времени после начала закачки газа. Линии 1, 2 и 3 соответствуют моментам времени 30, 60 и 365 суток.

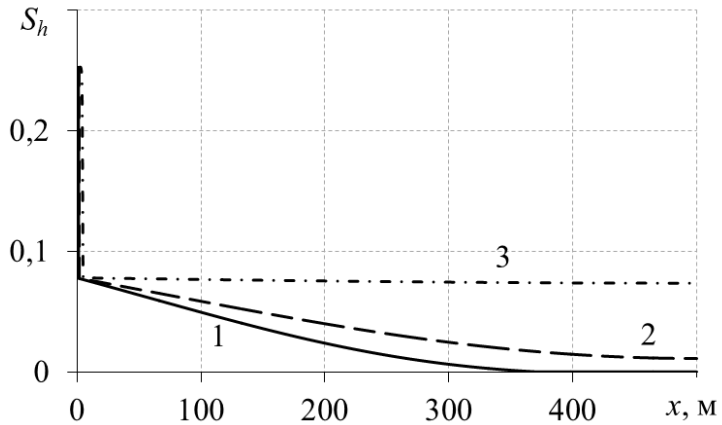


Рис. 3. Распределение по длине пласта гидратонасыщенности в различные моменты времени (соответствуют рис. 2) после начала закачки газа.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 18-29-10023.

Список литературы

1. A review of solidified natural gas (SNG) technology for gas storage via clathrate hydrates / H. P. Veluswamy [et al] // Applied Energy. – 2018. – Vol. 216. – P. 262-285.

2. Бородин, С. Л. Современное состояние исследований, связанных с извлечением метана из гидратосодержащей пористой среды / С. Л. Бородин, Д. С. Бельских // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2018. – Т.4, № 4. – С. 131-147.

3. Mason J. A. Evaluating metal-organic frameworks for natural gas storage / J. A. Mason, M. Veenstra, J. R. Long // Chemical Science. – 2014. – Vol. 5. – pp. 32-51.

4. Оценка возможности подземного хранения гидратов природного газа в зоне многолетней мерзлоты / Э. А. Бондарев [и др.] // Криосфера Земли. – 2015. – Т. 19, № 4. – С. 64-74.

5. Shagapov, V. Sh. Formation of gas hydrates in a porous medium during an injection of cold gas / V. Sh. Shagapov, N. G. Musakaev, M. K. Khasanov // Int. J. of Heat and Mass Transfer. – 2015. – Vol. 84. – pp. 1030-1039.

6. Methane storage in metal-organic frameworks / Y. He [et al] // Chemical Society Reviews. – 2014. – Vol. 43. – pp. 5657-5678.

7. Шагапов, В. Ш. Динамика образования и разложения гидратов в системах добычи, транспортировки и хранения газа / В. Ш. Шагапов, Н. Г. Мусакаев. – Москва : Наука, 2016. – 240 с.

УДК 656.13/73.31.41

Волков И. В., Речкин В. Г.

Система мониторинга газораспределительных сетей

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: Системный и качественный мониторинг газораспределительных сетей позволяет обеспечить высокий уровень гарантии безопасности и надежности их эксплуатации. В свою очередь, качественный мониторинг осуществляется при соблюдении требований соответствующих нормативных документов и требует применение прогрессивных технологий для определения технического состояния газопроводов. Подробная и подлинная информация обеспечит снижение аварийности газораспределительных систем. В данной статье описываются нормативная документация, технические методы и новшества, позволяющие проводить диагностику газораспределительных сетей, а также рассматриваются зарубежные технологии и возможность их применения в российских условиях эксплуатации.

Abstract: Systematic and high-quality monitoring of gas distribution networks makes it possible to ensure a high level of guarantee of safety and reliability of their operation. In turn, high-quality monitoring is carried out in compliance with the requirements of the relevant regulatory documents and requires the use of advanced technologies to determine the technical condition of gas pipelines. Detailed and genuine information will reduce the acci-

dent rate of gas distribution systems. This article describes the regulatory documentation, technical methods and innovations that allow diagnostics of gas distribution networks, and also considers foreign technologies and the possibility of their use in the Russian conditions of operation.

Ключевые слова: система, мониторинг, диагностика, контроль, газораспределительная сеть, методы мониторинга, системы мониторинга, эффективность, безопасное газоснабжение.

Keywords: system, monitoring, diagnostics, control, gas distribution network, monitoring methods, monitoring systems, efficiency, safe gas supply.

Повышение безопасности и надежности газоснабжения – одна из основных, но наиболее значимая задача, в результате выполнения которой повысится эффективность эксплуатации газораспределительных сетей, а также снизятся экономические потери и риски возникновения угрозы жизнедеятельности человека. В большинстве случаев газораспределительные организации не имеют достаточно резервов для реконструкции газопроводов в случае аварии, и процесс ремонта откладывается или растягивается на неопределенный срок. Нужно отметить, что аварии на газопроводах характеризуются потерей газа и участков труб, вредным воздействием на жизнедеятельность человека и окружающую среду.

Данная задача может быть осуществлена с помощью средств технического контроля состояния газораспределительных сетей, а именно системы непрерывного дистанционного мониторинга технического состояния газопроводов.

Мониторинг газораспределительных сетей — это определение технического состояния, параметров и условий функционирования объектов газораспределительных сетей и сравнение их с требованиями нормативно-технической документации. Данный мониторинг осуществляется в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 29 октября 2010 года N 870 «Об утверждении технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления» (с изм. на 14 декабря 2018 года), а также в соответствии ГОСТ Р 54471-2013 «Системы газораспределительные. Системы управления сетями газораспределения»

Цель мониторинга — получение максимально достоверной информации, достаточной для принятия обоснованных решений, направленных на обеспечивание безопасности и надежности газораспределения. Важно при этом соблюдать экономическую целесообразность получения этой информации.

Результаты мониторинга и диагностики должны фиксироваться в документации по ГОСТ Р 54983-2012 «Системы газораспределительные. Сети газораспределения природного газа. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация», предоставляющей возможность отслеживать техническое состояние газораспределительных сетей.

Общая система мониторинга технического состояния газораспределительных сетей включает в себя системы мониторинга отдельных элементов, такие как:

- система мониторинга газорегуляторных пунктов (ГРП) и шкафных газорегуляторных пунктов (ШРП);
- система мониторинга электрохимической защиты (ЭХЗ);
- система мониторинга запорной арматуры (ЗА);
- система мониторинга линейной части.

Система мониторинга ГРП и ШРП предназначена для дистанционного контроля, хранения и отображения параметров газораспределительных пунктов. Специализированное устройство, устанавливаемое в ГРП или ШРП, осуществляет измерение следующих параметров: давление газа на входе и выходе; температура газа и шкафа; положение исполнительного механизма регулятора; фиксация несанкционированного вскрытия шкафа; определение расхода газа. Система мониторинга представляет собой двухуровневую структуру: диспетчерский уровень и уровень ГРП (ШРП). Уровень ГРП системы включает в себя специализированные устройства, которые непосредственно осуществляют измерение и вычисление вышеперечисленных параметров ГРП. Устройства этого уровня системы функционально связаны с устройствами диспетчерского уровня. Автоматизированные рабочие места (АРМ) диспетчерского уровня, совмещенные с сервером базы данных, предоставляют оперативному персоналу интерфейс для контроля состояния параметров уровня ГРП (ШРП), осуществляют обработку, хранение, протоколирование данных, а также обеспечивают формирование отчетной документации.

Мониторинг ЭХЗ осуществляется с помощью интеллектуально-диагностических контрольно-измерительных пунктов (ИД КИП) нового поколения, которые позволяют определить следующие параметры: скорость коррозионного процесса, суммарный защитный потенциал, поляризационный потенциал, величина и направление тока в трубопроводе, удельное сопротивление и сопротивление грунта, температура околотрубного пространства. Благодаря мониторингу перечисленных параметров повышается эффективность и быстрота принятия решений руководством службы противокоррозионной защиты. Формирование базы накопленных данных о параметрах работы средств электрохимической защиты дает возможность при анализе с результатами внутритрубной диагностики делать наиболее точные и обоснованные выводы о причинах возникновения коррозионных дефектов.

Мониторинг запорной арматуры (ЗА) – необходимое условие для надежной работы и планирования системы. Данный вид мониторинга позволяет предотвратить выход из строя ЗА, зафиксировав первичные признаки проявления неполадок в работе, например утечек газа. Оперативное выявление начальной стадии утечки экономит значительные затраты на полную

замену устройства в будущем, тогда как в настоящем, как показала практика, можно ограничиться лишь небольшим ремонтом. Принцип действия устройства мониторинга ЗА основан на одновременном постоянном измерении и обработке таких физических параметров, как: ультразвуковой уровень, температура, давление, проводимость. Монтаж данного устройства выполняется вблизи контролируемого оборудования. Контроль происходит на месте (автономное исполнение) или в диспетчерском центре (сетевое исполнение).

Мониторинг технического состояния линейной части распределительных газопроводов заключается в следующем: проверка состояния охранных зон газопроводов; осмотр технического состояния газопроводов; техническое обследование подземных газопроводов; оценка технического состояния надземных и подземных газопроводов; техническое диагностирование подземных газопроводов.

Для осуществления контроля технического состояния линейной части газораспределительных сетей применяются системы обнаружения утечек (СОУ) и различные дистанционные методы мониторинга. Среди наиболее популярных методов можно выделить следующие:

- Корреляционные метод. Данный метод заключается в фиксации ультразвуковых волн, которые образуются при деформации материала газопровода, ещё до разрушения. Кроме того, этот способ улавливает ультразвуковой сигнал, издаваемый вытекающим газом при возникновении утечки. Аппаратура, фиксирующая волны, также позволяет определить координаты дефекта.
- Метод перепада давления. Принцип работы метода основывается на наблюдении за волнами разряжения, которые возникают при повреждении труб и утечках. Как и при корреляционном методе, оборудование, регистрирующее волны разряжения, вычисляет место возникновения проблемы.
- Метод учета расходов газа, который состоит в сравнении мгновенного расхода транспортируемого газа в начале и конце участка. Если разница расходов превысит допустимые нормы, автоматически сработает аварийное оповещение.
- По своей сути, рассмотренные выше методы в совокупности с аппаратными и программными средствами представляют собой систему мониторинга состояния газопроводов.

Так же при контроле линейной части проводится комплекс диагностических работ, включающих в себя ультразвуковой, радиографический, тензометрический и магнитометрический методы неразрушающего контроля.

Ультразвуковая дефектоскопия применяется для выявления поверхностных и внутренних дефектов стенки газопровода. Для этой цели используются продольные, поперечные и поверхностные ультразвуковые

волны. Принцип действия данного метода прост: детектор посылает ультразвуковую волну, которая проходит сквозь поверхность металла трубы и возвращается обратно, но в местах трубы, где есть трещины, волна возвращается быстрее.

Радиографический метод – один из основных методов контроля сварных швов газопроводов. Предназначен для обнаружения металлургических дефектов в стенке газопровода, дефектов сварки и коррозионных повреждений. Радиографический контроль использует способность рентгеновских волн проникать глубоко в металл. Так как излучение, выходящее с противоположной стороны металла, может быть измерено, оно используется для определения толщины металла газопровода и выявления дефектов. Чувствительность метода около 7 %. Это означает, что дефекты глубиной 6 - 8 % от толщины стенки трубы должны выявляться с высокой степенью достоверности.

Тензометрический метод применяют на потенциально-опасных участках. Данный метод универсален в области ранней диагностики и позволяет проводить контроль напряженно-деформированного состояния участка газопровода.

Один из прогрессивных методов диагностики линейной части газопроводов – это магнитометрия. Принцип действия заключается в том, что в местах дефектов газопровода магнитометр фиксирует изменение магнитных колебаний. Достоинства магнитометра – это высокая чувствительность, простота в использовании, низкое энергопотребление. Так же он обладает достаточно высоким радиусом действия, что позволяет осуществлять мониторинг газопровода, используя дистанционно-пилотируемые летательные аппараты.

Таким образом, общая система мониторинга газораспределительных сетей включает в себя определение состояния труб, наличие коррозии, состояние сварных швов, целостность изоляции, наличие утечек газа, а также определение параметров, характеризующих работу различных элементов сети, устройств, оснащенных телемеханическим управлением, показаний приборов учета газа. Дистанционный контроль позволяет обнаружить утечку и определить ее интенсивность, а также зафиксировать механическое воздействие.

Система мониторинга в первую очередь должна обладать высоким быстродействием и высокой чувствительностью, максимально малым числом ложных срабатываний, относительно низкой стоимостью монтажа, обслуживания и эксплуатации.

Быстродействие системы мониторинга – способность выявлять механические повреждения в предельно короткое время.

Чувствительность мониторинга – способность выявлять слабые газовые утечки и неявные дефекты. Слабые, но длительные во времени утечки могут, как показывает опыт, стать причиной значительных экологических

и финансовых негативных последствий. Помимо того, именно в режиме слабой утечки организован отбор продукта при несанкционированных врезках, так как он практически не поддается контролю применяемыми системами регистрации.

Описанные способности являются одним из важнейших требований качественного мониторинга.

Общий мониторинг газораспределительных сетей будет являться качественным при исправных и эффективных системах мониторинга отдельных элементов сети и при комплексном использовании методов диагностики и контроля.

ПАО «Газпром» провело опрос более 100 газораспределительных организаций (ГРО) с целью определить, какими технологиями пользуются данные организации при эксплуатации газопровода. По его результатам были определены доли использования прогрессивных технологий мониторинга:

- автоматизированные системы мониторинга ЭХЗ — 86,8 %;
- автоматизированные системы мониторинга ГРП— 68,1 %.
- Уже по этим данным можно сделать следующий вывод: ГРО не используют необходимые методы мониторинга ГРС в комплексе, что является неэффективным мониторингом. Данная система не раскроет свою потенциально возможную эффективность по обнаружению дефектов и утечек, соответственно, и по предотвращению аварий.

За рубежом, как и на территории РФ, для мониторинга технического состояния газопроводов используются: акустические системы, регистрирующие образованные утечками волны в акустическом диапазоне, и параметрические системы, определяющие давление и расход газа перекачки.

При сравнении зарубежных систем мониторинга с отечественными одним из основных показателей является стоимость оборудования и его монтажа, эксплуатации и текущего ремонта в расчете на единицу длины газопровода, то есть, если характеристики двух систем сравнимы, то предпочтение отдается, разумеется, экономически более выгодному решению. Российские системы мониторинга находятся на достаточно высоком уровне и не уступают зарубежным по эффективности и стремительно развиваются, но при этом использование отечественных систем сделает российское газоснабжение менее зависимым от иностранных поставщиков, что приведет к повышению его надежности в условиях экономической нестабильности и санкций.

В России имеются в наличии технологии мониторинга, развитые по функциональности и эффективности, но существует проблема некомплектного их использования. Устранив данную проблему, можно решить задачи по снижению газовых утечек, выявлению дефектов элементов ГРС, повышению промышленной безопасности. В результате решения данных задач будет обеспечен высокий уровень безопасности и надежности газоснабжения.

Список литературы

1. ГОСТ Р 54983-2012 Системы газораспределительные. Сети газораспределения природного газа. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация. – Москва: Стандартинформ, 2013 – 42 с.

2. ГОСТ Р 54471-2013 Системы газораспределительные. Системы управления сетями газораспределения. – Москва: Стандартинформ, 2014. – 18 с.

3. Автоматизация и оперативный мониторинг системы ЭХЗ – один из способов повышения защиты трубопроводов от коррозии. / Д. Н. Папаценко [и др.] // Инженерная практика. – 2015. - № 10. – С. 44-50.

4. Автоматизированная система мониторинга магистральных нефтепроводов на сейсмоопасных участках. / А. А. Александров [и др.] // Вестник МГТУ Им. Н. Э. Баумана. Серия «Машиностроение». – 2014. - № 5. – С. 113-126.

5. Актуальные проблемы развития газовых сетей и основные направления повышения эксплуатационной надежности газораспределительных систем / Т. Р. Кускильдин [и др.] // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. Раздел «Общие и комплексные проблемы естественных и точных наук». – 2016. - № 3. – С. 40-45

6. Анализ действующей нормативной базы в области регулирования эксплуатации ГРС и рекомендации по ее совершенствованию. / В. А. Клименко [и др.] // Территория нефтегаз. – 2014. - № 12 – С. 40-45.

7. Энерготехнологические комплексы при проектировании и эксплуатации объектов транспорта и хранения углеводородного сырья: учебное пособие/под общей ред. Земенкова Ю.Д., Шпилевого В.А.-Тюмень: из-во «Вектор Бук», 2014. -215 с

8. Анализ технологий и оборудования, применяемых в Российской Федерации и за рубежом для определения технического состояния газораспределительных систем. / Л. В. Проничева [и др.] // ЮНИДО в России. – 2011. - № 2. – С. 79-82.

9. Аппаратно-программный комплекс оперативного контроля параметров газораспределительных пунктов. / К. В. Якушков [и др.] // ИСУП. – 2007. - № 13. – С. 14-23.

10. Краткий обзор систем обнаружения утечек российских производителей. / Г. Б. Мишкин [и др.] // Молодой ученый. – 2011. - № 2 Т.1. – С. 41-47.

11. Мониторинг параметров газораспределительной сети и использованием контролеров. / Г. Н. Мащенко [и др.] // СФЕРА Нефтегаз. – 2012. - № 29. – С. 16-19.

12. Технология геотехнического мониторинга магистральных газопроводов на территории криолитозоны Западной Сибири. / В. П. Марахтанов [и др.] // Успехи современного естествознания. Раздел «Науки о земле». – 2016. - № 9. – С. 131-136.

УДК 656.56

Воронина Д.А., Торопов С.Ю.

Совершенствование расчёта технологических параметров прокладки трубопроводов в условиях вечномёрзлых грунтов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: В данной статье рассмотрен расчет температурного перепада, возникшего при строительстве нефтепровода, между температурой замыкающего стыка и теку-

щей температурой транспортируемого продукта, а также значения коэффициентов запаса от температуры замыкающего стыка для использования в методике расчета НДС.

Abstract: This article describes the calculation of the temperature difference that occurred during the construction of the pipeline between the temperature of the closing joint and the current temperature of the transported product. As well as the values of the safety factors of the closing junction temperature for use in the calculation of the NDS.

Ключевые слова: «Заполярье – Пурпе», нефтепровод, вечномерзлые грунты, надежность, температурный перепад.

Keywords: Zapolyarye-Purpe, oil pipeline, permafrost, reliability, temperature difference.

«Заполярье – Пурпе» – самый северный в нашей стране магистральный нефтепровод. Протяженность его линейной части составляет 488 км. Для специалистов, которые осуществляли проектирование и строительство данного нефтепровода — это первый опыт проектирования и строительства такого рода объекта в условиях вечной мерзлоты Крайнего Севера. Пропускная способность магистрального нефтепровода 45 млн. тонн. Трасса трубопровода «Заполярье – Пурпе» пролегает через зону со специфическим климатом. Температура в регионе, в зависимости от сезона, может варьироваться от +34°С до -56°С, а в зимний период времени возникают ветровые порывы до 40 м/сек. Нефтепровод во многих местах совпадает с местами миграции северных оленей. Поэтому для обеспечения безопасности животных, а также самого нефтепровода, предусмотрены специальные переходы для оленей, где они могут пересекать трассу трубопровода. Для сохранения экологического баланса тундровой зоны, и соблюсти предписания технологического процесса, работы по строительству нефтепровода «Заполярье – Пурпе» велись только зимой. МН «Заполярье – Пурпе» - строился в три очереди. Строительство I очереди началось в декабре 2012 года. 80% всего маршрута нефтепровода – заболоченные и обводненные участки магистрали, поэтому предусматривалась надземная прокладка трубы на специальных опорах. (рис.1)

Рис. 1. Специальные опоры, используемые при строительстве МН «Заполярье-Пурпе»

Конструкции опор имеют свои особенности: часть из них выполнена на неподвижном основании, вторая часть перемещается в одной плоскости, а третьи — могут двигаться во всех плоскостях. Это позволяет, уменьшить напряжённо деформированное состояние трубопровода.

В процессе эксплуатации трубопровода происходят отклонения трубопровода от проектного положения. Они возникают от различных внешних воздействий, таких как подвижки почвы в летний период, от температурного перепада и т.д. Происходит изменение пространственного положения, что приводит к изменению напряженно-деформированного состояния. Для его определения используется утвержденная методика расчета НДС, по результатам которой выявляются участки трубопровода с недопустимыми отклонениями НДС от нормативных значений, назначаются мероприятия по их устранению. В используемой методике расчета не учитывается в явном виде температурный перепад, возникающий при строительстве нефтепровода.

$$\sigma_i = \sqrt{\sigma_{кц}^2 - \sigma_{пр}^н \cdot \sigma_{кц} + (\sigma_{пр}^н)^2}$$

$\sigma_{кц}$ – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления

$$\sigma_{кц} = \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_н}$$

$\sigma_{пр}^н$ – максимальные суммарные продольные напряжения от нормативных нагрузок и воздействий.

$$\sigma_{пр}^н = \mu \cdot \sigma_{кц}^{тек} - \alpha \cdot \mathrm{E} \cdot \Delta t \pm \frac{\mathrm{E} \cdot D}{2 \cdot \rho}$$

Замыкание стыка проводится при низких температурах. После чего труба фиксируется грунтом. При этом при изменении температуры в зафиксированном трубопроводе в нем накапливается сжимающие и растягивающие напряжения. При уменьшении отпора грунта напряжения на сжатие провоцирует потерю пространственного положения трубы. То есть даже на прямолинейных участках трубопровода без напряжений от давления транспортируемого продукта всегда существует сжимающие напряжения, связанные с температурным перепадом. (рис. 2)

Для того, чтобы учесть возможное отклонение расчётной температуры замыкающего стыка от фактического, рассматриваемой как матожидание суточной температуры, необходимо вычислить коэффициент запаса от возможного температурного перепада. В зависимости от разброса температур, график может принимать более пологий вид, тем самым коэффициент запаса будет больше (рис. 3).

Для определения температурного перепада необходимо знать температуру продукта и температуру, при которой строился трубопровод. Фактический температурный перепад на каждом участке различный. Так как работы производятся в разное время суток, необходимо учесть, что и фак-

тическая температура может отличаться от расчётной (рис.4) В результате необходимо определить наиболее вероятные температуры для каждого участка и коэффициенты запаса, которые будут зависеть от степени разброса температур. В итоге предложенная поправка в методику расчета НДС позволит учесть напряжения от температурного перепада и избежать возможные потери устойчивости трубопровода.

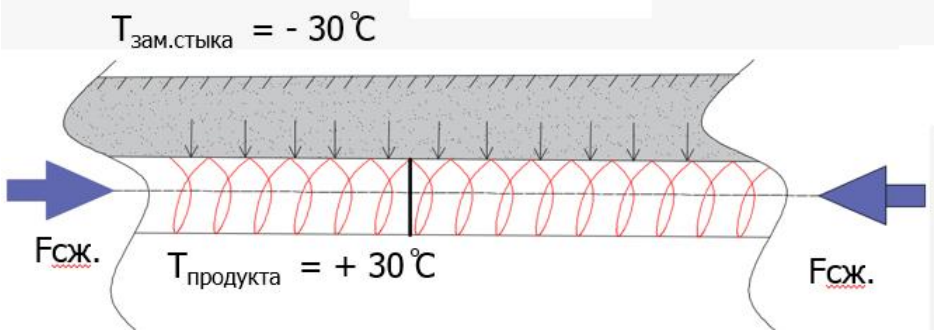


Рис. 2. Напряжения, возникающие в нефтепроводе

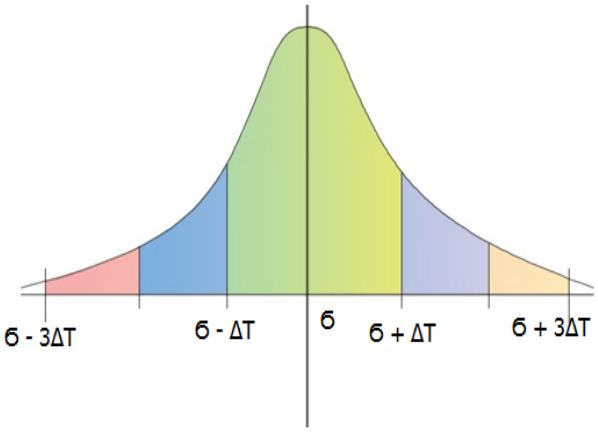


Рис. 3. Определение коэффициента запаса, путем построения кривой нормального распределения

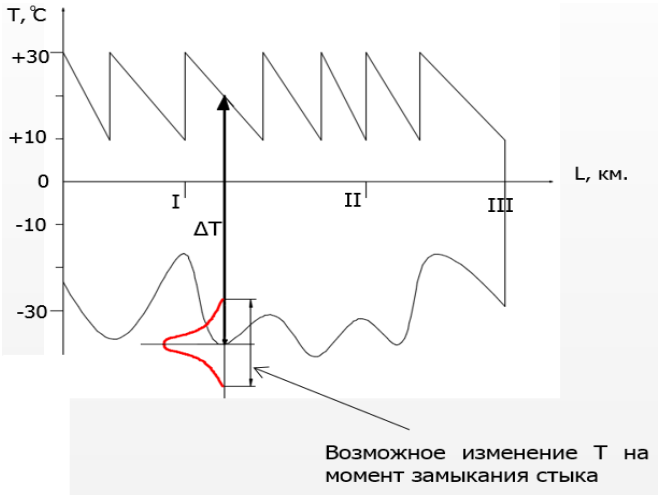


Рис.4. Температурный перепад, возникающий между температурой замыкающего стыка и температурой транспортируемого продукта

При учёте в методике расчета НДС предлагаемых коэффициентов запаса можно добиться повышения надежности магистрального нефтепровода, более точного ранжирования участков по степени возникновения риска, прогнозирования изменений пространственного положения, эксплуатируемого МН.

Список литературы

1. Алиев, Р.А. Трубопроводный транспорт нефти и газа: учеб. пособие для вузов / Р. А. Алиев, В. Д. Белоусов, А. Г. Немудров. - Москва: Недра, 1988. - 368 с.

2. Ахмадуллин, К. Р. Методы расчета и регулирования режимов работы насосных станций магистральных нефтепродуктопроводов / К. Р. Ахмадуллин. – Нефтегазовое хозяйство №3, 2005. – 100 -103с.

3. Бобровский, С. А. Оценка эффективности регулирования работы насосных станций трубопроводов / С. А. Бобровский. - Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов, 1965. – 19 -22 с.

4. Вязунов, Е.В. Расчет режимов перекачки. Нефтяная промышленность. Сер. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов / Е. В. Вязунов, Г. В. Фридман, Л. Г. Щепетков. - Москва: ВНИИОЭНГ, 1976. – 75 с.

5. Гольянов, А. И., Выбор рационального режима работы магистрального нефтепровода / А. И. Гольянов, А. В. Михайлов, А. М. Нечваль, А. А. Гольянов. - НИС Транспорт и хранение нефтепродуктов №10, 1998. - 16-18 с.

6. Земенкова, М. Ю. Системный анализ и технологический мониторинг надежности и безопасности при транспорте и хранении углеводородов / М. Ю. Земенкова. – Тюмень: ТИУ, 2017. – 270 с.

7. Земенков, Ю. Д. Эксплуатация объектов хранения и распределения жидких углеводородов: учебное пособия для студентов нефтегазового профиля ТюмГНГУ / Ю.Д. Земенков. – Санкт-Петербург.: Недра, 2007. - 535 с.

8. Лурье, М. В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: Учебное пособие / М. В. Лурье . – Москва : ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. - 336 с.

9. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов [Текст] : РД 153-39.4-056-00: утв. М-вом энергетики Рос. Федерации 14.08.2000: ввод. в действие с 01.01.01. – Москва: Недра, 2001;

10. Правила испытаний линейной части действующих магистральных нефтепроводов [Текст] : РД 153-39.4Р-118-02: утв. М-вом энергетики Рос. Федерации 01.01.2002: ввод. в действие с 01.01.2002. – Москва, 2002;

11. Магистральные трубопроводы [Текст] : СНиП 2.05.06-85*: постановлением Госстроя СССР 30.03. 1985: ввод. в действие с 01.01.1986. – Москва: ЦИТП Госстроя СССР, 1985. - 74 с.

12. Земенков, Ю.Д. Эксплуатация линейной части нефтегазопроводов: Учебное пособие / Ю.Д. Земенков. - Тюмень: Издательство «Вектор Бук», 2013. – 294 с.

УДК 656.13/73.31.41

Гараба Я.П.

Учет климатического фактора при модернизации промыслового нефтепровода вязкой нефти Ярегского месторождения

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: модернизация разработки Ярегского месторождения вязкой нефти предполагает перенос части системы промыслового транспорта из шахты на поверхность. Расчет теплообмена показал, что в зимний период на 200 м участке нефтепровода, при его остановке на 10-20 минут, начнётся процесс застывания нефти.

Abstract: modernization of the development of the Yarega viscous oil field involves the transfer of part of the field transport system from the mine to the surface. The calculation of heat exchange showed that in winter the process of oil solidification will begin on the 200 m section of the pipeline, when it stops for 10-20 minutes.

Ключевые слова: Ярегское месторождение, термошахтная разработка, вязкая нефть, нефтепровод.

Keywords: Yareg field, thermal-mining development, viscous oil, oil pipeline.

Ярегское месторождение нефти относиться к уникальным в технологическом отношении объектам. Его исключительность обусловлена тем, что это единственное месторождение в России где освоение запасов реализуется по технологии термошахтной разработки. Такой способ предполагает вскрытие залежи не только скважинами с поверхности, но и сетью горных выработок пройденными непосредственно в продуктивной толще. Как показывает оценка результативности данного решения, технология термошахтной разработки месторождения доказала свою эффективность [1].

Необходимость термошахтной разработки продиктована свойствами нефти месторождения, которые при плотности от 0,91 до 0,94 г/см^3, обладают вязкостью 15000- 16000 мП·с. При этом температура в продуктивном пласте составляет 6 - 8 ^{0}С, а пластовое давление 1,3 МПа. При таких физических свойствах и термобарических условиях извлечение нефти из продуктивного пласта возможно при её нагреве до 50 ^{0}С и более, что обеспечивает закономерное снижение вязкости до 300 мП·с (рис.1) [2].

Термошахтный способ добычи нефти предусматривает размещение части насосного и промыслового оборудования, нефтепроводов в подземных горных выработках. Текущих мощностей по добычи и транспортировки нефти, размещенных в подземных условиях, в настоящее время достаточно. Однако в случаи повышения объемов добычи, и закономерного увеличения объемов транспортировки, потребуется дорогостоящая реконструкция всего подземного шахтного комплекса, прежде всего предполагающая дополнительную горную проходку. Альтернативной мерой является перенос части трубопроводной системы из шахтной галереи в поверхно-

стные условия, на всем протяжении от забоя добывающей скважины до пункта сбора продукции.

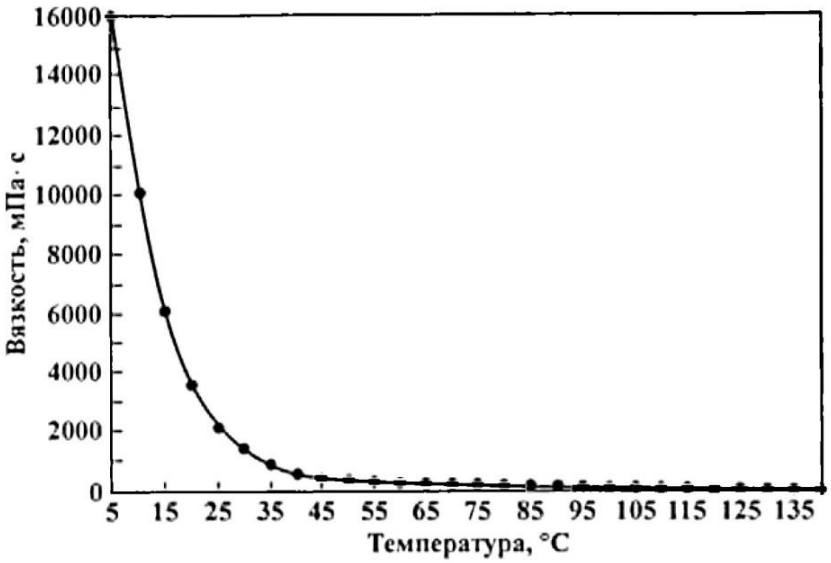


Рис.1. Зависимость вязкости нефти от температуры

С позиции гидродинамики, сложность транспортировки вязкой нефти обусловлена тем, что при высоких температурах она является ньютоновской жидкостью, при перекачке которой коэффициент динамической вязкости не определяется характеристикой движения. С понижением температуры у вязкой нефти начинают проявляться свойства вязкопластичности, и гидродинамическое сопротивление возрастает. А в случаи остановки трубопровода, прежде всего в зимний период, гидравлическое сопротивление застывшей нефти, приведет к полной остановке трубопровода.

В силу обозначенных факторов, именно обеспечение безаварийного пуска нефтепровода в работу после его остановки, является фактором, требующим первоочередную проработку, при рассмотрении концепции переноса части транспортной системы в поверхностные условия.

Существует несколько методик для расчета времени затвердения водонефтяной смеси в трубопроводе при низких температурах, и расчет допустимого времени остановки трубопровода. В нашем случаи можно выполнить расчет по упрощенным алгоритмам, полученным в результате обработки накопленного опыта и изложенным в указаниях. Данный подход базируется на термодинамических принципах теплообмена, что позволяет избежать сложных вычислений, и свести расчет исключительно к определению параметров теплообмена между окружающей средой и трубопроводова, с учетом температуры застывания нефти.

Процесс остывания характеризуется темпом охлаждения или безразмерной температурой, определяемой по следующей формуле:

$$\Theta = 1 - \frac{E_i\left(-\frac{{h_0}^2}{{R_2}^2 \cdot F_0}\right) - E_i\left(-\frac{1}{4 \cdot F_0}\right)}{2ln\left(\frac{2h_0}{R_2}\right)} \quad (1)$$

где h_0– глубина оси заложения трубопровода;R_2- наружный радиус трубопровода;E_i– коэффициент формы, для трубопровода в форме цилиндра определяется как:

$$E_i = \left[\left(\frac{2{,}405}{R_2}\right)^2 + \left(\frac{\pi}{J}\right)^2\right]^{-1} \quad (2)$$

где J–длинна участка;F_0– параметр Фурье;

$$F_0 = \frac{a' \cdot T_{\text{ост}}}{{R_2}^2} \quad (3)$$

где $T_{\text{ост}}$– продолжительность времени остановки;a'- коэффициенттемпературопроводности, для стали равен 1,172 × 10 $^{-5}$ м^2/с.

Поскольку при $\frac{h_0}{R_2} \geq 4$величина практически стремиться к нулю. Поэтому уравнение (2) и (1) можно записать как:

$$\Theta = 1 + \frac{E_i\left(-\frac{1}{4 \cdot F_0}\right)}{2ln\left(\frac{2h_0}{R_2}\right)} \quad (4)$$

Изменение температуры нефти по длине трубопровода в процессе остывания описывается зависимостью:

$$t = t_0 + \Theta(t_{\text{н}} - t_0)e^{-\text{Шу}\frac{J}{L}} \quad (5)$$

где $t_{\text{н}}$– начальная температура нефти, которая при подъеме на поверхность составляет + 96 ^{0}C;J – длинна текущего участка;L – полная длинна ка;Шу– параметр Шухова, который при подземной прокладке трубопроводов в районе распространения вечномерзлых грунтов соответствует зависимости:

$$\text{Шу} = ln\frac{t_{\text{н}} - \frac{\lambda_M}{\lambda_T} \cdot t_0}{t - \frac{\lambda_M}{\lambda_T} \cdot t_0} \quad (6)$$

где λ_M и λ_T– коэффициенты теплопроводности мерзлого и талого грунтов, для условий месторождения составляют 1,57 и 1,80;t_0– температура окружающей среды в ненарушенном тепловом состоянии в плоскости, вусловиях прокладки трубопроводов для месторождения она изменяется в течении года от + 8^{0}C в июле, до0^{0}C в январе; t –конечная температура, в усло-

виях постановки нашей задачи, это температура застывания нефтикоторая составляет + 9,3 ^{0}C до + 21,5 ^{0}C [3].

Для участков нефтепровода длинной 500 м, поэтапно были выполнены расчет при продолжительности остановки на 10, 20, 30 и 40 минут. Расчет был выполнен для января месяца. Графическое отображение полученного результата, в виде изменения температуры нефти в трубопроводе по его длине, в зависимости от времени остановки указан на рисунке 2. Для удобства интерпретации на рисунке обозначены границы температуры застывания нефти.

Из полученных результатов видно, что остановка трубопровода на 10 - 40 минут, приведет к остыванию нефти до температур 13,7 – 0,5 ^{0}C, что соответствует области температур застывания. Соответственно даже кратковременная остановка нефтепровода в самый холодный месяц года чревата образованием гидравлических пробок, удаление которых потребует привлечения дополнительных затрат и средств.

Максимально удаленной отметкой от точки выхода нефтепровода на поверхность, где температура нефти при рассмотренном времени остановки не опуститься ниже границ температуры застывания, является 200 м. На данном расстоянии при остановке на 10-40 минут, температура нефти снизиться до 32,3 и 18,3 ^{0}C.

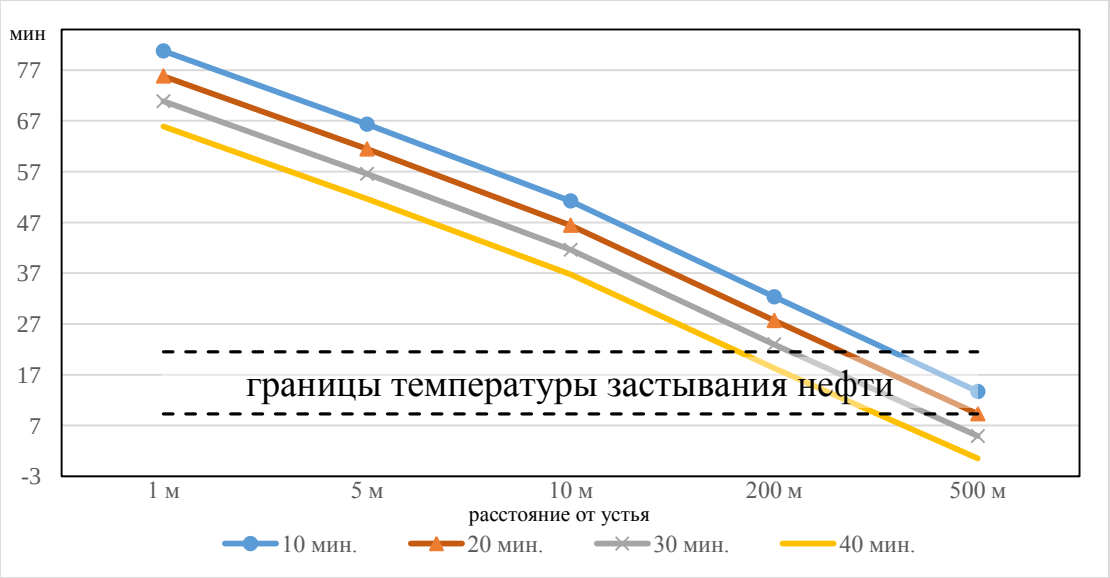


Рис.2. Изменение температуры нефти в трубопроводе при его остановке в январе месяце

Полученные результаты указывают, в случаи остановки трубопровода на 10 - 40 минут, температуры больше температуры застывания нефти сохраняться только на участках трубопровода удаленных от точки выхода из шахты не более чем на 200 м.

При организации трубопроводной системы проложенной по территории месторождения, следует предусматривать обязательную теплоизо-

ляцию трубопровода. Для этого можно использовать маты минераловатные толщиной 100 мм и более. Перед нанесением тепловой изоляции трубопроводы следует покрыть краской.

Кроме того, очевидно, что для трубопроводной системы следует предусмотреть пункты подогрева нефти, работа которых обеспечит поддержание температуры больше температуры застываниянефти, на всем протяженности участка транспортировки.

С учетом существующих рисков, связанных с простоем и высокой вероятностью застывания нефти в трубопроводах, для строительства следует применять трубы бесшовные по ГОСТ 8731-74*/8732-78* из стали 20ЮЧ.

Список литературы

1. Калинина, А. А. Геолого-экономическая оценка комплексного использования ярегской тяжелой нефти / А. А. Калинина, Е. П. Калинин // Известия Коми НЦ УрО РАН. 2013. - №3 (15). - С. 110-117.

2. Термошахтная разработка нефтяных месторождений / Ю. П. Буслаев [и др]. - Москва : Недра, 2006. – 288 с.

3. Васенева, А. А. Неньютоновские и тиксотропные свойства нефтей Тимано-Печорской провинции / А. А Васенева, В. О. Некучаев, И. С. Филиппов // Нефтегазовое дело. 2013. - № 3. - С. 75-86.

4. Земенкова М.Ю., Шиповалов А.Н., Дудин С.М., Земенков Ю.Д. Системный анализ в процессах контроля и управления нефтегазовых объектов//Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. -2007, № 5. -С. 116-119.

5. Горелик Я.Б., Шабаров А.Б., Сысоев Ю.С. Динамика протаивания мерзлых пород в зоне влияния двух скважин//Криосфера Земли. -2008. -Т. XII. -№ 1. -С. 59-65.

6.Григорьев Б.В., Шабаров А.Б. Экспериментальное исследование промерзания-оттаивания грунтов в неравновесных условиях//Вестник Тюменского государственного университета. 2012. № 4. С. 53-60.

УДК 622.692

Гукайло К.М., Тихонов Э.А., Подорожников С.Ю.

Оптимизация режима работы станции с использованием частотно-регулируемого привода

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: описан принцип выбора оптимального режима работы с использованием поля насоса оборудованного частотно-регулируемым приводом, обоснована необходимость расчёта дополнительных режимов работы нефтепродуктопровода.

Abstract: the principle of choosing the optimal mode of operation using the pump field equipped with a frequency-controlled drive is described, the necessity of calculating the additional modes of operation of the pipeline is justified.

Ключевые слова: частотно-регулируемый привод, режим работы, поле насоса.
Keywords: variable frequency drive, mode of operation, pump field.

Основной задачей магистрального нефтепродуктопровода является перекачка планового объема нефтепродукта в ограниченный интервал времени (год, квартал, месяц, сутки). План-график работы трубопровода формируется на каждый технологический участок (ТУ) и предписывает режимы перекачки и время проведения работ по обслуживанию станции либо линейной части. Режимы перекачки делятся на:

– основные, для которых производительность вычисляется перебором возможных комбинаций включения магистральных насосных агрегатов на нефтепродуктоперекачивающей станции;

– дополнительные, для которых производительность задается отдельно и рассчитываются управляющие воздействия необходимые для их реализации, такие как величина дросселирования или частота гидравлической муфты.

По производственному опыту компании ПАО «Транснефть» видно, что работа ТУ не может быть успешно построена исключительно на основных режимах. Производить расчет режимов перекачки на заданные производительности необходимо в следующих случаях:

- когда работа на дополнительных режимах более выгодна экономически, чем на основных;

- для балансировки приемо-сдаточных операций между ТУ.

Чтобы затраты на перекачку нефти были минимальны необходимо обеспечить оптимальность режимов нефтепродуктопровода в плане мощности, расходуемой на перекачку. Управляющим воздействием, способным изменить показатели энергопотребления может быть изменение частоты вращения вала. При использовании частотно-регулируемого привода (ЧРП) необходимо производить пересчёт характеристик к выбранной частоте, согласно известным законам подобия [8]:

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{n_1}{n_2},\ \frac{H_1}{H_2} = \left(\frac{n_1}{n_2}\right)^2,\ \frac{N_1}{N_2} = \left(\frac{n_1}{n_2}\right)^3 \quad (1)$$

где Q_1, H_1, N_1 – подача, напор и потребляемая мощность насоса при частоте вращения рабочего колеса насоса n_1; Q_2, H_2, N_2 – подача, напор и потребляемая мощность насоса при частоте вращения рабочего колеса насоса n_2.

В соответствии с данными законами напорная характеристика насоса при переменной частоте вращения принимает вид:

$$H = \bar{n}^2 * a_1 - b_1 * Q^2 \quad (2)$$

Где:

$$\bar{n} = \frac{n_2}{n_1} \quad (3)$$

Переменная $\bar{n}$ в формуле (3) может принимать значения в диапазоне от $\bar{n}_{min}$, определяемого производителем, до $\bar{n}_{max} = 1$. n_{min} таким образом, находим в технической документации на насос. Некоторые производители определяют это значение как $\bar{n} = 0{,}4 \dots 0{,}5$. Стоит так же учитывать, что нормативно-техническая документация [8] ограничивает уменьшение частоты вращения вала пятьюдесятью процентами, следовательно, стоит принимать $\bar{n}_{min} = 0{,}5$ для вычислений.

Согласно ГОСТ [7] термин «поле насоса» при частотном регулировании трактуется как «рекомендуемая область применения насоса по подаче и напору, получаемая изменением частоты вращения ротора насоса».

Построим напорную характеристику, на которой изобразим поле насоса. Сверху оно будет ограничено кривой $А_1Б_1$ при номинальной (максимальной) частоте вращения вала. Снизу – подобной ей кривой $В_1Г_1$, при минимальном значении частоты. Точки $А_1$ и $Г_1$ будут ограничивать минимальный расход, а точки $Б_1$ и $В_1$ – максимальный. Таким образом, фигура, ограниченная кривой $А_1Б_1В_1Г_1$ и является полем работы одного насоса (рисунок 1).

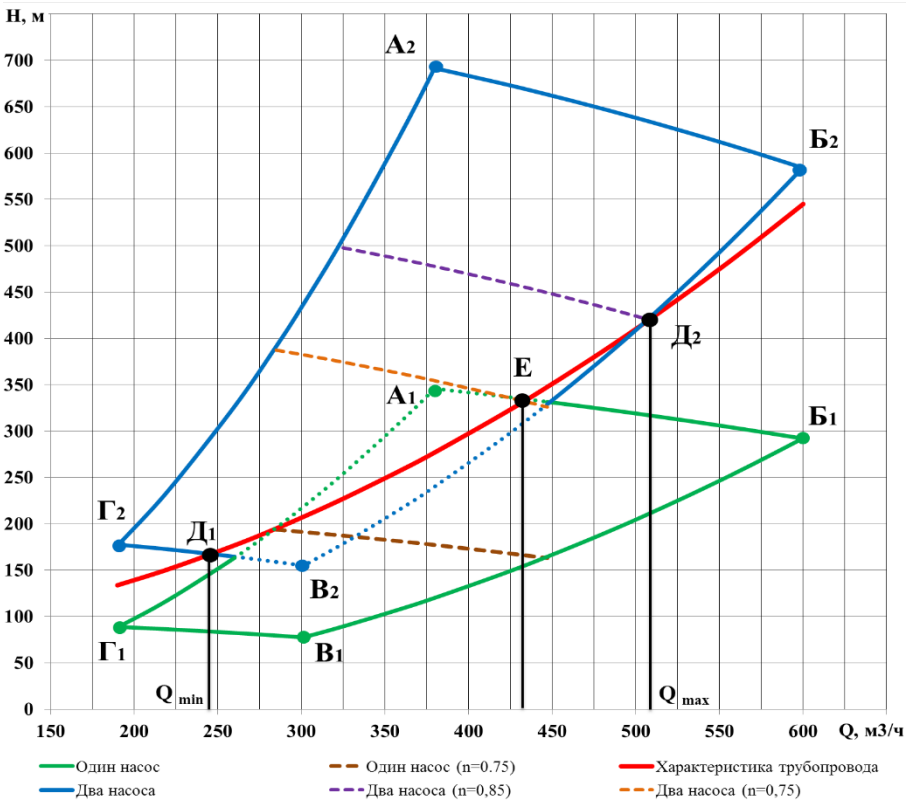


Рис. 1. Поле станции. Напорные характеристики насосов и трубопровода

Подобным образом для построения «поля станции» обозначаются напорные характеристики при включении двух ($А_2Б_2В_2Г_2$) и более насосов. На рисунке (1) показана область для станции из двух насосов ЦНС 500-320

обеспечивающей перекачку нефтепродукта по трубопроводу длиной 120 км. Теоретически, любая позиция внутри поля, ограниченного непрерывной линией, отражает допустимую перекачку данной станции. На практике – с учётом характеристик конкретного трубопровода, возможные рабочие точки системы станция-нефтепродуктопровод находятся на кривой ограниченной точками $Д_1$ и $Д_2$.

На основании расчётов можно сделать вывод, что при использовании ЧРП для оптимизации режима работы доступным оказывается диапазон расходов от $Q_{min} = 245$ до $Q_{max} = 510$ м^3/ч. Преимуществом является то, что ряд производительностей может быть достигнут несколькими способами, к примеру точка Е работой:

- одного насоса при $\bar{n}_{max}$;
- двух насосов при $\bar{n} = 0{,}75$.

При выборе способа обеспечения любого требуемого режима, следует руководствоваться величиной затрачиваемой при этом мощности [4].

Список литературы

1. Вязунов Е.В., Бархатов А.Ф. Оптимизация потребляемой НПС мощности при различных способах регулирования // Трубопроводный транспорт [теория и практика]. 2013. – № 4. – С. 4-7.

2. Вязунов Е.В., Голосовкер В.И., Щепетков Л.Г. Оптимальное управление нефтепроводом и оценка его эффективности // Нефтяное хозяйство. 1974. – № 5. – С. 55-57.

3. Евтух, К.А. Об экономической эффективности замены узлов дросселирования давления на нефтеперекачивающих станциях частотно-регулируемыми 149 приводами или гидромуфтами / К.А. Евтух, Е.В. Вязунов, А.Ф. Бархатов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 2. – С. 15-21.

4. Лурье, М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: Учебное пособие. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 336 с.

5. Лазарев, Г. Частотно-регулируемый электропривод насосных и вентиляторных установок – эффективная технология энерго- и ресурсосбережения на тепловых электростанциях / Г. Лазарев // Силовая электроника. – 2007. – № 3. – Режим доступа: http://www.uran.donetsk.ua/~masters/2011/etf/novichenko/library/article9.pdf.

6. Рыжевский, О.Н. К расчету оптимальных режимов работы магистрального нефтепровода / О.Н. Рыжевский // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1965. – № 2. – С. 7-11.

7. ГОСТ ISO 17769-1-2014 Насосы жидкостные и установки. Основные термины, определения, количественные величины, буквенные обозначения и единицы измерения. Часть 1. Жидкостные насосы. – М.: ИНК Издательство стандартов, 2015. – 14 с.

8. РД-75.180.00-КТН-198-09 Унифицированные технологические расчеты объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2009. – 204 с.

УДК 665.725

Ефимова К.А., Ваганова Ю.Ю.

Утечки газа в газораспределительных сетях и методы их ликвидации

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: Данная статья посвящена вопросу утечек газа в газораспределительных сетях и методам их устранения. Рассмотрены наиболее вероятные места утечек, причины их возникновения, а также различные методы их обнаружения и ликвидации.

Abstract: This article is devoted to the issue of gas leaks in gas distribution systems and methods of their elimination. The paper reports about different places of leaking location on pipes, causes of their occurrence, and also about technologies of their detections and recovery.

Ключевые слова: газораспределительные сети, обнаружение утечек газа, ликвидация утечек, система Газ Стоп.

Keywords: gas distribution system, leak detection systems, elimination of gas leak, GasStop system.

Одним из основных источников энергии в Российской Федерации является природный газ. Именно поэтому вопрос обнаружения и ликвидации утечек в газораспределительных сетях является актуальным на сегодняшний день. Нарушение целостности газораспределительных сетей приводит не только к финансовым потерям, но также может угрожать безопасности окружающей среды и здоровью людей.

Наиболее вероятными местами утечек газа в газораспределительных сетях являются: фланцевые, сварные, и резьбовые соединения; места, поврежденные коррозией, и пораженные блуждающими токами; места механических повреждений; места присоединения контрольно-измерительных приборов и газовой арматуры.

Утечки могут возникать по разным причинам: нарушения условий выполнения сторонними организациями земляных и строительных работ или несогласованное выполнение этих работ; а также нарушения состояния грунта на трассе подземного газопровода вследствие его просадки, обрушения, эрозии, размыва паводковыми или дождевыми водами.

В процессе эксплуатации сети газораспределения должны выполняться следующие регламентные работы по мониторингу технического состояния газопроводов: проверка состояния охранных зон газопроводов; технический осмотр, обследование и диагностирование подземных и надземных газопроводовтехническое диагностирование подземных газопроводов, технический осмотр (осмотр технического состояния) подземных и надземных газопроводов. Периодичность проверок состояния охранных зон устанавливается с учетом плотности застройки территории и гидро-

геологических условий, но не реже сроков проведения технического осмотра газопроводов.

Различают два способа обнаружения утечек газа в газораспределительных сетях. Один из них-визуальный. В ходе визуального осмотра относящихся к охранной зоне земельных участков могут быть выявлены утечки газа из газопроводов по внешним признакам, таким как: запах (так как газ одорирован), вспенивание мыльной эмульсии, звук (на среднем и высоком давлении газ выходит с шипением), наледь или снежная шуба, желтая трава летом и бурый снег зимой (при утечке из подземных резервуаров), пузырьки на поверхности водоемов, которые при поджигании горят. Другой способ обнаружения утечек газа – приборный. Существуют определенные датчики, показания которых помогают обнаружить выход газа. Среди них: газоанализаторы – приборы, определяющие концентрацию определенного газа, газоиндикаторы - приборы, констатирующие факт загазованности и реагируют на любой газ, течеискатели, датчики загазованности. Каждый из приборов должен подвергаться государственной поверке раз в 6 месяцев.

При выявлении внешних признаков утечек газа из подземных газопроводов или загазованности подвалов зданий, и других сооружений должна быть сделана аварийная заявка в аварийно-диспетчерскую службу (АДС). При поступлении заявки аварийная бригада должна выехать к месту произошедшей аварии не позднее, чем через 5 мин после поступления информации. Выполнение работ по устранению утечек газа в пунктах редуцирования газа должно проводиться с временным снижением давления газа на входе в пункты редуцирования газа или отключением пунктов редуцирования газа от действующей сети с установкой заглушки, специального инструмента, предназначенного для временного перекрытия труб. Срок эксплуатации пневмозаглушки равен 5 годам, а срок однократного перекрытия трубы не превышает 48 часов, возможно подобрать соответствующий диаметр; а материал, составляющий основную часть инструмента, является газонепроницаемым. Специальная форма позволяет быстро и эффективно производить внедрение в открытые края трубы.

Временную ликвидацию утечек газа из газопроводов также допускается проводить с помощью установки бандажей или хомутов, наложенных на газопровод. Продолжительность эксплуатации газопровода с бандажом или хомутом не должна превышать одной рабочей смены. Утечки газа из труб и сварных соединений полиэтиленовых газопроводов (в т.ч. протянутых в стальных газопроводах) должны устраняться врезкой катушек длиной не менее 500 мм с применением деталей с закладными электронагревателями. Ремонт несквозных механических повреждений труб полиэтиленовых газопроводов может проводиться приваркой усилительных муфт или седелок с закладными электронагревателями.

Также для обнаружения и ликвидации утечек в газораспределительных сетях используется система Газ Стоп (рис.1), позволяющая само-

стоятельно обнаружить повышенный расход газа и предотвратить его утечку, Газ Стоп, так называемый клапан отключения избыточного расхода газа, является специальным техническим решением, предназначенным к установке в полиэтиленовые газопроводы-вводы индивидуальных потребителей. Он монтируется в заводских условиях в отводе седелки или в муфте с закладным электронагревателем для последующей сварки в месте подключения к уличному газопроводу. Находясь внутри трубопровода, клапан практически никак не ограничивает поток газа, и при нормальных колебаниях расхода остается в открытом состоянии. Как только расход газа превысит заданное значение, клапан активируется самостоятельно и немедленно закроется для ликвидации утечки газа, исключая возможность возгорания или взрыва. Принцип действия полностью механический. Клапан интегрирован внутри стандартных соединительных деталей Plasson с закладным электронагревателем: муфт и удлиненных муфт диаметрами 32, 40, 50 и 63 мм, редукционных муфт 40-32, 50-32, 50-40, 63-32, 63-40, 63-50 мм, а также отводов седелок диаметром 20 и 32 мм. По завершении ремонта поврежденного участка, когда равновесное давление с обеих сторон клапана с помощью перепускного сопла восстановлено, пружина клапана вернет его в рабочее открытое положение. Предназначен для многократного срабатывания. В случае, если используется клапан без перепускного сопла, для открытия клапана необходимо подать давление со стороны отремонтированного участка.

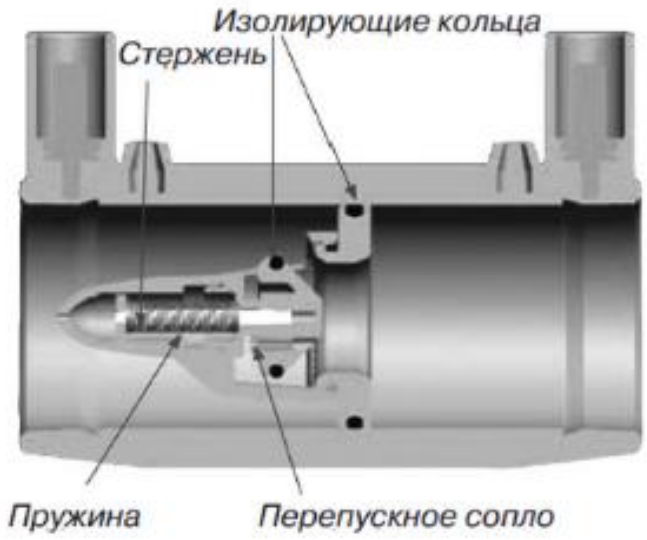


Рис. 1. Система Газ Стоп

Из всего вышесказанного можно сделать вывод, что на текущий момент проблема обнаружения и ликвидации утечек газа в газораспределительных сетях является одним из актуальных вопросов в газовой промышленности. Именно поэтому все больше внимания уделяется разра-

ботке новых систем и способов для решения данной проблемы.

Список литературы

1. Баясанов, Д. Б. Распределительные системы газоснабжения / Д. Б. Баясанов, А. А. Ионин. – Москва : Стройиздат, 1977. - 406 с.

2. Бубличенко, И. А. Поиск утечек из наружных подземных газопроводов газораспределительных сетей мобильными средствами / И. А. Бубличенко, Ю.Л. Шенявский // Безопасность труда в промышленности. - 2008. -№8. - С. 56.

3. Гордюхин, А. И. Газовые сети и установки / А. И. Гордюхин. – Москва : Стройиздат, 1967. - 338 с.

4. Гордюхин, А. И. Эксплуатация газовых сетей и установок / А. И. Гордюхин. – Москва : Стройиздат, 1971. – 398 с.

5. Система отключения избыточного расхода газа [Электронный ресурс]. - Режим доступа: http://plasson.ru/content/page/Excess-Flow-Valve.

6. Стаскевич, Н. Л. Справочное руководство по газоснабжению / Н. Л. Стаскевич. – Ленинград : Гостоп-техиздат, 1960. - 865 с.

7. Чучакин, Л. А. Приборный контроль за состоянием газопроводов и газового оборудования (Библиотека мастера газового хозяйства) / Л. А. Чучакин, Н. Е. Тверитин. – Ленинград : Недра, 1986. - 167 с.

8. Разработка энергоресурсосберегающих технологий при эксплуатации ПХГ газотранспортной системы/Шиповалов А.Н., Земенкова М.Ю., Шпилевой В.А., Александров М.А., Пономарева Т.Г.//Современные проблемы науки и образования. 2015. № 2-2. С. 31.

9. Файзуллина Л. С. Прогнозирование надёжности силовых агрегатов дожимных компрессорных станций по динамике контролируемого параметра/Бельский А. Н., Земенков Ю. Д, Подорожников С. Ю.//Трубопроводный транспорт: теория и практика, №3(25) июнь 2011, С. 37-41.

УДК 656.56

Иванов В.А., Мызников М.О.

Расчет потребления электроэнергии при переходных режимах магистрального нефтепровода

Омский государственный технический университет, г. Омск

Аннотация: Рассмотрен способ расчета основных показателей расходования электроэнергии при переходных процессах магистральных нефтепроводов.

Abstract: The way of calculation of main indicators of expenditure of the electric power at transient processes of turnpike oil pipelines is considered.

Ключевые слова: насосный агрегат, переходный процесс, магистральный нефтепровод, электропотребление, мощность

Keywords: pumping unit, transition process, turnpike oil pipeline, power consumption, power

Нефтепроводные предприятия при эксплуатации объектов транспорта углеводородов сталкиваются с необходимостью менять суточные объемы по-

ставки. Иногда приходится и вовсе останавливать трубопровод для проведения ремонта и технического обслуживания технологического участка. Это вызывает изменение технологических режимов в трубопроводе. В эти периоды также необходимо планировать расход перекачиваемой жидкости и потребление электроэнергии. Государственные программой энергосбережения должны основываться на точном расчете перекачки и потребления электроэнергии. В соответствии с требованиями нормативных документов и договоров с энергоснабжающими организациями необходимо вести планирование потребления электроэнергии и мощности с точностью 1-2% [4]. Такая точность легко получается при работе на опробованных стационарных режимах перекачки. При расчетах переходных процессов требуемая точность пока не достигнута. Переходные режимы планируются с большими погрешностями, вследствие чего велик риск перерасхода или недорасхода электроэнергии при переходе и больших штрафных санкций со стороны энергоснабжающих организаций [2, 6]. Целью работы является создание упрощенной методики определения параметров и характеристик переходного процесса, позволяющих получить картину изменения давления и расхода по длине трубопровода, определить мощность электропотребления, как для каждого магистрального агрегата, так и для всего технологического участка нефтепровода с приемлемой для эксплуатации скоростью и точностью.

Методика строится на основе модели расчета переходного режима технологического участка трубопровода, в которую положены следующие условия:

1. Жидкость в трубопроводе считается малосжимаемой, однородной, сплошной.

2. Изменения давления в трубопроводе распространяются с конечной скоростью, определяемой по формуле

$$c = \frac{1}{\sqrt{\frac{\rho_0}{K} + \frac{\rho_0 \cdot D}{\delta \cdot E}}}, \qquad (1)$$

где ρ_0 – плотность нефти, кг/м^3;

D – диаметр трубы, мм;

Δ – толщина стенки; мм;

E – модуль упругости, Па;

K – модуль упругости жидкости, Па. .

3. Время переходных процессов в трубопроводе достаточно большое, чтобы считать инерционные процессы в жидкости пренебрежимо малыми. Это существенно упрощает расчеты и позволяет шаги переходного режима рассматривать, как квазистационарные с применением уравнения Бернулли для установившегося течения [3].

Идея расчета может быть проиллюстрирована на примере запуска одного насосного агрегата НМ 2500-230 с ротором на подачу 1250 м^3/час в

начале технологического участка магистрального нефтепровода длиной 930 километров, диаметром 720 мм, толщиной стенки 8 мм для перекачки нефти с заданными реологическими свойствами. Скорость распространения волны давления в этом трубопроводе, определяемая по формуле (1) составляет 991 м/с.

Процесс запуска насоса и выхода на технологический режим транспортировки нефти представлен на рисунках 1 и 2.

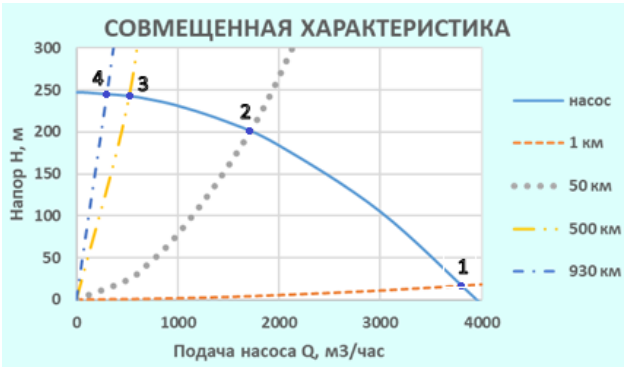


Рис. 1. Изменение положения рабочей точки в течении 930 секунд после запуска насосного агрегата на головной станции

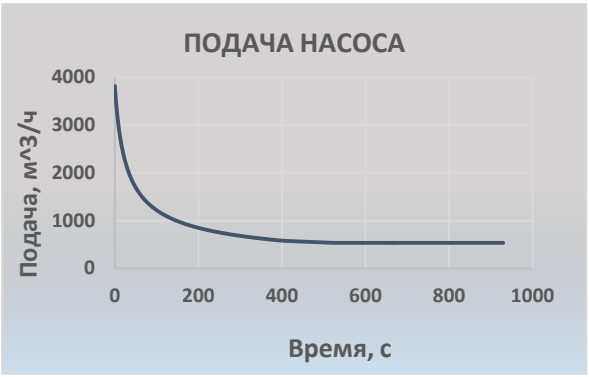


Рис. 2. Зависимость изменения подачи через насосный агрегат от времени после запуска

На рисунках 1 и 2 наглядно продемонстрировано изменение величины расхода и напора насоса по мере удаления фронта волны изменения давления. После раскрутки рабочего колеса насоса сопротивление трубопровода минимально, подача насоса максимальна, а напор, создаваемый насосом минимален (точка 1) [5]. По мере удаления фронта волны изменения давления от насосного агрегата гидравлическое сопротивление трубопровода растет, соответственно, положение искомой рабочей точки будет смещаться в область более высоких напоров на совмещенной характеристике насоса и магистрального нефтепровода (точки 2-4). На рисунке 2 показано изменение расхода для каждого момента времени, определяемого по рабочим точкам совмещенной характеристики.

Для каждой рабочей точки по паспортной характеристике насоса и электродвигателя определяется КПД насосного агрегата [1]. Потребляемая мощность насосного агрегата в кВт для каждой рабочей точки определяется по формуле

$$N(Q) = \frac{\rho \cdot g \cdot H \cdot Q}{1000 \cdot \eta}, \qquad (2)$$

где ρ - плотность нефти (кг/м^3);

$g = 9{,}81$ м/с^2 - ускорение свободного падения,

H - напор (м), развиваемый насосом при подаче Q м^3/с,

η – коэффициент полезного действия насосного агрегата.

Потребляемая электроэнергия в кВт·час для насосного агрегата определяется по формуле

$$E = \frac{\int_{\tau_0}^{\tau_1} N(\tau) d\tau}{3600} \approx \frac{\sum_{i=1}^{n} N_i \Delta\tau_i}{3600} \quad . \qquad (3)$$

При вычислении интеграла используются малые промежутки времени $\Delta\tau_i$ (1 сек), для которых определяется средняя мощность N_i. Геометрическая интерпретация формулы (3) – потребляемая электроэнергия равна площади под графиком потребляемой мощности – представлена на рисунке 3, где закрашенные области характеризуют потребленную электроэнергию насосным агрегатом. Кроме того, из зависимости на рисунке 3 можно определить максимальное значение мощности и соответствующий этому событию момент, учитываемые при планировании энергопотребления и заявке электроэнергии.

Для реализации расчетов более сложных переходов, с запуском и остановкой большего числа насосов на основе модели, построенной на принятых допущениях, в программном комплексе Microsoft Excel разработано приложение.

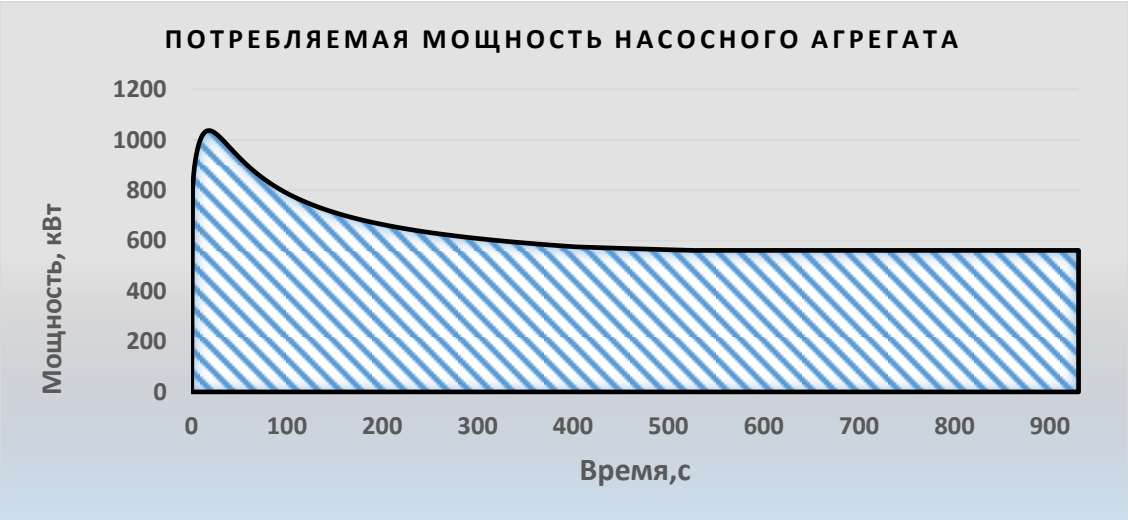


Рис. 3. Зависимость мощности, потребляемой насосным агрегатом от времени

Рассмотрим пример расчета переходного режима запуска трубопровода реального технологического участка «Омск – Анжеро-Судженск» магистрального нефтепровода «Омск-Иркутск» с запуском двух и четырех насосных станций. На рисунке 4 показано изменение напоров по длине трубопровода (линий гидроуклона) с течением времени от момента запуска первого насоса на головной станции. Пуск станции Барабинск осуществлен на 240 секунде после запуска головной нефтеперекачивающей станции в городе Омск.

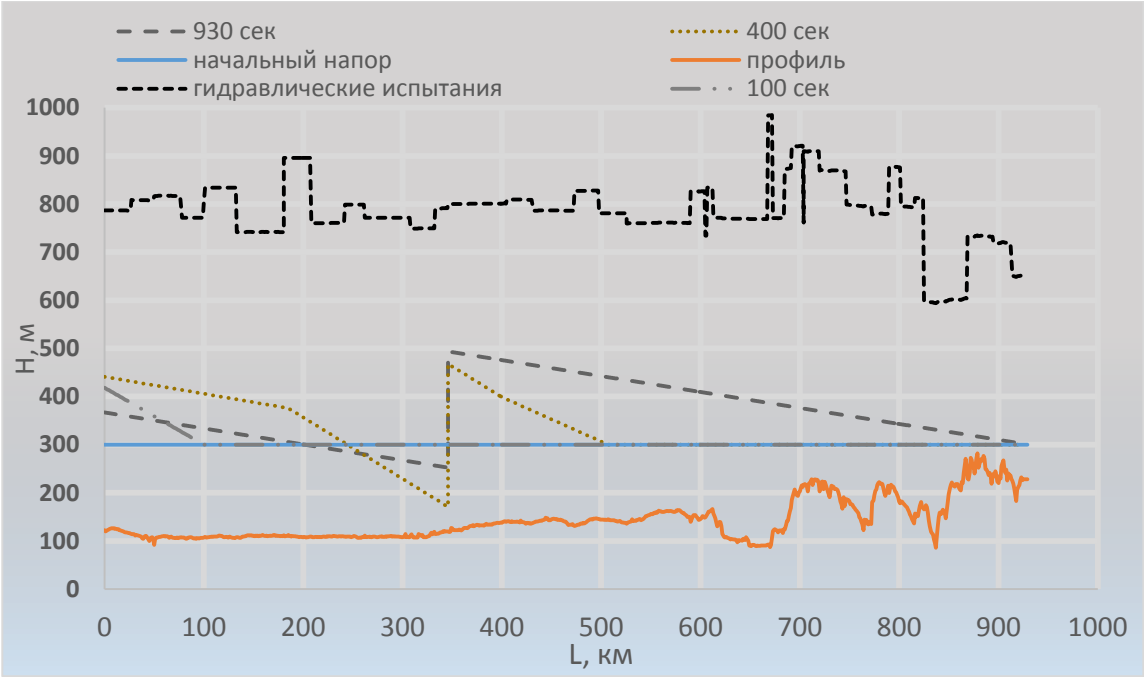


Рис. 4. Изменение линий гидравлического уклона при переходном режиме

Окончанием переходного процесса можно считать линию гидравлического уклона, соответствующую 930 секунде, когда фронт волны последнего изменения давления достиг конца трубопровода.

Приняв линию гидравлического уклона 930 секунды на рисунке 4 за начальную для нового перехода – одновременно запустим насосные агрегаты на нефтеперекачивающих станциях Татарск и Чулым. График изменения напоров по длине при таком запуске насосов представлен на рисунке 5.

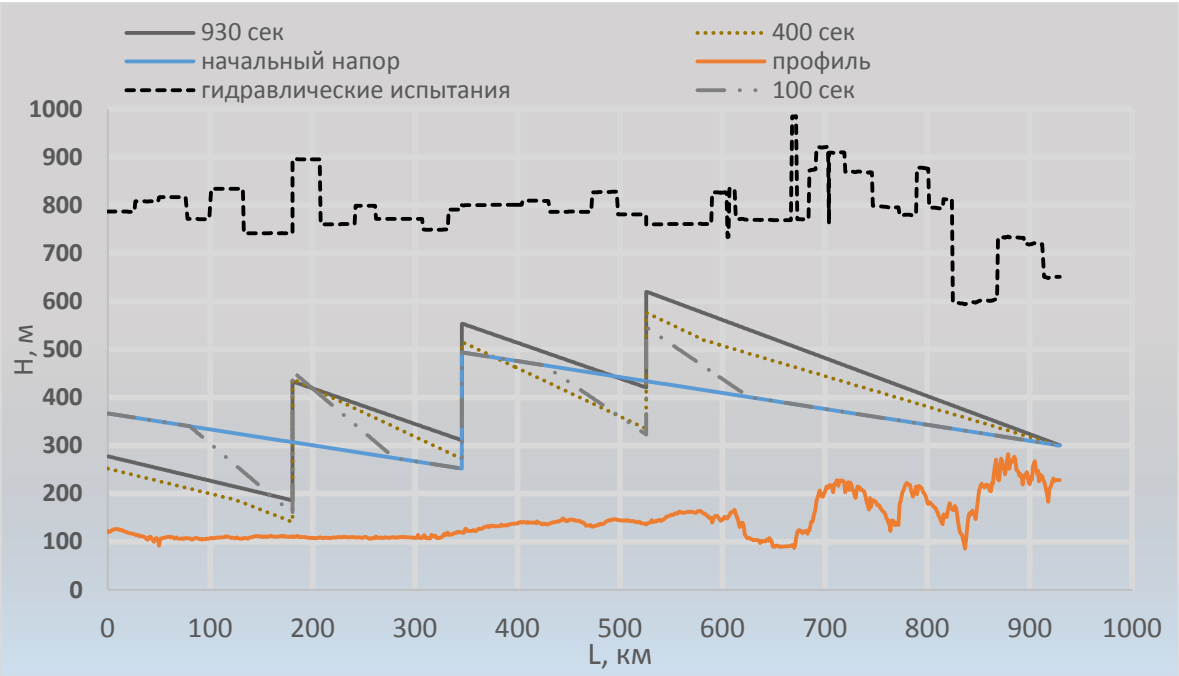


Рис. 5. Изменение линий гидравлического уклона при переходном режиме

По формулам (2) и (3) определены значения мощности для каждого насоса для каждого временного промежутка, а также энергопотребление каждой станции и всего технологического участка в целом. График мощности и значения энергопотребления представлен в таблице 1 и на рисунке 6. Энергопотребление всего технологического участка определяется суммой этих выделенных площадей на заданном временном интервале.

Таблица 1.

Энергопотребление насосными агрегатами

Время после запуска технологического участка	10 минут	30 минут	60 минут
ГНПС Омск	162,4 кВт*ч	281,9 кВт*ч	749,2 кВт*ч
НПС Барабинск	73,1 кВт*ч	120,3 кВт*ч	541,8 кВт*ч
НПС Татарск	0 кВт*ч	53,8 кВт*ч	390,1 кВт*ч
НПС Чулым	0 кВт*ч	50,1 кВт*ч	383,2 кВт*ч
Суммарно	235,5 кВт*ч	388,1 кВт*ч	2064,3 кВт*ч

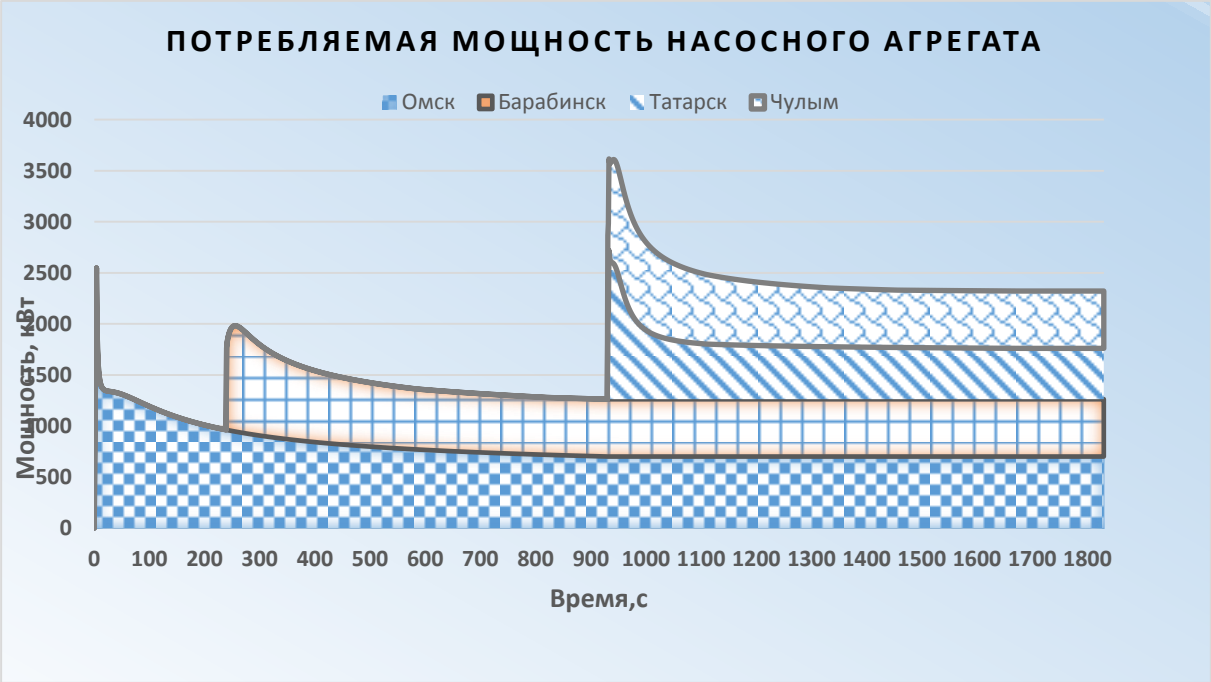


Рис. 6. Зависимость мощности, потребляемой насосным агрегатом от времени

Подобный подход можно использовать при запуске или остановке нескольких насосов со сдвижкой по времени не только на головной, но и на промежуточных станциях. При этом следует учитывать, что от промежуточных станций волны изменения давления будут распространяться в обе стороны от насосов. Общая картина энергопотребления при сложном переходе определится суммой энергопотребления насосов для каждого момента времени с учетом текущих величин подач и напоров каждой.

Итоговая характеристика с учетом переключений всех насосов позволяет определять энергопотребление за все время переходного процесса

и за отдельные интервалы времени, находить максимальные значения мощности, рассчитывать показатели эффективности перекачки нефти при планировании потребления электроэнергии и мощности с учетом переходных процессов.

Разработанное приложение позволяет оперативно моделировать различные сценарии переходных режимов магистрального нефтепровода, определять, как изменяется давление, напор и расход в разных точках трубопровода, вычислять энергопотребление насосных агрегатов и нефтеперекачивающих станций в процессе перехода.

Приведенная методика дает возможность инженерам технологам и оперативному персоналу, управляющему трубопроводами, проводить моделирование и расчеты не только для долгосрочного планирования энергопотребления, но и в реальном времени при возникновении нештатных ситуаций.

Список литературы

1. Богданов, Р. М. Расчет норм потребления электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти / Р. М. Богданов // Электронный научный журнал нефтегазовое дело. - 2012. - № 1. - С. 47-57.

2. Гольянов, А. И. Обзор методов оценки магистральных нефтепроводов / А. И. Гольянов, А. А. Гольянов, С. Е. Кутуков // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. - 4 (110). - С. 156-170.

3. Лурье, М. В. Трубопроводный транспорт нефти, нефтепродуктов и газа. – Москва : ООО «Издательский дом Недра», 2017. - 477 с.

4. Методика расчета нестационарных технологических режимов работы магистральных трубопроводов [Текст] : РД-75.180.00-КТН-255-14: утв. ОАО «АК «Транснефть» 10.08.14 : ввод. в действие с 19.12.14. – Москва : ОАО «АК «Транснефть», 2014. – 129 с.

5. Мызников, М. О. Эффективность работы магистральных насосов в условиях неполной загрузки нефтепроводов / М. О. Мызников, М. И. Гильдебрандт // Трубопроводный транспорт, 2018 - С. 351-353.

6. Шалай, В. В. Экономия энергии и ресурсов при транспортировке углеводородов / В. В. Шалай, М. О. Мызников, М. И. Гильдебрандт // Техника и технология нефтехимического и нефтегазового производства. - ОмГТУ, 2018. - С. 206-207.

УДК 658.58

Иванов В.А, Огудова Е.В., Бауэр А.В.

Метод кривых при капитальном ремонте магистрального газопровода

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: Статья об инновационном способе капитального ремонта магистральных газопроводов «Методом кривых», как способа снижения вероятности отказов подводных переходов и уменьшения объемов ремонтно-восстановительных работ.

Abstract: The article is about the innovative method of overhaul of main gas pipelines "By the method of curves" as a way to reduce the probability of failures of underwater crossings and reduce the volume of repair and restoration work.

Ключевые слова: Ремонт газопровода, подводный переход. метод кривых.

Keywords: repair of the pipeline, underwater crossing. curve method.

В настоящее время около 80% всех аварийных ситуаций на магистральных газопроводах возникает в результате размывания грунта вокруг труб на подводных переходах и образования оголённых участков трубопровода, подвергающихся силовому воздействию потока и лишь 20% приходятся на коррозию и механические повреждения, не выявленные в процессе строительства. В то же время существует тенденция к повышению вероятности отказов переходов и увеличению объемов ремонтно-восстановительных работ, что связано с достижением значительной части подводных газопроводов возраста 30 лет. На сегодняшний день широкое распространение принимают бестраншейные методы ремонта переходов. В нашей работе рассмотрен инновационный способ капитального ремонта магистральных газопроводов «Методом кривых».

Отличительной особенностью новой технологии бестраншейного способа прокладки трубопроводов «Методом кривых» является одновременно бурение скважины и укладка в пробуренный участок нового трубопровода. Пробуривание скважины требуемых размеров (за один рабочий цикл) и укладка трубопровода (из предварительно изогнутых под необходимым градусом отводов) путем его продавливания в пробуренный участок проводятся с помощью специального оборудования (микротоннельного щита и установки продавливания изогнутых труб). Технология «Метод кривых» позволяет уменьшить радиус прокладываемого трубопровода, его длину и соответственно существенно сократить время его строительства. Технология строительства предусматривает сокращение размеров и объёмов стройплощадок, применяемых материалов и оборудования, в сравнении с методами ННБ и микротоннелирования (исключается строительство приёмного котлована, амбара для бентонита, площадок для сварки трубопровода и т.д.). Использование изогнутых труб позволяет уменьшить радиус изгиба прокладываемой плети труб. Соответственно снижаются затраты на материалы, трудозатраты, срок выполнения работ, кроме того плеть составленная из кривых представляет собой жесткую арочную конструкцию, которая никогда не провалится и не всплывет.

Технология строительства «Методом кривых» представляет собой симбиоз метода наклонно-направленного бурения и микротоннелирования с применением предварительно изогнутых труб при бестраншейном способе укладки трубопроводов. Суть метода состоит в использовании «Кривых» труб, что позволяет значительно уменьшить радиус изгиба прокладываемой плети труб. Радиус естественного изгиба трубы, в зоне упругой деформации, считается равным 1200 диаметром трубы. Например, труба

диаметром 1220мм, её радиус изгиба равен : 1200х1220м=1464м. Если мы составим трубопровод из 3-х градусных кривых того же диаметра, то мы получим радиус изгиба плети всего 222 метра. Таким образом, используя 3-х градусные кривые в строительстве подводных переходов, мы имеем возможность сократить длину перехода в 6,7 раза. Соответственно снижаются затраты на материалы, трудозатраты, срок выполнения работ, кроме того плеть составленная из кривых представляет собой жесткую арочную конструкцию, подобную перевернутому арочному мосту, которая не расположена к провалам и всплытиям, т.е. отпадает необходимость в гидропригрузах. Отличительной особенностью новой технологии бестраншейного способа прокладки является одновременное бурение скважины и укладка в пробуренный участок нового трубопровода. Бурение скважины требуемых размеров (за один рабочий шаг) и укладка трубопровода (из предварительно изогнутых под необходимым градусом отводов) путем его задавливания в пробуренный участок проводятся с помощью уникального специального оборудования (микротоннельного щита и установки задавливания изогнутых труб).

Эффективность применения «Метода кривых» согласно технико-экономическим обоснованиям и особенностям конструкции оборудования:

1. Ширина водной глади не более 200 м -обусловлено конструктивными параметрами оборудования;
2. Ширина водной глади не менее 10 м -т.к. при меньшей ширине применение метода низкоэффективно;
3. Диаметр трубопровода не менее 920 мм -т.к. соотношение радиуса естественного изгиба трубы при меньшем диаметре и радиусов изгиба применяемых в «Методе кривых» близко к 1;
4. Глубина от верха трубы до дна водоема приблизительно 3 м -т.к. заглубление должно быть не менее двух диаметров трубы, для исключения продавливания бентонита в русло реки;
5. Ограничений по грунтам нет -метод применяется в грунтах любой категории, от обводненных до скальных включительно;
6. Температура окружающей среды без дополнительного подогрева емкости с водой -до -10 град. как при ГНБ и микротоннелировании (при применении дополнительного подогрева емкостей с водой, температура окружающей среды при применении метода не ограничена).

Принципиальным отличием технологии «Метода кривых» от других бестраншейных способов прокладки является то, что трубопровод, составленный из кривых отводов холодного гнутья, представляет собой жесткую арочную вогнутую конструкцию, которая может быть заглублена на русловом участке практически на любую глубину, исключающую последующие внешние воздействия на подводный трубопровод любых прогнозируемых деформаций русла и берегов. Новая технология строительства предусматривает сокращение размеров и объемов стройплощадок (20х50

м), количества применяемых материалов (снижение расхода бентонита в 100 раз) и оборудования, в сравнении с методами ГНБ и микротоннелирования (исключается строительство приемного котлована, амбара; для бентонита, площадок для сварки трубопровода и т.д.).

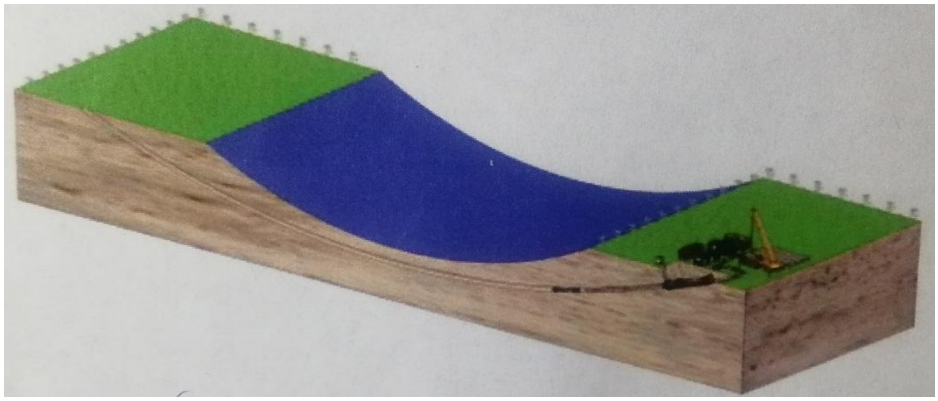


Рис.1. Схема прокладки трубопровода "Методом кривых"

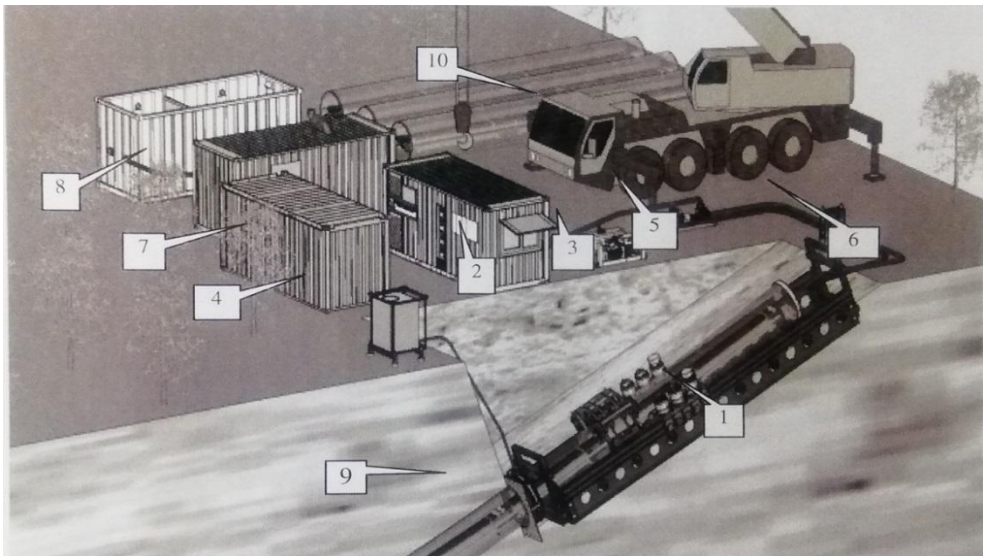


Рис.2. Схема устройства монтажной площадки
1-установка для продавливания труб PPP400; 2-контейнер управления; 3-насос высокого давления; 4-сьанция смешивания бетонита; 5-грязевой насос; 6-устройство измерения расхода; 7-мастерская; 8-генератор; 9-стартовое окно; 10-автокран.

Однако при всех положительных отличия данного метода остаётся не решенным вопрос сохранности изоляционного покрытия трубопровода. При продавливании трубопровода из-за отсутствия технологической возможности заполнение полости трубопровода водой для обеспечения отрицательной плавучести не выполняется, в связи с этим остается большая вероятность повреждения изоляционного покрытия трубопровода о стенки скважины. К счастью, данная проблема решается применением обетонированных труб, обеспечивающих отрицательную плавучесть, а также сохранность защитного покрытия труб.

Таким образом, использование существующих методов и применение предварительно изогнутых труб дает оптимальное, экономически выгодное решение перехода магистрального трубопровода под водными препятствиями н условиях городской застройки, обводненных и сложных грунтах со следующими преимуществами:

1. Экологичность: Не нарушается русловая часть водоема, включая целостность береговых линий; отсутствует выход бентонита за счет уплотнительных манжет и других материалов на поверхность, нет необходимости в их утилизации. Из-за уменьшения сроков строительства наносится значительно меньший урон окружающей среде за счет снижения выбросов CO_2 и других отходов.

2. Надежность и долговечность: Трасса сооружаемого перехода имеет параболическую (арочную) конструкцию. Такая жесткая конструкция дюкера из предварительно изогнутых труб гарантирует, что трубопровод никогда не «всплывет» и не «провалится» в процессе эксплуатации. Срок эксплуатации подводного перехода в данном случае будет не меньше, чем у линейной части трубопровода.

3. Безопасность эксплуатации: Данный показатель достигается за счет возможности глубокой заделки трубопровода от поверхности. Следовательно, можно не опасаться сезонных колебаний температуры и влияния паводков на трубопровод.

4. Технологичность: Показатели данного аспекта обусловлены высокой степенью механизации работ, незначительным количеством техники и оборудования для выполнения основных и вспомогательных операций, а также отсутствием компонентов технологического цикла массой более 18 т. 5. Высокая точность прокладки Возможность осуществить прокладку трубопровода точно в соответствии с заданной проектной траекторией достигается применением навигационной системы SDV 13, в основе которой гироскопы, нечувствительные к электромагнитному воздействию.

6. Широкий спектр горно-геологических условий. Возможность прокладки трубопроводов практически в любых сезонных условиях и в любых грунтовых условиях (гравелистые, щебёночные, каменные, скальные и мёрзлые грунты) обеспечивается за счет подбора соответствующей режущей оснастки в конструкции породоразрушающего механизма-микрощита.

7. Относительно низкая стоимость выполнения работ. Стоимость сопоставима со стоимостью траншейного метода.

8. Малые сроки выполнения работ: За счет высокой скорости укладки труб, средняя скорость укладки составляет ориентировочно 20 м в сутки с учетом сварочных и изоляционных работ. Это в свою очередь значительно снижает потери при остановке газопровода для капитального ремонта. Наиболее целесообразно применение «Метода кривых» при строительстве, ремонте и реконструкция переходов под водными преградами шириной зеркала не более 200 метров, трубами диаметром от 1020 мм до 1420 мм.

Список литературы

1. Кочурова, В.В. Особенности организации строительно-монтажных работ из полимерных труб / В.В. Кочурова, А. Н. Коркишко // Проблемы эксплуатации систем транспорта сборник материалов всероссийской научно-практической конференции, посвященной 45-летию со дня основания Тюменского индустриального института им. Ленинского комсомола. – Тюмень, 2008. - С. 169-170.

2. Крылов, Г. В. Эксплуатация и ремонт газопроводов и газохранили : Учеб. / Г. В. Крылов, О. А. Степанов // Открытое АО "Газпром", Упр. кадров и соц. развития. Центр. учеб.-метод. кабинет по проф. обучению кадров газовой пром-сти. – Москва : Academia, 2000. – 360 с.

3. Эксплуатация магистральных газопроводов. Изд. 2-е, перераб. и дополн. / И. Я. Котляр, В. М. Пиляк. – Ленинград : «Недра», 1971. - 248 с.

4. Меджидов, М. Р. Бестраншейный метод прокладки трубопроводов: микротоннелирование / М. Р. Меджидов, В. В. Голик, Е. В. Огудова // Нефтегазовый Терминал, сборник научных статей памяти профессора Н. А. Малюшина. – Тюмень : ТИУ, 2016. - №10. - С. 76 -79.

5. Меджидов М. Р. Бестраншейный метод прокладки трубопроводов: микротоннелирование / М. Р. Меджидов, В. В. Голик, Е. В. Огудова // Нефтегазовый Терминал, сборник научных статей памяти профессора Н. А. Малюшина. – Тюмень : ТИУ, 2016. - №10. - С. 76 -79.

6. Ivanov V. A. Methods of increasing efficiency and maintainability of pipeline systems / V. A. Ivanov, S. M. Sokolov, E. V. Ogudova // IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng. “Transport and Storage of Hydrocarbons”, 2018. - P. 012016.

УДК 621.6.036

Ильин М. С.

Методика расчёта технологических параметров газопровода для сжиженного природного газа

Омский государственный технический университет, г. Омск

Аннотация: Работа посвящена разработке методики гидравлического расчёта газопровода сжиженного природного газа (СПГ). Полученные результаты обобщены в единой методике гидравлического расчёта газопровода компримированного и сжиженного газа, позволяющая определить область эффективного использования этих двух способов транспортировки.

Abstract: The work is devoted to the development of methods for the hydraulic calculation of the gas pipeline liquefied natural gas (LNG). The obtained results are generalized in a single method of hydraulic calculation of compressed and liquefied gas pipeline, which allows to determine the area of effective use of these two methods of transportation.

Ключевые слова: сжиженный природный газ, СПГ, трубопроводный транспорт, гидравлический расчёт.

Keywords: liquefied natural gas, LNG, pipeline transport, hydraulic calculation.

Актуальность данной работы связана с возрастанием в последние годы спроса на сжиженный природный газ (СПГ). В настоящее время сжи-

женный природный газ транспортируется преимущественно морским транспортом. Технология транспортировки природного газа в сжиженном виде предполагает закачку его в специальные ёмкости и поддержание в них необходимой температуры на протяжении всего пути. Применение трубопроводного транспорта для СПГ позволит исключить потери от испарения при сливо-наливных операциях и транспортировке, снизить затраты на поддержание постоянной температуры за счёт повышения давления и, что самое главное, обеспечить более быструю и бесперебойную доставку потребителю. Тем не менее, ввиду значительного удорожания проекта на стадии капитального строительства, отсутствия необходимой инфраструктуры и чёткого математического описания технологии процесса от данного способа транспортировки газа в настоящее время отказываются.

Реализация подобного проекта возможна лишь в том случае, когда определена методика оценки его экономической эффективности, которая, в свою очередь, будет напрямую зависеть от точности определения основных технологических параметров газопровода. Целью данной работы является разработка единого подхода к расчёту основных параметров СПГ в условиях трубопроводного транспорта, а также методики гидравлического расчёта неизотермического трубопровода в условиях однофазной перекачки.

Во многих работах подход к гидравлическому расчёту газа в сжиженном виде не отличается от расчёта гидравлики обыкновенной жидкой среды, т.е. принимается допущение, что сжиженный газ ведёт себя, как любая другая жидкость. Такой подход предлагается, например, в работе [1].

Анализ поведения физических свойств природного газа в области жидкой фазы в зависимости от изменения температуры и давления показывает, что принципиальных отличий между газовой и жидкой фазой не наблюдается. Работы в области теплофизических расчётов газовых смесей в различных фазовых состояниях показывают, что наиболее верным и универсальным подходом являются методики расчёта, основанные на различных модификациях кубических уравнений состояния [2].

Обобщая результаты, полученные в ходе сравнительного анализа гидравлики компримированного и сжиженного газа, были выделены две принципиальные проблемы гидравлического расчёта газопровода СПГ:

1) Определение границ однофазной перекачки;
2) Определение теплофизических параметров сжиженного газа в условиях низких температур.

Решение этих двух проблем позволит внести необходимые корректировки в существующую методику расчёта газопровода и определить единый подход к данному расчёту.

Граничные условия существования однофазного режима для газопровода определяются зависимостью давления начала кипения газа от температуры. Условия фазовых переходов в термодинамических системах определяются исходя из гипотезы о фазовых равновесиях, суть которой

состоит в том, что летучести каждого компонента смеси в газовой и жидкой фазе равны при любом соотношении температуры и давления в системе. Условие фазового равновесия рассматривается в работах [3, 4] при помощи так называемых констант равновесия.

Аналитически данное условие записывается следующим образом:

$$\sum_{i=1}^{n} \frac{\eta_i (K_i - 1)}{1 + \varepsilon (K_i - 1)} = 0, \qquad (1)$$

где η_i – мольная доля *i*-того компонента в исходной смеси;

K_i – константа равновесия *i*-того компонента;

ε – мольная доля газовой фазы.

Таким образом, фазовый состав смеси определяется мольной долей газовой фазы, которая рассчитывается по уравнению (1). Начало выделения газовой фазы из жидкой смеси происходит при нулевом значении данного параметра. Условие начала кипения смеси тогда определяется следующим образом:

$$\sum_{i=1}^{n} \eta_i K_i = 1. \qquad (2)$$

Связь между уравнениями (1), (2) и основными термодинамическими параметрами системы (температура и давление) устанавливается константами равновесия, которые зависят от данных параметров. Однако характер этой зависимости весьма сложен и не поддаётся простой математической записи, следовательно, расчёт констант равновесия является главной проблемой при определении давления начала кипения СПГ.

В работе [3] для расчёта констант равновесия приводится эмпирическая формула, позволяющая однозначно установить для основных компонентов природного газа зависимость данного параметра от температуры и давления смеси:

$$K_i = a_1 \left(\frac{T}{T_0} \right)^{a_2} \left(\frac{P}{P_{atm}} \right)^{a_3}, \qquad (3)$$

где a_1, a_2, a_3 – постоянные эмпирические коэффициенты.

Данная зависимость была получена для определения компонентного состава растворённого в нефти газа и проверена экспериментально для нескольких нефтяных месторождений. Применимость подобной методики к расчёту СПГ нуждается в проверке более универсальными методами, поскольку экспериментальных данных в этой области температур и давлений не имеется.

Наиболее точный результат в широкой области термодинамических условий могут дать методы, основанные на кубических уравнениях со-

стояния (КУС). В данной работе было принято четырёхпараметрическое уравнение состояния Брусиловского:

$$p = \frac{RT}{v-b} - \frac{a}{(v+c)\cdot(v+d)}, \tag{4}$$

где a, b, c, d – коэффициенты, определяемые по результатам экспериментальных исследований.

В работе [4] подробно описана методика определения констант равновесия, в основу которого входит решение уравнения (1) методом последовательных приближений. Таким образом, давление начала кипения можно определить либо по условию (2) с применением формулы (3), либо по условию (1) при помощи уравнения состояния.

Сравнение результатов расчёта двумя выше обозначенными методами было проведено для природного газа с долей метана 98%, что соответствует большинству фактических газовых месторождений (см. рис. 1). Результат сравнительного анализа показал практически абсолютную сходимость в условиях требуемой точности. Наряду с природным газом был рассмотрен попутный нефтяной газ (СНГ), процентное содержание метана в котором составляет около 45%. Расхождение результатов оказалось в данном случае весьма значительным.

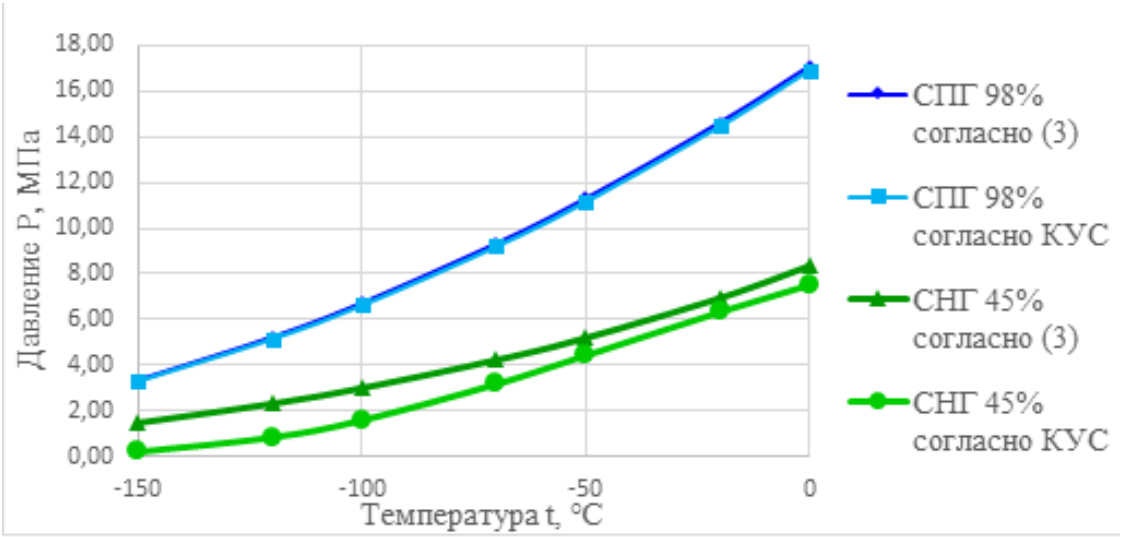


Рис. 1. Сравнение результатов расчёта давления начала кипения

В связи с тем, что точность результатов, получаемых по формуле (3), сильно зависит от компонентного состава газа, была проведена оценка влияния доли метана в газовой смеси на результат расчёта при различных температурах. Результат данной оценке представлен на рис. 2, где хорошо заметно, что эмпирическую зависимость можно применять для природного газа со значительной долей метана, около 95-98%.

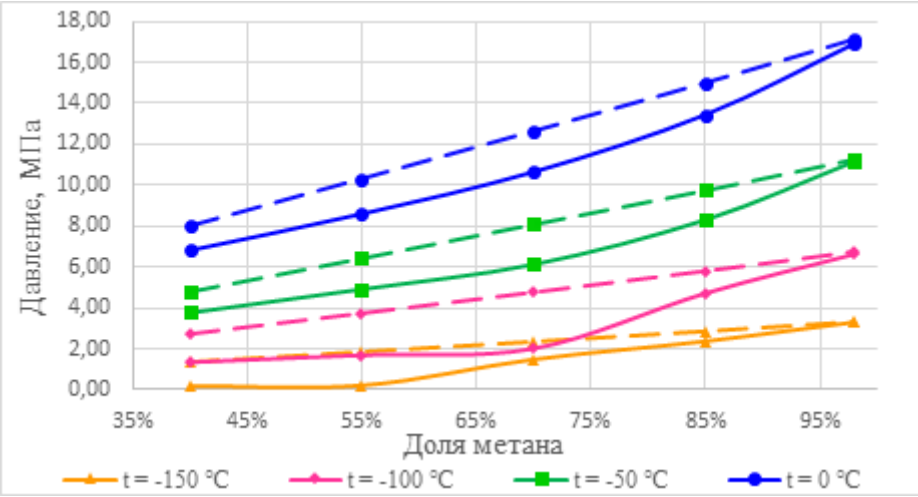


Рис. 2. Влияние доли метана на результат расчёта давления начала кипения
Линии: сплошная – по уравнению состояния; пунктирная – по формуле (3)

Основные теплофизические параметры смеси природного газа в области положительных температур (в интервале 0 – 30 °С) рассчитываются по общепринятой методике, разработанной ВНИИГазом. Анализ данных зависимостей в применении их к сжиженному газу приводит к значительным расхождениям с экспериментальными данными, принятыми для метана согласно работе [5]. Таким образом, для расчёта основных теплофизических параметров газовой смеси в сжиженном состоянии в условиях экстремально низких температур (оптимальный интервал от -150 до -100 °С) и высоких давлений (свыше 10 МПа) необходимо определить расчётные зависимости, основанные либо на результатах экспериментальных исследований сжиженного газа в данной области температур и давлений, либо на общих зависимостях, выведенных из уравнения состояния.

Плотность газа определяется по известному соотношению, однако для расчёта коэффициента сжимаемости СПГ формула ВНИИГаза не подходит. Данный параметр необходимо определять непосредственно из уравнения состояния (4), записанного в следующе форме:

$$Z^3 + (C + D - B - 1)Z^2 + (A - BC + CD - BD - D - C)Z - (BCD + CD + AB) = 0. \quad (5)$$

На рис. 3 приведён графический результат сравнения данного расчёта с экспериментальными данными по метану, а также формулой ВНИИГаза. Из рисунка видно, что уже при небольших отрицательных температурах расчёт по формулам ВНИИГаза перестаёт быть адекватным, а методика, основанная на КУС, при давлении свыше 4 МПа даёт очень точные результаты.

Плотность является наиболее важным параметром СПГ по двум причинам: во-первых, это определяющий параметр при расчёте энергетической эффективности перекачки, а во-вторых, по величине плотности опре-

деляется зависимость всех остальных параметров газа от давления. Следовательно, от точности определения плотности зависит точность определения всех остальных величин.

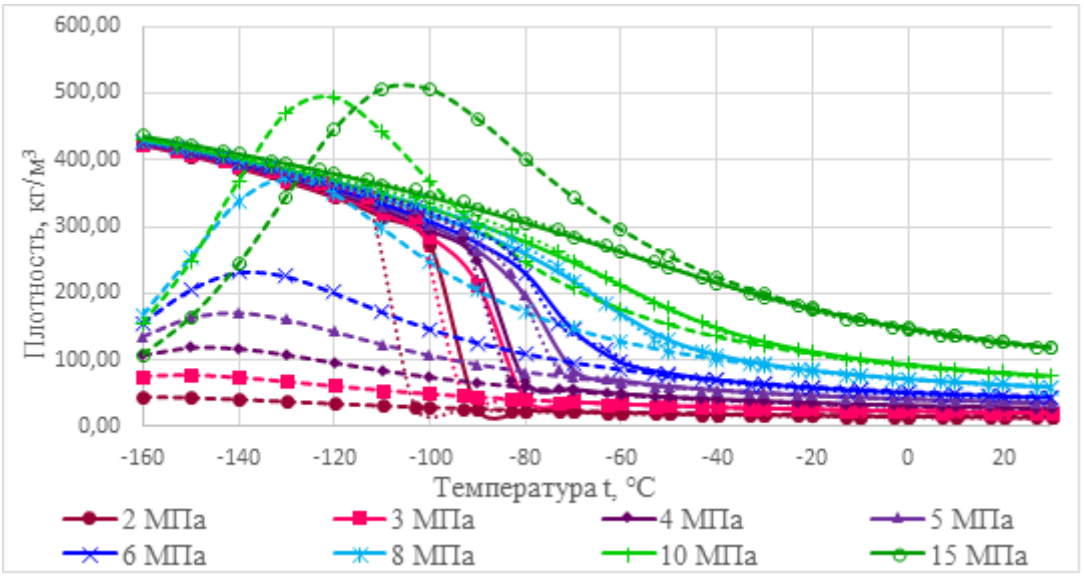


Рис. 3. Результаты расчёта плотности
Линии: сплошная – расчёт по КУС; пунктирная – формула ВНИИГаза; точечная – справочные данные по метану

Удельная теплоёмкость является определяющим параметром при теплотехнических расчётах газов, поэтому определению данного параметра посвящено множество работ. Однако во многих работах теплоёмкость определяют на основе эмпирических зависимостей. Например, в работах [6, 7] используется теория подобия, за основу расчёта берётся некоторое эталонное вещество. Наша задача – найти более универсальный и при этом достаточно точный метод.

Удельная теплоёмкость и коэффициент Джоуля-Томсона газа могут быть определены исходя из уравнения состояния по фундаментальным термодинамическим соотношениям:

$$C_p = C_{V0} - T\int_0^{\rho}\frac{\left(\frac{\partial^2 p}{\partial T^2}\right)_{\rho}}{\rho^2}d\rho + \frac{T}{\rho^2}\frac{\left(\frac{\partial p}{\partial T}\right)_{\rho}^2}{\left(\frac{\partial p}{\partial \rho}\right)_T}; \qquad (6)$$

$$D_i = \frac{1}{C_p\rho}\left[\frac{T}{\rho}\frac{\left(\frac{\partial p}{\partial T}\right)_{\rho}}{\left(\frac{\partial p}{\partial \rho}\right)_T} - 1\right]. \qquad (7)$$

Соотношения (6) и (7) приняты согласно работе [8], в которой автором предлагается собственное решение для расчёта данных параметров. В настоящей работе был проведён сравнительный анализ результатов расчёта теплоёмкости, полученных по методу [8] с результатами, полученными применением уравнения состояния Брусиловского к соотношению (6) (см. рис. 4). Сравнение показало, что уравнение Брусиловского практически во всём диапазоне рабочих давлений даёт значительно более точные результаты, вполне согласующиеся с экспериментальными данными. Расчёт коэффициента Джоуля-Томсона, ввиду отсутствия по нему экспериментальных данных, принят так же по уравнению Брусиловского (см. рис. 5).

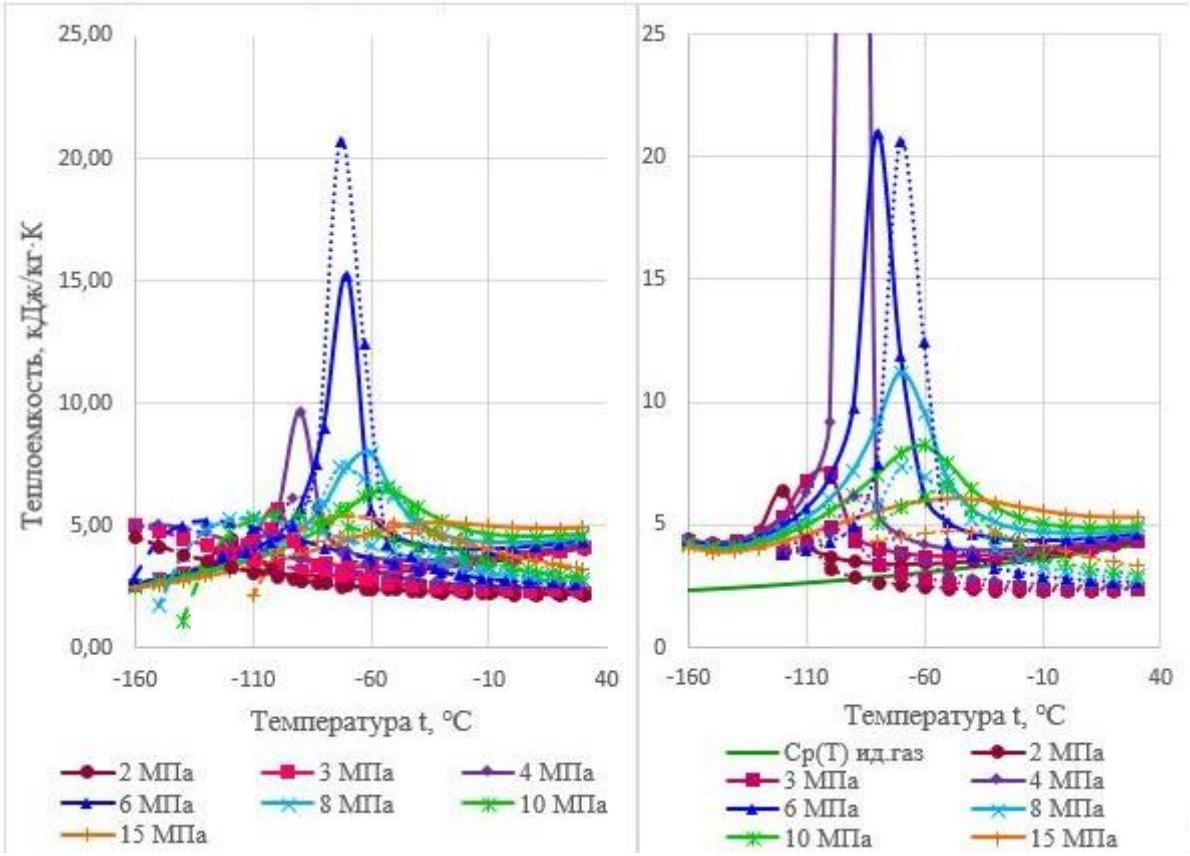


Рис. 4. Сравнение результатов расчёта теплоёмкости по методике [8] и уравнению Брусиловского, соответственно. Линии: сплошная – расчёт по КУС; пунктирная – формула ВНИИГаза; точечная – справочные данные по метану

Коэффициент динамической вязкости является сложным параметром для математического описания, поскольку отсутствуют соотношения, однозначно связывающие его с другими параметрами состояния газа. Поскольку универсальный подход к определению данного параметра отсутствует, существует множество методов расчёта вязкости по эмпирическим формулам. Зависимость от температуры многими авторами предлагается определять между двумя достаточно близкими друг к другу точками, что не позволяет обеспечить точность расчёта в широкой области температур.

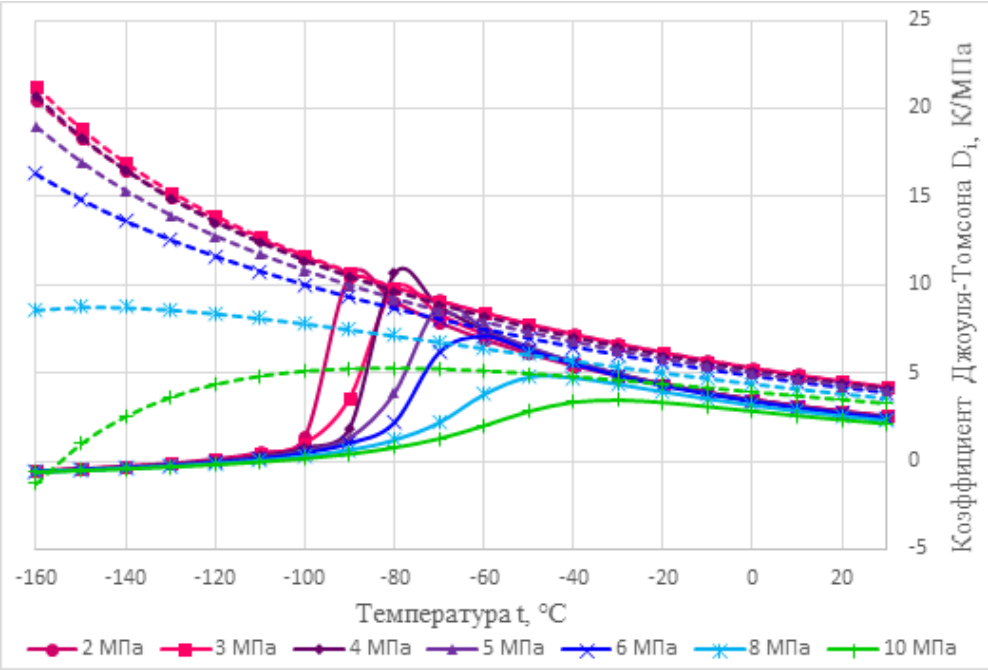


Рис. 5. Результаты расчёта коэффициента Джоуля-Томсона.
Линии: сплошная – расчёт по КУС; пунктирная – формула ВНИИГаза

Исследования вязкости метана и других лёгких углеводородов определили, что для описания зависимости от температуры для данных веществ хорошо подходит степенная зависимость, которая записывается следующим образом:

$$\eta_T = \eta_0 \left(\frac{T}{T_0} \right)^m , \tag{8}$$

где η_0, T_0 – соответственно, вязкость и температура при начальных условиях;

m – показатель степени, определяющийся аппроксимацией экспериментальных данных.

Выражение (8) даёт достаточно высокую точность во всей области эксплуатационных температур. Зависимость от давления оказывается определить куда сложнее, поскольку расчётная формула должна учитывать фазовые переходы, что невозможно сделать на основании эмпирических выражений. Следовательно, зависимость вязкости от давления должна устанавливать связь данного параметра с уравнением состояния газа. Был рассмотрен ряд зависимостей, предлагаемых различными авторами, из которых наиболее подходящей оказалась следующая зависимость:

$$\eta = \eta_T + A \left(\frac{\partial p}{\partial T} \right)^n , \tag{9}$$

где A, n – коэффициенты, определяемые автором как постоянные для данного вещества.

Результаты расчёта при различных температурах показали, что показатель степени n в формуле (9) действительно остаётся постоянным, однако параметр A в значительной степени зависит от температуры. В связи с этим возникла необходимость внести корректировку в виде дополнительной аппроксимирующей зависимости:

$$A = A_0 e^{-\alpha T}. \qquad (10)$$

Сравнение результатов расчёта вязкости по формуле (9) со справочными данными по вязкости метана показано на рис. 6. Здесь же показаны результаты расчёта по формуле ВНИИГаза. Точность расчёта в диапазоне эксплуатационных давлений (свыше 6 МПа) весьма удовлетворительна. Увеличение погрешности при давлениях ниже 6 МПа объясняется тем, что аппроксимация для данного диапазона давлений не производилась с целью увеличения точности в области эксплуатации газопровода СПГ.

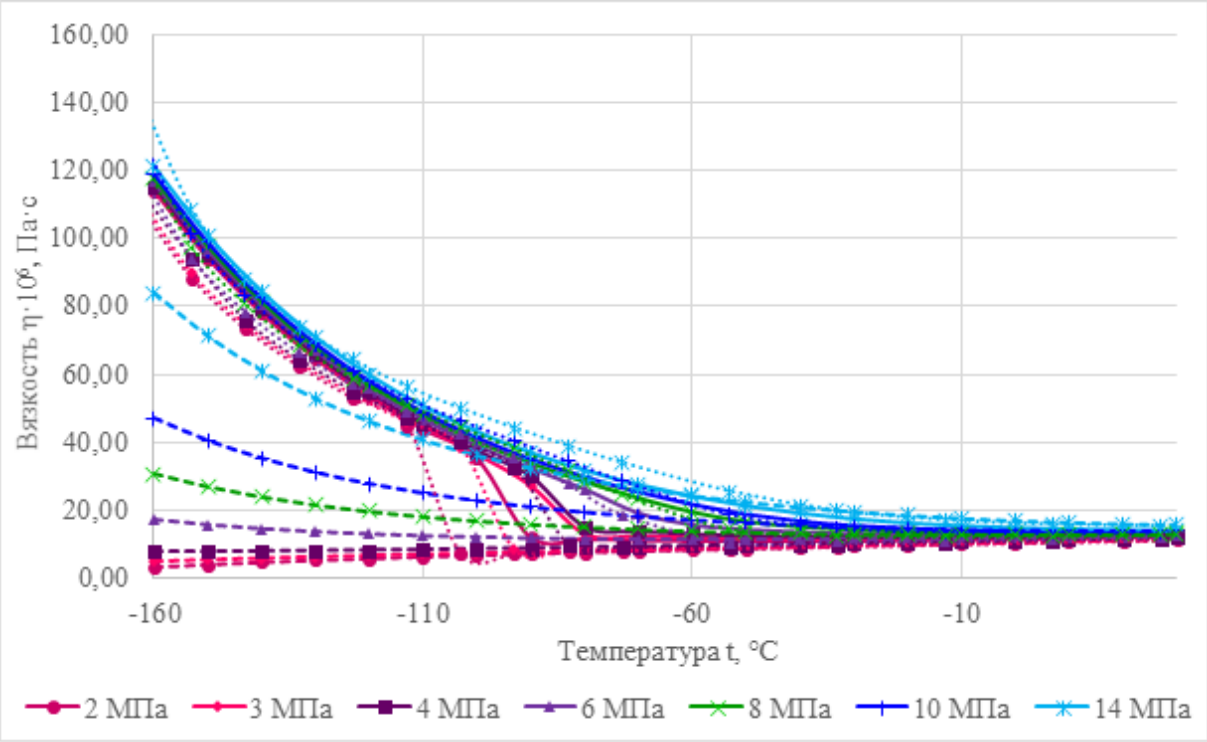


Рис. 6. Результаты расчёта вязкости
Линии: сплошная – расчёт по КУС; пунктирная – формула ВНИИГаза; точечная – справочные данные по метану

На основании проведённой работы определена общая методика гидравлического расчёта газопровода СПГ, включающая в себя условие однофазного режима транспортировки и полученные зависимости теплофизических параметров газа. Распределение давления и температуры в газопроводе сжиженного газа описываются теми же зависимостями, что и в газопроводе компримированного газа. Однако следует выделить ряд существенных отличий:

1) Распределение давления в газопроводе для СПГ обязательно должно учитывать влияние рельефа ввиду значительной плотности продукта;

2) Поскольку конечное давление зависит от температурных изменений в газопроводе, а также ввиду сложного характера изменения температуры по длине газопровода, затрудняющего возможность осреднения параметров по длине перегона между станциями, расчёт производится для малых участков длиной примерно 5-10 км.

Обобщая результаты проделанной работы, можно сказать, что для наиболее распространённого состава природного газа допускается определять давление начала кипения смеси по экспериментальной зависимости (3). При изменении состава сжиженного газа в случае внедрения, например, газа от газоконденсатных месторождений или попутного нефтяного газа, возникает необходимость определения кривых начала кипения для каждого конкретного случая. Анализ методик расчёта теплофизических параметров газа в новых условиях показал, что все свойства газа наиболее точно описываются в широком диапазоне термодинамических параметров зависимостями, базирующимися на кубических уравнениях состояния.

В результате работы определена методика гидравлического расчёта газопровода, которая подходит как для СПГ, так и для обычного газопровода. Единая методика для расчёта газопроводов СПГ и компримированного газа позволяет произвести технико-экономическую оценку этих двух способов транспортировки природного газа с целью выявления области практической эффективности трубопроводного транспорта СПГ.

Список литературы

1. Рачевский, Б. С. Сжиженные углеводородные газы / Б. С. Рачевский. – Москва : Изд-во «НЕФТЬ и ГАЗ», 2009. – 640 с.

2. Анализ точности расчета термодинамических свойств природных углеводородов и сопутствующих газов по обобщенным кубическим уравнениям состояния / А. А. Герасимов [и др.] // Вести газовой науки. – 2015. – № 4(24). – С. 5–13.

3. Марон, В. И. Гидравлика двухфазных потоков в трубопроводах / В. И. Марон. – Санкт-Петербург : Издательство «Лань», 2012. – 256 с.

4. Баталин, О. Ю. Фазовые равновесия в системах природных углеводородов / О. Ю. Баталин, А. И. Брусиловский, М. Ю. Захаров. – Москва : «Недра», 1992. – 272 с.

5. Варгафтик, Н. Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей / Н. Б. Варгафтик. - Изд. 2-е, доп. и перераб. – Москва : «Наука», 1972. - 720 с.

6. Кузнецов, М. А. Сравнительный метод расчета теплоемкости углеводородных газов при высоких параметрах состояния / М. А. Кузнецов, П. О. Овсянников // Вестник Тамбовского государственного технического университета. – 2012. – № 2. – С. 123–130.

7. Бухович, Е. В. Зависимость изобарной теплоемкости газовых конденсатов в жидкой фазе от температуры / Е. В. Бухович, Р. Г. Мальцев, А. С. Магомадов // Научный журнал КубГАУ. – 2015. – № 111(07). – С. 1–10.

8. Загорученко, В. И. Теплофизические свойства газообразного и жидкого метана / В. А. Загорученко, А. М. Журавлев. – Москва : Изд-во стандартов, 1969. - 236 с.

УДК 614.835

Короткова Ю.С.

Повышение безопасности резервуарных парков с пропан-бутановой смесью с помощью технологий вычислительной гидродинамики и трехмерного моделирования

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: В статье рассмотрены вопросы применения трехмерного моделирования на базе SolidWorks, определены особенности и выявлена эффективность применения технологий вычислительной гидродинамики (CFD-технологий) на базе программного комплекса FlowVision для моделирования зон застоя. Также разработаны мероприятия для повышения безопасности резервуарных парков с пропан-бутановой смесью в случае разгерметизации оборудования**.**

Abstract: In article questions of application of three-dimensional modeling on the basis of SolidWorks are considered, features are defined and the efficiency of use of technologies of computational fluid dynamics (CFD) on the basis of the program FlowVision complex for modeling of zones of stagnation is revealed. Actions are also developed for increase in safety of reservoir parks about propane - butane mix in case of depressurization of the equipment.

Ключевые слова: зоны застоя, пропан-бутановая смесь, трехмерное моделирование, CFD-технологии.

Keywords: stagnation zones, propane-butane mix, three-dimensional modeling, CFD-technologies.

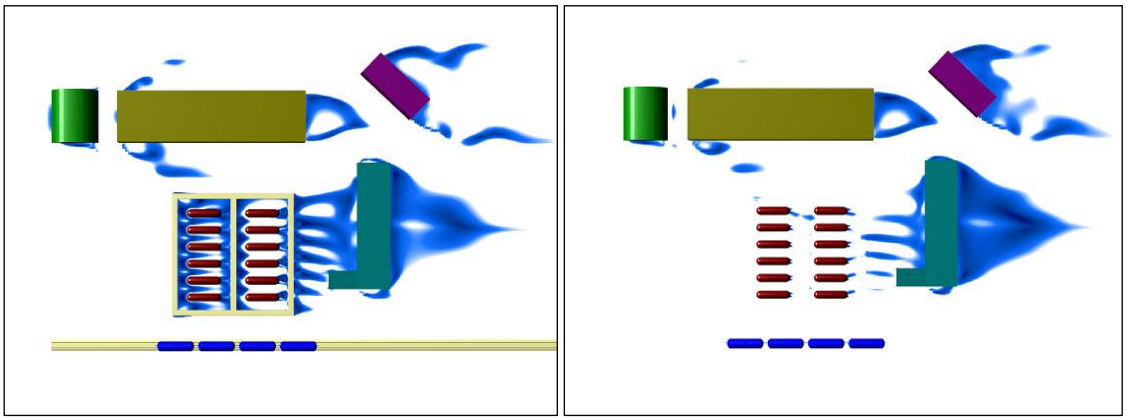
В последнее время становится актуален вопрос безопасного использования резервуарных парков для хранения легких углеводородов, в том числе пропан-бутана. Примерами таких предприятий являются ООО «СИБУР Тобольск», ЗАО «Сибур-Химпром», ООО «Газпром переработка», АО «Сахатранснефтегаз» (Якутский ГПЗ) и др.

Так как пропан-бутан тяжелее воздуха (удельный вес пропана 1,57, бутана 2,10), то при разгерметизации оборудования он может скапливаться и длительное время оставаться в непроветриваемых местах, образуя зоны взрывоопасных концентраций [2]. Важно отметить, что в нормативно-правовых актах на этапе идентификации опасностей и поиска оптимальных вариантов объемно-планировочных решений отсутствует методика комплексной оценки вероятных зон застоя и размеров облака топливно-воздушной смеси (ТВС) с применением систем трехмерного моделирования и технологий ВГД [3]. Поэтому, для снижения объемов облака ТВС необходимо уменьшать размеры так называемых зон застоя, то есть участков на территории объекта, где скорость ветра не превышает 0,5 м/с [4].

Исходя из вышесказанного, необходимо прогнозирование развития аварий и их предупреждение, в том числе использование дополнительных систем или методик для прогнозирования поведения облака ТВС, а также

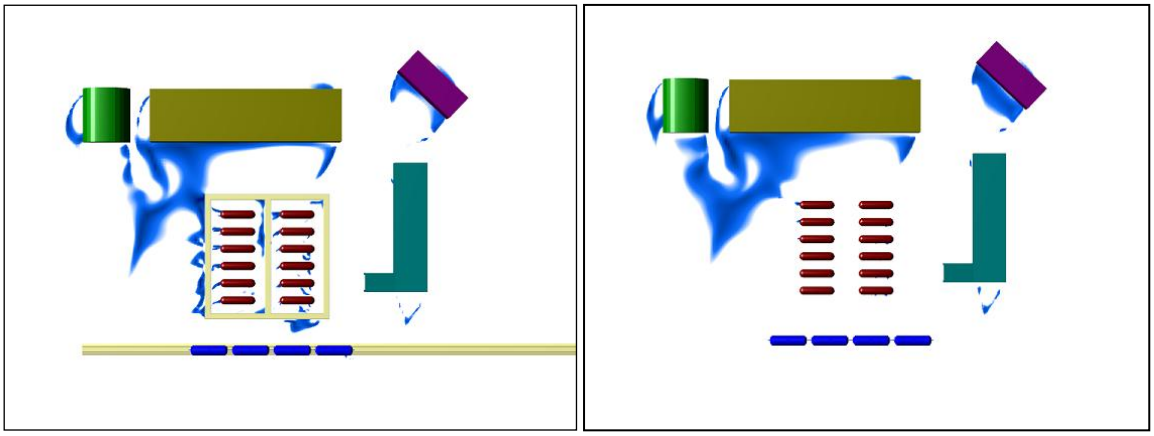
вероятных зон застоя. Это делает актуальным задачу развития новых подходов, основанных на применении трехмерного моделирования и CFD-технологий. С помощью передовых средств визуализации и обработки данных можно быстро и эффективно проанализировать результаты расчетов и получить необходимые данные.

С помощью метода трехмерного моделирования с использованием системы автоматизированного проектирования SolidWorks и CFD-технологий на базе программного комплекса FlowVision были получены изображения зон застоя при скорости ветра 2 м/с при разных направлениях ветра и разной высоте замеров [1]. Примеры некоторых вероятных зон застоя представлены на рис.1,2. Зоны застоя на рисунках имеют оттенки синего цвета.



а) на высоте 0,5 м б) на высоте 1,5 м

Рис. 1. Пример зон застоя при западном направлении ветра (скорость 2 м/с, вид сверху)



а) на высоте 0,5 м б) на высоте 1,5 м

Рис. 2. Пример зон застоя при северо-восточном направлении ветра (скорость 2 м/с, вид сверху)

Как видно из рис.1,2 наличие зданий и сооружений на территории объекта существенно ухудшает движение воздушного потока, следствием чего является наличие больших площадей зон застоя. В результате моде-

лирования движения атмосферных потоков на территории резервуарного парка установлено, что максимальные площади зон застоя наблюдаются на высоте 0,5 м над землей, а минимальные – на высоте 1,5 м над землей, что можно увидеть на рис. 3,4,5.

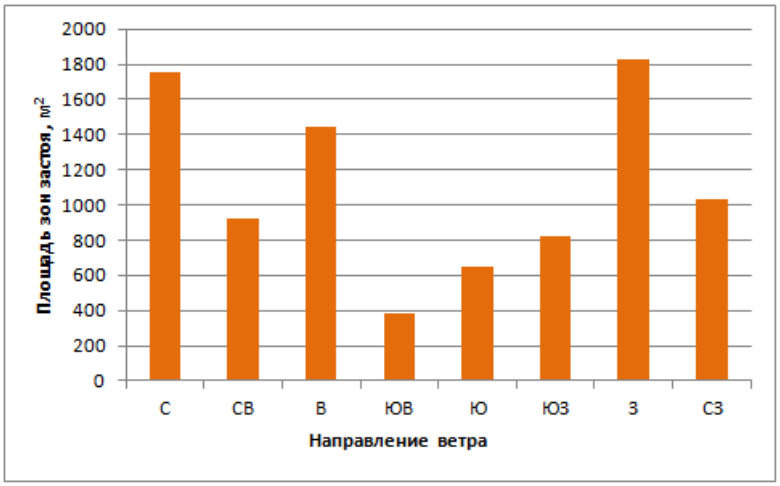


Рис. 3. Зависимость размеров вероятных зон застоя от направления ветра для высоты 0,5 м над землей при скорости ветра 2 м/с

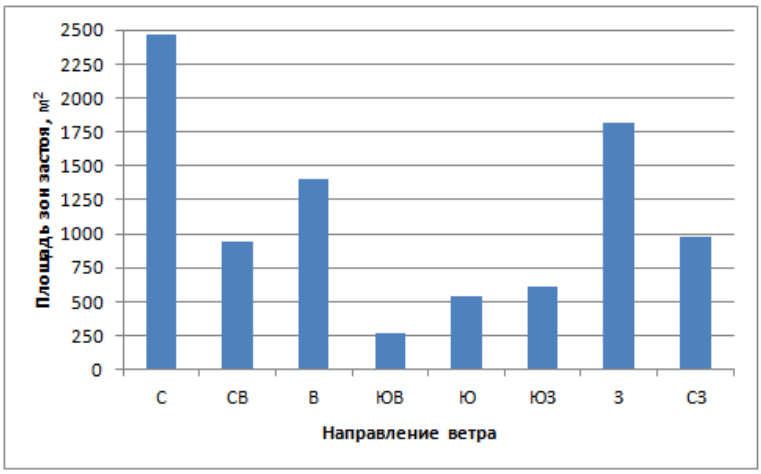


Рис. 4. Зависимость размеров вероятных зон застоя от направления ветра для высоты 1,0 м над землей при скорости ветра 2 м/с

С помощью методов трехмерного моделирования и CFD-технологий были рассчитаны вероятные зоны застоя, что позволило оценить ситуацию на рассматриваемом объекте и разработать ряд мероприятий повышения безопасности:

1. Обеспечение безопасности на этапе проектирования и строительства, включающее рациональное расположение объектов на территории в зависимости от расстояния между ними и розы ветров местности;

2. Выбор рационального расположения датчиков газоанализа;

3.Анализ возможности реализации технических мероприятий, направленных на повышение безопасности объекта.

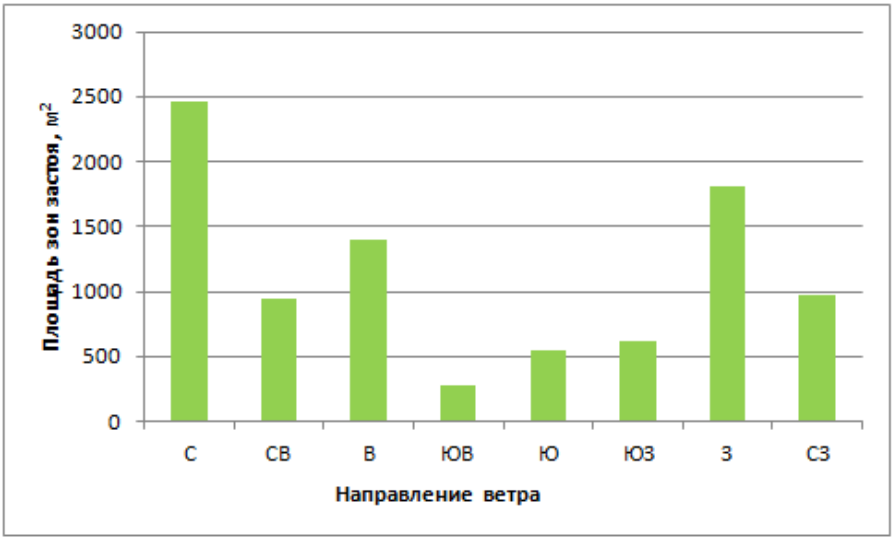


Рис. 5. Зависимость размеров вероятных зон застоя от направления ветра для высоты 1,5 м над землей при скорости ветра 2 м/с

Важность современных задач обеспечения безопасности требует интенсивного развития прикладных программ, без которых практически невозможно создание эффективных систем прогнозирования и предупреждения аварий. Таким образом, это делает актуальным задачу развития новых подходов, основанных на применении трехмерного моделирования и технологий вычислительной гидродинамики.

Список литературы

1. Князьков, В. В. Геометрическое моделирование в SolidWorks / В. В. Князьков, Э. М. Фазлулин // Известия Московского Государственного технического университета МАМИ. – Москва : МГТУ (МАМИ), 2014. – №5.1. – С. 170-176.

2. Пермяков, В. Н. Методика оценки устойчивости объектов хранения сжиженных углеводородных газов / В. Н. Пермяков, В. Г. Парфенов, М. В. Омельчук // Проблемы безопасности и чрезвычайных ситуаций. – Москва : ВИНИТИ РАН, 2015. – №6. – С.73-79.

3. Сафонов, В. С. Теория и практика анализа риска в газовой промышленности / В. С. Сафонов, Г. Э. Одишария, А. А. Швыряев. – Москва, 1996. – 208 с.

4. Тляшева, Р. Р. Прогнозирование вероятных зон застоя на наружной установке нефтеперерабатывающего предприятия / Р. Р. Тляшева, А. В. Солодовников // Нефтегазовое дело. – Уфа : УГНТУ, 2006. – 14 с.

5. Техника и технологические процессы при транспорте энергоресурсов: Учебное пособие в 2-х томах. Под общей редакцией Ю.Д. Земенкова. -Тюмень: Издательство «Вектор Бук», 2008 -Т1. -380 с.

УДК 621.644

Марков Е.В.

Расчет параметров теплового взаимодействия трубопровода с грунтом

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: Многолетнемерзлые грунты представляют собой основание со специфическими свойствами. Техногенное тепловое воздействие сооружений изменяет естественный температурный режим многолетнемерзлых грунтов, что может приводить к их оттаиванию. Поэтому точное прогнозирование теплового режима многолетнемерзлых грунтов с учетом влияния сооружений является актуальной задачей.

Abstract: Permafrost soils are a base with specific properties. Technogenic thermal impact of buildings changes the natural temperature regime of permafrost soils, which can lead to their thawing. Therefore, accurate prediction of the thermal regime of permafrost soils taking into account the influence of constructions is an urgent task.

Ключевые слова: многолентемерзлый грунт, теплогидравлический расчет, коэффициент теплопередачи

Keywords: Permafrost, pipeline, thermohydraulic calculation, coefficient of heat transmission

Строительство трубопроводов на территориях с многолетнемерзлыми грунтами связано с рисками возникновения неконтролируемых просадок. На участках с интенсивными процессами морозного пучения формируются грунты с высоким содержанием льда слоистой криотекстуры. Температурное воздействие трубопровода на окружающие грунты способно вызывать их оттаивание. При оттаивании вода отжимается из грунта и грунт дает осадку [1-4].

Неравномерная осадка грунтов вызывает существенное изменение напряженно-деформированного состояния трубопровода. Поэтому расчет теплового режима грунта совместно с тепловым режимом трубопровода остается актуальной задачей при строительстве на участках многолетнемерзлых грунтов [5-9].

Протяженные трубопроводы длиной более 10км не имеют постоянной температуры перекачиваемого продукта. При взаимодействии с окружающей средой температура на разных участках непрерывно изменяется даже в теплоизолированных трубопроводах. Таким образом, трубопроводная система характеризуется высокой динамичностью температурного режима. В инженерной практике для учета изменения температуры продукта в трубопроводе вдоль трассы используется наиболее простая формула, которая эквивалентна закону Ньютона:

$$q = K_0\left(T_{pr} - T_0\right), \quad (1)$$

где q – тепловой поток от трубы в атмосферу через грунт, Вт/м; K_0 – коэффициент теплопередачи от трубы в атмосферу через грунт, Вт/(м·К); T_{pr} – температура перекачиваемого продукта, К; T_0 – температура грунта, К.

Основными параметрами теплового взаимодействия трубопровода с грунтом являются K_0 и T_0. Они позволяют выполнить теплогидравлический расчет трубопровода.

Обычно при расчете по формуле (1) возникает сложность в определении этих параметров. Для расчета K_0 существует множество формул, однако любая аналитическая зависимость не способна в полной мере описать всю полноту процессов происходящих в грунтовой системе: фазовые переходы, перемещение влаги, радиационно-конвективный обмен теплом с атмосферой [6].

Расчет T_0 вызывает даже больше сложностей чем, расчет K_0. Это связано с тем, что при инженерных изысканиях известна только температура при естественном тепловом режиме. Использовать её напрямую при расчете по формуле (1) нельзя, т.к. трубопровод искажает естественный температурный режим грунта.

В данной работе автор статьи приводит методику расчета коэффициента теплопередачи от трубы в атмосферу через грунт K_0 и температуры грунта T_0 для трубопроводов с различной температурой продукта.

Тепловое взаимодействие трубопровода с грунтом с достаточной точностью описывается с помощью дифференциального уравнения теплопроводности. Затем трубопровод моделируется для двух близких состояний с разной температурой продукта, что позволяет рассчитать два варианта теплового потока. Значение двух величин теплового потока дает возможность рассчитать две неизвестные в уравнении (1). На рисунке 1 приведены результаты расчета.

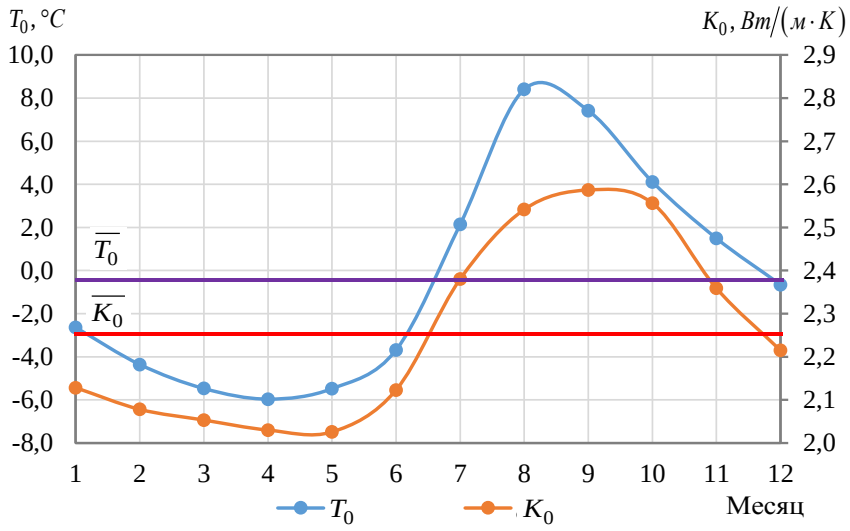


Рис. 1. Результаты расчета T_0 и K_0 при температуре грунта на глубине 15 м 0 °С

Температура грунта T_0 значительно изменяется по времени года от -6,0 °С до 8,4 °С. Наибольшее значение приходится на август, наименьшее

на апрель. Запаздывание по сравнению с температурой воздуха очевидно связано с инертностью процессов переноса тепла.

Коэффициент теплопередачи K_0 в течение года изменяется незначительно от 2,03 Вт/(м·К) до 2,59 Вт/(м·К). Наибольшее значение приходится на сентябрь, наименьшее на май месяц. Здесь, запаздывание, связанное с инертностью теплопереноса, даже больше чем для T_0.

Список литературы

1. Markov, E. V. Development of Mathematical Model of Heat and Mass Transfer in Soil, with Provision for Gradients of Soil-Water and Soil-Salt Potentials. Part 1 / E. V. Markov [et al] // International Journal of Applied Engineering Research. – 2017. – № 4. – pp. 4340-4344.
2. Markov, E. V. Development of Mathematical Model of Heat and Mass Transfer in Soil, with Provision for Gradients of Soil-Water and Soil-Salt Potentials. Part 2 / E. V. Markov [et al] // International Journal of Applied Engineering Research. – 2017. – № 19. – pp. 8717-8722.
3. Markov, E. V. Development of Mathematical Model of Heat and Mass Transfer in Soil, with Provision for Gradients of Soil-Water and Soil-Salt Potentials. Part 3 / E. V. Markov [et al] // International Journal of Applied Engineering Research. – 2017. – № 21. – pp. 11146-11151.
4. Markov, E. V. Stability of Finite Difference Method for Frost Heaving Calculation in 2D Space / E. V. Markov, S. A. Pulnikov, Y. S. Sysoev // International Journal of Applied Engineering Research. – 2017. – № 17. – pp. 6997-7000.
5. Markov, E. V. Methodology for calculating the parameters of the thermal interaction between the pipeline and the soil / E. V. Markov, S. A. Pulnikov, Y. S. Sysoev // International Journal of Civil Engineering and Technology. – 2018. – № 6. – pp. 1397-1403.
6. Исследование процесса формирования эксплуатационного положения протяженных участков МГ Уренгой – Челябинск в сложных гидрогеологических условиях / М. Ю. Карнаухов [и др.] // Газовая промышленность. – 2015. – № S (724). – С. 53-58.
7. Марков, Е. В. Расчет температурного режима многолетнемерзлых грунтов с учетом радиационного излучения в инфракрасной области спектра и термического сопротивления снежного покрова / Е. В. Марков, С. А. Пульников, А. Д. Гербер // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 11-1. – С. 100-104.
8. Марков, Е. В., Сходимость и устойчивость методы конечных разностей при расчете морозного пучения / Е. В. Марков, С. А. Пульников, А. Д. Гербер // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – №1 (107). – С. 69-79
9. Марков, Е. В. Особенности задания граничных условий третьего рода на поверхности многолетнемерзлого грунта при моделировании его теплового взаимодействия с «горячим» трубопроводом в программе comsol multiphysics 4.3b / Е. В. Марков, С. А. Пульников, Н. В. Казакова // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 11-2. – С. 287-291.

УДК 621.642.07

Монич К.П., Клепков Р.П.

Анализ строительных и ремонтных работ изотермического резервуара для сжиженных газов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: В данной работе произведен ознакомительный анализ существующих методов строительства и ремонта изотермических резервуаров. Выделены основные аспекты и критерии, необходимые, для успешного осуществления работ по ремонту и строительству резервуаров.

Abstract: In this paper, an introductory analysis of the existing methods of construction and repair of isothermal tanks was made. The main aspects and criteria necessary for the successful implementation of the repair and construction of tanks are highlighted.

Ключевые слова: резервуар, сжиженный газ, хранение, эксплуатация.

Keywords: tank, liquefied gas, storage, operation.

За успешной эксплуатацией газовых сетей стоит множество различных задач, одна из которых хранения сжиженных газов. Срок эксплуатации большинства резервуаров подходит к критическим отметкам. В связи с этим, большое внимание уделяется строительству новых хранилищ и поддержанию в должном состоянии ранее используемых.

Для хранения сжиженных газов используется огромное множество резервуаров, в настоящее время, широкое применение нашли стальные горизонтальные цилиндрические и сферические резервуары. В Российской Федерации для хранения СУГ наиболее перспективными считаются горизонтальные цилиндрические резервуары. Авторы данной работы предлагают ознакомиться со строительством и ремонтом изотермических резервуаров для сжиженных газов.

Изотермические резервуары подразумевают хранение различных сжиженных углеводородных газов, например: пропан, изобутан, бутан и т.д. Данные газы хранятся при постоянной температуре ниже 0ºС, согласно нормативным документам, избыточное давление насыщенных паров должно составлять 0,004-0,008 МПа. Вертикальные изотермические резервуары классифицируются по виду конструкции:

1. Одностенный;
2. Двустенные с двумя самонесущими крышами;
3. Двустенные с подвесной крышей внутреннего резервуара.

Конструктивное исполнение зависит от необходимых требований: объём хранимого сжиженного газа, технических условий эксплуатации, свойств газа. Схема наземного изотермического резервуара представлена на рис. 1.

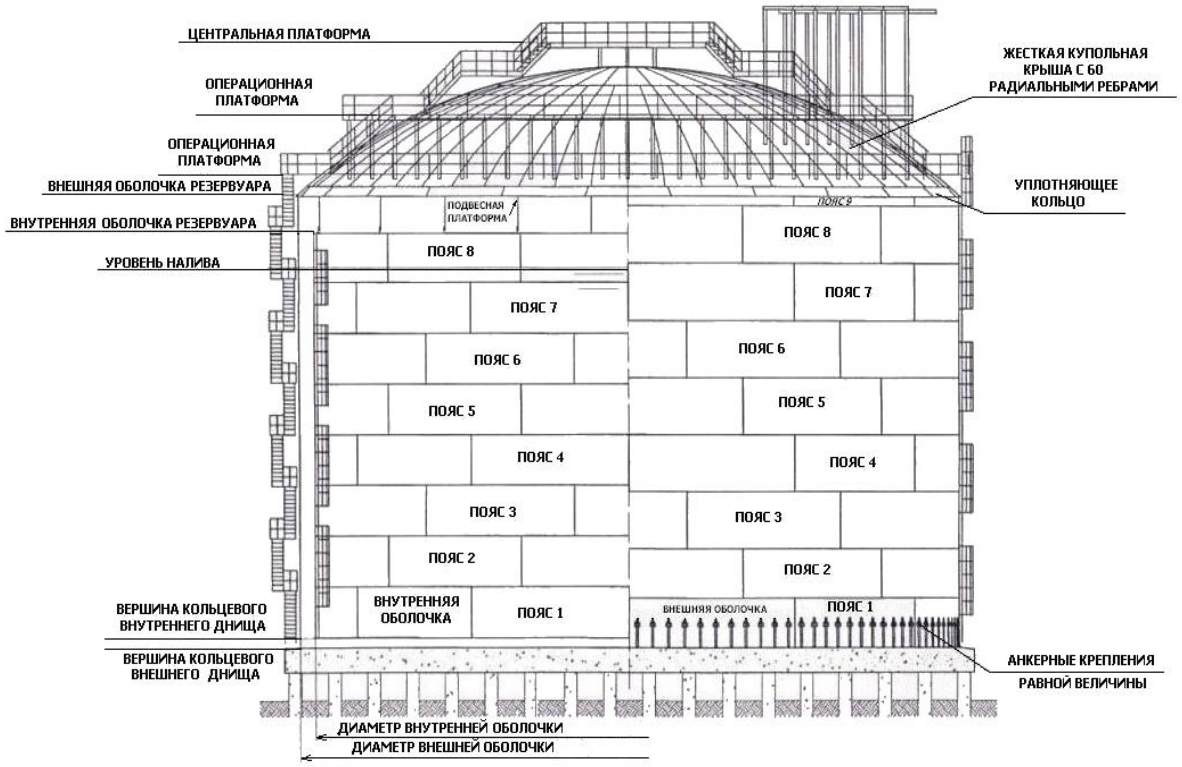


Рис. 1. Схема наземного изотермического резервуара СУГ

Одном из важных этап проектирования является выбор материала для изготовления изотермических резервуаров. При строительстве чаще всего применяется низколегированная сталь марки 09Г2С или различные железоникелевые сплавы повышенной хладостойкости. Условия эксплуатации также влияют на выбор материалов внешнего резервуара, в современных реалиях используют бетон или строительный композиционный состав из бетона и стали.[1]

Изготовление крыши также зависит от поставленных задач, традиционно это сферическая, купольная или конусообразная форма. Стенки резервуара изготавливаются с равномерной толщиной, расчет проводится с учетом требований к устойчивости, рабочего давления, объема резервуара, свойств хранимого газа. Изотермические резервуары конструктивно изготавливаются одностенными и двустенными ("стакан в стакане"), а также вертикальными или горизонтальными.

До начала монтажных работ производится очистка прилегающей территории от посторонних предметов, инструментов и приспособлений. Далее производится закладка фундамента. Если проектом определенно строительство заглубленного резервуара, в первую очередь, вырывается котлован, с дальнейшим заполнением основания из гравия. Поверх устанавливается подогреватель основания и железобетонное дно. Надземное размещение предполагает установку железобетонных свай, которые обес-

печивают проветриваемое пространство между основанием резервуара и фундаментной плитой.

Для повышения надежности по периметру нижнего пояса стенки устанавливаются анкерные крепления. В конце работ производится монтаж вспомогательных металлических конструкций - лестниц, переходных площадок, эстакад и т.д.

Около наземного изотермического резервуара рекомендуется устанавливать ограждающую стенку высотой не менее 1 метра, которая повышает взрыво- и пожаробезопасность прилегающей территории при аварийных ситуациях. Цель возведения - уменьшить поражаемую сжиженном газом область, так как ограждение должно выдерживать гидростатическое давление, рассчитанное при условии полного затопления местности вокруг резервуара. [2]

В процессе эксплуатации резервуары подвергаются разным негативным нагрузкам и влиянием. Ремонтные работы резервуаров выполняются при необходимости, по результатам проведенного внутреннего осмотра или гидравлической проверки. В основном акцентируют два типа ремонтных работ - текущий и капитальный. Текущий и капитальный ремонты резервуаров следует выполнять строго по календарному графику, который составляется на каждом предприятии, эксплуатирующем резервуары, в соответствии с «Системой планово-предупредительных ремонтов оборудования объектов магистральных нефтепродуктопроводов». Текущий ремонт резервуаров СУГ необходимо выполнять один раз в год.

При текущем ремонте необходимо осуществлять работы, предусмотренные техническим обслуживанием. Дополнительный текущий ремонт следует проводить при обнаружении повреждений, которые могут послужить причиной к нарушению технологических процессов, необходимо принять меры, предусмотренные инструкциями. При невозможности устранения повреждений резервуар следует отключить от газопровода и оборудования методом установки заглушек. А так же при подготовке резервуара к ремонту его следует отключить от заземления, ЭХЗ, освободить от СУГ, отключить от рабочих газопроводов с помощью заглушек, промыть или пропарить. Дегазирование и подготовка резервуара к ремонтным работам, консервации и демонтажу ведется персоналом участка слива-налива в соответствии с настоящим ГОСТом. Перед началом работ внутри резервуара после отключения резервуара от газопроводов необходимо выполнить следующее:

- слить из резервуара жидкую фазу СУГ в иной резервуар;
- уменьшить давление СУГ в резервуаре до атмосферного, методом откачки паровой фазы компрессором. Освобождение резервуаров стравливанием СУГ в атмосферу через свечу не допускается;
- слить из резервуара неиспарившиеся фрагменты и воду;
- отключить резервуар от трубопроводов жидкой и паровой фаз методом конструкции заглушек;

- прочистить резервуар водяным паром или же промыть водой. Пропарка при сварочных работах внутри резервуара обязательна, в случае если же сварочные работы не выполняются, то ограничиваются промывкой водой в течении трех часов;
- после пропарки резервуара его следует оставить с открытым люком для природной вентиляции до абсолютного остывания и проветривания. После чего из нижнего горизонта резервуара необходимо взять пробу для проверки содержания паров СУГ. Если были обнаружены пары в резервуаре СУГ, то пропарку или промывку повторяют;
- после слива воды из резервуара и проветривания из него берутся пробы для установления паров СУГ и достаточного количества кислорода для дыхания. Содержание кислорода в воздушной среде должно быть не менее 20,5% по объему, о чем свидетельствует записи в журнале лабораториях. В случае отсутствия в отобранной пробе СУГ и годности атмосферы для дыхания разрешается выполнять работы внутри резервуара (внутренний осмотр и очистка).

Процесс подачи водяного пара в резервуар для его пропарки происходит через дренажный штуцер, а отвод водяного пара производится через вентиляционный люк.[3]

Все выполненные работы по остановке резервуара, удалению из него СУГ, отключению от технологических коммуникаций, пирофорных соединений, закрытию и открытию люков, пропарке, промывке, внутреннему осмотру, очистке и ремонту являются газоопасными работами. Разрешение на вход в резервуар ремонтного персонала осуществляется руководителем газоопасных работ. В начале ремонтных работ на базе хранения проверяется исправность действия водяной системы орошения резервуаров. Резервуар, который подлежит монтажу на действующем объекте, транспортируется к месту установки на полозьях волоком, при этом вся работа на данном объекте на время подтягивания резервуара должна быть остановлена.

Подъем резервуара на фундамент производится только при помощи мачт. На действующем объекте (на территории базы хранения) запрещено использовать автокраны для подъема резервуаров СУГ на фундаменты.

При подъеме резервуаров на фундаменты следует смазать солидолом узлы и все трущиеся металлические детали, а так же, если используемый резервуар располагается с краю, то следует слить весь СУГ из двух соседних с ним резервуаров, отключить от остальной газовой системы, произвести пропарку и промывку; если же монтируемый резервуар располагается среди резервуаров группы, то все рядом стоящие с ним резервуары опорожняются от СУГ, отключаются от системы газопотоков специальными заглушками, промываются и пропариваются, строповка резервуара производится тросовыми петлями, охватывающими корпус резервуара.

Ремонт и монтаж резервуаров выполняется по рабочим чертежам проектной организации. Изменения и отступления разрешаются только в

случае согласовании с проектной организацией. Соединение газопроводов обвязки резервуара после монтажа к рабочим газопроводам выполняется в соответствии с требованиями настоящего ГОСТа. При этом конечные участки газопроводов необходимо освободить от жидкости, снизить давление до атмосферного и выполнить подключение к резервуарам (огневые работы не производятся).

При ремонтных работах резервуаров вся установленная на нем арматура и КИП должны быть сняты, при необходимости отремонтированы и испытаны в ремонтном отделении объекта или специализированном предприятии. После завершения ремонтных работ резервуар вместе с установленной на нем арматурой и приборами подвергается гидравлическому испытаниям.[4]

Для успешной эксплуатации резервуаров необходим усиленный контроль на всех этапах, начиная от строительства и заканчивая ремонтными работами. Строительство изотермических резервуаров должно выполняться согласно всем техническим нормативам, также стоит отметить, что в последние годы должное внимание отдаётся новым технологическим решениям и применению современных композитных материалов в ходе строительства. Ремонтные работы также являются важной часть жизненного цикла резервуара. Своевременное проведение ремонтных работ способствует положительному климату эксплуатации, за счет ликвидации неблагоприятных воздействий. Ремонтные работы должны осуществляться по определенному графику и плану.

Список литературы

1. Газовые сети и газохранилища: учебное пособие / ТюмГНГУ ; Под общей ред. Ю.Д. Земенков. – Тюмень : Вектор Бук, 2004. – 208 с.
2. Резервуары для хранения нефти, нефтепродуктов и сжиженных газов / В. В Новосёлов [и др.]. – Москва : Недра, 1999. - 365 с.
3. Алиев, Р. А. Сооружение и ремонт газонефтепроводов, газохранилищ и нефтебаз / Р. А. Алиев. – Москва : Недра, 1987. – 271 с.
4. Афанасьев, В. А. Сооружение газохранилищ и нефтебаз: учебное пособие / В. А. Афанасьев, В. Л. Березин. – Москва: Недра, 1986. – 334 с.
5. Антипьев В.Н., Бахмат Г.В., Васильев Г.Г. и др. Хранение нефти и нефтепродуктов: Уч. пос. -М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2003. -557 с.
6. Эксплуатация магистральных нефтепроводов. Трубопроводный транспорт нефти: учебное пособие/В.Н. Антипьев, Ю.Д. Земенков, С.И. Перевощиков, О.Н. Кузяков и др. -Омск: Изд-во ОмГТУ, 2001. -264 с.

УДК 622.692.4.07

Муратова В.И., Саитгалиева Р.Р.

Способы и технологии очистки внутренней полости магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Аннотация: Рассмотрена тема очистки внутренней полости нефте- и нефтепродуктопроводов, ее виды и способы , а также технология проведения.Подробно изучен процесс промывки и продувки трубопровода, определены их основные параметры. Освещены вопросы гидравлических и пневматических испытаний нефте- и нефтепродуктопроводов.

Abstract: The topic of cleaning the internal cavity of the oil and oil pipelines, its types and methods, as well as the technology of its conduction is considered. The process of washing and purging the pipeline has been studied in detail, their main parameters have been determined. The issues of hydraulic and pneumatic tests of oil and oil pipelines are covered.

Ключевые слова: трубопровод, очистка, промывка, продувка, очистное устройство, гидравлические испытания, пневматическое испытание, отложение.

Keywords: pipeline, cleaning, flushing, purging, cleaning device, hydraulic testing, pneumatic testing, deposition.

В процессе эксплуатации магистральных трубопроводов на их внутренней полости происходит скопление асфальтосмолопарафиновых отложений, которые оказывают значительное влияние на надежность и эффективность работы нефте- и нефтепродуктопроводов, снижая пропускную способность, ухудшая качество диагностической информации и повышая рабочее давление. Проблема не теряет своей актуальности и при переводе магистральных нефтепроводов на перекачку светлых нефтепродуктопроводов, так как, используя метод вытеснения, не избежать образования некондиционного продукта, полученного путем смешения потоков в зоне контакта. Комплексная программа депарафинизации нефтепроводов включает очистку их внутренней полости пропуском очистных устройств.

В период завершения строительно-монтажных работ на трубопроводах для вымещения продукта из трубопровода, разделения продуктов при последовательной перекачке, удаления различных отложений и инспекции внутренней поверхности нефтепровода используются скребки. После проведения гидравлических испытаний для вытеснения жидкости, применяются поршни-разделители.

Поршни-разделители применяются для промывки и одновременного освобождения от воздуха и заполнения водой для гидравлического испытания, а также для освобождения трубопровода от воды после гидравлического испытания. Скорость перемещения этих устройств должна быть не менее 1 км/ч, а максимальная скорость может достигать 10 км/ч. Для удаления воды из нефтепровода поршни-разделители применяют в два этапа. На первом этапе работ

предварительно удаляют основной объём воды, на втором - контрольном этапе вода полностью удаляется из испытанного трубопровода.

После завершения пуско-наладочных работ и в период эксплуатации очистка внутренней полости нефтепровода производится при помощи очистных поршней, снабженных специальными манжетами и дисками для смягчения ударов при приеме поршня в камере.

Периодическая очистка проводится при удалении парафиновых отложений, водяных и газовых скоплений для предупреждения развития внутренней коррозии и поддержания пропускной способности.

Целевую очистку проводят после ремонтных работ для удаления остатков герметизатора на линейной части.

Преддиагностическая очистка предусматривает обеспечение необходимой очистки в соответствии с техническими характеристиками внутритрубных инспекционных приборов.

Периодическую и преддиагностическую очистку следует осуществлять пропуском не менее двух очистных устройств. Промежуток времени между пропусками не должен быть больше 24 часов.

Способы очистки внутренней полости трубопроводов включают в себя: промывку с пропуском очистных поршней или поршней-разделителей - при очистке надземных трубопроводов; продувку с пропуском очистных поршней или поршней-разделителей; продувку без пропуска очистных поршней.

Продувку с пропуском очистных поршней выполняют на трубопроводах диаметром 219 мм и более. Протяженность пропуска поршней должна быть не больше расстояния между линейной задвижкой под давлением сжатого газа или воздуха, который подается из ресивера.

Очистные поршни состоят из следующих основных элементов: корпуса, манжетных уплотнительных устройств и металлических щёток. Манжетные уплотнения обеспечивают плотность посадки поршней в газопроводе, а металлические щётки очищают внутреннюю поверхность трубопровода.

При промывке без пропуска разделительного или очистного устройства качество очистки обеспечивается скоростным потоком жидкости.

Скорость потока жидкости при промывке без пропуска очистных и разделительных устройств должна составлять не менее 5 км/ч.

Протяженность участков трубопроводов диаметром более 219 мм, промываемых без пропуска очистных или разделительных устройств, устанавливается с учетом гидравлических потерь напора в трубопроводе и располагаемого напора насосного оборудования.

Промывка нефтепровода водой, позволяет решать две задачи одновременно: производить очищение трубопровода от грязи и посторонних предметов, заполнять трубопровод водой для гидравлического испытания. В отличие от очистки продувкой с пропуском металлического поршня данный метод позволяет наиболее качественно очистить полость трубо-

провода.Пропуск разделительного или очистного устройства осуществляется под давлением жидкости. Очистка протягиванием применяется с целью устранения загрязнений на подводных переходах.

Периодичность очистки для каждого нефте- и нефтепродуктопровода определяется индивидуально в зависимости от эксплуатационных особенностей, свойств перекачиваемого продукта, но не менее чем один раз в квартал. В промежутках между периодическими очистками при снижении проектной пропускной способности на 2 % и более нужно.

Магистральные трубопроводы до сдачи их в эксплуатацию должны быть подвержены испытаниям на прочность и проверке на герметичность. Испытание может проводиться гидравлическим способом с использованием воды или незамерзающих жидкостей, а также пневматическим способом (воздух, природный газ, азот).

Выбор способа испытаний магистральных трубопроводов определяется требованиями, предъявляемыми к транспортируемому в них продукту, включения примесей и масел, допустимости увлажнения, продолжительности испытания и тщательности удаления средств испытания, экономической составляющей проводимого испытания с учетом очистки и осушки полости трубопровода.

Список литературы

1. Ахмадуллин, К. Р. Гидравлическое испытание действующего магистрального нефтепродуктопровода / К. Р. Ахмадуллин, Р. Х. Хажиев // Транспорт и хранение нефтепродуктов. — Москва, 2002. — Вып. 12. — С. 3–8.

2. Губин, В. Е. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов / В. Е. Губин, В. В. Губин. — Москва : Недра, 1982. — 246 с.

3. Очистка линейных участков магистральных газопроводов / В. Г. Крылов [и др.] // Газовая промышленность, 2000. - № 11. - С. 57–58.

4. Нариков, К. А. Методы и средства очистки нефтепродуктопроводов от внутритрубных отложений / К. А. Нариков, А. А. Кузяев, Л. А. Чурикова // Молодой ученый. — 2017. - №11 - С. 94-97.

УДК 624.014.078.45

Сарнавский А.Н., Елькин Б.П.

Преимущества и недостатки систем механизированного и автоматического ультразвукового контроля линейной части магистрального газопровода

Группа компаний «Стройгазмонтаж» - ООО «СГМ», г. Москва
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: Произведен сравнительный анализ методов неразрушающего контроля сварных стыков магистральных газопроводов в сложных условиях строительства. Показаны преимущества и недостатки отдельных методов.

Abstract: A comparative analysis of the methods of non-destructive testing of welded joints of gas pipelines in difficult construction conditions has been carried out. The advantages and disadvantages of individual methods are shown.

Ключевые слова: сварочное производство, магистральные трубопроводы, ультразвуковой контроль качества сварных соединений.

Keywords: welding industry, main pipelines, ultrasonic testing of welded joints quality.

Организация работ по неразрушающему контролю качества сварных соединений на линейной части магистрального газопровода (далее – МГ) определяется в соответствии с организацией сварочно-монтажных работ, применяемых технологией сварки, объема работ по неразрушающему контролю.

При строительстве протяженных линейных участков МГ с применением высокопроизводительных комплексов автоматической сварки нашли свое применение системы механизированного и автоматизированного ультразвукового контроля.

Долгое время при выполнении сварочных работ для контроля сварных соединений неразрушающими методами на объектах ПАО «Газпром» в качестве основного метода применялся радиографический контроль (РК). Темпы сварки были сравнительно невелики. Получить результат контроля на сваренные 8-10 стыков в смену для трубы, например, 1420 х 18,6 мм к следующей смене, это было допустимо. Поэтому, бригада сварщиков и дефектоскопистов могла работать на одном участке в разные смены.

С целью повышения надежности магистральных газопроводов для строительства стали использовать трубы с толщиной стенки до 25 мм и выше. На отдельных участках толщина стенки для труб Ду 813 мм доходит до 39 мм. Одновременно с этим, эффективно стали применяться высокопроизводительные автоматические сварочные комплексы, например CRC-Evans или Vermaat, которые при отлаженной работе обеспечивали очень высокий уровень качества сварных соединений. Однако, при средней скорости сварки труб Ду-1400 до 35 стыков в смену была поставлена задача оперативно получать результаты контроля на сваренные соединения для того, чтобы оператор-сварщик мог своевременно скорректировать режим сварки и не допустить массовый брак. Также отметим, что основной вид дефектов при автоматической сварке – несплавления по кромке (темные пятна на снимках, рис. 1), имеющие практически вертикальную ориентацию, а также малую ширину раскрытия.

Такие дефекты плохо выявляются с помощью РК, при этом, следует отметить, что на начальном этапе сварочных работ уровень брака Q достигал 5,0-6,0 %.

Для решения этих задач нужно проводить контроль сваренных стыков непосредственно после сварки с применением методов контроля обеспечивающих выявление указанных дефектов. Проводить РК при таких ус-

ловиях стало не целесообразно, а в некоторых случаях практически невозможно, так как для защита сварочной бригады от радиографического излучения в трассовых условиях технически затруднительна и достаточно затратна. Кроме того, результаты радиографического контроля можно получить не ранее, чем на следующие сутки с момента проведения контроля, что делает невозможным оперативное внесение корректировок в процесс сварки. Альтернативой здесь послужил ультразвуковой контроль (УЗК). Применение УЗК позволяет проводить контроль сразу после сварки 8-10 стыков трубы Ду 1420 мм (после остывания металла после сварки), однако отечественная нормативная база по неразрушающему контролю предполагала использовать его как дублирующий метод контроля.

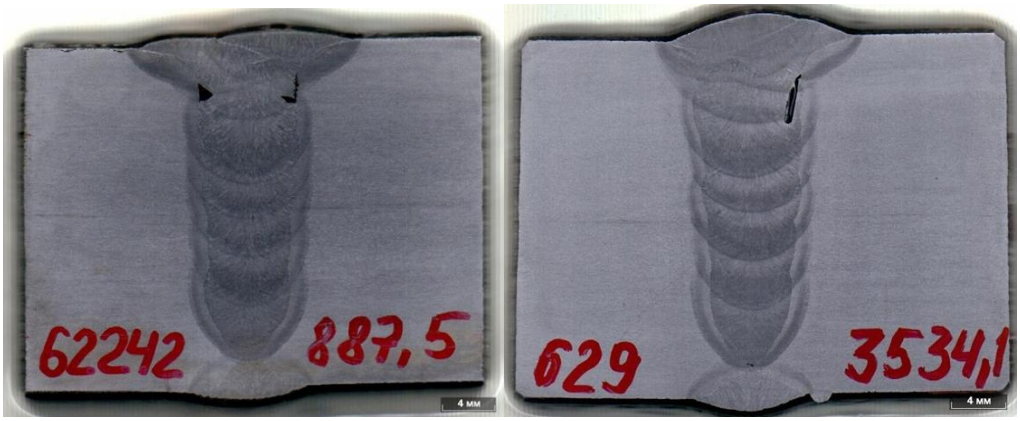


Рис. 1. Несплавления по кромке

После проведения в лаборатории ООО «Газпром ВНИИГАЗ» комплексных испытаний систем механизированного и автоматизированного УЗК и корректировки нормативной базы к концу 2013 года, в ПАО «Газпром» при использовании высокопроизводительных сварочных комплексов стало возможным использовать ультразвуковой метод контроля как основной, а в качестве дублирующего выполнялся РК. Такие требования установлены в документе ОАО «Газпром» [1] (далее – Временные требования).

Для применения при строительстве объектов ПАО «Газпром» допущены несколько приборов ручного (РУЗК) и систем механизированного (МУЗК) и автоматизированного ультразвукового контроля (АУЗК).

Рассмотрим их преимущества и недостатки на примере отдельно взятых систем. С началом применения систем МУЗК и АУЗК, за счет оперативности получения результатов контроля, уровень брака Q на начальном этапе сварочных работ снизился до уровня менее 2,0 %.

Контроль проводился силами ООО «ТКС» системами АУЗК Argovision и PipeWizard на объекте строительства «МГ «Ухта-Торжок II».

Обязательное условие для повышения качества сварочно-монтажных работ – это оперативное и постоянное взаимодействие между операторами АУЗК и наладчиками сварочного оборудования.

Система АУЗК выявляет несплавление по кромке для узкой разделки, так как в ней одновременно используется несколько методов контроля: секторное сканирование одноэлементными ПЭП, сканирование ПЭП на фазированной решетке, TOFD, Mapping (B-скан), а также контроль по схеме «тандем» (Рис. 2).

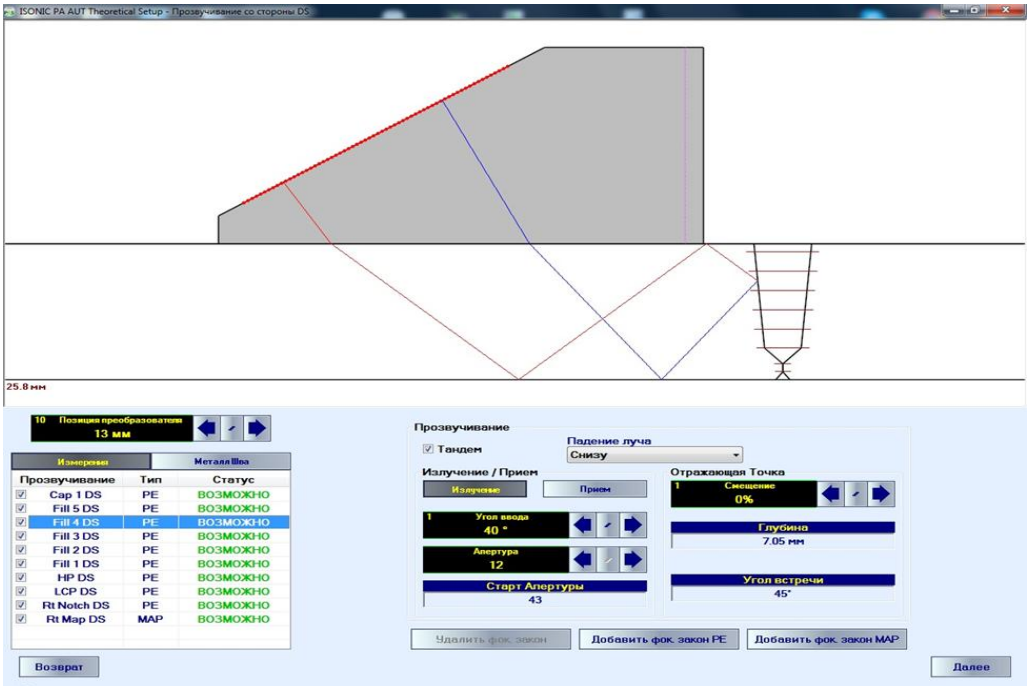


Рис. 2. Схема контроля «тандем»

Применение систем АУЗК эффективно при проведении сварочно-монтажных работ высокопроизводительными комплексами автоматической сварки. Применение АУЗК обязательно при использовании высокопроизводительных сварочных комплексов (CRC Evans AW, Autoweld Systems, Saturnax и т.п.).

Преимуществом систем АУЗК является высокая скорость проведения неразрушающего контроля (5-8 мин.) и получение результатов контроля в режиме онлайн, что в свою очередь позволяет своевременно скорректировать режимы сварки при выявлении дефектов и снизить уровень брака на начальном этапе сварочных работ.

Одновременно с этим, есть некоторые причины, по которым на отдельных участках строительства МГ нет возможности провести АУЗК, обводненность участков трассы, отсутствие вдольтрассовых проездов и пр. (рис.3).

Еще одним, существенным недостатком систем АУЗК является их высокая первоначальная стоимость по сравнению с комплектом рентгеновского оборудования. Ниже приведена ориентировочная стоимость установок АУЗК, внесенных в реестр ПАО «Газпром» в ценах 2015 года.

Рис. 3. Причины приостановки работ по АУЗК

Таблица 1.

Стоимость систем АУЗК

№	Наименование установки АУЗК	Производитель	Стоимость, $/€
1	Rotoscan Paulis PA 128	Applus RTD, Нидерланды	€ 524 000
2	Argovision	ТКС, Россия	$ 595 000
3	PipeWizard PA	Olumpus, Канада	$ 780 000 *
4	TVP128	Eclipse Scientific, Канада	$ 730 000

Установки монтируются на шасси грузового автомобиля повышенной проходимости (например КАМАЗ, УРАЛ).

Несмотря на высокие капиталовложения (CAPEX), затраты на обслуживание такой системы (OPEX) на порядок меньше, чем затраты на проведение неразрушающего контроля радиографическим методом.

Исходя из высокой стоимости установок АУЗК, альтернативным решением, и это разрешено «Временными требованиями», является применение установок МУЗК как в тандеме с автоматическими сварочными комплексами производительностью до 30 стыков в смену, так и в тандеме с менее производительными сварочными комплексами (такими как М-300

или CWS) производительностью 8-15 стыков в смену (труба Ду 1400). Применение установок МУЗК дочерними обществами ООО «СГМ» было дополнительно согласовано письмом ПАО «Газпром» при условии применения TOFD-метода в данных установках (рис.4).

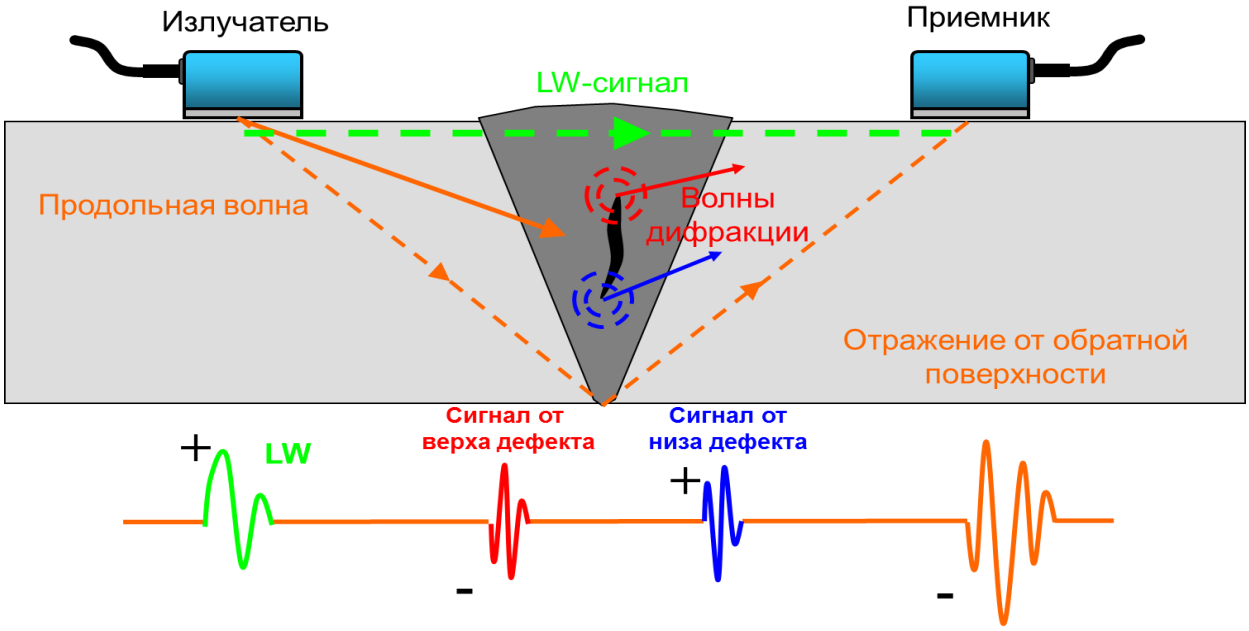


Рис.4 Принципиальная схема контроля TOFD

Преимущества метода TOFD

1. Возможность достижения высокой точности измерений, как правило, ±1мм, а при повторном обследовании - ±0,3 мм

2. Обнаружение дефекта независимо от его углового положения и конфигурации шва

3. Измерение параметров дефекта основано на времени прохождения пути дифракционных сигналов и не зависит от амплитуды сигнала

4. Высокая производительность контроля

5. Электронное документирование и хранение результатов контроля

6. 100-процентная повторяемость результатов контроля

7. Альтернатива радиационному методу НК

Выводы:

1. Несмотря на положительный опыт применения систем АУЗК при строительстве магистральных газопроводов, существуют определенные трудности, возникающие при их использовании: высокая первоначальная стоимость систем АУЗК; обязательное наличие на месте производства работ персонального компьютера с аппаратной частью и настроечного образца, которые перемещаются на автомобиле КамАЗ; отсутствие адекватных смет на данный вид контроля, в справочниках сметных норм, имеются только расценки на применение ручного УЗК, что, в свою очередь, не кор-

ректно; необходима правильная организация работ, в том числе при расчистке вдольтрассового проезда; для проведения УЗК необходимо снимать усиление продольного шва на торцах труб в зоне контроля, с целью обеспечения устойчивого акустического контакта за счет плотного прилегания преобразователей к металлу в зоне контроля по всему периметру трубы.

2. Системы МУЗК имеют меньшую начальную стоимость – порядка 4,5-7 млн рублей, имеют гораздо менее громоздкий калибровочный образец и не нуждаются в обязательном нахождении в месте производства работ персонального компьютера с аппаратной частью, т.е. они более мобильны и не привязаны к автолаборатории на базе автомобиля КамАЗ, но имеют некоторые недостатки: перемещение сканера проводится без использования направляющего пояса; перемещение сканера обычно производится дефектоскопистом вручную; для составления протокола по результатам проведения контроля необходимо переместить файл с прибора на персональный компьютер.

3. Применение АУЗК и МУЗК при строительстве магистральных газопроводов позволяет улучшить качество сварных соединений и, как следствие, повысить эксплуатационную надежность строящихся объектов. Кроме того, уменьшение количества ремонтов очевидно снижает конечную стоимость сварочно-монтажных работ для производителя работ.

Список литературы

1. Временные требования к организации сварочно-монтажных работ, применяемым технологиям сварки, неразрушающему контролю качества сварных соединений и оснащенности подрядных организаций при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте магистральных газопроводов ОАО «Газпром». - Москва, 2013. – 89 с.

2. Каримова Ю. А. Неразрушающий контроль промысловых трубопроводов // С. Ю. Подорожников, Е. В.Огудова // Нефтегазовый терминал. Выпуск 14: сб. науч. тр. междунар. науч.-тех. конф. магистрантов им. проф. Н. А. Малюшина / под общ. ред. М. А. Александрова. – Тюмень: ТИУ, 2018. – 165-169 с.

УДК 621.644.07

Степанов М.Л., Чижевская Е.Л.

Транспорт высоковязкой нефти русского месторождения от кустовой площадки до ЦПС

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: В статье приведено краткое описание технологии подготовки и транспорта высоковязкой нефти от кустовой площадки до цпс.

Abstract: The article provides a brief description of the technology for the preparation and transport of high-viscosity oil from the well pad to the central processing unit.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, гидротрансопрт, нагнетательная скважина, добывающая скважина.

Keywords: high viscosity oil, hydrotransport, injection well, producing well.

В течение последних лет в нефтяной промышленности России наблюдается устойчивая склонность к уменьшению структуры объемов запасов нефти. В связи с этим внимание стали привлекать месторождения высоковязких нефтей. Так, например, Венесуэла является мировым лидером по доказанным запасам, нарастившая их с 2007 года в 3 раза за счёт тяжелой и сверхтяжёлой нефти нефтеносного пояса Ориноко.

По данным ведущих нефтяных операторов British Petroleum и OGJ ресурсная база балансовых запасов нефти России оценивается в 25,2 млрд. т, из них - запасы высоковязких нефтей составляют 7,2 млрд. т, т.е. 28,6 % от общероссийских.

Ранее освоение сырой тяжелой нефти считалось нерентабельным, так как стоимость добычи, транспортировки и переработки высока, а рыночная стоимость продуктов не окупала средств, затраченных на переработку. Однако снижение запасов легкой нефти, а также постоянно растущий мировой спрос на нефтепродукты приводит к необходимости эксплуатации этих ресурсов [1].

Основные трудности добычи тяжелой нефти связаны с их аномально высокими вязкостями в пластовых условиях. Одним из способов снижения вязкости нефти является её обводнённость – чем больше воды присутствует в высоковязкой нефти, тем выше величина динамической вязкости водонефтяной эмульсии, образующейся в процессе добычи нефти [6].

Сбор и транспорт продукции скважин кустов осуществляется на ЦПС Русского месторождения за счет напора погружных насосов (ЭЦН) с погружными электродвигателями (ПЭД).

Транспорт скважинной продукции Русского месторождения предполагается в режиме «обратной эмульсии» с искусственным увеличением обводненности выше точки инверсии фаз [2].

Сооружения кустовых площадок предназначены для добычи, сбора и измерения расхода продукции добывающих скважин с определением дебита скважин по жидкости с применением режима «гидротранспорта» скважинной продукции, с целью снижения вязкости нефти до значений, сопоставимых с вязкостью воды для обеспечения оптимального режим течения для нефтегазосборных сетей.

Для кустовой площадки до 2029 года до роста обводненности нефти более 70% предусмотрен искусственно создаваемый режим гидротранспорта скважинной продукции, что позволит снизить вязкость нефти до значений, сопоставимых с вязкостью воды и тем самым обеспечит оптимальный режим течения по нефтегазосборным сетям [3].

Под гидротранспортом понимается транспорт нефти в режиме «обратной эмульсии» - искусственное поддержание обводненности скважинной продукции выше 70%. При данном значении обводненности достигается точка инверсии фаз и вязкость снижается.

Таблица 1.

Физико-химическая характеристика нефти

Параметр	Ед. изм.	Значение
Плотность при 20 °С	кг/ м^3	942
Кинематическая вязкость: – при 20 °С – при 50 °С	 мм$^{2/}$с мм$^{2/}$с	 561,2 70
Молярная масса	г/моль	336,2
Температура застывания	^{o}С	минус 25,5
Массовое содержание (среднее значение): – серы – смол силикагелевых – асфальтенов – парафинов	 % % % %	 0,33 10,4 0,99 1,21
Температура плавления парафина	°С	57,39
Температура начала кипения	°С	241
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих): – 150 °С – 200 °С – 250 °С – 300 °С	 % % % %	 0,41 1,9 2,4 12,3
Максимальное содержание механических примесей	мг/л	0,046

Таблица 2.

Зависимость вязкость эмульсии от степени обводненности

Обводненность, %	Вязкость эмульсии, сПз
0	500
10	700
20	1050
30	1510
40	2200
50	2900
60	3800
70	5000
80	2
90	1,3
100	1

Принцип работы системы гидротранспорта заключается в следующем: часть воды с температурой 115^0 отбирается из системы водоводов высокого давления на кустовой площадке и по трубопроводу через установку подготовки воды (УПВ, см. схему ниже) направляется в систему нефтегазосбора.

Регулирование расхода воды на гидротранспорт осуществляется в дистанционном режиме с пульта оператора в зависимости от объема добычи скважиной продукции и обводненности нефти. Остальной объем воды направляется для заполнения в систему поддержания пластового давления [4].

Для подачи воды на гидротранспорт предусматривается две линии (рабочая и резервная). На каждой линии устанавливаются: клапан регулирующий расход воды на гидротранспорт, расходомер и отключающая арматура.

Вода на поддержание пластового давления площадке куста скважин и организации гидротранспорта скважинной продукции подаётся насосами с кустовой насосной станции Русского месторождения. Для подачи воды в нагнетательные скважины на кустовую площадку предусматривается распределительный высоконапорный водовод (коллектор). Подключение каждой нагнетательной скважины к распределительному коллектору осуществляется через отдельный трубопровод, на котором устанавливается счетчик расхода воды и отключающая арматура. Для регулирования давления на трубопроводе воды перед фонтанной арматурой предусмотрен штуцер [5].

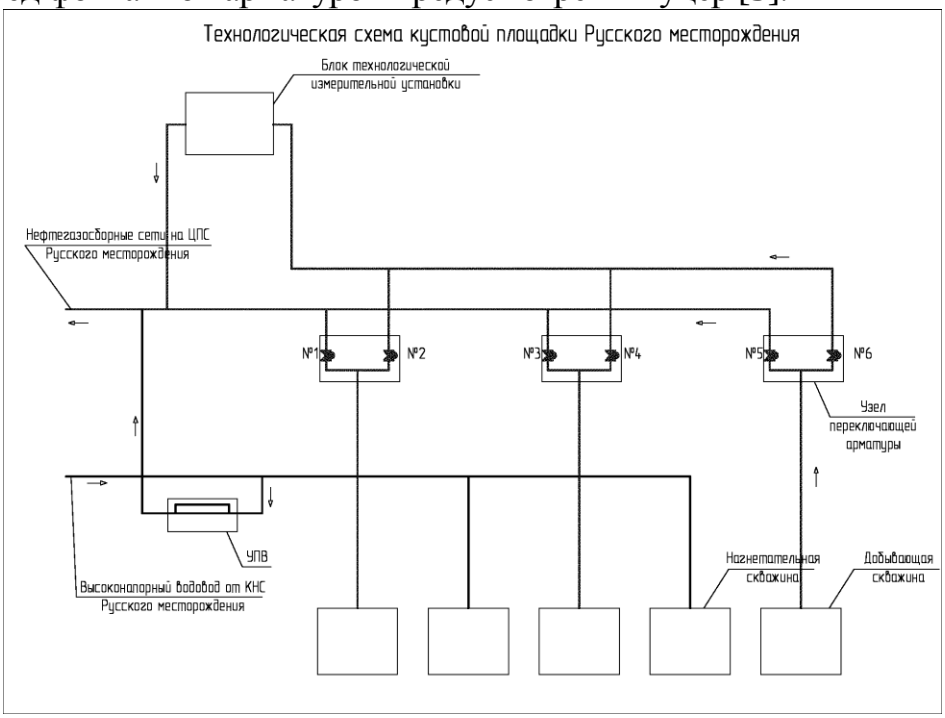


Рис. 1. Технологическая схема кустовой площадки Русского месторождения

Продукция добывающих скважин поступает по выкидным трубопроводам на узел переключающей арматуры. Электроприводные задвижки (№1-№6) предназначены для поочередного автоматического переключения скважин на замер к блоку технологическому измерительной установки, либо для подачи продукции скважин в нефтегазосборный трубопровод. Продукция одной скважины направляется на замер в измерительную установку, продукция остальных скважин – в нефтегазосборный коллектор.

Замер осуществляется последовательно для каждой скважины в автоматическом режиме. После блока измерительной установки продукция скважин по нефтегазосборному трубопроводу транспортируется на центральный пункт сбора (ЦПС) нефти Русского месторождения.

Прокладка трубопроводов от кустовой площадки до ЦПС Русского месторождения принята надземная с использованием теплоизоляции.

Для предотвращения остывания флюида в нефтегазосборных трубопроводах используется электрообогрев с поддержанием температуры плюс 10 С.

В заключении отметим, что разработка месторождений высоковязких нефтей в России актуальна как никогда. Однако для добычи нетрадиционных ресурсов (битумы, тяжелые нефти, газовые гидраты) требуются колоссальные инвестиции и, что еще важнее, новые технологии, к внедрению которых стремится всего несколько компаний.

Список литературы

1. Эксплуатация магистральных и технологических нефтегазопроводов. Распределение и учёт: Учебное пособие. Под общей редакцией Ю.Д. Земенкова. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014 – 393 с.

2. Эксплуатация насосно-силового оборудования на объектах трубопроводного транспорта. Учебное пособие. Под общей редакцией Ю.Д. Земенкова. – Тюмень : издательство «Нефтегазовый университет», 2010.

3. Эксплуатация магистральных и технологических нефтегазопроводов. Процессы: Учебное пособие. Под общей редакцией Ю.Д. Земенкова. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014 – 393 с.

4. История и перспективы развития нефтегазовой промышленности и топливно-энергетического комплекса: Учебное пособие / Под общей редакцией Ю.Д. Земенкова. – Санкт-Петербург : Недра, 2010.– 224 с.

5. Эксплуатация линейной части нефтегазопроводов: Учебное пособие. Под общей редакцией Ю.Д. Земенкова. – Тюмень : Издательство «Вектор Бук», 2013 – 294 с.

6. Эксплуатация магистральных и технологических нефтегазопроводов. Объекты и режимы работы [Текст]: учебное пособие для студентов вузов, обучающихся по направлению подготовки специалистов 130500 "Нефтегазовое дело" / В. О. Некрасов [и др.]; под общ. ред. Ю. Д. Земенкова; ТюмГНГУ. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. - 282 с.

УДК 658.011.56

Струтинская Е. В.

Проектирование АСУ ТП резервуарного парка

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: В статье описана автоматизированная система управления технологическими процессами резервуарного парка. Приведены основные технические решения, которые возможно реализовать при создании системы.

Abstract: The article describes an automated process control system for a tank field. The main technical solutions that are possible to implement during creating a system are given.

Ключевые слова: автоматизация, резервуарный парк, технические решения, кориолисовые расходомеры, преобразователи температуры, сеть, контроллер, протокол, насос, сигнализаторы загазованности, операторский интерфейс, устройства плавного пуска, преобразователи частоты, электродвигатель, датчики, исполнительные механизмы.

Keywords: automation, tank field, technical solutions, coriolis flowmeters, temperature converters, network, controller, protocol, pump, gas detectors, operator interface, soft starters, frequency converters, electric motor, sensors, actuators.

Автоматизация резервуарного парка позволяет облегчить работу обслуживающего персонала, увеличить межремонтный период основного технологического оборудования, постоянно совершенствовать технологические режимы, способствующие сокращению потерь продукта благодаря непрерывному контролю за работой оборудования и аппаратуры, немедленному устранению всех недостатков и нарушений, повысить надёжность и безопасность резервуарного парка, как высокорисковых объектов [1, 2].

В ходе исследований при проектировании АСУ ТП были применены следующие основные технические решения:

1. Массовые кориолисовые расходомеры Promass 83f (Endress+Hauser) системы учёта (10 шт.) подключены к контроллеру РСУ по интерфейсу RS-485, обмен данными с ними выполняется по протоколу Modbus RTU.

2. В каждом резервуаре парка установлено по пять температурных сенсоров, чувствительные элементы которых расположены на разных высотах. Все сенсоры подключены к нормирующим преобразователям TMT82, размещённым в соединительной коробке, установленной на крыше резервуара. Преобразователи термодатчиков одного резервуара соединены между собой по одному каналу 4–20 мА и объединены в сеть HART. Для каждого преобразователя установлен свой HART-адрес. Контроллер РСУ через модуль шлюза Modbus/HART(HRT710) последовательно опрашивает преобразователи температуры и на основе их показаний, а также показаний аналогового датчика уровня рассчитывает среднюю температуру нефтепродукта в резервуаре. Такая схема позволила использовать магистральные кабели с меньшим количеством жил и уменьшить количество каналов ввода искробезопасных сигналов, которые потребовались бы в случае приёма от каждого термодатчика индивидуального сигнала 4–20 мА.

3. Комплектные установки слива/налива сырья и нефтепродуктов (8 шт.) соединены в сеть RS-485, обмен данными между установками и контроллером РСУ АСУ ТП резервуарного парка обеспечивается по протоколу Modbus RTU. По командам, поступающим с местных постов управления этими установками, контроллер РСУ пускает/останавливает соответствующий насос. Программная коммутация насосов и комплектных установок налива нефтепродуктов выполняется через специальные экранные формы. При срабатывании сигнализаторов загазованности, нарушения за-

земления или перелива цистерны контроллер РСУ останавливает соответствующий насос. Разработанные фрагменты мнемосхем позволяют оператору формировать задание на налив светлых нефтепродуктов в автомобильные цистерны, управлять процессом налива и контролировать показания датчиков установок налива через единый операторский интерфейс.

4. Устройства плавного пуска (УПП) и преобразователи частоты (ПЧ) соединены в сеть RS-485, обмен данными с контроллером РСУ выполняется по протоколу Modbus RTU. Такое подключение позволило:

– обеспечить приём в АСУ ТП следующих параметров УПП и ПЧ: токов, моментов, мощностей, времён работы двигателей, тепловых состояний, статусов и кодов неисправностей;

– выполнять пуск нескольких (до пяти) электродвигателей насосов разной мощности через одно УПП за счёт возможности программно изменять в УПП уставку номинального тока электродвигателя перед каждым пуском насоса.

5. Унифицировано оснащение датчиками и исполнительными механизмами резервуаров и ёмкостей разных типов и назначения, в том числе:

– для резервуара с понтоном – 3 сигнализатора верхнего уровня, 1 сигнализатор нижнего уровня, аналоговый уровнемер, многозонный датчик температуры, электроприводная запорная арматура на приёмном и раздаточном патрубках;

– для резервуара без понтона – 1 сигнализатор верхнего уровня, 1 сигнализатор нижнего уровня, аналоговый уровнемер, многозонный датчик температуры, датчик избыточного давления паров нефтепродуктов, электроприводная запорная арматура на приёмном и раздаточном патрубках;

– для дренажной ёмкости – 1 сигнализатор нижнего уровня, 1 аналоговый уровнемер, 1 датчик температуры.

Внедрение АСУ ТП резервуарного парка позволит:

– реализовать современную и надёжную систему противоаварийной защиты, которая соответствует требованиям федеральных законов, норм и правил РФ в области промышленной безопасности;

– обеспечить требуемую точность учёта материальных потоков, оперативно выполнять расчёты материального баланса и формировать отчётную документацию о движении материальных потоков;

– уменьшить время операций слива/налива сырья и нефтепродуктов в автоцистерны за счёт автоматического регулирования этих процессов;

– снизить затраты на ремонт оборудования за счёт соблюдения регламентных режимов работы и диагностирования неисправностей [3].

Список литературы

1. Резервуары для нефти и нефтепродуктов: том 1. Конструкции и оборудование: учебник для вузов / Ф. М. Мустафин, Р. А. Жданов, М. Г. Каравайченко [и др.]. - Санкт-Петербург : Недра, 2010. - 480 с.

2. Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Управление ресурсом эксплуатации высокорисковых объектов / В. А. Абросимов [и др.]. - Москва : МГОФ «Знание», 2015. - 600 с.
3. Проектирование систем автоматизации процессов нефтепереработки: учебно-методическое пособие / А. Д. Ермоленко [и др.] ; под общ. ред. В. Г. Харазова. - Санкт-Петербург : Профессия, 2017. - 272 с.

УДК 622.276.8

Суслова А.А., Куликов А.М., Рябков А.В.

Применение стирлинг-технологии для сокращения потерь нефтепродуктов при транспортировке

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: В статье рассматривается установка по улавливанию легких фракций углеводородов (ЛФУ), разработанная на основе стирлинг-технологий. Предлагается охлаждать светлые нефтепродукты перед сливо-наливными операциями для сокращения потерь топлива от испарения.

Abstract: The article deals with the installation for the capture of light fractions of hydrocarbons (LFC), developed on the basis of Stirling technologies. It is proposed to cool light oil products before the discharge-filling operation to reduce fuel losses from evaporation.

Ключевые слова: Стирлинг-технология, нефтепродукты, испарение.

Keywords: Stirling technology, oil products, evaporation.

Нефть и нефтепродукты проходят достаточно большой путь к конечному потребителю: транспортировка, хранение и ряд других не менее сложных операций. Каждая из них влечет за собой определенные проблемы, такие как, капитальные и эксплуатационные затраты при строительстве трубопроводов, перекачка высоковязкой нефти, коррозия металла и др. Одной из главных проблем можно назвать потери нефтепродуктов, причинами которых являются утечки, розлив, неполнота слива автомобильных, ж/д цистерн, нефтеналивных судов, и самой частой – испарения. По оценкам отечественных специалистов нефтегазовой области, за год в России около 100 тысяч тонн бензина подвергается потерям от испарения. За рубежом эта проблема не менее актуальна. Так, в Германии АЗС ежегодно выбрасывают более 140 тысяч тонн паров углеводородов, АЗС Англии – более 120 тысяч тонн, Франция оценивает потери в 0,18% от объёма операции. [1] Такие выбросы влекут за собой существенные экологические проблемы, создают пожароопасную ситуацию во всем мире.

Существуют различные методы, такие как обвязка резервуаров с помощью газоуравнительной системы, нанесение микроэмульсионной пленки, проведение организационно-технических мероприятий, например, окраска резервуаров белыми эмалями, наиболее распространенный - уста-

новка понтона или плавающей крыши. Все это приводит к уменьшению испарения паров нефтепродуктов при хранении, но сколько же мы теряем при перевозке горючего водным, железнодорожным и автомобильным транспортом? Потери возникают при авариях, утечках, испарении, неполного слива. Для их устранения необходимо тщательно осматривать судна, ж/д и автоцистерны.

Потери нефти и нефтепродуктов делятся на количественные и количественно-качественные, когда свойства топлива ухудшаются в результате его соприкосновения с воздухом при транспортировке, хранении и сливо-наливных операциях. [2] При этом образуются органические кислоты, смолистые вещества и др.

Сливо-наливные операции – наиболее пожароопасные на нефтебазах и АЗС по ряду причин:

- подтекание нефтепродуктов из шланга после его отсоединения от сливной или напорной магистрали
- вытеснение паров нефтепродукта заполняемой емкости («большие» дыхания)
- при заправке – от подтекания нефтепродукта, оставшегося в трубке пистолета

Именно при сливо-наливных операциях происходит большой процент испарения горючего. Целесообразно охлаждать топливо перед её началом. Существуют различные варианты решения: градирни, термосифоны, рекупетивные охладители и другие установки, имеющие как достоинства, так и недостатки.

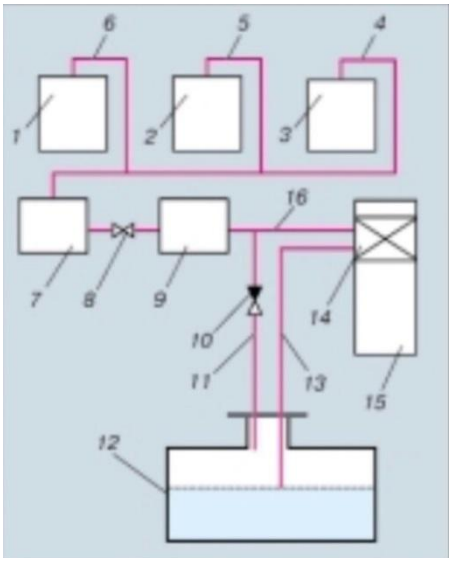


Рис. 1. Принципиальная схема установки по снижению выбросов ЛФУ с непосредственным их сжижением в холодильной машине Стирлинга. 1, 2, 3 - резервуары с нефтепродуктами, 4, 5, 6 - линии сбора легких фракций, 7 – сборная емкость, 8 - дроссельное устройство, 9 - расширительная емкость, 10 - обратный клапан, 11 - перемычка, 12 - теплоизолированная емкость, 13 - линия слива, 14 - конденсатор, 15 - низкотемпературная холодильная машина Стирлинга.

Например, машина Стирлинга, которая представляет собой удачное сочетание в одном агрегате компрессора, детандера и теплообменных устройств: конденсатора, регенератора и холодильника. Рабочим телом является гелий, совершающий во внутреннем контуре машины термодинамический цикл, который состоит из двух изотерм и двух изохор. Холодопроизводительность низкотемпературной машины Стирлинга определяется геометрическими параметрами, потребляемой мощностью, температурой конденсации газа, температурой охлаждающей воды, средним давлением цикла и частотой вращения вала привода. На основе стирлинг-технологий разработана установка по улавливанию ЛФУ [3]. (рис.1)

Так, низкотемпературная машина Стирлинга из состава воздухоразделительной установки ЗИФ-1002 имеет при температуре 223 К (-50°С) холодопроизводительность, обеспечивающую конденсацию 35 $м^3$/ч газообразной смеси ЛФУ. Данная производительность позволяет улавливать пары ЛФУ из нескольких крупных резервуаров.

Далее после охлаждения происходит слив нефтепродукта в изотермическую цистерну. (рис.2) Такие автоцистерны способны сохранять температуру топлива в течение суток с момента полной загрузки. Во время перевозки потери груза минимальны (1-3 градуса по Цельсию в сутки). [4]

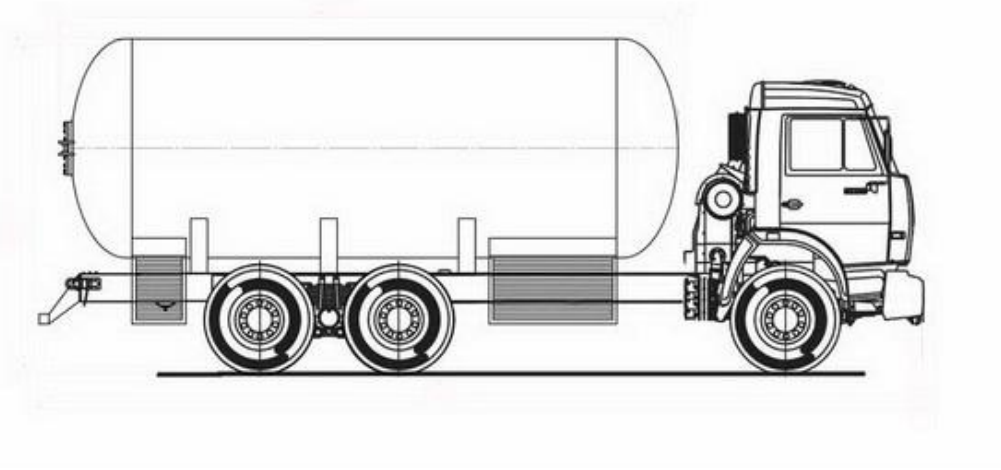


Рис. 2. Автоцистерна изотермическая

Таким образом, для предотвращения загрязнения окружающей среды и пожарной опасности, улучшения условий труда, необходимо сокращать потери нефтепродуктов от испарения, которые в основном происходят при сливо-наливных операциях. Целесообразно предварительно охлаждать топливо и транспортировать его в изотермических цистернах.

Список литературы:

1. Коршак, А. А. Нефтебазы и АЗС: учебное пособие / А. А. Коршак, Г. Е. Коробков, Е. М. Муфтахов; ред. Т. Е. Бочарова. – Уфа, 2006. – 415 с.

2. Контроль и восстановление качества нефтей и нефтепроводов / Ю. Д. Земенков [и др.]. – Тюмень, 1997. – 127 с.
3. Кириллов, Н. Г. Машины Стирлинга для высокоэффективных и экологически чистых систем автономного энергоснабжения / Н. Г. Кириллов. – Москва, 2000 – 386 с.
4. Эксплуатация технологического оборудования автозаправочных станций: учебное пособие / К. А. Акулов [и др.]. – Тюмень, 2014. – 344 с.
5. Энерготехнологические комплексы при проектировании и эксплуатации объектов транспорта и хранения углеводородного сырья: учебное пособие/под общей ред. Земенкова Ю.Д., Шпилевого В.А.-Тюмень: из-во «Вектор Бук», 2014. -215 с
6. Эксплуатация магистральных нефтепроводов. Трубопроводный транспорт нефти: учебное пособие/В.Н. Антипьев, Ю.Д. Земенков, С.И. Перевощиков, О.Н. Кузяков и др. -Омск: Изд-во ОмГТУ, 2001. -264 с.
7. Антипьев В.Н., Бахмат Г.В., Васильев Г.Г. и др. Хранение нефти и нефтепродуктов: Уч. пос. -М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2003. -557 с.

УДК 622.692

Тарасов В.М., Голышев А.Н., Чижевская ЕЛ.

Снижение капитальных затрат на строительство узла сепарации за счет оптимизации технологических процессов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: В данной статье рассматривается оптимизация капитальных затрат на строительство узла сепарации. Для решения проблемы предложены варианты строительства узла сепарации трубопроводного типа.

Abstract: This article discusses the optimization of capital costs for the construction of a separation unit. To solve the problem, construction options for a pipeline-type separation unit are considered.

Ключевые слова: узел сепарации, оптимизация, капиталовложения.

Keywords: Separation unit, optimization, investment.

При разработке проекта строительства нефтегазовых месторождений одним из ключевых является вопрос стоимости создаваемых объектов. Стоимость строительства и обслуживания площадных объектов высока, в связи с этим актуален поиск различных способов и путей решения задачи экономии средств без потерь в качестве сепарации.

На сегодняшний день на большинстве промыслов применяется стандартная система площадного типа [4] с двумя ступенями сепарации, осуществляемыми газожидкостными сепараторами (рис.1). Несмотря на повсеместное применение данного способа, он является достаточно дорогостоящим.

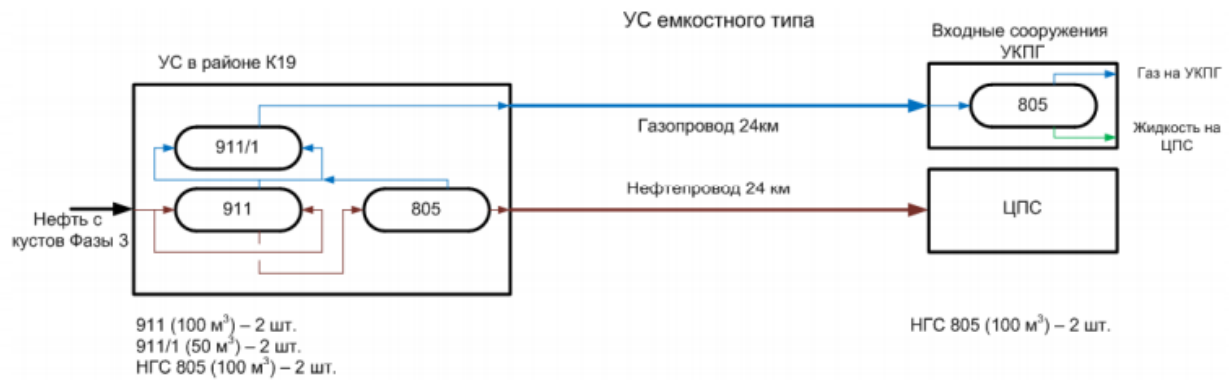


Рис. 1. УС ёмкостного типа

В целях оптимизации величины капиталовложений предлагается способ, при котором производится замена узлов сепарации площадного типа на узлы сепарации трубного типа конструкции. В этой связи целесообразны два возможных варианта реализации данной идеи.

В качестве первого - организация узла сепарации смешанного типа (рис.2).

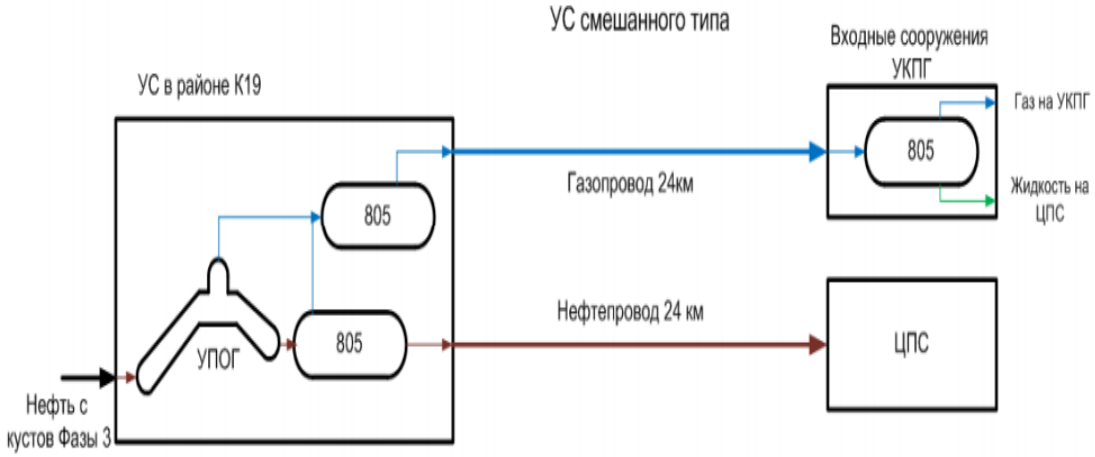


Рис. 2. УС смешанного типа

Данный вариант уменьшает относительную металлоемкость по отношению к стандартному емкостному варианту, но все же требует строительства вспомогательных сооружений на площадочном объекте. [1] Кроме того в этом случае возникает нестабильность процесса сепарации на граничных значениях ГЖФ и при превышении 400 м3/т. [3] Так как этот вариант не соответствует поставленной задаче об отсутствии потери качества, то он не подходит.

При втором варианте имеет смысл использовать узел сепарации трубного типа (рис.3).

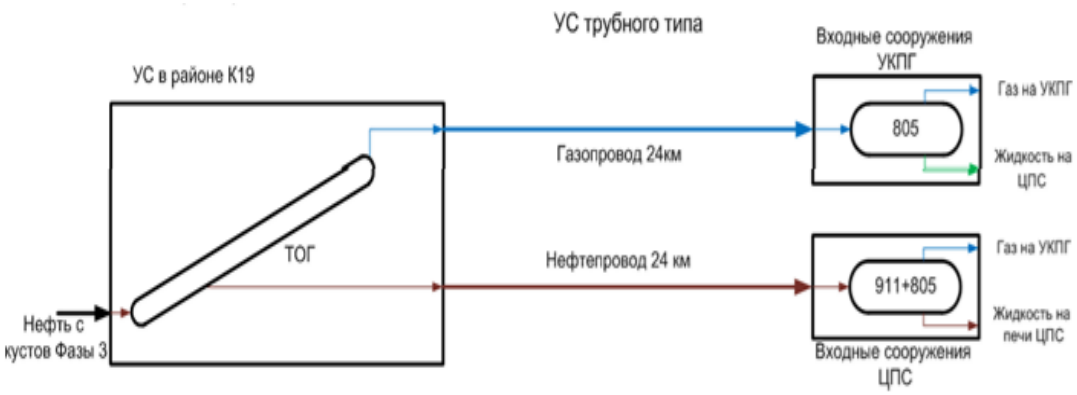


Рис. 3. УС трубного типа

При использовании данного варианта узел сепарации становится частью линейного объекта и тем самым классифицируется как трубопровод, а не как аппараты, подлежащие инспекции. [2] Но при данном варианте возникают проблемы, связанные с отсутствием утвержденных методик расчета конструкции трубного сепаратора, номенклатуры готовых изделий и опыта эксплуатации подобных объектов.

Поскольку вариант УС смешанного типа не соответствует поставленной задаче, то имеет смысл рассматривать капитальные затраты на оборудование только для емкостного и трубного варианта при объеме сепарационных участков 100 м^3. (таблица 1).

Таблица 1.

Сравнение затрат на строительство УС

Показатель	Ёмкостной вариант	Трубный вариант
Расчётные параметры	Объем сепаратора – 50 м3 Кол-во сепараторов -2 шт. Общий объем – 100 м3 Цена сепаратора –2 610 тыс.руб.	Объем трубного сепаратора – 100 м3 Длина трубопровода - 85 метров Цена за метр – 20 350 р
Общие затраты	Общая стоимость – 5 220 тыс.руб	Цена трубопроводного сепаратора – 1729 тыс.руб

Из вышеизложенного можно сделать вывод, что при предлагаемом решении (использование УС трубного типа) капитальные затраты при строительстве узла сепарации сокращаются в 3 раза, однако возникает вопрос о методическом обеспечении такого подхода, решение которого определяется в том числе наработанной практикой применения подобного оборудования.

Список литературы

1. Двухфазный транспорт нефти и газа: учебно-методическое пособие / Г. Э. Одишария [и др.]. — Москва : ВНИИОЭНГ, 1977. - 57 с.

2. Иоффе, И. Л. Проектирование процессов и аппаратов химической технологии: Учебник для техникумов / И.Л. Иоффе. – Лениград : Химия,1991. - 352 с.

3. Тронов, В. П. Промысловая подготовка нефти: учебное пособие / Тронов В. П. – Казань : ФЭН, 2000. – 332 с.

4. Ишмурзин, А. А. Процессы и оборудование системы сбора нефти, газа и воды: учебное пособие / А. А. Ишмурзин, Р. А. Хромов. — Уфа : УГНТУ, 2003. - 256 с.

УДК 656.13/73.31.41

Ульянов И. Н., Казак А. А.

Способ регулирования перепада давления узла редуцирования газораспределительной станции

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: в данной статье рассмотрен один из способов регулирования перепада давления на газораспределительной станции с помощью автоматических регуляторов прямого и непрямого действия, рассмотрен принцип их работы, особенности конструкции, а также положительные и отрицательные свойства.

Abstract: this article describes one of the ways to control the pressure drop at the gas distribution station using automatic regulators of direct and indirect action, the principle of their operation, design features, as well as positive and negative properties.

Ключевые слова: регулирование, перепад, давление, станции, ГРС, станция, регулятор, прямого, непрямого, редуцирование, понижать, газ, автоматические, клапан, мембрана, РД, газорегулятор, узел, устройство.

Keywords: regulation, drop, pressure, stations, GDS, stations, regulator, direct, indirect, reduction, gas, automatic, valve, membrane, PR, gas control, unit, device.

В наше время перекачивается большое количество газа, но, чтобы использовать его для собственных нужд требуется понижать давление, т.к. давление, с которым газ идет в магистральном трубопроводе превышает допустимое, с которым газ должен прийти к потребителю. Эту проблему позволяют решить автоматические регуляторы в системе узла редуцирования на ГРС.

Газораспределительные станции сооружаются в конце магистрального газопровода или на отводе от него в любой точке для подачи газа в газораспределительную сеть города или населенного пункта. Они принимают газ из магистрального трубопровода, очищают его от механических примесей; снижают давление до заданной величины; автоматически поддерживают его на заданном уровне; измеряют количества газа и одоризируют его.

Для снижения высокого входного давления газа до низкого выходного используется узел редуцирования. Основными его рабочими органами являются: газорегулирующее оборудование, запорная арматура, система защитной автоматики и аварийной сигнализации.

В данной статье рассматривается способ регулирования давления газораспределительной станции. Он подразумевает использование автоматических регуляторов прямого и непрямого действия. Первые управляются непосредственно редуцируемым газом из газопровода низкого давления. Вторые для управления используют постороннюю энергию от управляющего узла. РД представляет собой совокупность компонентов:

1) Датчик, в качестве датчика выступает контролируемое давление, осуществляет непрерывный мониторинг текущего значения регулируемой величины и подает сигнал к регулирующему устройству; 2) Пружина или пилот - вырабатывают сигнал заданного значения требуемого выходного давления, а также передает его на регулирующее устройство; 3) В роли регулирующего устройства выступают мембрана или эластичный затвор, которые, в свою очередь, осуществляют алгебраическое суммирование текущего и заданного значений регулируемой величины, и подают командный сигнал к исполнительному механизму; 4) Исполнительный механизм (части корпуса регулятора с мембраной) преобразует командный сигнал в регулирующее воздействие, которое осуществляет перемещение регулирующего органа.

Принцип работы регулятора давления (РД): при увеличении гидравлического сопротивления, вызываемого регулирующим устройством, перепад давления на дросселирующем узле возрастает и давление снижается. В случае уменьшения гидравлического сопротивления - перепад уменьшается, а давление за регулятором возрастает. В автоматическом регуляторе система сама определяет, какую следует установить степень открытия дросселирующего оборудования, благодаря чему происходит изменение гидравлического сопротивления проходящему газовому потоку.

Рассмотрим поподробнее принцип работы автоматических регуляторов прямого и непрямого действия, как непосредственных исполнительных элементов системы редуцирования давления.

РД прямого действия состоят из двух узлов - клапана регулирующего и пилота. Здесь мембрана подвергается двухстороннему воздействию газа: с одной стороны, давление из контролируемой точки (из газопровода низкого давления), а с противоположной стороны - давление газа, прошедшего через пилот (редуктор) (рис. 1)

В регуляторах непрямого действия импульс давления газа поступает на чувствительный элемент из управляющего устройства. В надмембранное пространство подается газ постоянного давления, называемый командным. Давление газа через импульсную трубку приводит в действие манометрическую пружину, которая через рычажное устройство перемещает

поршневой клапан, открывающий или закрывающий воздушное сопло. В зависимости от положения клапана меняется давление воздуха (газа), поступающего в надмембранное пространство, что, в свою очередь, вызывает перемещение мембраны. (рис. 2)

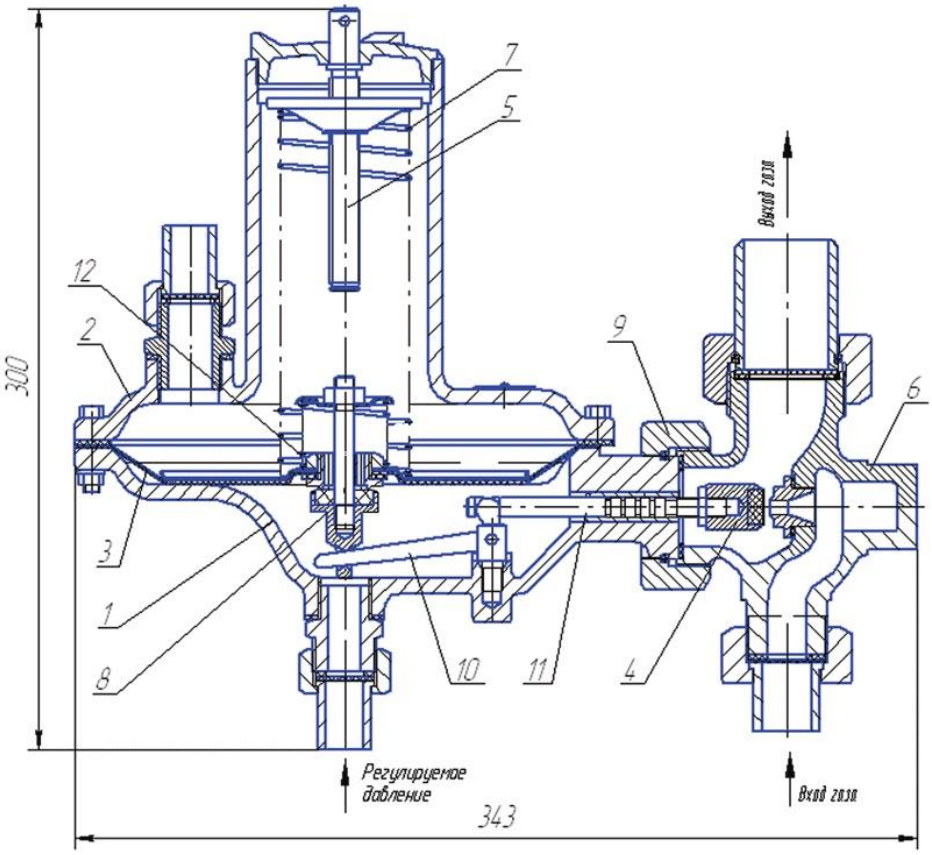


Рис. 1. Регулятор давления прямого действия РД-32М:
1 - Корпус; 2 - Крышка верхняя; 3 - Мембрана; 4 - Клапан регулятора; 5 - Винт регулировочный; 6 - Крестовина регулятора в сборе с седлом; 7 - Пружина; 8 - Клапан предохранительный; 9 - Гайка накидная; 10 - Рычаг; 11 - Шток; 12 - Пружина.

Чтобы грамотно подобрать регулятор для определенных условий, необходимо руководствоваться следующим рядом факторов: в первую очередь следует обратить внимание на тип объекта регулирования, уровень входного и выходного давления, необходимый расход газа, параметр погрешности регулирования, уровень шума работы регулятора и герметичность его затвора в закрытом положении. В качестве главного критерия выбора стоит ориентироваться на уровень стабильности функционирования регулятора во всех режимах, которые могут потребоваться для конкретного объекта газорегулирования. Для бесперебойного функционирования газопровода, газ в котором отбирается в конце трубы, оптимальным решением будет регулятор давления прямого действия. При достаточно больших расходах газа лучше всего остановить свой выбор на регуляторе непрямого действия.

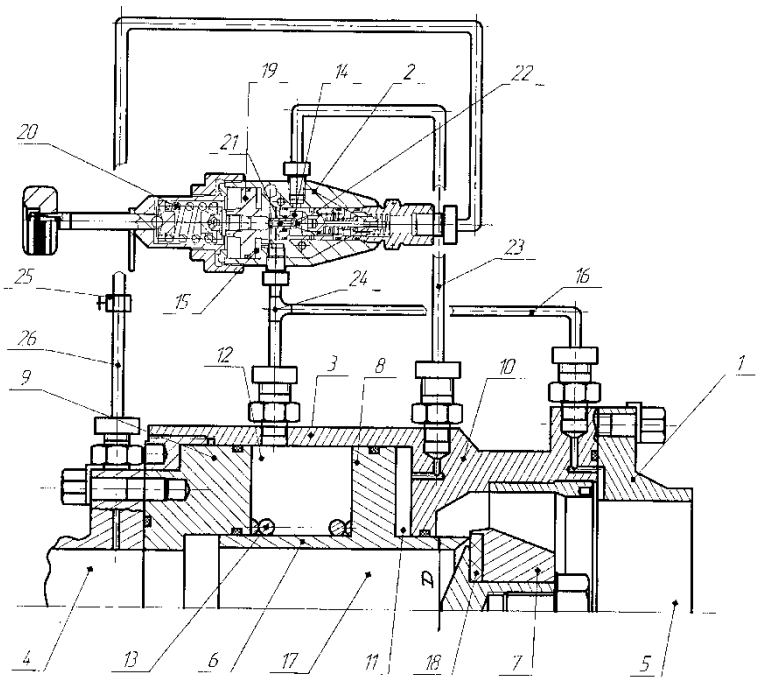


Рис. 2. Регулятор давления непрямого действия:
1 - Регулятор; 2 - Усилитель; 3 - Корпус; 4 - Каналы входа; 5 - Каналы выхода; 6 - Поршневой клапан; 7 - Седло; 8,19 - Поршень; 9,10 - Стенки корпуса; 11 - Командная полость; 12 - Полость обратной связи; 13,20 - Пружина; 14 - Командная полость усилителя; 15 - Полость обратной связи усилителя; 16,23,26 - Канал; 17 - Центральный канал; 18 - Уплотняющая кромка; 21 - Седло; 22,25 - Клапан; 24 – Тройник.

Теперь следует обговорить характерную отличительную особенность газорегуляторов: регуляторы прямого действия имеют меньшую чувствительность относительно регуляторов непрямого действия. В случае изменения величины давления среды регулирующий клапан изменяет собственное положение. Происходит это только после того, как возникло достаточное усилие для преодоления силы трения в подвижных частях устройства. Регулятор непрямого действия имеет повышенную чувствительность, по сравнению с РД прямого действия. Силы трения в этом случае преодолеваются благодаря постороннему источнику энергии. То есть, для воздействия на мембрану не придется применять значительных усилий. В этом случае регулирование осуществляется наиболее плавно.

Регуляторы прямого действия имеют еще ряд недостатков, таких как: чрезмерную громоздкость вращающихся элементов и необходимость установки более жестких пружин, - но при этом они наиболее дешевы, просты в конструкции и легки в эксплуатации. Об этом нельзя сказать в случае регуляторов непрямого действия, которые конструктивно более сложные и дорогие, но в то же время более надежные в эксплуатации.

Основываясь и принимая во внимание все выше рассмотренные как плюсы, так и минусы данных регуляторов, подобрать наиболее подходящий РД не составит труда. Если для газорегулирования требуется высокая

точность, прочность и надежность устройства, тогда предпочтение стоит отдать регуляторам непрямого действия. Если же важна экономическая составляющая и простота в эксплуатации, то выбор должен пасть на регулирующие устройства прямого действия. В любом случае при большом выборе оборудования решение остается за потребителем. При этом важную роль играет не только прямой фактор «цена-качество», но и косвенная выгода при бесперебойном функционировании систем газоснабжения.

Список литературы

1. Данилов А.А. Газораспределительные станции. / Данилов А.А., Петров А.И. – Санкт-Петербург.: Недра, 1997. – 240 с.

2. Хакимов А.З., Абросимов В.Ф. Системы автоматизации технологических процессов. Расчет пневматических мембранно-пружинных исполнительных механизмов при проектировании. Руководящий материал. РМ4-179-80. Проектмонтажавтоматика, 1981. – 60 с.

3. Устинова Е.И. Промышленная трубопроводная арматура. Каталог, часть III / Е.И. Устинова, О.И. Иванова, И.Х. Пайкин – Москва.: Цинтихимнефтемаш, 1978. – 136 с.

4. Справочник. Промышленное газовое оборудование. Издание 6-е, переработанное и дополненное. / Под ред. Е.А. Карякина - Саратов: Научно-исследовательский центр промышленного газового оборудования «Газовик», 2013. - 1280с.

5. Варгафтик Н.Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. Москва: Физматгиз, 1983.-708 с.

6. Одинцова, А. А. Проектирование газораспределительной станции: курсовая работа: 19.04.2015 / А. А. Одинцова; РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина. – Москва, 2015. – 11 с.

7. Инструкция по монтажу, пуску, регулированию и обкатке одоризатора газа типа АОГ-30.Разладов Г.З. «Правила эксплуатации и безопасности обслуживания средств автоматизации, телемеханизации и вычислительной техники в газовой промышленности». М.: Недра, 1987 г.

8. Гольянов А.И. Газовые сети и газохранилища: Учебник для вузов. /А.И. Гольянов - Уфа: ООО «Издательство научно-технической литературы «Монография»», 2004. - 303с.

УДК 338

Фролова Л. Е.

Интеллектуальные системы в нефтегазовом машиностроении

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: С развитием техники и технологий расширилось количество оборудования, машин, механизмов, задействованных в процессе добычи, транспортировки, переработке углеводородов. Наиболее остро стоит вопрос повышения качества оборудования, предназначенного для технологичной эксплуатации скважин. В статье рас-

смотрены факторы влияния на процесс обработки резанием. Предложено решение ряда проблем.

Abstract: With the development of technology and technology, the number of equipment, machines, and mechanisms involved in the process of extracting, transporting and processing hydrocarbons has expanded. The most acute issue is the improvement of the quality of equipment intended for the technological operation of wells. The article discusses the factors influencing the machining process. A solution to a number of problems has been proposed.

Ключевые слова: Оборудование, изделие, адаптивная система, искусственный интеллект, металлообработка.

Keywords: Equipment, product, adaptive system, artificial intelligence, metalworking.

Добыча нефти всегда была и остается кропотливым технологическим процессом. С развитием техники и технологий расширилось количество оборудования, машин, механизмов, задействованных в процессе добычи, транспортировки, переработке углеводородов.

Наиболее остро стоит вопрос повышения качества оборудования, предназначенного для технологичной эксплуатации скважин.

Основной задачей, связанной с изготовлением машины, оборудования или агрегата является обеспечение качества изделий при наименьшей себестоимости и затратах. Для того, чтобы изделие удовлетворительно выполняло свои функции без перебоя в работе необходимо обеспечивать точность при изготовлении.

Точность деталей характеризуется точностью размеров поверхности; поворотов одних поверхностей детали относительно других, выбранных в качестве баз; формы поверхности (волнистость, шероховатость). Основной проблемой повышения точности служит погрешность [1].

Процесс обработки детали на станке производится в трех этапах: базирование заготовки в приспособление станка, настройка инструмента относительно заготовки, динамическая настройка систем. При выполнении каждого этапа возникают погрешности.

Так же в процессе обработки основными факторами погрешности являются: износ режущего инструмента, деформация обрабатываемой детали как под силами резания, изменяющейся жёсткость детали в процессе обработки, температурная деформация и многие другие. Главной проблемой является снятие поверхностного слоя материала. При износе режущей кромки процесс обработки резанием более похож на процесс деформации поверхностного слоя заготовки. Следовательно, инструмент не в силах обеспечить должное качество поверхности детали.

Не мало важным фактором, который стоит учесть, это человеческое влияние на технологический процесс обработки резанием. Некорректная установка заготовки на станке или инструмента в приспособлении может привести к поломке инструмента или деформации заготовки.

В качестве решения данного ряда проблем и выполнение основной задачи были разработаны адаптивные системы.

Адаптивная система относится к системам автоматизированного управления. Данная система имеет датчики, позволяющие получать информацию от внешней среды. Система снабжена как основной, так и дополнительной программой, позволяющей в зависимости от поступающей информации, осуществляет управление станком.

Дополнительным плюсом данной системы является учет как текущей информации, так и прошлого опыта. Это в свою очередь корректирует параметры работы станка с учетом обобщенного опыта.

К сожалению, адаптивная система не имеет возможности учитывать случайные факторы влияния, как например человеческие ошибки при базировании заготовки. В этом случае, необходим анализ окружающей среды. С этой задачей может справиться анализатор на базе искусственного интеллекта.

Искусственный интеллект (ИИ) – технология использования мыслительного процесса и моделирования задач с помощью вычислительных систем. Она имеет широкую область применения в качестве экспертных систем (диагностика), интеллектуальных роботов, систем интеллектуального анализа данных, диалоговых систем, поиска информации по запросам и многое другое [3].

Наглядным примером использования ИИ в машиностроении является САПР система SIEMENS NX. Данная система обеспечивает полноценное управление жизненным циклом изделия. SIEMENS NX обладает инструментами для анализа конструкции, что позволяет минимизировать погрешности еще на стадии проектирования.

Анализатор на базе ИИ в совокупности с адаптивной системой могли бы корректировать не только рабочие параметры станка, но и регулировать равномерное распределение температуры по заготовке, в автоматизированном режиме корректировать положение инструмента или заготовки, предупреждать оператора об износе инструмента или в стационарном режиме производить замену резца, контролировать и предупреждать отклонения размеров и формы обрабатываемой детали.

Описанное решение целого ряда проблем способно не только повысить качество изделий, но и сократить время на подготовку производства.

Список литературы.

1. Балакшин, Б. С. Основы технологии машиностроения / Б. С. Балакшин. – Москва : «Машиностроение», 1969. - 556 с.

2. Балакшин, Б. С. Адаптивное управление станками / Б. С. Балакшин. – Москва : Машиностроение, 1973. – С. 121-152.

3. Бессмертный, И. А. Искусственный интеллект / И. А. Бессмертный. – Санкт-Петербург : СПбГУ ИТМО, 2010. – 132 с.

УДК 621. 36

Фролова Л. Е.

Сравнение систем электрообогрева протяженных трубопроводов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: В статье рассмотрены проблемы замерзания нефтяных и газовых трубопроводов. Отмечено преимущество электрообогрева обогрева среди других систем. Описаны системы электрообогрева и принцип их работы. Проведено сравнение ЛонгСОВТа и СКИН-системы.

Abstract: The article deals with the problems of freezing oil and gas pipelines. The advantage of electrical heating among other systems is noted. The systems of electrical heating and the principle of their work are described. A comparison of LongSOVT and SKIN-systems.

Ключевые слова: Система, электрообогрев, ЛонгСОВТ, СКИН-система, трубопровод.

Keywords: System, electrical heating, LongSOVT, SKIN-system, pipeline.

Минерально-сырьевая база является ядром экономики Российской Федерации. Основной частью доходов в федеральный бюджет является экспорт топливно-энергетических товаров. В сравнении с 2017 г. экспорт вырос на 27,1% [2].

Значительное число объектов с запасом нефти расположены на территории Ханты-Мансийского АО и в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне [2].

Освоение новых районов нефтяных и газовых месторождений, строительство трубопроводных сетей, а так же разработка и строительство перерабатывающих комплексов в северных регионах влекут за собой развитие промышленного электрообогрева.

Магистральные нефтепроводы обеспечивают транспортировку более 95% нефти [1]. Поэтому очень важно обеспечить надежность и непрерывность транспортных систем.

Кабельные системы электрообогрева имеют массу преимуществ перед паровыми и водяными системами:

1. Простота установки;
2. Наличие автоматизированной системы управления;
3. Не подвергается химическим разрушениям;
4. Система работает даже на сложных и разветвленных участках трубопроводов.

На данный момент существует две системы электрообогрева протяженных трубопроводов:

1. СКИН-система;

2. Система обогрева вихревыми токами ЛонгСОВТ (разработана АО «НТЦ «Энергосбережение», г. Тюмень) [3].

Конструкция систем очень похожи. А именно, прокладывается рабочий трубопровод с плотно примыкающей к нему трубкой теплоспутником из ферромагнитной стали. Внутри стальной трубки находится термостойкий греющий кабель. Вся система находится под общей теплоизоляцией (пенополиуретан или минеральная вата закрытая металлической окажушкой).

Принципиальная разница этих двух систем состоит в способе доставки обратного тока и различии физических процессов, провоцирующих выделение тепла.

СКИН-система имеет одну нагревательную трубку, в которой расположен изолированный проводник. За счет питающего напряжения по медному проводнику ток течет в одном направлении и возвращается обратно по внутренней поверхности стальной трубки. Взаимодействие этих эффектов приводит к выработке тепла за счет увеличения омического сопротивления.

Несмотря на то, что разработчик СКИН-системы указывает на ее надежность и дешевизну проектирования, на практике же система показала себя менее надежной, требующей большие затраты на ежегодное обслуживание и круглогодичный ремонт.

Система электрообогрева ЛонгСОВТ является российской разработкой сотрудников АО «НТЦ «Энергосбережение».

Конструкция системы ЛонгСОВТ так же имеет трубку-теплоспутник в которой находится проводник. Но основным различием является электрообогрев без подачи питания на нагревательную трубку. Принцип нагрева заключается в возникновении вихревых токов на внутренней поверхности трубки под влиянием переменного магнитного поля [1].

На рис.1 представлен макет системы.

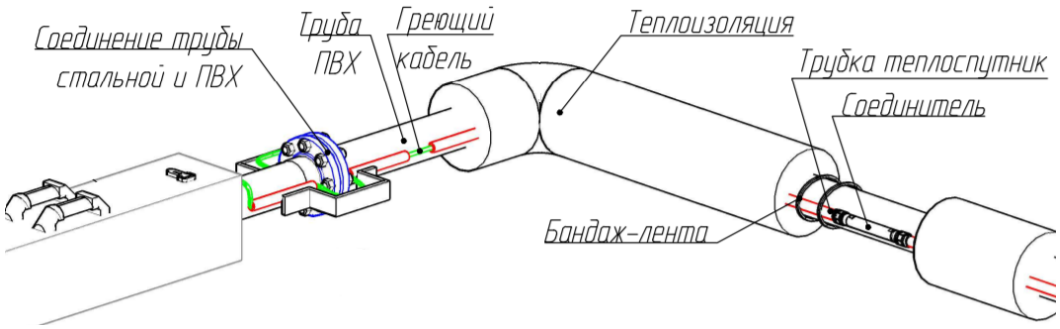


Рис.1. Макет системы электрообогрева трубопровода

Стоит отметить, что применение системы электрообогрева ЛонгСОВТ возможно на полиэтиленовом трубопроводе. Испытание системы подтвердило отсутствие разрушающего воздействия тепла на тело основного трубопровода.

Преимущества ЛонгСОВТ в сравнении со СКИН- системой:

1. Отсутствие необходимости сваривать нагревательные трубки;

2. Надежность системы исключает возможность возникновения короткого замыкания жилы кабеля на основную трубу, что в свою очередь несет в себе отсутствие риска воспламенения;

3. Имеет высокую ремонтопригодность и низкую стоимость обслуживания.

4. Низкие токи утечки за счет которых электрическая изоляция подвергается более медленному старению.

5. Допускается эксплуатация системы электрообогрева при сниженной электрической изоляции на время поиска и устранения неисправности, замены поврежденного кабеля [1].

6. При использовании трех трубок-теплоспутников диаметром 720 мм возможность симметрирования нагрузки без использования специальных трансформаторов [1].

Список литературы.

1. Чердынцев, Е. Ф. Альтернативная система электрообогрева протяженных трубопроводов / Е. Ф. Чердынцев, В. И. Балабанов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности: научно-технический журнал. – Москва, 2016. - № 3. – С. 8-11.

2. О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2016 и 2017 годах: государственный доклад: ред. Е. А. Кисилев. – Москва, 2018. – С. 7-8.

3. Пат. 77012 Российская Федерация, МПК. Обогреваемый трубопровод/ Чердынцев Е. Ф., Рольгейзер Ю. Д., Понятова Т. В.; патентообладатель Открытое акционерное общество «Научно-технический центр «Энергосбережение». - № 008120911; приоритет 06.05.2008; зарегистр. 10.10.2008.

4. Краус, Ю. А. Проектирование и эксплуатация магистральных нефтепроводов: основные факторы, влияющие на особенности эксплуатации и выбор проектных параметров магистральных нефтепроводов: учеб. пособ. – Омск : ОмГТУ, 2010. – 102 с.

УДК 622.692.4.053

Черных А. С., Рябков А. В.

Система рекуперации энергии в магистральных нефтепроводах

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: Системы магистральных нефтепроводов представляют собой сложный комплекс инженерных сооружений и высокотехнологичный процесс транспортировки товарной нефти на большие расстояния. Несмотря на это, всё же имеются существенные потенциальные возможности для увеличения энергоэффективности трубопроводных систем. Таким образом, в первую очередь было выявлено и проанализировано несколько технологических процессов систем МН, в которых имеют место быть потенциальные возможности энергетической рационализации.

Abstract: The main oil pipeline systems are a complex set of engineering facilities and a high-tech process for transporting crude oil over long distances. Despite this, there is still significant potential for increasing the energy efficiency of pipeline systems. So, first of all, several technological processes of main oil pipeline systems were identified and analyzed, in which there are potential opportunities for energy rationalization.

Ключевые слова: нефтепровод, транспортировка, транспорт, нефть, система рекуперации, турбина, эффективность, потенциальная энергия, восстановление энергии, клапан регулирования давления, регулирование давления.

Keywords: oil pipeline, transportation, transport, oil, recovery system, turbine, efficiency, potential energy, energy recovery, pressure control valve, pressure control.

Один из ярких примеров возможности по увеличению энергоэффективности трубопроводных систем возникает, когда жидкость в трубопроводе достигает конечного пункта назначения. Давление, необходимое для поддержания потока жидкости по трубопроводу, зачастую слишком велико для процесса входа на КП и поэтому должно быть уменьшено. Это падение давления представляет собой упущенную возможность использования высвободившейся энергии, которая в свою очередь могла бы полностью или частично быть использована для работы трубопроводной системы, требующей большого её количества для питания насосов и всего сопутствующего вспомогательного оборудования.

Другой пример не совсем рационального энергораспределения возникает, когда трубопровод пересекает гористую местность. Подпорные насосы создают давление, необходимое для выталкивания жидкости в гору, но на спусках часто происходит повышение давления, и системы регулирования давления должны сбрасывать избыточное давление через спускные клапаны, где оставшаяся потенциальная энергия зачастую рассеивается в виде вибрации и тепла. Таким образом, трубопроводные системы предлагают большой потенциал для восстановления энергии. Единственный возникающий вопрос состоит в том, возможно ли превратить эту «упущенную» энергию в электричество. Ответ: Да.

Одним из ключевых решений является установка классической радиально-осевой гидроэнергетической турбины (Рис. 1), которая сможет частично восстановить «разрушенную» системой регулирования давления энергию.

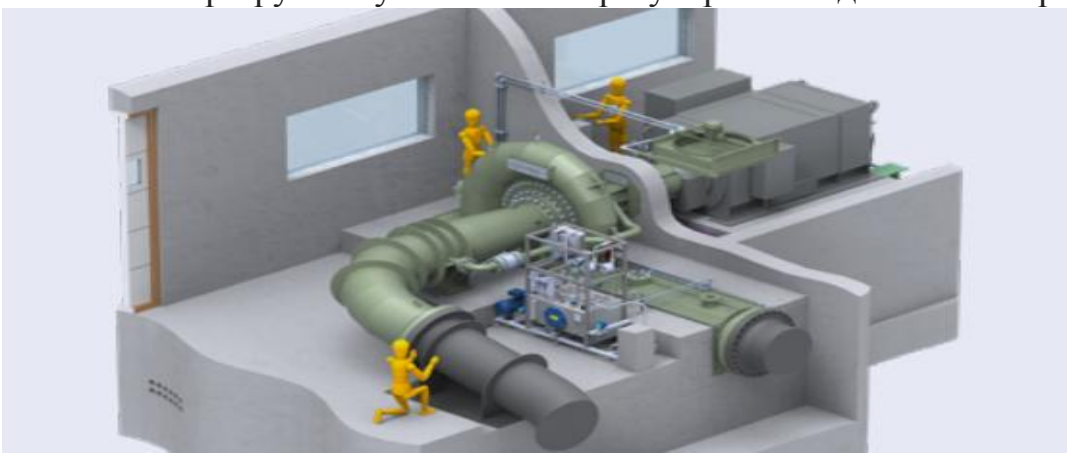


Рис. 1. Радиально-осевая гидроэнергетическая турбина

Важным моментом является то, что система рекуперации энергии не должна ограничивать назначение трубопроводной системы - транспортировка товарной нефти.

В дополнение к этому следует также учитывать предполагаемое назначение системы восстановления энергии, так как это будет напрямую влиять на ее размеры. Энергия может быть произведена либо в меньшем масштабе для потребителей, связанных с системой в автономном режиме, управляемом спросом, либо для подачи обратно в энергосистему самого нефтепровода, где будет нацелено максимально возможное восстановление энергии.

Экспериментальный проект и теоретико-практическое обоснование рентабельности системы рекуперации энергии в нефтепроводе

В целом, для восстановления энергии учитываются трубопроводные системы, в которых установлены системы регулирования давления. На каждом редукционном клапане давление будет преобразовываться в тепло, вибрацию и шум.

В проекте международной инжиниринговой и консалтинговой компании «ILF (с немецкого -Ingenieurgemeinschaft Lässer – Feizlmayr) GROUP» рассматривается 48-дюймовый (122 см.) трубопровод, гора (высотой около 700 м), находящаяся в 30 км вверх по течению от нефтяного терминала (Рис. 2). Клапан регулирования давления (с английского-Pressure Control Valve) PCV-A (PCV-B будет использоваться в качестве резервного) установлен на впуск резервуарного парка, чтобы обеспечить давление не менее 0,2 МПа в верхней части горы.

Трубопровод рассчитан на производительность от 3300 м³ / ч (~ 0,92 м³ /с) и до 9900 м³/ч (~ 2,76 м³/с). Результирующий перепад напора на входе регулирующего клапана PCV-A составляет 615 и 685м соответственно.

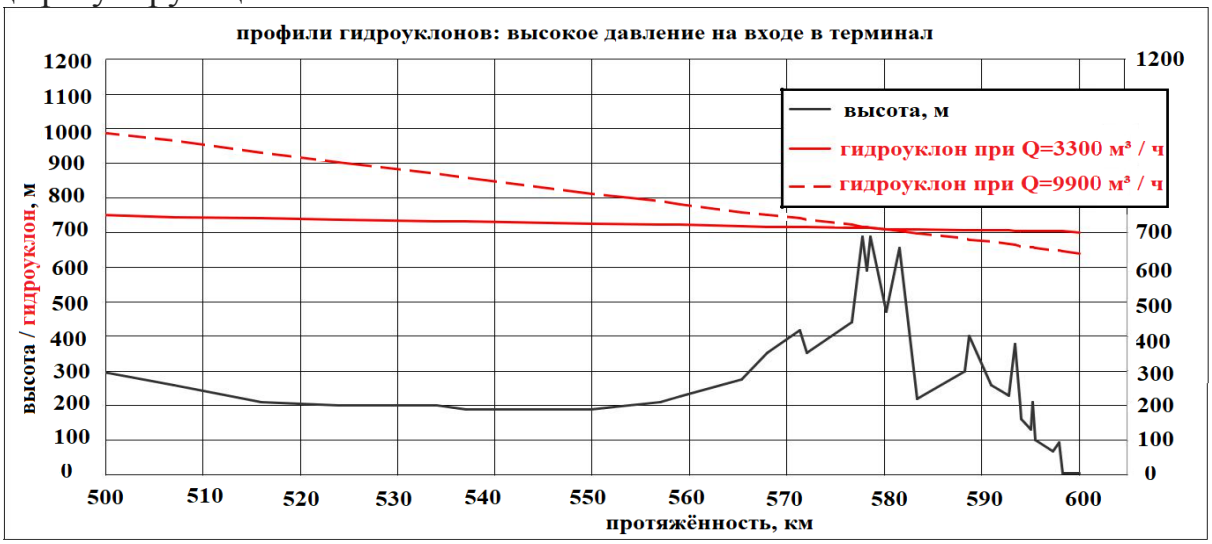


Рис. 2. Профили гидравлических уклонов с высоким давлением на входе в терминал

Потенциальная энергия P может быть рассчитана по формуле мощности потока реальной жидкости (1):

$$P(\text{Вт}) = \rho\left(\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}\right) * g\left(\frac{\text{м}}{c^2}\right) * H_{\text{ср}}(\text{м}) * Q(\frac{\text{м}^3}{\text{с}}); \quad (1)$$

Где $\rho = 834\,\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ (плотность используемой в проекте нефти);

$g -$ ускорение свободного падения $\left(\frac{\text{м}}{c^2}\right)$;

$H_{\text{ср}} -$ среднее значение полного напора потока на входе PCV-A;

$Q -$ расччетная производительность трубопровода$(\frac{\text{м}^3}{\text{с}})$;

Получаем:

$$P(\text{Вт}) = 834\left(\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}\right) * 9{,}81\left(\frac{\text{м}}{c^2}\right) * 615(\text{м}) * 2{,}76\left(\frac{\text{м}^3}{\text{с}}\right) = 13887346(\text{Вт}) = 13{,}9\ (\text{МВт}).$$

Таким образом, потенциальная энергия при максимальной производительности 9900 м³ / ч и при перепаде давлении, вызывающего потери напора до 615 м составляет около 13,9 МВт.

Потенциальная энергия при минимальной пропускной способности 3300 м³ / час, и перепаде напора до 685 м составляем около 5,2 МВт. Рассчитаем также по формуле (1):

$$P(\text{Вт}) = 834\left(\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}\right) * 9{,}81\left(\frac{\text{м}}{c^2}\right) * 685(\text{м}) * 0{,}92\left(\frac{\text{м}^3}{\text{с}}\right) = 5156007(\text{Вт}) = = 5{,}2\ (\text{МВт}).$$

Установка и структура системы рекуперации энергии нефтепровода

Система рекуперации энергии может быть установлена параллельно с существующими клапанами регулирования давления (Рис. 3). Она состоит в основном из: одного блока турбины, одного клапана контроля давления (PCV-D), параллельного турбине, одного клапана контроля давления после турбины (PCV-C) и некоторых запорных клапанов. Чтобы контролировать минимальное избыточное давление в трубопроводе (0,2 МПа) на верхней части горы во время работы турбины, вместо существующих регулирующих клапанов (PCV-A / B) можно использовать регулирующий клапан PCV-C.

Задача регулирующего клапана PCV-D заключается в ограничении выходной мощности и минимизации гидроудара в случае непреднамеренного закрытия или выхода из строя турбины. Работа турбины с полностью закрытым PCV-D не предусмотрена.

В случае непреднамеренного закрытия клапана вдоль пути потока через систему рекуперации энергии, существующие системы сброса могут обрабатывать потенциальный скачок, пока система управления не переключится на один из существующих регулирующих клапанов.

При вышеизложенной конфигурации системы ограничения на работу

трубопровода, которые теоретически могут возникнуть из-за системы рекуперации энергии, сводятся к минимуму.

Постоянная параллельная работа PCV-A/B и PCV-C не предусмотрена. Следовательно, регулирующий клапан PCV-C должен быть спроектирован для всего диапазона расхода существующей системы, но для меньшего перепада давления, поскольку всегда происходит потеря давления на PCV-D и турбине. Кроме того, размер PCV-C должен быть как можно большим, чтобы уменьшить потерю давления на нём и, следовательно, максимизировать рекуперацию энергии.

На рис. 4 показано распределение энергии в трубопроводе с системой рекуперации и количество снимаемой по средствам турбины восстанавливаемой энергии (8,9 МВт) при максимальной скорости потока. Вся потенциальная энергия (13,6 МВт) не может быть использована для ее же восстановления по ряду причин. Во-первых, сама турбина имеет КПД около 80%, следовательно, около 2,3 МВт теряется через турбину, во- вторых, поток проходит через регулирующие клапаны PCV-C (взяв максимальную производительность) и PCV-D (взяв минимальную производительность около 1000 м³ /ч), что приводит к снижению давления на клапанах (на PCV-D теряется 1,2 МВт; PCV-C 1,2 МВт соответственно).

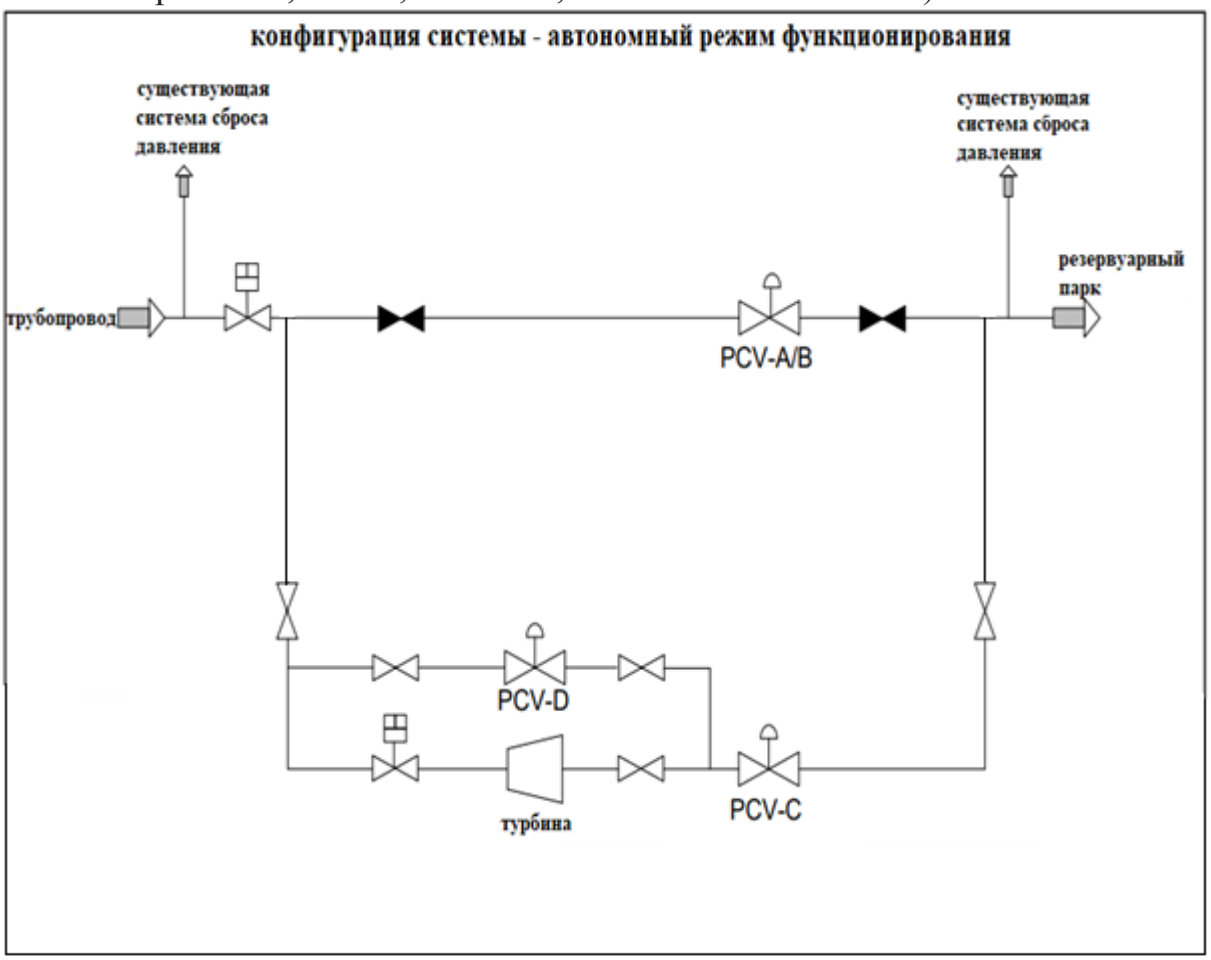


Рис. 3. Конфигурация трубопроводной системы связанной с потребителями в автономном режиме

Распределение восстанавливаемой энергии иллюстрирует рис. 4:

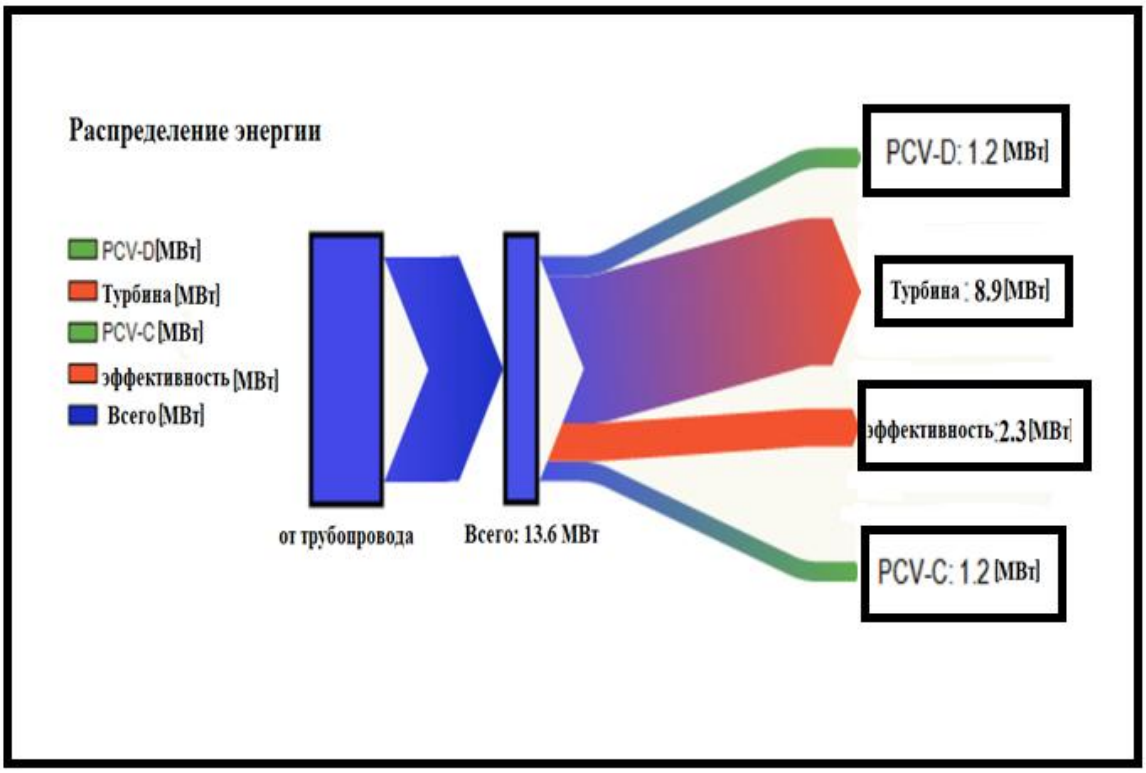


Рис. 4. Распределение энергии при использовании системы рекуперации

На рис. 5 показано максимально возможное восстановление энергии (темно-синяя область внизу) для всего рабочего диапазона от 3300 м³ / ч до 9900 м³ / ч. Для меньшего восстановления энергии поток через PCV-D должен быть увеличен.

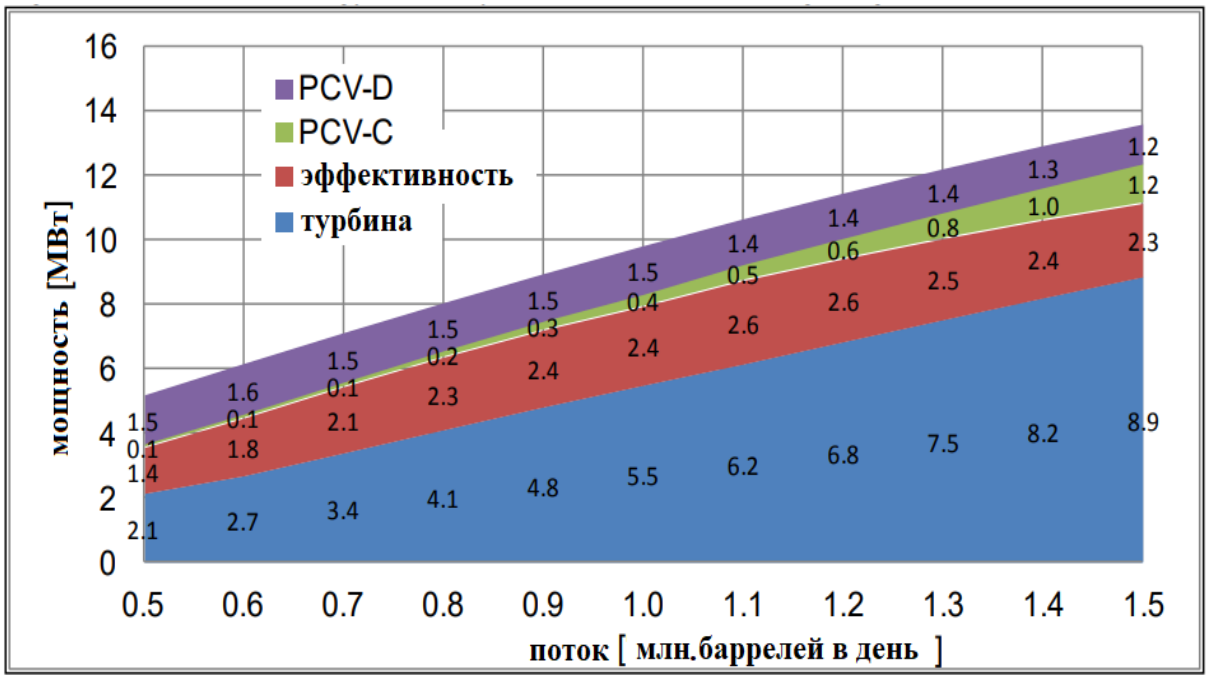


Рис. 5. Иллюстрация максимально возможного восстановления энергии

Также существует альтернативная схема установки системы рекуперации энергии трубопровода (Рис. 6). Она может быть использована, если возникает потребность в постоянном восстановлении энергии.

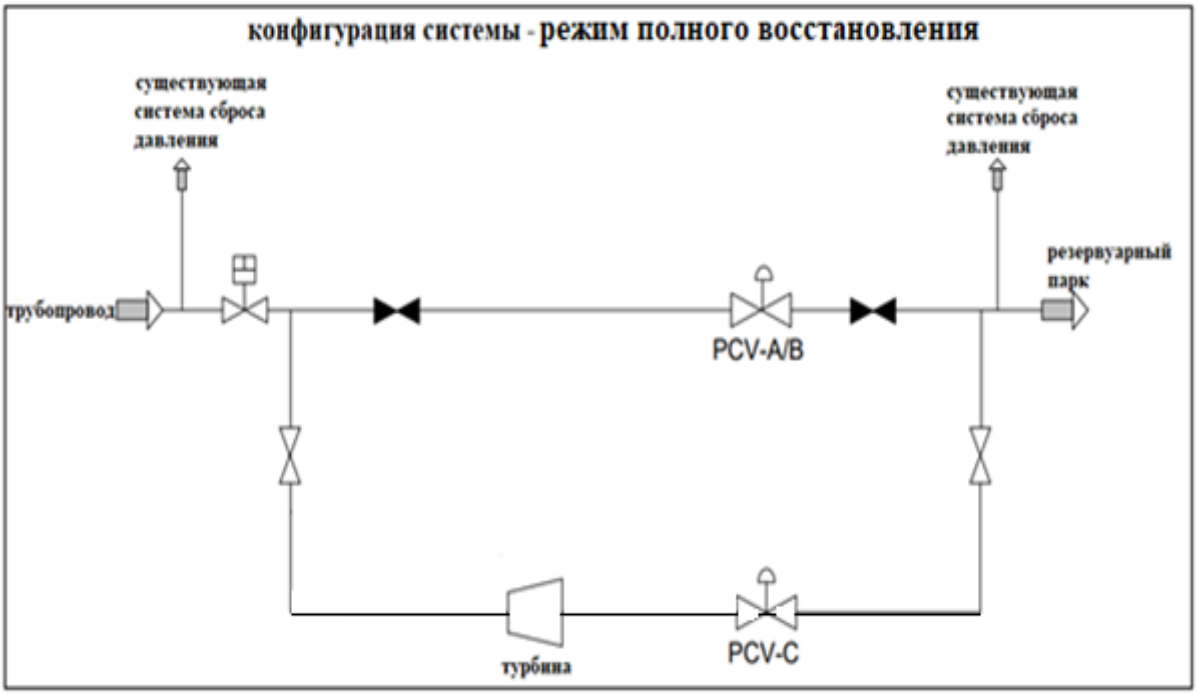


Рис. 6. Альтернативная схема установки системы рекуперации энергии трубопровода

В этом случае клапан PCV-D не требуется, и весь поток проходит через турбину. Поэтому турбина должна быть спроектирована таким образом, чтобы охватить всю рабочую расчетную производительность трубопровода. Если это невозможно, необходимо адаптировать существующую систему управления для работы трубопровода в режиме байпаса для того, чтобы существующий клапан PCV-A / B имел возможность контролировать давление при более низких скоростях потока, поскольку часть потока используется для регенерации энергии.

Заключение

В результате проделанной работы можно сделать следующий вывод: во-первых, следует отметить, что система рекуперации энергии не требуется для нормальной работы трубопровода и для выполнения основной его задачи. Во-вторых, представленный в данной статье метод рекуперации энергии способен в большей степени решить проблему более рационального энергораспрделения системы МН, что делает трубопроводный транспорт углеводородов еще более экономически выгодным. В-третьих, установка систем рекуперации энергии в нефтепроводах в настоящее время не является стандартной, это означает, что нет регламентирующих норм и правил по ее разработке и проектированию. Поэтому каждая система должна быть разработана индивидуально. Требуемые машины должны быть тщательно подобраны в соответствии с конкретным нефтепроводом.

Список литературы

1. Thomas Rother. Energy Recovery in Crude Oil Pipelines [Electronic resource] / T. Rother. - Access mode : https://www.pipeline-conference.com/abstracts/energy-recovery-crude-oil-pipelines

2. Среднее значение полного напора в сечении реального потока [Электронный ресурс] // Большая энциклопедия нефти и газа. – Режим доступа: https://www.ngpedia.ru/id175419p1.html

3. Шпилевой В. А., Курушина Е. В., Земенков Ю. Д. Управление энергоемкостью в условиях российской экономики//Известия высших учебных заведений. Социология. Экономика. Политика. 2012. № 3. С. 61-65.

4. Энерготехнологические комплексы при проектировании и эксплуатации объектов транспорта и хранения углеводородного сырья: учебное пособие/под общей ред. Земенкова Ю.Д., Шпилевого В.А.-Тюмень: из-во «Вектор Бук», 2014. -215 с

УДК 620.197.5

Чипизубова Т.К., Шпук Ф.А., Краус Ю.А.

Моделирование совместной катодной защиты подземных коммуникаций нефтеперекачивающих станций и нефтебаз

Омский государственный технический университет, г. Омск

Аннотация: Использование углеродистой стали делает актуальным вопросы катодной защиты металла от грунтовой коррозии. В условиях густо разветвлённой сети подземных коммуникаций на промышленных площадках (ПП) дожимных и нефтеперекачивающих станций, нефтебаз и нефтеперерабатывающих заводов возникает проблема обеспечения совместной защиты коммуникаций. Эта проблема осложняется возникновением макро коррозионных пар, обусловленных контактом труб с арматурой железобетонных конструкций, а также экранирующим влиянием подземных коммуникаций.

Abstract: The use of carbon steel makes the issues of cathode protection of metal against ground corrosion urgent. Under the conditions of a densely branched network of underground utilities at industrial sites (PP) of the booster and oil pumping stations, oil depots and oil refineries, there is a problem of ensuring the joint protection of communications. This problem is complicated by the occurrence of macro-corrosion pairs caused by the contact of pipes with reinforcement of reinforced concrete structures, as well as the shielding effect of underground utilities.

Ключевые слова: локальная катодная защита, подземные коммуникаций, защитный потенциал.

Keywords: local cathodic protection, underground utilities, protective potential.

В условиях густо разветвлённой сети подземных коммуникаций на промышленных площадках (ПП) нефтегазового комплекса (НГК) возникает проблема обеспечения совместной защиты коммуникаций [1–2]. Эта проблема осложняется возникновением макро коррозионных пар, обуслов-

ленных контактом труб с арматурой железобетонных конструкций [3], а также экранирующим влиянием подземных коммуникаций [4–7].

Цель данной работы является моделирование совместной катодной защиты подземных коммуникаций и резервуаров, в том числе днищ вертикальных цилиндрических резервуаров ПП.

Задачи исследования:

– обобщение и изучение работ, направленных на моделирование распределения токов и потенциалов между защищаемыми сооружениями;

– разработка подхода к методике расчёта установок катодной защиты (УКЗ) в условиях ПП.

Катодная защита достигается одним из двух способов [8]:

– смещением потенциала сооружения в отрицательном направлении;

– смещением потенциала земли вблизи объекта в положительном направлении.

Согласно [5] до 95% защитного тока может натекать на защищаемые объекты через экранные заземления, таким образом, положительный эффект – отрицательное смещение потенциала достигается за счёт 5% тока, вследствие чего приходиться существенно завышать мощность УКЗ. Для устранения указанных проблем в свою очередь были разработаны технические мероприятия, призванные оградить натекания тока на имеющиеся заземления при сохранении их полезных функций [9, 10]. Другая проблема – неравномерность распределения токов и потенциалов по защищаемым объектам: объекты имеют разную площадь поверхности, разную степень оголённости, создают разветвлённую последовательно параллельную цепь, при этом потенциал земли будет существенно изменяться ввиду расположения анодных заземлений, в том числе и на территории ПП. Нужно отметить, что изменение потенциала земли будет связано не только с анодными воронками потенциала вокруг анодных заземлений, но и с катодными воронками потенциала вокруг защищаемых объектов [11], следовательно, возникает потребность в разработке программы расчёта и визуализации распределения потенциалов на коммуникациях ПП.

В ходе выполнения работы была рассмотрена разветвлённая схема (рис.1), включающая неизолированные днища резервуаров и соединяющие их трубопроводы (тоже без изоляции). Площадь защищаемой поверхности сопоставима с площадью оголённой поверхности объектов НГК, представленных в работе [1].

Ток, стекающий с анодного заземления, распределяется по поверхности защищаемых объектов, преодолевая их сопротивления растеканию тока. Далее ток, превосходящий по значению продольное сопротивление трубопроводов, направляется по трубопроводам к точке подключения УКЗ.

Для проведения расчета преобразуем расчетную схему промышленной площадки (рис.1.) к эквивалентной электрической схеме (рис.2).

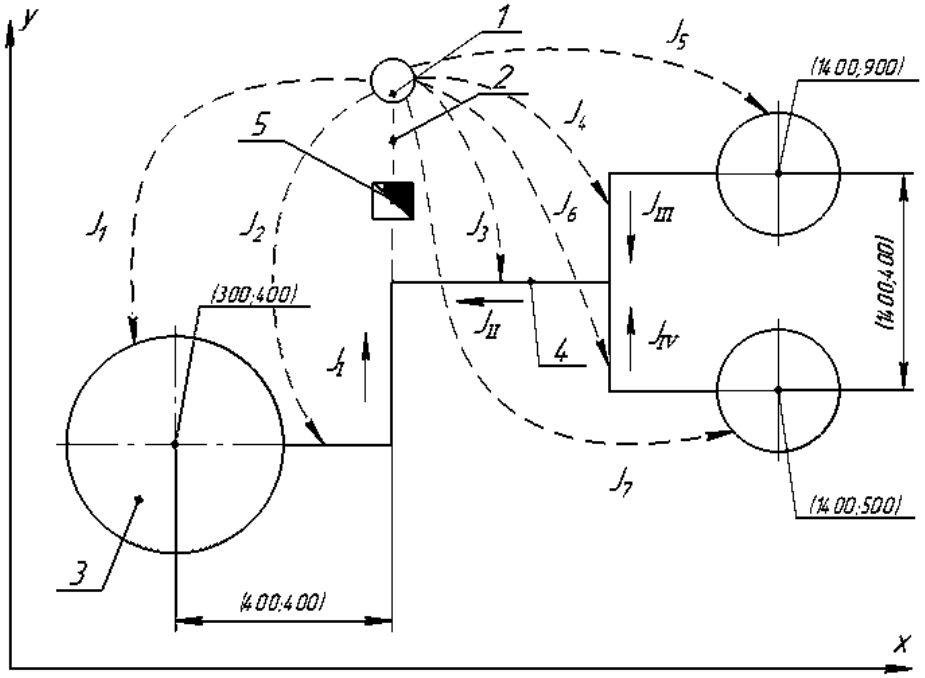


Рис.1. Расчетная схема защищаемого объекта и его основные элементы
1 – анодное заземление; 2 – резервуар; 3 – установка катодной защиты (УКЗ); 4 – сеть трубопроводов; 5 – соединительный кабель

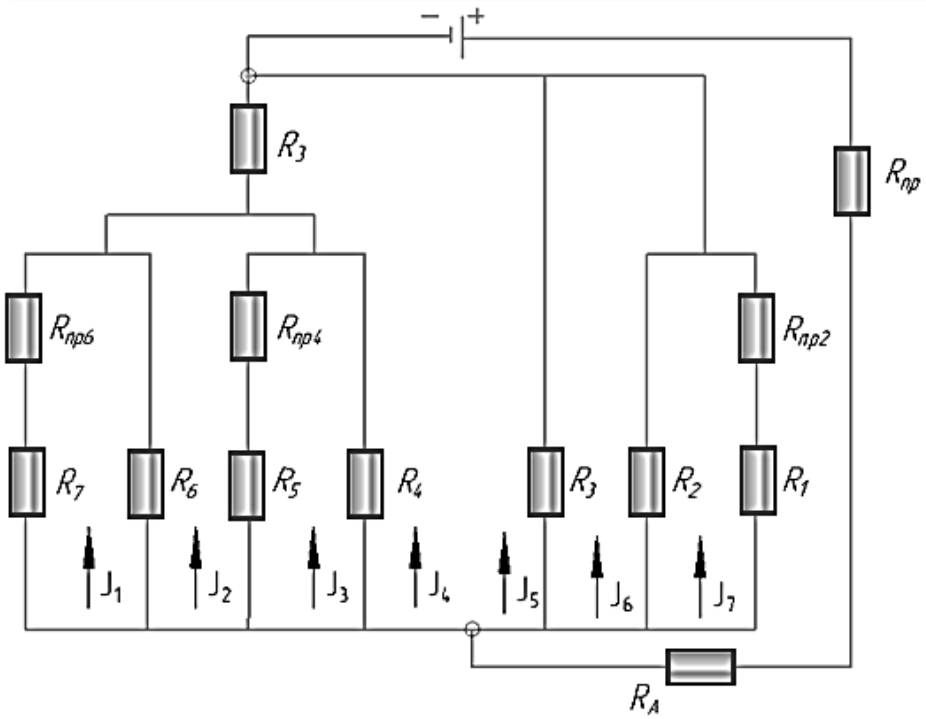


Рис.2.Эквивалентная схема защищаемых сооружений

Ток и напряжение определялись по закону Ома, также были определены токи, натекающие на отдельные объекты защиты.

Распределение потенциалов в поле токов УКЗ было определено согласно принципу суперпозиции:

$$\varphi_{\Sigma}(x,y) = \varphi_{АЗ}(x,y) - \sum_{i=1}^{n} \varphi_{P_i}(x,y) - \sum_{j=1}^{m} \varphi_{TP_j}(x,y), \quad (1)$$

где $\varphi_{АЗ}(x,y)$ – распределение потенциалов вокруг АЗ, за счёт стекания с него тока;

$\varphi_{P_i}(x,y)$ – катодная воронка потенциала вокруг днища резервуара, за счёт натекания на него тока;

$\varphi_{TP_j}(x,y)$ – катодная воронка потенциала вблизи каждого трубопровода.

При проведении численного анализа была выявлена существенная неравномерность распределения токов по защищаемым объектам, а также зависимость распределения от точки подключения УКЗ. В качестве критерия достижения требуемого уровня поляризации принималась защитная плотность тока 0,012 А/м^2. В ходе предварительного расчёта при заданном суммарном токе был выявлен лимитирующий – участок с наименьшей плотностью катодного тока. В ходе расчёта определялся суммарный ток, обеспечивающий заданный уровень поляризации лимитирующего участка.

Проведено сравнение с результатами аналогичных расчётов, сделанных на основе нормативных методик. При этом суммарный ток превосходит в 2-6 раз значения, рассчитанные по нормативным документам с учётом равномерного распределения (таблица 1).

Таблица 1

Сравнительная характеристика распределяемого защитного тока

Описание	Параметры		
	Суммарная сила тока, А	Напряжение, В	Плотность тока А/м^2
Результат экспериментального исследования, представленного в работе [1]*	184	22	0,019
Результат расчёта по нормативной методике руководящего документа при аналогичной конфигурации и размещении оборудования	20,3152	50,2679	0,012
Результат расчёта по представленной в данной работе методике при аналогичной конфигурации и размещении оборудования	138,2906	342,1852	0,012 – 0,854
*Примечание – в работе оценивалась защищенность подземных сооружений. Установленные результаты представляют собой замеры тока и напряжения, средняя плотность тока усреднялась по оголённой поверхности металлоконструкций			

Данное распределение токов проводится с учетом того, что суммарная сила защитного тока определяется как умножение средней плотности тока на суммарную оголенную поверхность промышленной площадки.

Подключение защитного заземления с сопротивлением 2 Ом и изменению плотности защитного тока для отдельного объекта (при неравномерном распределении) приводит к снижению абсолютного значения разности потенциалов. Для возвращения значения плотности тока к прежнему уровню необходимо увеличить силу тока станции катодной защиты более чем в 6 раз.

В то же время полученные суммарные токи сопоставимы с токами, полученными экспериментально для аналогичных объектов, представленных в [1, 2, 11].

Произведенные результаты позволяют сделать вывод, что при неравномерном распределении защитного потенциала на защищаемые объекты, образуется лимитирующий участок, способствующий снижению эффективности противокоррозионной защиты. Построена математическая модель совместной катодной защиты подземных коммуникаций нефтеперекачивающих станций и нефтебаз. Анализ результатов дает возможность применять данный подход к решению задач, поставленных при расчете катодной защиты. Произведено сравнение результатов расчета, с результатами независимого эксперимента и данными проектно-нормативного расчета.

Список литературы

1. Катодная защита сооружений промплощадок от грунтовой коррозии / Ф. И. Даутов [и др.] // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2012. –№ 10. – С. 20-22.

2. Эффективность противокоррозионной защиты сложноразветвленных газопроводов промышленных площадок КС / Ю. В. Александров [и др.] // Газовая промышленность. – 2010. – № 2 (642). – С. 52–54.

3. Baeckmann, W. Handbuch des katodischen Korrosionsschutzes / W. Baeckmann, W. Schwenk // Verlag Chemie. - 1980. – P. 465.

4. Исупова, Е. В. Влияние контуров защитных заземлений энергоустановок на показатели эффективности электрохимической защиты нефтегазопроводов от коррозии / Е. В. Исупова, Р. В. Агиней // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. –2017. – № 5. – С. 28-33.

5. Исупова, Е. В. Анализ мероприятий по повышению эффективности противокоррозионной защиты подземных трубопроводов промышленных площадок в условиях экранирования катодного тока / Е. В. Исупова // Ресурсы Европейского Севера. Технологии и экономика освоения. 2018. – № 1 (11). – С. 47-57.

6. Агиней, Р. В. Исследование влияния защитных заземлений электроустановок на эффективность электрохимической защиты подземных трубопроводов на территории промышленных площадок / Р. В. Агиней, Е. В. Исупова // Трубопроводный транспорт: теория и практика. –2017. –№ 3 (61). – С.16–20.

7. Яблучанский, А. И. О выборе установки катодной защиты трубопровода при разработке проектных решений / А. И. Яблучанский // Коррозия территория нефтегаз. – 2018. – № 1(39). – С. 92–96.

8. Исупова, Е. В. Анализ средств и методов обеспечения эффективной электрохимической защиты нефтегазопроводов на территории промышленных площадок / Е. В. Исупова // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2017. – № 5. – С. 55–63.

9. Способ снижения затрат электроэнергии на защиту подземных металлоконструкций / Н. Д. Цхадая [и др.] // Известия Коми научного центра УРО РАН. – 2014. – № 4 (20). – С. 91–93.

10. Разработка технических решений по снижению экранирования катодных токов при электрохимической защите технологических площадок / С. В. Лукьянов [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – Т. 8. – № 6. – С. 692–709.

11. Исупова, Е. В. Математическая модель распределения тока катодной защиты подземных трубопроводов при наличии защитных заземлений в условиях промышленных площадок / Е. В. Исупова, С. С. Гуськов, Р. В. Агиней // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2018. – № 1 (65). – С. 18–22.

УДК 53.082.534

Шабаров А. Б., Зайцев Е. В.

БЕССЕПАРАЦИОННЫЙ МЕТОД ИЗМЕРЕНИЯ РАСХОДА ФАЗ ВОДОНЕФТЕГАЗОВОЙ СМЕСИ

ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет», г. Тюмень

Аннотация. Данная работа посвящена проблеме многофазной расходометрии в нефтегазовом производстве. Описан метод измерения многофазного расхода и схема многофазного расходомера, основанная на применении трубки Вентури и поглощении ближнего инфракрасного излучения. Приведен разработанный алгоритм расчета массового расхода фаз многофазного потока.

Ключевые слова: многофазный расходомер, ИК-метод, трубка Вентури, гомогенизатор смеси, ИК-излучение, газожидкостный поток, объемные доли фаз.

Abstract. This work is devoted to the problem of multiphase flow metering in oil and gas industry. The method of multiphase flow measurement and the scheme of multiphase flow meter based on the use of Venturi tube and absorption of near infrared radiation are described. The developed algorithm for calculating the mass flow of phases of water-gas-oil stream is presented.

Keywords: multiphase flow meter, the IR method, the Venturi, the mixture homogenizer, IR-radiation, gas-liquid flow, volume fraction of the phases.

В процессе добычи и дальнейшего транспорта углеводородов важным этапом является учет добываемой продукции на устье скважин. При этом необходимо проводить замеры расхода всех фаз протекающей газожидкостной смеси (ГЖС): воды, нефти, попутного нефтяного газа. Эту задачу выполняют многофазные расходомеры (МФР). На протяжении нескольких десятилетий широко используются традиционные дебитомеры - сепарационные МФР [1,3], принцип которых основан на разделении фаз и измерении их расхода однофазными поточными расходомерами. Этот про-

стой принцип действия требует громоздкой и металлоемкой технической реализации. В настоящее время усиливается тенденция перехода от традиционных МФР к новому типу дебитомеров, определяющих расход фаз непосредственно в потоке ГЖС без его сепарации. Это обусловлено в первую очередь потребностью в более эффективном и экономичном замере дебитов, а также в более оперативном характере полезной информации, получаемой в процессе измерений.

В данной работе развивается метод измерения многофазного расхода и предложена схема МФР, основанная на применении трубки Вентури и поглощении ближнего инфракрасного (БИК) излучения.

Схема многофазного расходомера

Принципиальная схема предлагаемого МФР представлена на рис. 1. Перед измерительными приборами установлен гомогенизатор смеси, предназначенный для формирования однородной структуры потока по поперечному сечению трубопровода и выравнивания скоростей течения фаз. Далее для измерения расхода смеси установлена трубка Вентури. Для определения объемного соотношения фаз используется инфракрасный (ИК) фракциомер, основанный на ИК методе [4], и принцип работы которого основан на запатентованной технологии[5]. Контроль термобарических условий осуществляется с помощью датчиков температуры и давления.

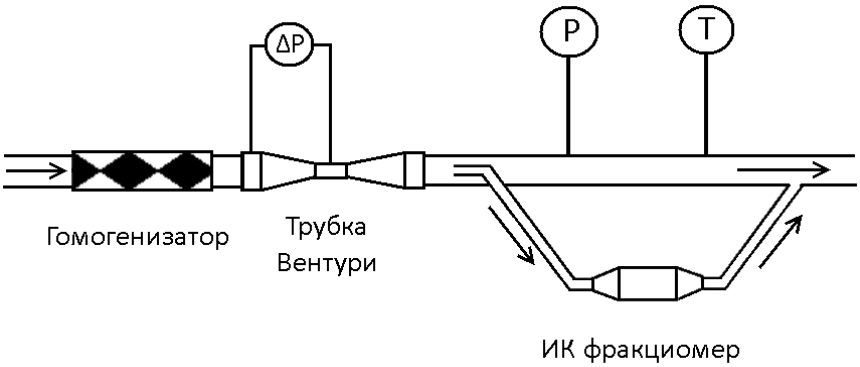


Рис. 1. Принципиальная схема бессепарационного многофазного расходомера.

Алгоритм определения массового расхода фаз с применением ИК-метода

Данный алгоритм основан на допущении о равенстве скоростей фаз. По данным измерений считается известными перепад давления на сужающем устройстве ΔP, температура T и давление P смеси, оптические плотности среды D^{λ_1}, D^{λ_2} и D^{λ_3}, измеренные на длинах волн λ1, λ2, λ3. Также необходимы входные данные (из лабораторных измерений) по плотность нефти и пластовой воды при нормальных условиях, компонентному составу пластовой нефти.

Последовательность расчетов сводится к следующим этапам:

1) Находим объемное соотношение фаз в потоке ГЖС из системы уравнений:

$$\begin{aligned} D^{\lambda_1} &= \left(k_w^{\lambda_1}\alpha_w + k_o^{\lambda_1}\alpha_o + k_g^{\lambda_1}\alpha_g + \mu\right)L \\ D^{\lambda_2} &= \left(k_w^{\lambda_2}\alpha_w + k_o^{\lambda_2}\alpha_o + k_g^{\lambda_2}\alpha_g + \mu\right)L \\ D^{\lambda_3} &= \left(k_w^{\lambda_3}\alpha_w + k_o^{\lambda_3}\alpha_o + k_g^{\lambda_3}\alpha_g + \mu\right)L \\ \alpha_w + \alpha_o + \alpha_g &= 1 \end{aligned} \qquad (1)$$

где α_w, α_o, α_g – объемные доли воды, нефти и газа в потоке; D^{λ_1}, D^{λ_2}, D^{λ_3} - оптические плотности смеси, измеренные на длинах волн λ_1, λ_2, λ_3; $k_в^{\lambda_1,\lambda_2,\lambda_3}$, $k_н^{\lambda_1,\lambda_2,\lambda_3}$, $k_г^{\lambda_1,\lambda_2,\lambda_3}$ - коэффициенты поглощения воды, нефти и газа на длинах волн λ_1, λ_2, λ_3; μ – коэффициент рассеяния, исключаемый в ходе решения системы (1).

Таким образом из системы уравнений (1), получаем следующие выражения для объемных долей фаз α_w, α_o, α_g:

$$\alpha_w = \frac{\frac{\Delta D^{13}}{L} - \frac{\Delta D^{23}}{L}\frac{\Delta k_g^{13} - \Delta k_o^{13}}{\Delta k_g^{23} - \Delta k_o^{23}} + \Delta k_o^{23}\frac{\Delta k_g^{13} - \Delta k_o^{13}}{\Delta k_g^{23} - \Delta k_o^{23}} - \Delta k_o^{13}}{\Delta k_w^{13} - \Delta k_o^{13} - \left(\Delta k_w^{23} - \Delta k_o^{23}\right)\frac{\Delta k_g^{13} - \Delta k_o^{13}}{\Delta k_g^{23} - \Delta k_o^{23}}},$$

$$\alpha_0 = \frac{\frac{\Delta D^{12}}{L} - \Delta k_g^{12} - \alpha_w\left(\Delta k_w^{12} - \Delta k_g^{12}\right)}{\Delta k_o^{12} - \Delta k_g^{12}}, \qquad \alpha_g = 1 - \alpha_w - \alpha_o, \qquad (2)$$

где $\Delta D^{13} = D^{\lambda_1} - D^{\lambda_3}$, $\Delta D^{13} = D^{\lambda_1} - D^{\lambda_3}$; $\Delta k_g^{13} = k_g^{\lambda_1} - k_g^{\lambda_3}$, $\Delta k_g^{23} = k_g^{\lambda_2} - k_g^{\lambda_3}$, $\Delta k_o^{13} = k_o^{\lambda_1} - k_o^{\lambda_3}$, $\Delta k_o^{23} = k_o^{\lambda_2} - k_o^{\lambda_3}$, $\Delta k_w^{13} = k_w^{\lambda_1} - k_w^{\lambda_3}$, $\Delta k_w^{23} = k_w^{\lambda_2} - k_w^{\lambda_3}$

2) Определяем плотность смеси по выражению:

$$\rho_{mix} = \rho_w^{(0)}\alpha_w + \rho_o^{(0)}\alpha_o + \rho_g^{(0)}\alpha_g \qquad (3)$$

где $\rho_w^{(0)}$ $\rho_o^{(0)}$ $\rho_g^{(0)}$ - истинные плотности, воды нефти и газа. Истинную плотность газа определяется по формуле:

$$\rho_g^{(0)} = P/\left(Z(P,T)RT\right), \qquad (4)$$

где фактор сжимаемости газа Z(P,T) может быть найден по уравнениям состояния паражидкостного равновесия[2].

3) Определяем общий массовый расход смеси по выражению согласно ГОСТ 8.586.5-2005:

$$G_{mix} = CE\varepsilon\frac{\pi d^2}{4}\sqrt{2\rho_{mix}\Delta p} \qquad (5)$$

где Δp - перепад давления; C - коэффициент истечения; ε - коэффициент расширения (для жидкости ε=1); $E = 1/\sqrt{1-\beta^4}$ - коэффициент скорости схода; β = d/D; d, D - диаметры цилиндрической горловины и входного цилиндрического участка трубки Вентури.

4) Определяем массовый расход нефти, воды и газа в рабочих условиях по общеизвестным формулам:

$$G_o = Q_{mix}\alpha_o\rho_o^{(0)};\ G_w = Q_{mix}\alpha_w\rho_w^{(0)};\ \ G_g = Q_{mix}\alpha_g\rho_g^{(0)} \quad (6)$$

Выводы

1) Разработана и обоснована схема бессепарационного трехфазного расходомера с применением метода, основанного на поглощении ближнего инфракрасного излучения.

2) Получены аналитические выражения для определения объемных долей воды, нефти и газа по данным измерений.

3) Разработан алгоритм определения массовых расходов фаз в бессепарационном расходомере.

Список литературы

1. Бояров, А. И. Справочник мастера по добыче нефти / А. И. Бояров. - Альметьевск: Татнефть, 2000. - 334 с.
2. Брусиловский, А. И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа / А. И. Брусиловский. – Москва: Грааль, 2002. – 575 с.
3. Василевский, В. Н. Техника и технология определения параметров скважин и пластов: Справочник рабочего / В. Н. Василевский, А. И. Петров. - Москва: Недра, 1989. - 271 с.
4. Никулин, С. Г. Возможности применения абсорбционной БИК-спектроскопии в многофазной расходометрии / С. Г. Никулин, Е. В. Зайцев, Л. А. Пульдас // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. - 2016. - Т. 2, № 4. - С. 69-79.
5. Пат. 2669156 Российская Федерация, МПК G01N21/35 G01F1/76. Поточный влагомер / Зайцев Е. В., Воробьев В. В., Никулин С. Г., Григорьев Б. В.; патентообладатель Акционерное общество "ГМС Нефтемаш". - № 2017138953; заявл. 09.11.2017; опубл. 08.10.2018, Бюл. № 28.

УДК 621.644.8

Шангареев Т.Р., Муратова В.И.

Анализ аварийности магистральных трубопроводов в сейсмически активных регионах

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Аннотация: Изучена сейсмическая активность в мире и её влияние на магистральные трубопроводы. Рассмотрены трубопроводные системы России, пролегающие по территории с высокой сейсмической активностью и сделаны выводы о необходимых мерах по предотвращению аварий.

Abstract: Seismic activity in the world and its impact on trunk pipelines have studied. The Russian pipeline systems running through the high seismic activity territories are considered and conclusions on necessary actions to prevent impact are made.

Ключевые слова: трубопровод, землетрясение, сейсмичность, аварии.
Keywords: pipeline, earthquake, seismicity, accidents.

В настоящее время существует угроза возникновения аварийных ситуаций на магистральных трубопроводах, транспортирующих нефть, природный газ или нефтепродукты. Несмотря на малый процент аварий в результате землетрясений, данная угроза высока по причине внезапности возникновения последних. Превентивные меры противодействия разливу перекачиваемых сред заключаются лишь во взаимодействии геологических служб разных стран с организациями, эксплуатирующими трубопроводы, что даёт возможность незамедлительно среагировать на потенциальную угрозу разрушения нефтепродукта и перекрыть течение жидкости прежде, чем сейсмическая волна достигнет трубопровода. Данная мера позволяет незначительно уменьшить объем утечки в результате разрушения трубопровода.

Наиболее эффективными мерами предотвращения негативного воздействия сейсмических волн на трубопровод является учет данного фактора на стадии проектирования и строительство ниток трубопроводов с применением сейсмостойких сооружений и средств. Существует два главных типа сейсмических волн: объёмные волны и поверхностные волны. P-волны (первичные волны) – продольные, или компрессионные волны. Обычно их скорость в два раза быстрее S-волн, проходить они могут через любые материалы. В воздухе они принимают форму звуковых волн, и, соответственно, их скорость становится равной скорости звука. Стандартная скорость P-волн – 330 м/с в воздухе, 1 450 м/с в воде и 5 000 м/с в граните. S-волны (вторичные волны) – поперечные волны. Они показывают, что земля смещается перпендикулярно к направлению распространения. В случае горизонтально поляризованных S-волн земля движется то в одну сторону, то в другую попеременно. Волны этого типа могут действовать только в твёрдых телах. Поверхностные волны несколько похожи на волны воды, но в отличие от них они путешествуют по земной поверхности. Их обычная скорость значительно ниже скорости волн тела. Из-за своей низкой частоты, времени действия и большой амплитуды они являются самыми разрушительными изо всех типов сейсмических волн.

Наиболее популярной шкалой для оценки энергии землетрясений является локальная шкала магнитуд Рихтера. По этой шкале возрастанию магнитуды на единицу соответствует 32-кратное увеличение освобождённой сейсмической энергии. Землетрясение с магнитудой 2,0 едва ощутимо, тогда как магнитуда 7,0 отвечает нижней границе разрушительных землетрясений, охватывающих большие территории. Интенсивность землетрясений (не может быть оценена магнитудой) оценивается по тем повреждениям, которые они причиняют в населённых районах.

За год на Земле происходит в среднем 1 землетрясение с магнитудой 8,0 и выше; 10 – с магнитудой 7,0-7,9; 100 – с магнитудой 6,0-6,9; 1000 – с магнитудой 5,0-5,9.

Наиболее опасными являются регионы, находящиеся на стыке тектонических плит. Во многих таких регионах присутствуют развитые сети магистральных трубопроводов, к ним относятся: Японские и Курильские острова, Сахалин, Прибайкалье и Забайкалье, Средняя Азия, Кавказ, Турция, Аляска, западное побережье США, Средней и Южной Америки.

На территории России в зоне наибольшего риска сейсмического воздействия находятся трубопроводы, расположенные на территории Восточной Сибири и Дальнего Востока, в том числе трубопроводы нефтегазотранспортной системы проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2», нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий Океан» (ВСТО), а также вновь построенный газопровод «Сила Сибири», пролегающий в одном техническом коридоре с ВСТО по территории с большой интенсивностью землетрясений I (рисунок 1).

В ходе анализа статистической информации было выявлено, что за последние 60-70 лет в мире по причине сейсмического воздействия произошли сотни мелких аварий на трубопроводах, не повлекшие за собой серьёзных последствий, а также несколько крупных аварий магистральных трубопроводов, оказавшихся вблизи очага землетрясения с магнитудами от 6,7 до 7,9 баллов. Последствиями таких аварий являются значительные деформации в грунтовом массиве, выпучивание или проседание грунта, повреждение трубопроводов в виде гофр, трещин, изгибов, разрывов с утечкой, повреждения опор надземных трубопроводов.

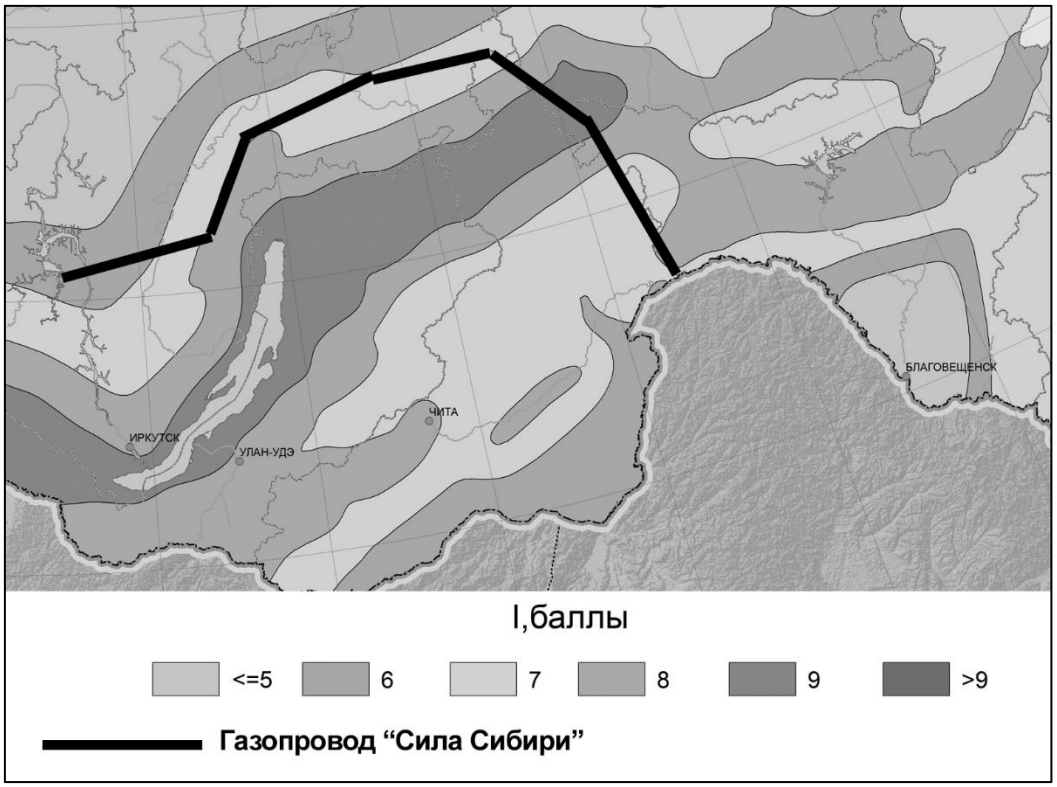


Рис. 1. Трасса газопровода «Сила Сибири» на карте интенсивности землетрясений

В России организации, эксплуатирующие магистральные трубопроводы, находящиеся в сейсмически активных регионах, на данный момент не уделяют должного внимания защите трубопроводов от подобного воздействия в силу следующий причин:

- малый опыт долгосрочной эксплуатации протяженных трубопроводов в сейсмических районах с магнитудой 7,0 и более (проекты Сахалин, ВСТО, Сила Сибири);

- отсутствие нормативно-технической базы для тщательного анализа состояния трубопровода и его диагностики после воздействия сейсмических волн (в большинстве случаев подобные инциденты, не повлекшие за собой последствий в краткосрочной перспективе, игнорируются).

Список литературы

1. Орешкина, А. А. Анализ повреждений магистральных трубопроводов при землетрясениях [Электронный ресурс] / А. А. Орешкина // Электронный сборник статей по материалам LXXIV студенческой международной научно-практической конференции. – Режим доступа: http://www.sibac.info/archive/Technic/2(73).pdf.

2. Сейсмостойкость магистральных трубопроводов и специальных сооружений-нефтяной и газовой промышленности / Ш. Г. Напетваридзе [и др.]. – Москва : Наука, 1980. - 170 с.

Секция 2. Повышение эксплуатационной надежности и проблемы безопасной эксплуатации систем трубопроводного транспорта

УДК 62-519; 53.096

Бабичев Д.А., Бабичева Е.Б.

К вопросу оперативного регулирования режимов работы тепловых сетей нефтеперекачивающих станций заполярья

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: Обзорная статья о проблемах оперативного регулирования режимов работы тепловых сетей НПС, расположенных за Полярным Кругом, и работах, ведущихся в рамках решения озвученных проблем.

Abstract: A review article about the problems of the operational regulation of the operating modes of the oil-pumping station (OPS) heating networks located beyond the Arctic Circle and the works performed to solve the problems raised.

Ключевые слова: тепловые сети НПС; регулирование режимов работы; тепловой расчет; гидравлический расчет.

Keywords: OPS heating networks; regulation of operating modes; thermal calculation; hydraulic calculation.

Объекты добычи, подготовки и транспортировки нефти, в виду выработки существующих месторождений, все дальше шагают в направлении Арктики, смело осваивая новые перспективные площади. Примерами таких проектов являются разработка Пяхитинского и Мессояхского месторождений, месторождения Южный Порт, промышленный комплекс «Ямал СПГ», уникальный магистральный нефтепровод «Заполярье-НПС «Пур-Пе»». Эти объекты имеют стратегическое значение для развития нашей страны, являясь перспективными проектами, рассчитанными на формирование доходной части бюджета не только сегодня, но и в ближайшие десятилетия.

В реализации указанных проектов уже задействован персонал, численность которого оценивается в тысячи работников различного уровня подготовки, квалификации и специализации. Все они нуждаются в отапливаемых жилых и производственных помещениях. Оборудование, задействованное в реализации процессов добычи, подготовки и транспортировки нефти и газа, по большей части, имеет исполнение по установке, предусматривающее обеспечение режимов работы в диапазоне температур от +10 до +20 ^{0}С. Поскольку суровые условия эксплуатации исключают альтернативные решения для поддержания текучести рабочих сред, обеспечение производственно-хозяйственной деятельности персонала и технологических процессов зачастую требует использования путевых подогревов трубопроводов и емкостей для хранения основных и вспомогательных технологических жидкостей.

Для решения указанных задач на объектах добычи, подготовки и транспортировки нефти, расположенных в районах Крайнего Севера и Заполярья, активно реализуются типовые проекты блочных котельных установок и пунктов подогрева нефти. Подобные комплексы, имеющие в своем составе высокоэффективные теплогенерирующие установки отечественного и зарубежного производства, имеют возможность оперативного дистанционного регулирования режимов работы в зависимости от параметров окружающей среды, а именно: температуры, направления и силы ветра, влажности.

Однако, на сегодняшний день, не существует адекватных методик, способных с точностью, достаточной для инженерных расчетов, в режиме реального времени считать, оценивать и корректировать тепловые режимы промышленных котельных установок, работающих в связке с тепловыми сетями, протяженность которых оценивается десятками километров. Температурные графики работы тепловых пунктов, котельных и пунктов подогрева нефти, рассчитываемые ежегодно на основании руководящих документов, в основе которых лежат методики ВНИИСТ 80-х годов прошлого столетия, не вполне актуальны в условиях Заполярья и Арктики. Указанные графики ценны довольно точным прогнозом и всегда под рукой. Соответственно, персонал, обслуживающий теплогенерирующие установки и тепловые сети, имеет подготовленный план действий при изменении температуры окружающего воздуха. Но как регулировать режимы работы тепловых сетей при многократном изменении условий окружающей среды (смена направления и силы ветра, температурные «скачки» в течение суток на 10-15 ^{0}С), весьма типичном для районов Крайнего Севера, имеющиеся методики и температурные графики объяснить не могут.

Так, для обеспечения тепловых режимов перекачки, а также благоприятных условий работы оборудования и функционирования персонала на НПС-2 «Ямал» Магистрального нефтепровода «Заполярье – НПС «Пур-Пе»» эксплуатируется более 37 км тепловых сетей и порядка 12 км трубопроводов термального масла. Для нефтеперекачивающей станции площадью 60 Га – внушительные цифры. Основными параметрами, контролируемыми при регулировании тепловых сетей, являются температура теплоносителя на входе и выходе из котла. Кроме того, принимаются во внимание возрастающие при увеличении температуры и производительности теплоносителя, гидравлические сопротивления и, как следствие, возрастающее сопротивление в инженерных сетях.

Сегодня, принимая во внимание высокую обеспеченность объектов средствами автоматизации технологических процессов, требования Правительства Российской Федерации в области повышения энергоэффективности, существует необходимость достоверного прогнозирования и своевременного регулирования тепловых режимов работы сетей производственного и бытового назначения объектов добычи, подготовки и транспортировки нефти и газа, расположенных за Полярным Кругом.

Необходимо отметить, что на сегодняшний день планирование работы тепловых сетей и котельных установок ведется в соответствии с нормативно-технической документацией предприятия, без жесткой привязки к теоретическим исследованиям центральных и отраслевых научно-исследовательских институтов. Нередко регулирование режимов работы ведется «на глазок», то есть по интуитивным соображениям группы квалифицированных специалистов, осуществляющих эксплуатацию теплового оборудования. Примером подобных решений могут являться попытки регулирования режимов работы тепловых сетей НПС-2 «Ямал», суть которых заключалась в последовательном выводе из работы сетевых насосов, а также отключении блоков котельных при повышении температуры окружающего воздуха выше минус 15 ^{0}С. В результате выполнения указанных мероприятий установлено, что для нормального функционирования тепловой сети, поддержания технологических параметров температуры рабочих сред, достаточно работы одной котельной установки, работающей в связке с одним центральным тепловым пунктом и одним сетевым насосом. При этом сохраняется температура в помещениях производственного назначения – не ниже плюс 12 ^{0}С, в помещениях бытового и административного назначения – не ниже плюс 19 ^{0}С. Но для грамотного и уверенного регулирования режимов работы тепловых сетей НПС, являющихся, к слову сказать, довольно инертными системами, требуется разработка методики и математической модели, учитывающих максимально возможное количество характеристик и параметров работы системы. В тоже время, практическая реализация полученных зависимостей должна быть максимально адаптирована к уровню подготовки персонала, обслуживающего котельные установки и тепловые сети.

Сегодня, перед инициативной группой специалистов Уренгойского УМН стоит задача разработки теоретических основ методики регулирования работы тепловых сетей и теплового оборудования НПС-2 «Ямал» и ГНПС-1 «Заполярье». В рамках указанной задачи ведется сбор диспетчерских данных, параметров работы оборудования на критических, плановых и «щадящих» режимах. Решаются теплогидравлические задачи для определения мест монтажа датчиков температуры для дополнительного контроля параметров теплоносителя на проблемных участках тепловых сетей.

Итогом работы мы видим разработку и внедрение оперативного подпрограммного комплекса регулирования режимов работы тепловых сетей нефтеперекачивающей станции, базирующегося на методике оперативного расчета режимов работы тепловых сетей.

Уже сегодня, в самом начале работы, можно с уверенностью говорить об отсутствии аналогичных разработок как в нашей стране, так и за рубежом, поскольку вопросы регулирования тепловых сетей и работы теплового оборудования были и остаются прерогативой обслуживающего персонала, и ученым сообществом практически не рассматриваются в силу

незначительности на фоне вопросов, связанных с эксплуатацией основного оборудования и сетей добычи, подготовки и транспортировки нефти и газа.

Список литературы

1. Абрамов, Н. Н. Водоснабжение: учебник для вузов / Н. Н. Абрамов. - Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Стройиздат, 1974 – 480 с.

2. Основы нефтегазового дела: учебник для вузов / Е. О. Антонова [и др.]. – Москва : Недра, 2003. – 307 с.: ил.

3. Соколов, Б. А. Котельные установки и их эксплуатация: учебник для нач. проф. образования / Б. А. Соколов. – Москва : Академия, 2005. – 432 с.

4. Теплоснабжение: учебник для вузов / А. А. Ионин [и др.]. – Москва : Стройиздат, 1982. – 336 с.: ил.

УДК 658.562.012.7

Василега Д.С., Остапенко М.С., Василега Н.А.

Разработка методики оценивания рисков и возможностей при транспортировке нефти и газа

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: Авторами предложена модернизация метода FMEA как одного из наиболее используемых методов для оценки риска при транспортировке нефти и газа, с целью оценивания не только рисков, но и возможностей. На основе метода FMEA разработана дополнительная шкала значимости для оценки возможностей и универсальная блок – схема для назначения статуса рисковому событию.

Abstract: The authors propose the modernization of the FMEA method as one of the most used methods in the transportation of oil and gas, in order to assess not only the risks but also the opportunities. Based on the method of FMEA developed additional scale of importance for evaluation and a generic block diagram for assignment of the status of the risk event.

Ключевые слова: Система менеджмента качества, ISO 9001: 2015, управление рисками, риск-ориентированное мышление, оценка рисков и возможностей.

Keywords: Quality management system, ISO 9001:2015, risk management, the risk-focused thinking, the assessment of risks and opportunities.

Оцениванию рисков при транспонировке нефти и газа всегда уделялось пристальное внимание. Это связано с высокой тяжестью возможных последствий существующих рисков. Ежегодно появляются новые работы в этой области [1-10].

В сентябре 2015 года начался трехлетний период по переходу на новую версию международного стандарта ISO 9001:2015. Стандарт ISO 9001:2015 претерпел существенные изменения по сравнению с предыдущей версией 2008 года, которые коснулись, в первую очередь, таких об-

ластей, как контекст организации, лидерство, стратегический менеджмент, управление процессами, риск – менеджмент и другие [11].

Новая версия международного стандарта не ограничивает представление о риске только негативным влиянием, что выразилось в замене «предупреждающих действий» на «риски и возможности».

Несмотря на то, что ISO 9001:2015 не требует проведения полной, официальной оценки рисков и возможностей с заполнением реестров установленного образца, документирование процесса управления рисками и возможностями облегчит координацию работ организаций в области риск – менеджмента.

Однако не смотря на необходимость оценивания не только рисков, но и возможностей во всех работах с момента выхода ISO 9001:2015 [12-21] оцениваются исключительно риски. В большой степени это связано с отсутствием методик оценивания возможностей.

Наиболее распространенной на сегодняшний день методикой оценивания рисков является FMEA (анализ видов и последствий потенциальных отказов) и её вариации, поэтому целесообразно модернизировать данную методику с целью проведения оценивания не только рисков, но и возможностей.

Процесс управления рисками и возможностями в рамках системы менеджмента может быть представлен в виде структурной схемы, приведенной на рисунке 1.

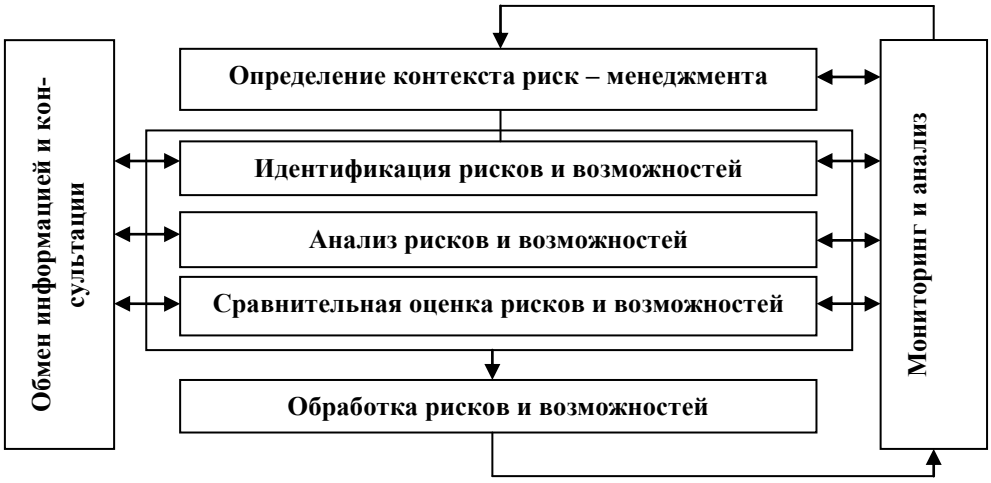


Рис. 1. Этапы процесса управления рисками и возможностями

Определение контекста риск-менеджмента в рамках СМК

Контекст риск-менеджмента представляет собой сочетание внутренних и внешних факторов, влияющих на деятельность организации, и требует от руководства и сотрудников компании определения сильных и слабых сторон предприятия, его перспектив и внешних угроз.

Идентификация рисков и возможностей

Результатом идентификации должен стать список рисков и возможностей с описанием их основных характеристик, занесённый в карту идентификации, оценки и управления рисками и возможностями.

После того, как все риски и возможности организации или процесса идентифицированы и зафиксированы в письменном виде, наступает этап анализа рисков и возможностей.

Анализ рисков и возможностей

Анализ рисков и возможностей – этап, включающий в себя рассмотрение причин и последствий возникновения рисков и возможностей с целью определения вероятности их возникновения и значимости на процесс.

Анализ включает в себя рассмотрение причин и источников возникновения рисков и возможностей с целью определения вероятности их возникновения и значимости влияния на процесс.

Полученные результаты анализа впоследствии используются для определения уровня риска и возможности.

Вероятность возникновения – это оценка вероятности, с которой ожидается появление отрицательного или положительного последствия при наступлении рискового события.

Ранг возникновения выставляется для каждой потенциальной причины по 10-балльной шкале, где 1 балл обозначает малую вероятность наступления события, а 10 баллов – очень высокую вероятность.

Значимость – это оценка последствий при наступлении рискового события, которая определяется экспертом по типовой шкале. В связи с тем, что эффект при наступлении риска рассматривается не только с отрицательной точки зрения, но и с положительной, шкала значимости дополнена еще одной таблицей для оценки возможностей.

Ранг, выставляемый при отрицательном влиянии риска, определяется по 10-балльной шкале, где 1 балл означает отсутствие последствий, а 10 баллов – критическое последствие.

Ранг при оценке возможностей, которые могут наступить при принятии риска организацией, определяется также по 10-балльной шкале, но со знаком минус. Это сделано для того, чтобы дифференцировать два вида рисков, и, применяя отличие в знаке ранга, оценивать отрицательные и положительные риски одновременно.

Так, при оценке возможностей по шкале значимости, (-1) балл обозначает отсутствие последствий, а балл (-10) – очень благоприятное влияние при наступлении риска.

После выставления экспертных оценок по значимости последствий при наступлении риска и возможности и по вероятности их возникновения необходимо определить уровень риска и возможности. Для этого требуется выполнить математическое вычисление по перемножению значимости (S) и вероятности возникновения (O).

Сравнительная оценка рисков и возможностей

Сравнительная оценка рисков и возможностей – определение вида риска и возможности в ходе сравнения числового значения, полученного по результатам оценки рисков и возможностей, с критериями, установленными при формировании контекста риск – менеджмента высшим руководством компании.

Интерпретировать числовое значение лучше всего на основе блок-схемы, с помощью которой можно достаточно точно определить вид рискового события и назначить ему статус «неприемлемый риск», «приемлемый риск», «приемлемый риск-возможность».

Алгоритм принятия решения на основе блок-схемы представлен на рисунке 2.

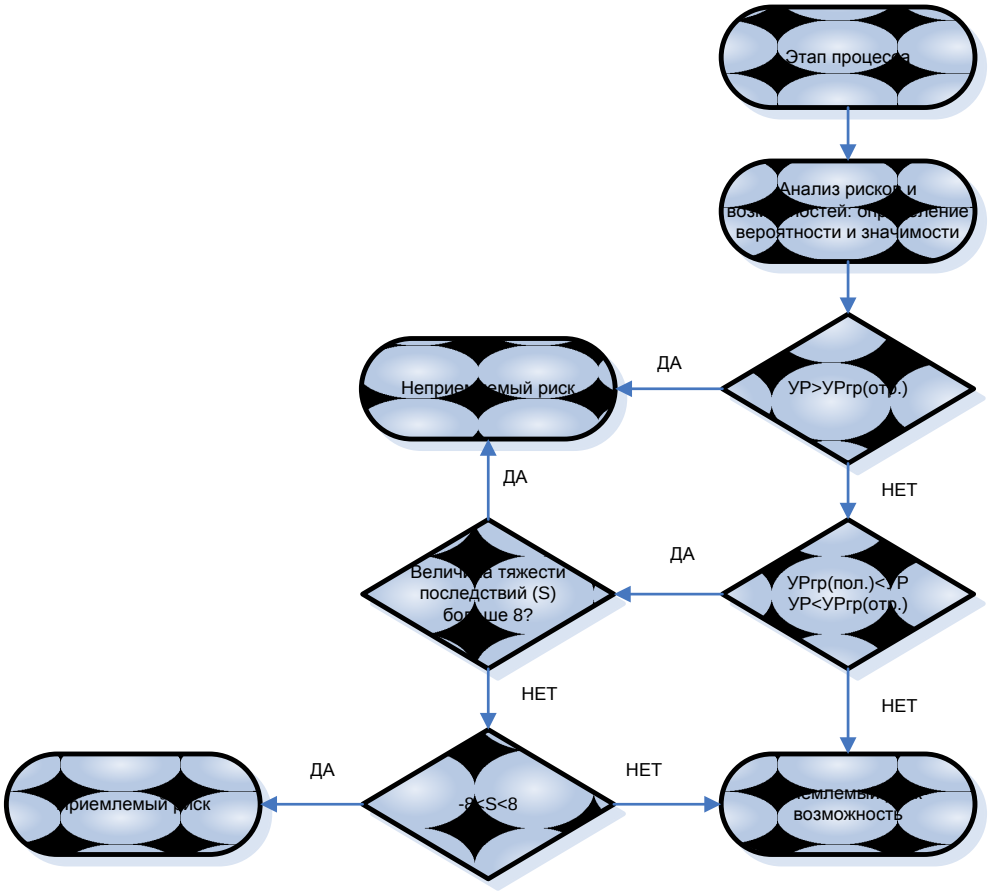


Рис. 2. Блок схема интерпретации числового значения риска и возможности

Правильное определение LRO (уровень риска и возможности) позволит своевременно и эффективно реагировать на риски и возможности. Решение по обработке рисков и возможностей принимается руководителем рабочей группы на основе этических, юридических, финансовых и прочих соображений, включая само восприятие рискового события.

Планирование мер реагирования на риски и возможности

Следующий этап управления рисками и возможностями, который наступает после определения вида риска, называется планированием мер реагирования.

Он заключается в назначении конкретных методов и процедур, направленных на снижение негативных последствий рисковых событий и получение возможных преимуществ.

При определении мер реагирования на риск руководство должно учесть следующее:

− Варианты реагирования на рисковые события учитывают вероятность возникновения и значимость рискового события, а также соответствуют допустимому LRO организации, установленному при формировании контекста риск-менеджмента;

− оценку соотношения выгод и затрат при реализации возможных мер реагирования;

− возможность достижения целей организации.

Таким образом, разработана методика оценивания рисков и возможностей на основе метода FMEA как одного из наиболее используемых методов при транспортировке нефти и газа. Модернизация метода FMEA предоставит компаниям возможность управлять рисками и возможностями без вложения больших средств в обучение сотрудников новым инструментам качества. Применение разработанной методики оценки рисков и возможностей позволит не только выполнить требования стандарта ISO 9001:2015, но и улучшить финансовые и имиджевые показатели в условиях экономической нестабильности и сильной конкуренции.

Список литературы

1. Миронов, М. В. Анализ риска на нефтедобывающих предприятиях Республики Коми / М. В. Миронов // Февральские чтения : научно-практическая конференция профессорско-преподавательского состава Сыктывкарского лесного института по итогам научно-исследовательской работы 2013 г. – Сыктывкар, 2014. - С. 453-455.

2. Перемитина, Т. О. Комплексная оценка экологических рисков аварийных разливов нефти / Т. О. Перемитина, И. Г. Ященко, М. Н. Алексеева // Экология и промышленность России. - 2014. - № 11. - С. 22-25.

3. Ященко, И. Г. Комплексная оценка экологических рисков аварийных разливов нефти / И. Г. Ященко, Т. О. Перемитина, С. В. Лучкова // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. - 2014. - № 4. - С. 5-9.

9. Поберий, А. Ю. Страхование и управление рисками природопользования в Республике Коми / А. Ю. Поберий // Страховые интересы современного общества и их обеспечение : XIV Международная научно-практическая конференция . 2013. - С. 136-140.

4. Модели и алгоритмы идентификации и оценки эколого-экономических рисков / И.А. Лакман [и др.] // Вестник Уфимского государственного авиационного технического университета. - 2013. - Т. 17. - № 5 (58). - С. 115-121.

5. Golubinskiy, Yu. M. Application risk – the focused thinking in the new version of the ISO 9001:2015 standard (2016) / Yu. M. Golubinskiy [et al] // Publishing Cyberleninka. – Access mode: https://cyberleninka.ru/article/n/primenenie-risk-orientirovannogo-myshleniya-v-novoy-versii-standarta-iso-9001-2015.

6. Январев, Д. Н. Анализ рисков транспортировки нефтепродуктов из России в Китай / Д. Н. Январев // EUROPEAN RESEARCH : сборник статей XVI Международной научно-практической конференции : в 2 ч.. 2018. - С. 116-118.

7. Хороших, М. В. Оценка риска чрезвычайных ситуаций при транспортировке газа магистральным газопроводом / М. В. Хороших, В. В. Яковлев // Неделя науки СПбПУ : научная конференция с международным участием. Лучшие доклады. – Санкт-Петербург, 2018. - С. 357-360.

8. Ли, Я. Анализ рисков транспортировки нефтепродуктов из России в Китай / Я. Ли // Экономические науки. - 2018. - № 160. - С. 37-40.

УДК 006.83

Василега Д.С., Альмикаев С.Л., Неплашов И.В.

Факторы снижения качества углеводородных соединений при их транспортировке

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: В данной работе рассмотрены основные факторы, влияющие на качество углеводородных ресурсов и сырья при их транспортировке. Описаны способы сохранения качества углеводородных ресурсов при их транспортировке.

Abstract: This paper discusses the main factors affecting the quality of hydrocarbon resources and raw materials during their transportation. The methods of preserving the quality of hydrocarbon resources during their transportation are described.

Ключевые слова: углеводородные соединения, сырьё, транспортировка, качество.

Keywords: hydrocarbon compounds, raw materials, transportation, quality.

Промышленные ресурсы углеводородного сырья можно классифицировать на: природные углеводородные газы (природный, попутный, газ нефтестабилизации); углеводородные газы и жидкие углеводороды, получаемые при переработке нефти, сланцев, коксования. Также возможно применение и отличных от вышеперечисленных видов газа – генераторный газ, газы подземной газификации угля, коксования торфа, но на деле практического применения они не имеют.

Перевозку углеводородного сырья осуществляют с помощью железнодорожного, водного, автомобильного и трубопроводного транспорта [1].

Рассмотрим положительные, приведенные в таблице 1, и отрицательные, приведенные в таблице 2, стороны различных способов транспортировки углеводородных ресурсов.

Таблица 1.

Положительные стороны различных способов транспортировки

	Наличие возможности	Отсутствие возможности
Отсутствие сезонной привязки при транспортировке	Железнодорожный транспорт, автотранспорт, трубопроводный транспорт	Водный транспорт
Наличие перевоза разных видов груза в одном составе транспорта	Железнодорожный транспорт, автотранспорт, водный транспорт	Трубопроводный транспорт
Доставка практически в любую точку страны	Автотранспорт, трубопроводный транспорт	Железнодорожный транспорт, водный транспорт
Большая скорость доставки груза	Железнодорожный транспорт, автотранспорт, трубопроводный транспорт	Водный транспорт
Низкие затраты	Водный транспорт	Железнодорожный транспорт, автотранспорт, трубопроводный транспорт
Большая пропускная способность	Железнодорожный транспорт, водный транспорт, трубопроводный транспорт	Автотранспорт
Реализация груза на большие расстояния	Железнодорожный транспорт, водный транспорт, трубопроводный транспорт	Автотранспорт
Маневренность	Автотранспорт	Железнодорожный транспорт, водный транспорт, трубопроводный транспорт
Бесперебойность	Трубопроводный транспорт	Железнодорожный транспорт, водный транспорт, Автотранспорт
Надежность	Трубопроводный транспорт	Железнодорожный транспорт, водный транспорт, Автотранспорт

Таблица 2.

Отрицательные стороны различных способов транспортировки

	Наличие отрицательной стороны	Отсутствие отрицательной стороны
Перебои в транспортировке	Автотранспорт, железнодорожный транспорт, водный транспорт	Трубопроводный транспорт
Большая затратность	Железнодорожный транспорт, трубопроводный транспорт, автотранспорт	Водный транспорт
Холостой пробег	Автотранспорт, железнодорожный транспорт, водный транспорт	Трубопроводный транспорт
Медленная скорость	Водный транспорт	Железнодорожный транспорт, трубопроводный транспорт, автотранспорт
Привязанность к времени года	Водный транспорт	Железнодорожный транспорт, трубопроводный транспорт, автотранспорт
Доставка только маленького объёма груза	Автотранспорт	Железнодорожный транспорт, водный транспорт, трубопроводный транспорт
Транспортировка только 1 вида энергоносителя	Трубопроводный транспорт	Железнодорожный транспорт, водный транспорт, Автотранспорт

Рассмотрим каждый способ транспортировки более детально.

Железнодорожный транспорт

Перевозка углеводородного сырья производится по железнодорожным путям в специально изготовленных для этой цели цистернах или же в особых, закрытых вагонов в тарах.

Наглядными достоинствами транспортировки углеводородных соединений и сырья путем перевоза по железной дороге являются:

1) Отсутствие сезонной привязки при транспортировке, т.е., транспортировку можно осуществить в любое время года.

2) Возможность перевоза в одном составе разных грузов.

3) Доставка углеводородных соединений и сырья в абсолютно любую точку страны, у которой есть железная дорога.

4) Не стоит забывать и о таком факторе, как скорость доставки груза, так вот, перевозя водным транспортом груз вы потеряете в два раза больше времени, нежели вы отправите его с помощью железнодорожного сообщения.

К сожалению, в любом транспорте есть свои недостатки, железнодорожный- не исключение. Так, мы имеем, что главными недостатками железнодорожного транспорта являются:

1) Чрезмерная цена работ по проведению железнодорожных путей.

2)Большая загруженность существующего железнодорожного обращения, что ведет к увеличению возможности перебоев в перевозке не только углеводородных соединений и сырья, но и других грузов, перевозка которых также осуществляется по железнодорожному сообщению.

3) Еще одним важным отрицательным фактором следует выделить невозможность получения выгоды из пробега цистерн от потребителя к производителю.

Водный транспорт

Россия славится богатыми водными ресурсами, именно поэтому водная транспортировка углеводородных соединений и сырья, имеет целесообразность.

Для водной транспортировки углеводородных соединений и сырья используют сухогрузные и наливные суда. Сухогрузные суда перевозят груз в бочках, в свою очередь нефтеналивные используют исключительно наливные или внутренние резервуары.

Наглядными достоинствами транспортировки углеводородных соединений и сырья водным транспортом являются:

1) Низкие затраты при транспортировке.

2) Большая пропускная способность водных пространств.

3) Баржи и танкеры способны транспортировать груз туда, где нет дорог и железнодорожных путей.

Главными недостатками водного транспорта являются:

1) Россия – страна с суровым климатом, именно поэтому водные суда могут транспортировать груз лишь тогда, когда водное пространство не сковано ледяным покровом.

2) Движение массивных танкеров и барж крайне медленно.

3) К сожалению, не всегда удается на 100% использовать перевозимые объемы водного транспорта.

4) Холостой пробег водных судов от потребителей нефтегрузов к их производителям.

Автомобильный транспорт

Следующий вид перевозки-перевозка с помощью автотранспорта. Этим способом можно производить транспортировку всех известных в данный момент времени типов углеводородных жидкостей. На территории Российской Федерации такой способ транспортировки применяют в основном для перевоза нефтепродуктов и сжиженных углеводородных газов. Автотранспорт в основном применяется только для доставки углеводородных соединений и сырья потребителям, которые удалены на минимальное расстояние от таких точек снабжения как склады, базы или же наливные пункты. Таким образом, с помощью автомобильного транспорта производится отгрузка нефтепродуктов с баз на автомобильные стоянки, станции дозаправки автомобилей и склады с горючими веществами.

Наглядными достоинствами транспортировки углеводородных соединений и сырья путем перевоза с помощью автомобильного транспорта является:

1) Высокий уровень маневренности.

2) Скорость доставки является, возможно, максимальной.

3) Возможность реализации груза в пункты, которые находятся на достаточно удаленном расстоянии от водных или же железнодорожных путей.

4) Отсутствие сезонной привязки при транспортировке, т.е., транспортировку можно осуществить в любое время года.

Главными недостатками автотранспорта являются:

1) Ограниченное пространство для вмещения емкостей с грузом.

2) Перевозки автотранспортом являются достаточно затратными по сравнению с другими способами доставки груза.

3) Присутствие холостых обратных пробегов от потребителя до производителя автоцистерн.

4) Затратные расходы на топливо для использования автотранспорта в собственных нуждах.

Трубопроводный транспорт

Существует разделение типов узкоспециализированных трубопроводных систем, которые зависят от вида конкретного перевозимого продукта, груза:

1) Нефтепроводы.

2) Нефтепродуктопроводы.

3) Газопроводы.

4) Трубопроводы, созданные специально для перевозки нетрадиционных грузов.

Не имеет значения, транспортировку какого груза производят по трубам, состав узкоспециализированных систем практически идентичен, все системы состоят из одних и тех же элементов:

1) Подводящих трубопроводов.
2) Головной и промежуточных перекачивающих станций.
3) Линейных сооружений.
4) Конечного пункта.

Наглядными достоинствами транспортировки углеводородных соединений и сырья путем доставки с помощью трубопроводного транспорта являются:

1) Имеется возможность прокладки трубопровода в абсолютно любую сторону и на большие, огромные расстояния, также, это кратчайший путь между начальным и конечным пунктами.

2) Практически полое наличие бесперебойности работы и, соответственно, максимальная гарантия снабжения потребителя грузом несмотря на погоду, время года и суток.

3) Максимальная автоматизация транспортировки.

4) Большой процент надежности эксплуатации и наличие простого эксплуатирования транспортировки.

5) Наличие трубопроводного транспорта позволяет снять часть работ с более традиционных видов перевозки грузов, в том числе и транспорта.

К сожалению, как и говорилось ранее, в любом транспорте есть свои недостатки, трубопроводный транспорт не является исключением. Главными недостатками трубопроводного транспорта являются:

1) Существенные первоначальные материальные вложения на создание магистрального трубопровода, что делает целесообразным применение трубопроводов только при больших, стабильных грузопотоках.

2) Отсутствие возможности транспортирования всех сортов (типов/марок) энергоносителей с помощью всего лишь одного трубопровода.

3) «Жесткость» трассы трубопровода, вследствие чего для организации снабжения энергоносителями новых потребителей нужны дополнительные вложения средств.

Вышеперечисленное - это основные способы транспортировки углеводородных ресурсов и сырья. Но по каким причинам происходит снижение качества углеводородных соединений при их транспортировке?

Снижение качества происходит из-за нескольких факторов, в их число входит: испарение, обводнение, загрязнение, окисление, коррозия и смешение.

Чтобы названные выше факторы не оказывали пагубное воздействие на качество при транспортировке необходимо минимизировать их воздействие на продукт [2-3].

Для этого к каждой проблеме стоит подойти индивидуально.

Предполагаемое решение озвученных проблем представлено в таблице 3.

Также, если обратиться к ГОСТу 1510-84 “Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранения”, который устанавливает виды тар, хранилищ, и транспортных средств для нефти и нефтепродуктов, требования к их подготовке, заполнению и маркировке, условия транспортирования и хранения, а также требования безопасности при упаковывании, транспортировании и хранения нефти и нефтепродуктов, то можно увидеть, что в нем прописаны рекомендации, необходимые для того, чтобы качество транспортируемого сырья не упало.

Таблица 3.

Способы сохранения качества углеводородных ресурсов

№	Проблема	Предполагаемое решение
1	Испарение	Особые условия хранения продукта и перекачка продукта исключительно закрытой струёй
2	Обводнение	Особые условия хранения и улавливание подтоварной воды
3	Загрязнение	Особые условия хранения и транспортировки, проведение очистительных мероприятий по очистке резервуаров от атмосферной пыли, остатков нефтепродуктов и т.п.
4	Окисление	Особые условия хранения, создание вакуума, исключение присутствия каталитически активных металлов
5	Коррозия	Особые условия хранения, фильтрация нефтепродуктов для улавливания коррозийно активных веществ
6	Смешение	Проведение очистительных мероприятий по очистке резервуаров остатков нефтепродуктов и т.п., раздельная перекачка нефтепродуктов.

В их число входит: хранение каждой марки нефти и нефтепродукта в отдельном резервуаре, исключающих в них попадание атмосферных осадков и пыли, периодическая зачистка металлических резервуаров, особая подготовка к транспортировке. Также, в нем прописаны способы хранения нефтепродуктов в таре, в том числе хранения их на стеллажах или поддонах в крытых складских помещениях или под навесом. Кроме вышеперечисленного в ГОСТе прописаны требования к безопасности при выполнении работ, связанных с углеводородными соединениями и сырьем.

Таким образом, установлено, что у каждого способа транспортировки есть свои преимущества и недостатки, поэтому зачастую данные способы применяются совместно. При транспортировке углеводородных соединений к каждой проблеме стоит подходить отдельно и использовать различные методы, которые приведут к сохранению качества продукта.

Список литературы

1. Шмулевич, М. И. Транспортная инфраструктура нефтегазовой отрасли России / М. И. Шмулевич // Транспорт Российской Федерации. – 2017. – № 6 (73). – С. 36-44.

2. Исследование влияния сернистых соединений в сжиженных углеводородных газах на качество продукта при транспортировке / Д. В. Пантелеев [и др.] // Газовая промышленность. – 2012. – №. 8 (679) – С. 70-73.

3. Поликарпов К. В. Анализ причины ускоренного разрушения контейнер-цистерны для перевозки сжиженных углеводородных газов / К. В. Поликарпов, И. А. Другова, Т. В. Щенева // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2011. – № 4 (26). – С. 14-21.

4. Антипьев В.Н., Бахмат Г.В., Васильев Г.Г. и др. Хранение нефти и нефтепродуктов: Уч. пос. -М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2003. -557 с.

УДК 51-74

Вонди Э., Курушина В.А.

Метод cfd в изучении вызванных вихрями вибраций подводных трубопроводов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: В данном исследовании вызванные вихрями вибрации подводного трубопровода моделируются в 2D методом вычислительной гидродинамики, больше известном как CFD. Моделирование выполняется в программе Ansys Fluent, которая позволяет рассмотреть ламинарные и турбулентные потоки, оценить силы жидкости, действующие на трубопровод, и амплитуду колебаний конструкции.

Abstract: In this study, the vibrations of the underwater pipelines caused by the vortices are modeled in 2D by the computational fluid dynamics method, better known as CFD. The simulation is performed in the Ansys Fluent program, which allows us to consider laminar and turbulent flows, to estimate the fluid forces acting on the pipeline, and the amplitude of oscillations of the structure.

Ключевые слова: вызванные вихрями вибрации (VIV), подводные трубопроводы, вычислительная гидродинамика (CFD).

Keywords: vortex-induced vibrations (VIV), underwater pipelines, computational fluid dynamics (CFD).

Вызванные вихрями вибрации (VIV) характерны для многих инженерных конструкций, у которых длина значительно превышает поперечный размер: антенн, высотных зданий, подвесных мостов, линий электропередач. В подводных нефтегазодобывающих системах проблема приобретает особую актуальность, поскольку связана с надёжностью райзеров – подводных трубопроводов, поднимающих нефть и/или газ со дна на морскую платформу, – и шлангокабелей, обеспечивающих электропитание и контроль за работой оборудования на морском дне. Современным приори-

тетом в развитии подводных добывающих объектов является добыча нефти и газа со всё более значительных глубин. В настоящий момент, проектная глубина систем составляет более 2000 м для добычи на шельфе «золотого треугольника»: у побережья Бразилии, побережья Африки и в Карибском море.

Рост проектной глубины для райзерных систем связан с многообразием потоков, с которыми трубопровод вступит во взаимодействие, а значит, повышается риск резонанса между проектируемым объектом и жидкостью [1]. VIV развиваются по-разному под влиянием множества параметров случая: режима течения и его неравномерности, геометрии трубопровода, его материала, соотношения масс, соотношения демпфирования и др. Вибрации конструкции взаимосвязаны с вихревой дорожкой Кармана, формирующейся сразу за изучаемым объектом, пример которой приведён на Рис. 1. [2] Среди параметров, определяющих развитие VIV, следует отметить число Рейнольдса *Re* и число Струхаля *St*, включающие скорость потока жидкости:

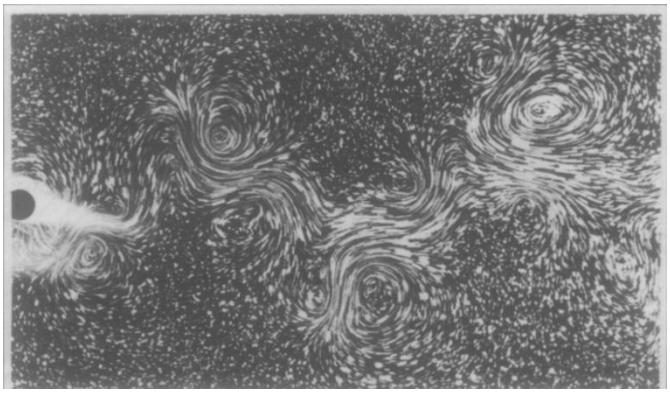


Рис. 1. Вихревая дорожка Кармана, образовавшаяся при обтекании круглого цилиндра

$$Re = \frac{UD}{\nu},\ St = \frac{f_s D}{U}, \quad (1)$$

где U – скорость течения, D – внешний диаметр трубопровода, ν – кинематическая вязкость, f_s – частота вихреобразования.

Результатами моделирования VIV обычно являются прогноз колебаний сил жидкости, действующих на трубопровод, колебаний трубопровода относительно исходного положения, напряжений в конструкции, а также износа и вероятности аварии. Моделирование вызванных вихрями вибраций осуществляется рядом методов, которые можно объединить в две группы:

- методы моделирования физических процессов в жидкости и связанных с этим переменных (давления, скорости, завихрённости и др.), которые позволяют вычислить нагрузки на конструкцию;

- полуэмпирические методы, которые позволяют предсказать силы жидкости и перемещения конструкции без моделирования жидкостных переменных.

Метод вычислительной гидродинамики (CFD) относится к первой группе методов, и его основой является уравнение Навье-Стокса, решаемое для двухразмерного или трехразмерного случая VIV. В программе Ansys Fluent решение системы уравнений производится методом конечных объёмов для пространственной дискретизации жидкости, обтекающей конструкцию. Контуры скорости, представленные на Рис. 2, смоделированы авторами методом прямого численного имитационного моделирования (DNS) для числа Рейнольдса 897 и трубопровода с диаметром 60 см с фиксированным положением. Блочно-структурированная сетка спроектирована аналогично исследованию [3] с целью получения высокой точности жидкостных переменных в области, окружающей цилиндр, где происходит образование вихрей и наблюдаются самые значительные перепады давления.

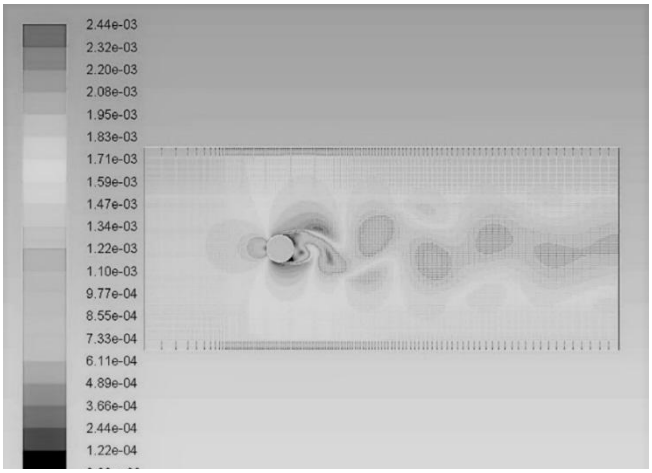


Рис. 2. Контуры скорости потока, иллюстрирующие образование вихрей за цилиндром, рассчитанные с использованием блочно-структурированной сетки в Ansys Fluent

Данное исследование планируется сосредоточить на моделировании конструкций с одной и двумя степенями свободы в ламинарном и турбулентном потоке. Ожидаемыми результатами исследования являются прогноз колебаний жидкостных сил и вибраций трубопровода, а также образование и структура вихревой дорожки Кармана, которые можно сравнить с результатами экспериментов и моделирования VIV, доступными в литературе.

Вибрации подводных трубопроводов, вызванные взаимодействием с потоком, являются одной из серьёзных проблем при проектировании и эксплуатации нефтегазодобывающих систем для значительных морских глубин. Применение вычислительной гидродинамики позволяет пролить свет на суть сложного феномена VIV и добиться высокой точности прогноза его влияния на эксплуатацию райзеров.

Список литературы

1. Gabbai, R. D. An overview of modeling and experiments of vortex-induced vibration of circular cylinders / R. D. Gabbai, H. Benaroya // Journal of Sound and Vibration. – 2005. – № 282(3-5). – pp. 575-616.

2. Williamson, C.H.K. Vortex formation in the wake of an oscillating cylinder / C.H.K. Williamson, A. Roshko // Journal of Fluids and Structures. – 1988. – № 2(4). – pp. 355-381.

3. Postnikov, A. 2DOF CFD calibrated wake oscillator model to investigate vortex-induced vibrations / A. Postnikov, E. Pavlovskaia, M. Wiercigroch // International Journal of Mechanical Sciences. – 2017. – № 127. – pp. 176-190.

УДК 621.644.073

Герасименко Т.В., Берг В.И.

Уменьшение влияния касательных сил морозного пучения, при надземной прокладке трубопровода, путем применения винтовых свай и покрытия кремнийорганической эмалью

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: При надземной прокладке трубопроводов в районе многолетнемерзлых грунтов, на свайные опоры воздействуют силы морозного пучения, а также проседание грунта. В следствии появляются дополнительные напряжения трубопровода, оказывающие неблагоприятное влияние в процессе эксплуатации. Одним из путей решения данного вопроса, является применение винтовых свай покрытых кремнийорганической эмалью.

Abstract: During the above-ground laying of pipelines in the area of permafrost soils, the forces of frost heaving, as well as subsidence of the soil, affect pile supports. As a result, additional stresses in the pipeline appear that have an adverse effect during operation. One of the ways to solve this issue is to cover the pile supports with silicon enamel.

Ключевые слова: Свайная опора, кремнийорганическая эмаль, многолетнемерзлый грунт, надземная прокладка.

Keywords: Pile support, silicone enamel, permafrost, elevated laying.

Одним из способов прокладки магистральных трубопроводов, является надземная прокладка. Положительной особенностью данного способа является то, что свайные фундаменты позволяют исключить мокрые процессы при строительстве в зимний период времени и значительно сократить срок ввода объекта строительства в эксплуатацию.

Согласно инженерно-геологическим изысканиям, проводится определение несущей способности свай, с учетом касательных сил морозного пучения. Расчет свай выполняется согласно стандартам и нормативной документации, с учетом коэффициента надежности по уровню ответственности сооружения. Еще одним важным показателем устойчивости фундамен-

та, против касательных сил морозного пучения, сооружения запроектированы на свайных фундаментах с заанкерированием фундаментов в грунтах, залегающих глубже сезоннопромерзающего слоя. Для уменьшения значений, удельных сил морозного пучения грунтов, согласно "Рекомендациям по применению кремнийорганических соединений в борьбе с морозным выпучиванием фундаментов". металлические сваи на глубину до 3,0 м от поверхности земли покрываются двумя слоями кремнийорганической эмали КО-198.

Трубопровод на свайных опорах является малонагруженной конструкцией, поэтому при сооружении в районах многолетнемерзлых грунтов следует учитывать морозное пучение грунта. которое может привести к нарушению нормальных условий эксплуатации. Морозное выпучивание свай происходит из-за увеличения объема промерзающего грунта вокруг свай. Касательные силы выпучивания возникают из сил примерзания грунта к свае, из сил трения грунта по поверхности, и из сил трения мерзлого грунта о мерзлый грунт. При этом касательные силы примерзания являются главной причиной выпучивания. С целью уменьшения действия примерзания грунта к свае, покрывают в два слоя кремнийорганической эмалью, тем самым искусственно снижают примерзание. Снижение сил примерзания, достигается за счет изменения смачиваемости поверхности материала, путем нанесения кремнийорганической эмали. Также достигается исключительная стойкость к высоким и низким температурам, и уменьшается подверженность коррозионных процессов.

Синтетические кислородосодержащие кремнийорганические полимеры — полиорганосилоксаны — отличаются высокой прочностью и с трудом разрушаются. Основной структурной единицей цепи этих полимеров, является органосилоксановая группа, состоящая из атомов кремния, кислорода и органических радикалов, связанных с атомами кремния.

Эмаль наносится на поверхность, которая будет находится непосредственно в зоне промерзания или оттаивания грунта. Перед нанесением поверхность очищается пескоструйной обработкой.

Также при надземной прокладке трубопровода, целесообразно применять винтовые сваи, существенно уменьшающие просадку и выпучивание конструкции, при этом наконечник винтовой сваи, должен быть погружен на 2 метра ниже сезонного промерзания грунта.

При этом достигается увеличение скорости монтажа и повышение надежности конструкции.

Форма наконечника сваи, может различаться, в зависимости от условий монтажа и эксплуатации. Для многолетнемерзлых грунтов применяют винтовые сваи, показанные на рис.2.

Данная свайная опора, представляет собой стальную трубу с винтовой лопастью на нижнем конце и характеризуется по длине, диаметру трубы, диаметру и форме лопасти, количеству лопастей, толщине стенки тру-

бы и лопасти. Винтовые сваи имеют высокую несущую способность и могут быть использованы в различных грунтовых условиях, кроме скальных.

Рис.1. Типы винтовых свай и их назначение

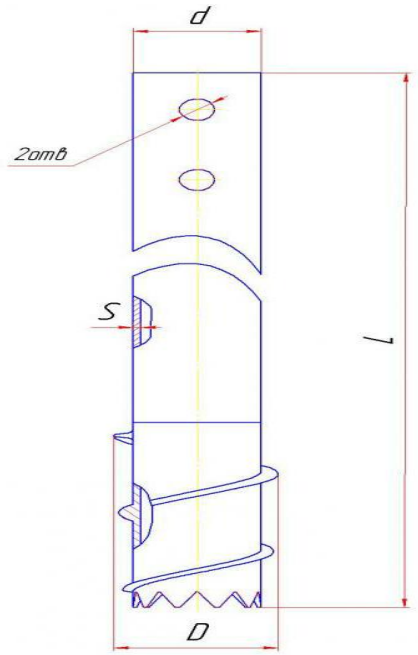


Рис.2. Свая с наконечником, используемым для ммг

Кроме очевидных преимуществ винтовых свай, имеются и недостатки. Как и любая металлическая конструкция, свая подвержена коррозии, но данный процесс возможно замедлить, путем покрытия эмалью. Также, в процессе монтажа имеется вероятность повреждения лопасти при столкновении с твердыми включениями в грунте, что может привести к снижению несущей способности, а также отклонение от проектного положения.

Используя данные методы, можно существенно уменьшить воздействие сил морозного пучения, увеличить несущую способность малонагруженной конструкции, тем самым повысить надежность и сохранить проектное положение трубопровода.

Список литературы

1. Эксплуатация магистральных нефтепроводов: учеб. пособие 3-е изд., перераб. и доп. / В. Н. Антипьев [и др.] ; под общей ред. Ю.Д. Земенкова. – Тюмень : Вектор Бук, 2003. - 664 с.

2. Математическая модель температурного режима трубопроводов в вечномерзлых грунтах / Ю. Д. Земенков [и др.] // Трубопроводный транспорт [теория и практика]. – Москва : ВНИИСТ, 2012. - №5 - С. 36-39.

3. Земенков, Ю. Д. Повышение безопасности эксплуатации линейных участков магистральных газопроводов / Ю. Д. Земенков, С. М. Дудин, Г. В. Бахмат // Трубопроводный транспорт [теория и практика]. – Москва : ВНИ-ИСТ, 2012. - №5 - С. 36-39.

4. Рекомендации по применению кремнииорганических соединений в борьбе с морозным выпучиванием фундаментов. – Москва : Стройиздат, 1973. - 14 с.

5. Рудаченко А.Б. Исследования напряженно-деформированного состояния трубопроводов / А. Б. Рудаченко, А. Л. Саруев. – Томск : Изд-во ТПУ. - 2011. - 136 с.

6. Харионовский, В. В. Надежность магистральных газопроводов: современное состояние // Наука и техника в газовой промышленности. – 2007. – № 3. – С. 4–13.

7. Шарыгин, В. М. Прокладка и балластировка газопроводов в сложных условиях. – Москва : ЦентрЛитНефтеГаз, 2009. – 228 с.

8.Горелик Я.Б., Шабаров А.Б., Сысоев Ю.С. Динамика протаивания мерзлых пород в зоне влияния двух скважин//Криосфера Земли. -2008. -Т. XII. -№ 1. -С. 59-65.

9.Григорьев Б.В., Шабаров А.Б. Экспериментальное исследование промерзания-оттаивания грунтов в неравновесных условиях//Вестник Тюменского государственного университета. 2012. № 4. С. 53-60.

УДК 622.692.23

Глушкова Л.М., Куликов А.М., Рябков А.В.

Повышение коррозионной надежности нефтеналивных терминалов путем нанесение изоляционных материалов методом напыления

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: Для повышения коррозионной надежности трубопроводов в данной работе будут рассматривать композиционные материалы трех видов с дальнейшей перспективой их использования в технологических трубопроводах нефтеналивных терминалов, а также методы их нанесения на трубопровод.

Abstract: For increase in corrosion reliability of pipelines in this work will consider composites of three views with the further prospect of their use in process pipelines of oil terminals and also methods of their drawing on the pipeline.

Ключевые слова: повышение надежности, коррозия, противокоррозионная активность, композиты, полимеры.

Keywords: increase in reliability, corrosion, anticorrosive activity, composites, polymers.

При морском транспорте нефти огромную роль играют морские нефтеналивные терминалы, в составе которых присутствуют технологические трубопроводы, отвечающие за слив-налив нефтепродуктов в танкеры. По

всемирному стандарту ISO 12944 морской воздух относится к самой высокой категории коррозии (С5-М) [1], в связи с чем металлы трубопроводов подвержены еще более активному протеканию коррозии. Современные методы нанесения коррозионного покрытия не могут справиться с морской коррозией, а также сложны в нанесении. Именно поэтому применение композиционных материалов приемлемо для нанесения их на технологические трубопроводы нефтеналивных терминалов.

Композиционный материал - это сложный материал, который состоит из 2-ух и больше компонентов. Они различаются по свойствам и нерастворимы или малорастворимы друг в друге, разделены в материале ярко выраженной границей. Особо отличительной особенностью композиционного материала является то, что в них достоинства компонентов проявляются более ярко за счёт их особого сочетания.

Основой композиционного материала (матриц) могут быть как металлы, так и полимеры, углеродные и керамические материалы. Матрица связывает композицию, то есть придает ей структурную форму. В самой матрице присутствуют равномерно распределенные компоненты (наполнители-упрочнители), которые должны обладать высокими прочностью, твердостью и модулем упругости.

Нанесение композиционных материалов на поверхность трубопровода будет производиться методом напыления. Технология данного метода показана на рис.1.

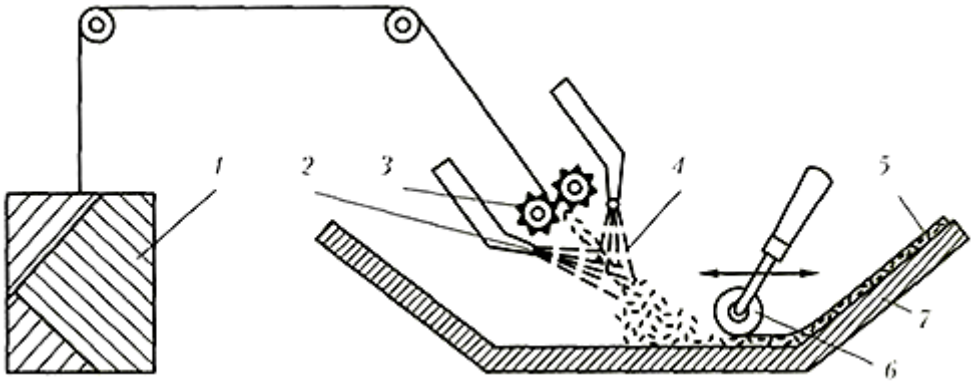


Рис. 1. Безвоздушная система напыления с двумя емкостями.
1- ровинг;2- смола с катализаторами; 3- рубильное устройство; 4- смола с ускорителями; 5-уплотненый слой; 6- валик; 7- форма.

В форму одновременно подаются измельченное волокно, полученное из ровинга с помощью рубильного устройства. На рисунке изображены две распылительные головки: через одну головку подается смола, смешанная с катализатором, через другую головку- смола в смеси с ускорителем. Полимерная композиция покрывает измельченное волокно и в виде потока распыляется по форме. Для удаления пузырьков воздуха и выравнивания поверхности образованный слой вручную прикатывается валиков[2].

Очень важным вопросом в данной работе является выбор композиционного материала для нанесения его на трубопровод для защиты от коррозии.

Рассмотрим несколько композиционных материалов:

1. Алюмокерамическое покрытие.

В условиях агрессивной среды в композиционной структуре происходит образование множества микрогальванических элементов, стимулирующих течение химических реакций образования нерастворимого осадка, который плотно закупоривает поры и покрывает шероховатости. Данный осадок называется пассиватором (диффузным барьером), который предотвращает взаимодействие агрессивной среды и металла. Из-за особенности этого покрытия его можно назвать “самозалечивающимся”, то есть место с механическим разрушением под влиянием агрессивной среды постепенно покрывается нерастворимым осадком, надежно изолирующим металлическую основу, а керамика является причиной повышенных механических характеристик[3].

Достоинства алюмокерамического покрытия:

1) Сравним по техническим характеристикам с лакокрасочными и гальваническими, и другими покрытиями.

2) Покрытие обладает высокой стойкостью к воздействию агрессивных сред с водородным показателем pH=2–12.

3) Выдерживает температуру до +450°С, не изменяя своих изначальных свойств и выполняя защитную функцию.

Вывод: Данное покрытие обладает свойством «самозалечиваться», что повышает срок службы покрытия и увеличивает стойкость коррозии в 2 раза, а износостойкость почти в 6 раз по сравнению с другими материалам.

2. Пермакор.

Пермакор представляет собой двухкомпонентный акрил-полиуретановый верхний покрывной материал, используемый как верхнее покрытие, стойкое к ударам и абразивным воздействиям для металлических поверхностей, подвергаемым чрезвычайным воздействиям окружающей среды[4].

Достоинства композиционного материала пермакор:

1) Создаёт верхние слои покрытий с высокой физической стойкостью в комбинации с превосходной стойкостью к климатическим воздействиям.

2) Длительная теплостойкость до +120 ºС.

3) Может наноситься при низких температурах, вплоть до 0 °С.

4) Лёгок в нанесении и не наносит вреда окружающей среде вследствие низкого содержания растворителя.

Вывод: Покрытие пермакор имеет отличную адгезию, сопротивляемость механическим нагрузкам, экономично в расходовании. Главное же достоинство - экологичность данного материала.

3. Спрамет – это комплекс композитных материалов, состоящий из комбинированных металлизационнолакокрасочных покрытий. Во время повреждения металлической матрицы в агрессивной среде защищаемый металл и металл покрытия вступают в реакцию, образуя при этом гальваническую пару. Т.к. материал, который надо защищать от агрессивной среды, является черный металл, материал покрытия начинает расходоваться, защищая при этом металл основы и затягивая дефектную область[3].

Достоинства композиционного материала спрамет:

1) Способен выдержать нагрев до 650°С и обладает высокими механическими показателями, такими как износостойкость и гибкость.

2) Каждый слой обладает определёнными свойствами - жаростойкость, огнеупорность, теплостойкость и тд.

3) Стоимость нанесения и эксплуатации композита спрамет в 2–4 раза меньше, по сравнение с другим известным на сегодняшний день покрытиями.

Вывод: Главные особенностью спрамета является отсутствие подслойной коррозии, что делает эту смесь наиболее подходящей для долгосрочной защиты от коррозии особенно ответственных и уникальных объектов.

Как видно из проведенного анализа, каждый композиционный материал обладает своей особенностью и может использоваться для защиты технологических трубопроводов. Однако окончательный выбор того или иного материала зависит от конечного желаемого результата. Самым эффективным и безопасным на данный момент является композиционный материал пермакор. Ввиду почти полного отсутствия растворителей, сопротивляемости механическим нагрузкам, экономичности в расходовании, материал пермакор становится безопасным и эффективным для нанесения его на технологические трубопроводы, что в нынешней обстановке делает его лидером по сравнению с другими материалами.

Список литературы

1. Классификация условий окружающей среды по IS012944 [Электронный ресурс] // Журнал «очистка, покраска». - Режим доступа: https://www.tspc.ru/press-center/articles/classification-of-environmental-conditions-by-is012944.

2. Батаев, А. А. Композиционные материалы: строение, получение, применение: Учеб. Пособие / А. А. Батаев, В. А. Батаев. – Москва : Логос, 2006. - 400 с.

3. Иванов, М. М. Использование композитов для защиты от коррозионного воздействия / М. М. Иванов // Инновационная наука. - 2017. - №12. - С. 38-41.

4. Пермакор 2330: Техническая инструкция [Электронный ресурс] // Официальный сайт производителя. – Режим доступа: http://www.permacor.ru/netcat_files/userfiles/Sika_Permacor-2230_VHS_TI11.14.pdf.

УДК 621.396.13

Гордаш В.А.

Сравнительный анализ электромагнитного канала связи и гидравлического для телесистем в бурении

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: в статье рассматриваются такие методы канала связи в бурении, как гидравлический и электромагнитный. Также выделены все характеристики, и сравнительный анализ данных методов.

Abstract: the article deals with such methods of communication channel in drilling as hydraulic and electromagnetic. All characteristics and comparative analysis of these methods are also highlighted.

Ключевые слова: канал связи, бурение, гидравлический канал связи, электромагнитный канал связи.

Keywords: communication channel, drilling, hydraulic communication channel, electromagnetic communication channel.

Системы для измерений в процессе бурения (ИПБ, англ. MWD) в нефтяной промышленности разработаны для измерения параметров бурения и передачи информации на поверхность. Измерительные приборы спускаются в скважину как часть компоновки низа бурильной колонны (КНБК). Они или находятся внутри бурильной трубы (извлекаемые) или встроены непосредственно в трубу. Системы ИПБ могут проводить ряд измерений: уровень естественного гаммаизлучения, инклинометрия, угол установки инструмента, давление в скважине, температура, вибрация, удары, крутящий момент и т.д. Некоторые передовые средства ИПБ могут даже измерять пластовое давление и брать образцы породы. Системы ИПБ также обеспечивают управление роторными отклонителями [1]. Измеренные параметры записываются в память приборов, а некоторые из результатов могут быть переданы в цифровой форме на поверхность при помощи импульсов давления бурового раствора или другую технологию. Некоторыми системами ИПБ можно управлять, включая и отключая буровые насосы и/или изменяя скорость вращения бурильной колоны или с помощью других технологий, например, кабельного канала. Виды передаваемой информации Информация о положении (инклинометрия) Системы ИПБ способны проводить инклинометрия в режиме реального времени. Устройства для инклинометрии чрезвычайно сложны. Эти приборы используют акселерометры и магнитометры для измерения зенита и азимута ствола скважины возле забоя, после чего передают информацию на поверхность. По замерам через определенные интервалы (от 10 до 200 м) может построить траекторию ствола скважины. Эта информация позволяет рабочим на промысле доказать, что скважина не выходит за область, отведенную для бу-

рения. Однако, из-за высокой стоимости систем ИПБ они вообще не используются на скважинах, бурящихся вертикально [2]. Вместо этого скважины исследуются после бурения при помощи многоточечных записывающих приборов, спущенных в бурильную колонну на канате. Основным применением измерений в реальном времени является наклонное бурение. Для инженера по направленному бурению для проведения скважины по заданной траектории необходимо знать положение забоя и результат эго действий по искривлению скважины. Системы ИПБ также обеспечивают измерение угла установки отклоняющего инструмента при использовании турбобуров и винтовых забойных двигателей с искривленными переводниками. Средства ИПБ также могут предоставить информацию об условиях бурения. Это могут быть такие параметры, как: частота вращения буровой колонны; плавность вращения; тип и уровень вибрации; скважинная температура; крутящий момент и вес на долоте; расход бурового раствора; давление в скважине. Использование этой информации позволяет бурильщику бурить скважину более эффективно, и гарантировать, что система телеметрии и другие инструменты (турбобуры, ВЗД, роторные компоновки) эксплуатируются в допустимых условиях, не приводящих к их разрушению. Эти измерения также могут быть полезны геологам, давая информацию о свойства разбуриваемой породы. Многие системы ИПБ самостоятельно или совместно с приборами каротажа в процессе бурения (англ. LWD) могут выполнять исследование свойств породы. На поверхности в процессе бурения этим измерениям строятся диаграммы, подобные диаграммам при геофизических исследованиях. Приборы каротажа в процессе бурения способны измерять ряд геологических параметров, включая плотность, пористость, удельное сопротивление, профиль скважины, магнитный резонанс и пластовое давление. Средства ИПБ позволяют измерит эти параметры прямо во время бурения. Это позволяет выполнять геонавигацию или наклонное бурение, основанное на измеренных свойствах породы, вместо того, чтобы просто бурить по предварительно заданной траектории [3]. Большинство систем ИПБ содержат датчик естественного гамма-излучения, т. к. эти датчики компактны, недороги, надежны, и могут проводить измерения через немодифицированные бурильные трубы. Другие измерения часто требуют отдельных приборов каротажа, связанных с системой ИПБ внутренней проводкой. Системы ИПБ способны проводить инклинометрия в режиме реального времени. Устройства для инклинометрии чрезвычайно сложны. Эти приборы используют акселерометры и магнитометры для измерения зенита и азимута ствола скважины возле забоя, после чего передают информацию на поверхность. Телеметрия импульсами давления бурового раствора (гидравлический канал связи) - наиболее распространенный метод передачи данных, используемый в системах ИПБ. Для этого в бурильной компоновке установлен клапан, который ограничивает поток бурового раствора в соответствии с цифровой информа-

цией, которую необходимо передать [4]. Это создает колебания давления, несущие информации. Колебания давления распространяются через буровой раствор к поверхности, где регистрируются датчиками давления. На поверхности полученные сигналы давления обрабатываются компьютером, чтобы восстановить информацию. Существует три разновидности этого метода - положительные импульсы, отрицательные импульсы, и непрерывная волна. Положительные импульсы. Устройства, использующие этот метод, кратковременно перекрывают бурильную колонну клапаном, чтобы ограничить поток бурового раствора. Это приводит к увеличению давления, которое может быть зарегистрировано на поверхности. Для представления информации в форме импульсов используется линейное кодирование. Отрицательные импульсы. Устройства, использующие этот метод, кратковременно открывают клапан, чтобы выпустить часть потока бурового раствора в заколонное пространство. Это приводит к уменьшению давления, которое может быть зарегистрировано на поверхности. Для представления информации в форме импульсов используется линейное кодирование. Непрерывная волна. Такие устройства непрерывно закрывают и открывают клапан, чтобы произвести синусоидальные колебания давления столбе бурового раствора. Может быть использована любая цифровая схема модуляции чтобы наложить информацию на сигнал. Когда производится бурение на депрессии, гидравлический канал связи может стать неприменим. Это связано с тем, что для восстановления эквивалентной плотности бурового раствора в бурильную колонну нагнетается сжатый газ. Это вызывает сильное затухание сигнала, которое катастрофически затрудняет способность раствора передавать информацию. В этом случае используются другие методы, такие как электромагнитные волны, распространяющиеся через породу или кабельный канал связи. Существующие технологии гидравлического канала связи позволяют передавать данные со скоростью до 40 бит в секунду Скорость снижается с увеличением длины ствола скважины и обычно составляет 1.5 - 3.0 бита в секунду на глубине 10 000 м. Обратная связь с подземным оборудованием обычно производится через изменение параметров режима бурения, то есть изменение скорости вращения бурильной колонны или изменение расхода раствора. Эти действия для передачи информации вниз могут потребовать прерывания процесса бурения, что приведет к дополнительным затратам времени [5]. Для использования метода электромагнитного канала связи необходимо встраивание электрического изолятора в бурильную колонну. Для передачи данных устройство генерирует переменное напряжение между верхней частью (основная бурильная колонна выше изолятора) и нижней частью (долото и другие устройства ниже изолятора). На поверхности один электрод присоединен к устью скважины, которое находится в контакте с бурильной колонной. Второй электрод присоединен к стержню, вбитому в землю на некотором удалении. Устье скважины и стержень формируют два электро-

да дипольной антенны. Разность потенциалов между этими двумя электродами - сигнал, который расшифровывается компьютером. Системы с электромагнитным каналом связи генерируют переменное напряжение между секциями буровой колонны на очень низкой частоте (2-12 Гц). Данные наложены на излучение посредством цифровой модуляции. Такая система позволяет передавать данные со скоростью до 10 бит в секунду. Кроме того, многие из этих систем способны получать данные с поверхности таким же способом, без прерывания процесса бурения в отличие от систем с гидравлическим каналом связи. По сравнению с гидравлическим каналом этот метод эффективен в определенных ситуациях, например, при бурении на депрессии или при бурении на воздухе. Однако при бурении глубоких скважин этот метод часто неприменим, т. к. в определенных породах сигнал быстро затухает и становится нераспознаваемым на глубинах всего чуть более километра. Бурильные трубы с кабелем (электрический канал связи) Некоторые сервисные компании в настоящее время развивают системы с электрическим каналом связи. Эти системы используют электрические провода, встроенные в каждую бурильную трубу, через которые осуществляется передача информации. Эти системы обещают скорость передачи данных на несколько порядков выше, чем у систем с гидравлическим или электромагнитным каналами связи, как от скважинного инструмента на поверхность, так и с поверхности до скважинного инструмента. В 2006 система передачи данных по кабелю IntelliServ (NOV), обеспечивающая скорость передачи данных до 1 мегабита в секунду, была введена в эксплуатацию. Система использует бесконтактную индуктивную связь между отрезками кабеля на торцах трубы. Для устойчивой связи каждые 500 м в колонну труб встраивается повторитель. На конференции SPE/IADC по бурению в Орландо, Флорида в марте 2008 представители BP America, StatoilHydro, Baker Hughes INTEQ, и Schlumberger рассказали о трех успешных проектах, использующих эту систему, как на суше, так и на шельфе. Очевидным минусом этой системы является значительное удорожание бурильных труб. При использовании для бурения колонны гибких непрерывных труб электрический канал связи является наиболее оптимальным и оправданным. На данный момент существует достаточно надежное оборудование для заправки геофизического кабеля в колонну труб, при этом кабель является цельным на всем протяжении. Кроме того, особенностью КНБК при таком бурении является наличие ориентирующего устройства для отклонителя (т. к. отсутствует возможность вращать колонну с поверхности). Энергопотребление этого устройства намного выше потребления остальных устройств, что делает работу такой системы от батарей или генератора невозможной. Использование кабеля позволяет подводить питание к устройствам непосредственно с поверхности.

Таким образом, можно сделать вывод, что бурение скважин сложного профиля невозможно без применения современных телеметрических систем и

систем геонавигации. Это, прежде всего, связано с тем, что бурение скважин по сложной траектории с протяженными горизонтальными участками в пределах продуктивного горизонта, выполнение многоствольных ответвлений невозможны без оперативного контроля положения забоя скважины.

Для выполнения текущего контроля положения забоя бурящейся скважины, а также для получения разнообразной информации с забоя скважины, таких как параметры режима бурения — значения осевой нагрузки, крутящего момента, частоты вращения долота, применяют современные телеметрические системы. Телеметрические системы включают комплекс забойных датчиков, максимально приближенных к забою скважины, автономный, чаще всего в виде гидротурбины, вырабатывающей электроэнергию, источник питания, систему съема, передачи и приема информации с забоя на поверхности, компьютерную систему обработки полученных данных для решения задач контроля и управления процессом бурения скважины.

Список литературы

1. Стукач, О. В. Разработка новой телеистемы для передачи данных по радиоканалу в процессе бурения скважин / О. В. Стукач, А. Б. Мирманов, А. С. Гопоненко // Вестник науки Сибири. – 2014. – № 1(11). – С. 76-82.
2. Финк, В. И. Системы технического обслуживания и ремонтов оборудования нефтегазового комплекса / В. И. Финк, Е. Н. Бельская, Е.В. Сугак // Решетневские чтения. – 2014. – № 5. – С. 361-362.
3. Цуприков, А. А. Определение точности измерения параметров бурения по чувствительности показателей процесса / А. А. Цуприков // Научно-технические ведомости СПбГПУ. – 2009. – № 3. – С. 175-178.
4. Пермяков, В. В. Гидромеханика и газодинамика: учебно-методическое пособие / В. В. Пермяков, В. Д. Давыдов; ред. П. М. Решетников. – Владивосток : Издательство дальневосточного университета, 1991. – 140 с.
5. Системы, методы и инструменты контроля положения скважины в пространстве при бурении / С. И. Стукач [и др.] // Горная промышленность. – 2016. – № 4. – С. 72-73.

УДК 621.642.39.03

Грученкова А.А., Тарасенко А.А.

Исследование ндс резервуара при локальных осадках центральной части днища

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: В статье исследовано напряженно-деформированное состояния вертикального стального резервуара объемом 20000 м^3 при локальных осадках днища.

Разработана конечно-элементная модель резервуара в ПК ANSYS. По результатам расчетов были получены значения напряжений и деформаций металлоконструкций РВС при различных размерах локальных осадок.

Abstract: The article studies the stress-strain state of a vertical steel tank with a volume of 20000 m^3 at local bottom settlements. The finite-element model of the tank in ANSYS PC was developed. According to the results of calculations, the stress and strain values of metal structures of RVS were obtained at different sizes of local settlements.

Ключевые слова: резервуар, напряженно-деформированное состояние, численный метод

Keywords: tank, stress-strain state, numerical method

Рост объемов добычи и переработки нефти в России привел к увеличению не только объемов резервуарных парков, но и резервуаров в отдельности. Это, в свою очередь, повлекло изменение габаритных размеров резервуарных конструкций, в том числе увеличение диаметров днищ цилиндрических стальных резервуаров. При этом в последние годы наблюдается тенденция перемещения районов строительства резервуарных парков для хранения нефти на территории, имеющие сложные инженерно-геологические условия со слабонесущими, переувлажненными, вечномерзлыми грунтами [1].

Необходимо отметить, что согласно ГОСТ 31385-2016, СП 47.13330, СП 11-105-97 в состав инженерно-геологических изысканий для проектирования оснований и фундаментов под резервуары входит бурение геологических выработок. Число таких скважин зависит от площади основания резервуара и должно быть не менее четырех: одна в центре и три – в области стенки. Учитывая то, что площадь оснований наиболее распространенных типоразмеров резервуаров в РФ превышает 1000 $м^2$, становится очевидным, что данные испытаний, проведенных в отдельных точках грунтового массива, не дают полного представления о строении, структуре и неоднородности состава толщи естественного основания. Следовательно, вероятность возникновения неравномерных осадок при эксплуатации РВС увеличивается [2].

В российских и западных нормативно-технических документах представлены требования, ограничивающие допустимую величину локальных осадок днища РВС (таблица 1). Анализ требований показал, что согласно рекомендациям стандарта API-653 при назначении предельной величины локальной осадки необходимо учитывать её расположение относительно окраечной зоны, в требованиях же российской НТД данный фактор не учитывается.

Анализ работ, посвященных исследованию напряженно-деформированного состояния резервуаров при неравномерных осадках [3-5] показал, что вопрос влияния локальных осадок днища на НДС резервуаров изучен неполно. Имеющиеся аналитические методы малопригодны для решения задачи деформирования металлических конструкций РВС при нерав-

номерной осадке основания. Решить данную задачу и учесть параметры собственной жесткости резервуара, возможно только численными методами.

Таблица 1.

Требования нормативно-технической документации в части определения допустимых величин локальных осадок днища РВС

<table>
<tr><td>Источник</td><td colspan="2">Критерий оценки</td></tr>
<tr><td>ГОСТ 52910-2008
ГОСТ 31385-2008
РБ Серия 03-69
СТО-СА-03-002-2009</td><td colspan="2">$f \le 0{,}1R \le 80$</td></tr>
<tr><td rowspan="6">РД-23.020.00-КТН-283-09</td><td>Площадь, м^2</td><td>Глубина, мм</td></tr>
<tr><td>0,1</td><td>25</td></tr>
<tr><td>0,5</td><td>55</td></tr>
<tr><td>1</td><td>80</td></tr>
<tr><td>3</td><td>140</td></tr>
<tr><td>5</td><td>180</td></tr>
<tr><td>ГОСТ 31385-2016</td><td colspan="2">$f \le 0{,}0308R$</td></tr>
<tr><td rowspan="2">API-653</td><td>Центральная часть днища</td><td>Вблизи окраечной зоны</td></tr>
<tr><td>$B_B = 0{,}37R$</td><td>$B_\alpha = B_e - (B_e - B_{ew}) \cdot \sin\alpha$</td></tr>
<tr><td>BS 2654 (Великобритания)
Eurocode EN 14015</td><td colspan="2">величина осадки назначается проектной организацией</td></tr>
</table>

Так, авторами были поставлена задача исследовать НДС резервуаров при развитии локальных осадок днища, как в его центральной, так и окраечной частях, для случаев толщины днища 6 и 9 мм.

Используя аналитическое решение С.П. Тимошенко [6], авторами были получены значения максимальных прогибов локальных зон просадок, а также значения растягивающих напряжений, действующих в центре зоны просадки, для наиболее невыгодного случая – когда под мембраной отсутствует грунтовое основание:

$$w_0 = 0{,}622a \cdot \sqrt[3]{\frac{aq}{hE}} \quad (1)$$

$$\sigma = 0{,}423 \cdot \sqrt[3]{\frac{a^2 q^2 E}{h^2}} \quad (2)$$

где a – радиус зоны локальной просадки днища, м;

$q = 93{,}4$ – равномерно распределенная нагрузка по площади днища, кПа;

h – толщина днища резервуара, м;

$E = 2{,}1 \cdot 10^5$ – модуль упругости стали днища резервуара, МПа.

Для решения поставленной задачи была разработана численная модель резервуара, соответствующая реальным проектным размерам резервуара РВС-20000. Модель была построена и верифицирована в программном комплекс ANSYS, реализующем метод конечных элементов.

Для определения напряжений и деформаций металлоконструкций РВС с учетом проектных нагрузок, предложено моделировать самый невыгодный случай неравномерной осадки – отсутствие грунтового основания в зоне локальной осадки заданного радиуса (рис. 1).

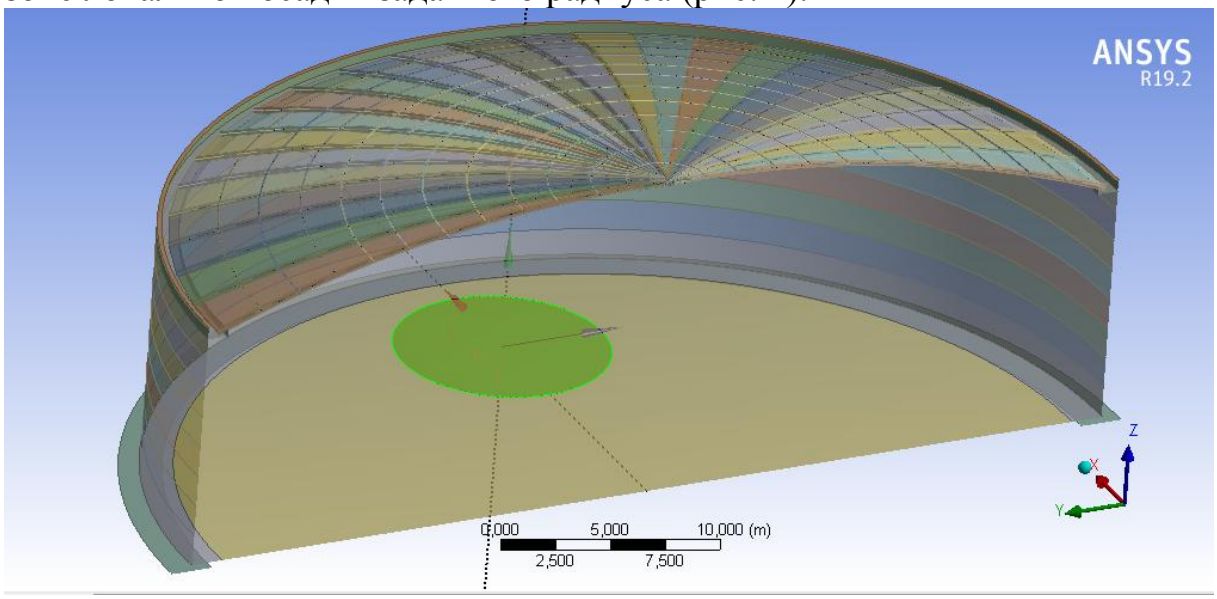


Рис. 1. Геометрическая модель РВС-20000 с локальной осадкой днища

По результатам постпроцессинга в ПК ANSYS были получены значения напряжений и деформаций для днищ толщиной 6 и 9 мм для случая – когда под днищем в области прогиба днища отсутствует грунтовое основание (рис. 2).

Анализ полученных результатов показал, что требования российских нормативных документов при ограничении локальных осадок днища сильно завышены. При приближении зоны осадки к окрайке днища происходит влияние на работу уторного узла резервуара. Изменив подход к назначению величины допустимых осадок в отечественной нормативно-технической документации можно установить более реалистичные требования к металлоконструкциям, в том числе с припуском на коррозию.

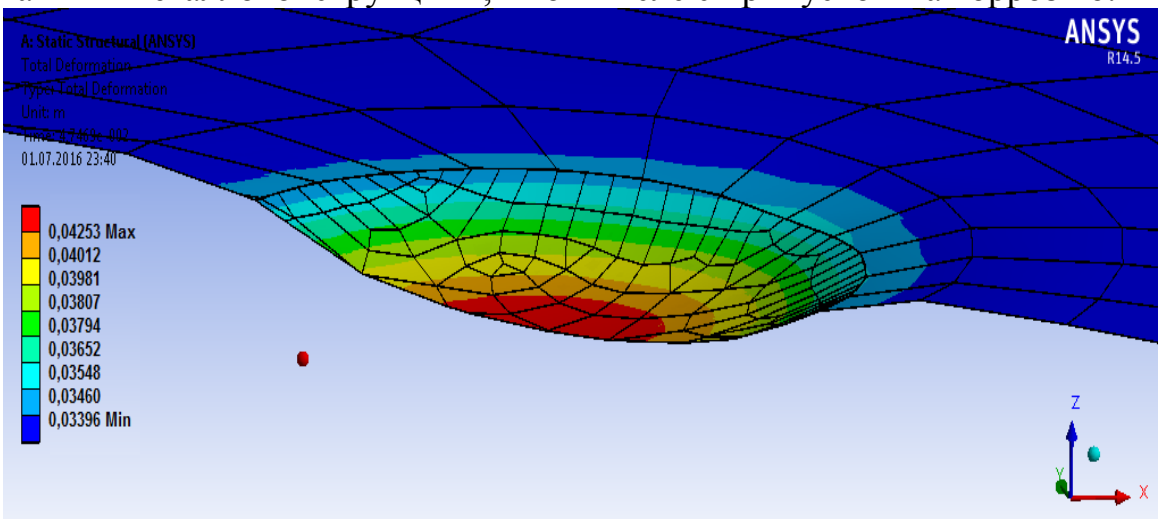


Рис. 2. Эпюра распределения напряжений в днище при локальной осадке

Таким образом, российские нормативные документы требуют гармонизации в части требований к допустимым геометрическим размерам локальных просадок центральной части днища РВС с международными стандартами.

Список литературы

1. Тарасенко, А. А. Анализ различий в требованиях отечественных нормативов и стандартов США при развитии неравномерной осадки днища резервуара / А. А. Тарасенко, М. А. Тарасенко, А. А. Грученкова // Нефтяное хозяйство. – 2016. - № 8. – С. 132-135.

2. Чепур, П. В. Напряженно-деформированное состояние резервуара при развитии неравномерных осадок его основания [Рукопись] : дис. … канд. техн. наук : 25.00.19 / П. В. Чепур ; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Москва, 2015. – 181 с.

3. Васильев, Г. Г. Анализ причин аварий вертикальных стальных резервуаров / Г. Г. Васильев, А. А. Сальников // Нефтяное хозяйство. - 2015. - № 2. - С. 106-108.

4. Горелов, А. С. Неоднородные грунтовые основания и их влияние на работу вертикальных стальных резервуаров / А. С. Горелов. – Санкт-Петербург : Недра, 2009. – 216 с.

5. Березин, В. Л. Прочность и устойчивость резервуаров и трубопроводов / В. Л. Березин, В. Е. Шутов. – Москва : Недра, 1973. – 197 с.

6. Тимошенко, С. П. Пластинки и оболочки / С. П. Тимошенко, С. Войновский-Кригер. – Москва : Наука, 1966. – 636 с.

УДК 621.642.39.03

Грученкова А.А., Тарасенко А.А.

Анализ причин разрушения цилиндрических стальных резервуаров для хранения нефти

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: В статье приведен обзор работ, посвященных причинам, вызвавшим разрушение вертикальных стальных резервуаров. Основной причиной аварий РВС исследователи определили неравномерную осадку основания, которая в сочетании с концентраторами напряжений приводит к снижению прочности конструкции.

Abstract: The article provides an overview of the work on the causes of the destruction of vertical steel tanks. The main cause of accidents RVS researchers have identified uneven settlement base, which in combination with stress concentrators leads to a decrease in structural strength.

Ключевые слова: резервуар, неравномерная осадка, аварии

Keywords: tank, irregular settlement, accidents

В настоящее время вертикальные стальные резервуары для хранения нефти относятся к одним из наиболее опасных производственных объектов

и имеют повышенный уровень ответственности. Обеспечение и повышение надежности и безопасности эксплуатации вертикальных стальных резервуаров является важной задачей. Решением данной проблемы служит своевременная оценка технического состояния РВС. Необходимо отметить, что напряженно-деформированное состояние резервуаров является одним из основных показателей, характеризующих их техническое состояние. Так, анализ причин аварий вертикальных стальных резервуаров позволит выделить факторы, влияющие на развитие напряженно-деформированного состояния РВС. Анализу причин аварий вертикальных стальных резервуаров посвящены работы И.М. Розенштейна [1], В.Б. Галеева [2], А.А. Землянского [3], Р.А. Мангушева, П.А. Коновалова [4], В.Г. Васильева [5], А.А. Тарасенко [6], В.Л. Березина [7] и др.

В работе [1] И.М. Розенштейна представлено наиболее проработанное исследование причин аварий вертикальных стальных резервуаров, выполненное на основании опыта экспертиз ЦНИИПСК автора. Так, в результате детального анализа большого числа разрушений РВС автор работы поделил причины аварий на две группы: прямые и косвенные (таблица 1). [1]

Это связано с тем, что, как правило, факторов, способствующих разрушению конструкции, бывает несколько, а деление причин на главную, непосредственно вызвавшую аварию, и способствовавшие ей, является условным.

Таблица 1.

Причины аварий цилиндрических стальных резервуаров согласно

Причины разрушения вертикальных стальных резервуаров	
Прямые	Косвенные
Трещины: хрупкие, вязкие	Низкое качество работ и материалов
Неравномерные осадки	Нарушение технологии монтажа
Дефекты сварных соединений	Некачественное выполнение работ и контроля
Пересортица проката	Неудовлетворительная организация работ
	Неудачные проектные решения

По результатам статистической обработки более двухсот случаев аварий резервуаров в работе [4] авторы обозначили шесть основных причин разрушений РВС, не включая активную коррозию, из которых наиболее значимую представляет недопустимо большая и неравномерная осадка грунтового основания. К оставшимся пяти авторы относят нарушение технологии монтажа РВС, наличие концентраторов напряжений в металлоконструкциях РВС, наличие низкочастотной вибрации, наличие дефектов в материале и конструкции, грубые ошибки на стадии проектирования (рис. 1).

В работе [8] к основным причинам разрушений резервуаров А.С. Горелов относит: дефекты сварных соединений; низкое качество монтажа конструкции и некачественно выполненное основание или фундамент, что в результате приводит к искажению формы оболочки; воздействие низких

температур окружающего воздуха на физико-механические свойства сталей, применяемых для строительства резервуаров, в том числе хрупкое разрушение сталей; коррозионный износ металлоконструкций РВС; нарушение требований и правил технической эксплуатации РВС; неравномерные осадки и местные просадки грунтового основания.

Рис. 1. Основные причины разрушения вертикальных стальных резервуаров согласно [4]

В [2, 8] также отмечено, что к авариям РВС нередко приводят неравномерные осадки, и их развитие является неизбежным процессом в практике эксплуатации резервуаров. Помимо авторов работ [5-7], неравномерные осадки оснований резервуаров относят к доминирующим причинам разрушений РВС многие исследователи, особенно в тех случаях, когда основание сложено слабыми грунтами.

Из приведенного выше анализа причин аварий РВС следует, что неравномерные осадки основания, особенно локальные прогибы днища, являются одной из главных причин разрушения вертикальных стальных резервуаров. Необходимо отметить, что неминуемое появление в процессе эксплуатации РВС таких концентраторов напряжений, как хлопуны центральной части днища, коррозионные повреждения в зоне сварных соединений, «искусственные подрезы», непровары и другие дефекты сварных соединений существенно снижают прочность конструкции.

Список литературы

1. Розенштейн, И. М. Аварии и надежность стальных резервуаров / И. М. Розенштейн. – Москва : Недра, 1995. – 253 с.

2. Галеев, В. Б. Аварии резервуаров и способы их предупреждения / В. Б. Галеев, Д. Ю. Гагарин, Ю. А. Фролов. – Уфа, 2004. – 164 с.

3. Землянский, А. А. Принципы конструирования и экспериментально- теоретические исследования крупногабаритных резервуаров [Рукопись] : дисс. … докт. техн.

наук : 05.23.01 / А. А. Землянский ; Саратовский государственный технический университет. – Балаково, 2006. – 416 с.

4. Фундаменты стальных резервуаров и деформации их оснований : научное издание / П. А. Коновалов [и др.]. – Москва : Издательство Ассоциации строительных вузов, 2009. – 336 с.

5. Васильев, Г. Г. Анализ причин аварий вертикальных стальных резервуаров / Г. Г. Васильев, А. А. Сальников // Нефтяное хозяйство. - 2015. - № 2. - С. 106-108.

6. Тарасенко, А. А. Напряженно-деформированное состояние крупногабаритных резервуаров при ремонтных работах [Рукопись] : дис. … канд. техн. наук : 05.15.13 / А. А. Тарасенко ; Тюменский индустриальный институт имени Ленинского комсомола . – Тюмень, 1991. – 254 с.

7. Вопросы эксплуатационной надежности резервуаров на нефтеперерабатывающих заводах : учебное пособие / В. Л. Березин [и др.]. – Москва : ЦНИИТЭнефтехим, 1971. – 67 с.

8. Горелов, А. С. Неоднородные грунтовые основания и их влияние на работу вертикальных стальных резервуаров / А. С. Горелов. – Санкт-Петербург : Недра, 2009. – 216 с.

УДК 621.31

Грушевский И.Ю.

Применение композитных материалов при ремонте магистральных нефтепроводов

Омский государственный технический университет, г. Омск

Аннотация: В настоящее время, когда транспортировка больших объемов такого экологически агрессивного продукта как нефть и газ усложнена условиями геоморфологии и географией почв, разработка и дальнейшее использование композитных материалов в мировой практике ремонта трубопроводов принимает все более масштабное значение. Характеризуется такой ремонт, что он не требует вырезки дефектных участков трубопровода и дальнейшей остановки транспортировки продукта.

Abstract: Nowadays, when the transportation of large volumes of such an environmentally aggressive product as oil and gas is complicated by the conditions of geomorphology and soil geography, the development and further use of composite materials in the global practice of repairing pipelines takes on an increasingly large scale. This repair is characterized primarily by the fact that it does not require cutting out defective sections of the pipeline and further stopping the transportation of the product.

Ключевые слова: композитный материал, муфта, ремонт трубопроводов, дефекты

Keywords: composite material, coupling, repair of pipelines, defect.

Дефекты могут образовываться и развиваться на всех этапах жизненного цикла трубопровода: при производстве труб, на этапе строительно-монтажных работ и при эксплуатации [1]. В тоже время, известно, что условия Крайнего севера усложняют ремонт магистрали, так как температуры резко континентального климата достигают -35°–-50°С. В связи с

этим фактом, разработка и внедрение композитных материалов нового поколения позволит осуществлять ремонт линейной части магистрального трубопровода (МТ) путем композитно-муфтовой технологии, без остановки транспортировки продукта в трубопроводе.

Помимо этого, учитывая темпы роста развития углеводородной промышленности, поддержание существующих магистралей в работоспособном состоянии будет оставаться приоритетной задачей нефтегазовых компаний [2].

Среди имеющихся способов восстановления поврежденных участков трубопровода большое внимание уделяется безвырезным методам ремонта с использованием муфтовой технологии. Так, на кремнийорганической полимерной основе возможно создать новый вид композитного материала, более устойчивого к резким перепадам температуры, в том числе и на Крайнем севере. Связано это, прежде всего с тем, что продукты на основе силоксановых каучуков являются морозостойкими. Благодаря исключительной термостойкости, высоким диэлектрическим показателям, хорошей морозостойкости, резины, изготовленные на основе кремнийорганического каучука, применяются для жароупорных прокладок, уплотнений, мембран и т. д., предназначенных для работы в условиях низких (-60°С) и высоких температур (более +250°С).

Проведенный анализ внедрения кремнийорганических полимеров в технологию создания композитного материала, позволит добиться стабильной работы по ремонту на участках магистрального трубопровода, без использования палаток с подогревом. Также, они, обладая водоотталкивающими свойствами (гидрофобности), не требует смачивания водой и легко очищаются от грязи.

Смолянистая основа, из которой состоит композитный материал, позволит повысить долговечность работы трубопровода, что является несомненным достоинством композитно-муфтовой технологии ремонта.

Результаты

Исходя из теоретических предпосылок [3], можно предположить что, кремнийорганические полимеры с большими молекулярными массами после соответствующей термической обработки сшиваются поперечными связями, возникающими между их молекулами, с образованием силиконового каучука, при дальнейшей вулканизации которого получаются эластомеры, почти неотличимые от резин, получаемых из натурального каучука. В зависимости от степени сшивания можно изменять свойства (эластичность, прочность, твердость и т.п.) получаемых материалов [4].

Из таблицы 1 видно, что композитный материал, на основе кремнийорганических веществ, обладает большим диапазоном эксплуатационных температур, что позволяет использовать его в условиях умеренно континентально климате и на Крайнем севере. Также обладая свойствами эластичности, они сохраняют упругость при достаточно низких температурах,

когда обычная синтетическая резина становится хрупкой, и при довольно высоких температурах, когда обычная резина превращается в клейкую массу.

Таблица 1.

Свойства кремнийорганических соединений

Характеристика	I	II	III	IV
Среднечисловая мол. м.	220 2,5·10⁵	320 3500	270 1750	570 3000
d_4^{20}	0,820 0,980	0,850 0,990	0,860 1,020	1,110 1,150
n_D^{20}	1,385 1,406	1,390 1,405	1,436 1,448	1,495 1,580
Кинематич. вязкость (20 °С), мм²/с	1 1,2·10⁶	1,5 100	1,5 500	15 1000
γ (20 °С), мН/м	18,7 20,4	19,4 20,4	25,0 25,8	25,0 34,0
Т. заст., °С	от −70 до −40	от −112 до −135	от −96 до −115	от −40 до −68
Т. стекл., °С	от −125 до −135	от −125 до −135	от −125 до −140	
Т-ра эксплуатации, °С	от −100 до 180	от −100 до 180	от −100 до 150	от −60 до 300

Обсуждение

На сегодняшний день используется трехкомпонентный заливочный композиционнный материал, который имеет следующие технические характеристики:

1. Внешний вид композиции:
- компонент А – масляная прозрачная жидкость;
- компонент Б – прозрачная низковязкая жидкость;
- компонент В – порошкообразный наполнитель.

2. Жизнеспособность при температуре испытаний 23°С ±2°С не менее 60 минут.

3. Показатель текучести при температуре испытаний 23°С ±2°С – не менее 100 мм.

4. Прочность при отрыве не менее 6 МПа.

5. Максимальное напряжение при сжатии не менее70,0 МПа

6. Прочность при сдвиге не менее 3,0 МПа

7. Модуль упругости при сжатии не менее 1 ГПа.

В сравнении с технологией композитного материала на основе кремнийорганических веществ, композитный материал марки «ПЭКМ-И ЗОЛ» применяется в диапазоне температур от -2°С – 60°С, что показывает не актуальность его применения в особо тяжелых условиях низких температур.

Ожидаемый результат воздействия кремнийорганического вещества на состав композитного материала состоит в повышении прочности, упругости, термостойкости и морозостойкости конечного продукта.

Заключение

Проведенные исследования показали, что внедрение композитного материала нового поколения на основе кремнийорганического полимера

позволит осуществлять ремонт магистрального трубопровода по принципу композитно-муфтовой технологии на всей протяженности смены климатических поясов, начиная от арктического и заканчивая субтропическим климатов.

Список литературы

1. Джарекенова, Ж. Б. Ремонт дефектов магистральных трубопроводов методом установки ремонтных конструкций / Ж. Б. Джарекенова // Аллея науки. – 2017. – С. 472-478.

2. Власова, А. В. Разработка муфтовой конструкции из стеклопластиковых композиций волокнистых материалов для ремонта нефтепроводов в условиях арктического шельфа / А. В. Власова, А. В. Сальников // Ресурсы европейского севера. Технологии и экономика освоения. – 2018. – С. 65-71.

3. Селиванов, О. Г. Теплоизоляционные синтактовые материалы на основе термостойкого кремнийорганического полимера / В. А. Михайлов, О. Г. Селиванов // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2014. – С. 12-13.

4. Раимбакиева, Р. М. Кремнийорганические полимеры и их роль в промышленности / Е. Л. Беляк, Р. М. Раимбакиева, Р. А. Сафарова // Инновации. Интелект. Культура Материалы XXII Всероссийской научно-практической конференции. – 2015. – С. 24-26.

5. Сравнительный анализ врезки в трубопровод на проектируемом комплексе ЭЛОУ-АВТ Омского нефтеперерабатывающего завода на основе 3D-моделирования / И. Н. Квасов [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – С. 58-66.

УДК 621.644.07

Дубина В.В.

Образование дефектов в околошовных зонах сварных стыков линейной части магистральных газопроводов при воздействии рабочих нагрузок

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: В процессе многолетней эксплуатации линейной части газопроводов происходит воздействие нагрузки на металл трубы, вследствие чего возникает его предрасположенность к накоплению и образованию зон концентрации напряжений (ЗКН). В статье рассматривается вопросы возникновения ЗКН в околошовной зоне магистрального трубопровода.

Abstract: During the long-term operation of the linear part of the gas pipelines, the load on the metal of the pipe is affected, resulting in its predisposition to accumulation and the formation of stress concentration zones (SCZ). The article deals with the occurrence of SCZ in the heat-affected zone of the main pipeline.

Ключевые слова: магистральный газопровод, дефекты линейной части, напряжения в околошовной зоне, метод магнитной памяти металла, зона концентрации напряжений.

Key words: gas pipeline, linear part defects, voltage in the heat-affected zone, metal magnetic memory method, stress concentration zone..

Состояние вопроса

Известно, что магистральные газопроводы представляют собой сооружения повышенной опасности, от исправности которых напрямую зависит не только надёжное снабжение сырьем, но и безопасность людей и окружающей среды. В ходе эксплуатации любого трубопровода на него оказывают влияние коррозионно-активные агенты, механические нагрузки, иные виды внешних воздействий.

В настоящее время вопросам надежности сооружения и ремонта линейной части газонефтепроводов уделено основное внимание. Как известно, более 50 % магистральных трубопроводов эксплуатируются со сроком более 25 лет, что является сроком близкому к амортизационному. Обеспечение высокой надежности трубопроводов является главной задачей как в процессе их строительства и монтажа, так и в процессе их эксплуатации [1].

Анализ аварий и инцидентов на трубопроводном транспорте показывает, что основными источниками повреждений при эксплуатации линейной части 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 [2].

При воздействии нагрузки на металл трубы возникает его предрасположенность к накоплению и образованию зон концентраций напряжений (ЗКН). Эти зоны обусловливаются суммарным вкладом всех видов наследственностей, приобретаемых на этапах изготовления прокатного листа, производства трубы, выполнения сборочно-сварочно-монтажных работ при сооружении трубопровода, а также изменений структуры и свойств металла, которые со временем накапливаются в нем.

Экспериментальное исследование поведения зон концентрации напряжений при нагрузке

Для исследования поведения зон концентраций напряжений в околошовных зонах и сварных стыков магистральных газопроводов необходимо рассмотреть поведение ЗКН при нагрузках на металл. Для этого необходимо выполнить эксперимент с образцом-фрагментом сварного стыка магистрального газопровода.

В качестве образца для эксперимента взят фрагмент сварных стыков магистрального газопровода Средняя Азия – Центр, сталь 09ГСФ, Ду 1420 мм, твердость по Бринеллю HRB=110 (рис. 1).

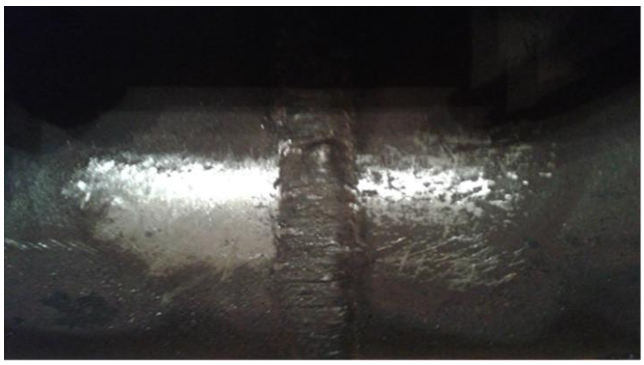


Рис. 1. Образец фрагмента магистрального газопровода

Рентгенографический контроль образца

При проведении рентгенографического контроля экспериментального образца было дано заключение об отсутствии дефектов сварного соединения и околошовной зоны. Результат контроля образца представлен на рисунке 2.

Рис. 2. Результат рентгенографического контроля образца

Контроль образца методом магнитной памяти металла выполнялся для определения наличия и координат ЗКН в образце, после создания нагрузки 80кН воздействия. После создания критической для образца нагрузки 120кН координаты образования трещины совпали с координатами ЗКН. Это доказывает то, что дефект образуется именно в ЗКН.

Результат контроля ММПМ: в качестве результата контроля образца прибором ИКН-1М представлена магнитограмма распределения нормальной составляющей собственного магнитного поля рассеяния H_p и его градиента dH_p/dx (рис. 3). На оси абсцисс магнитограммы представлена шкала длинны в миллиметрах, характеризующая длину участка контроля и предназначенная для определения точных координат участка изменения градиента магнитного поля. На оси ординат обозначено распределение магнитного поля (значение градиента магнитного поля).

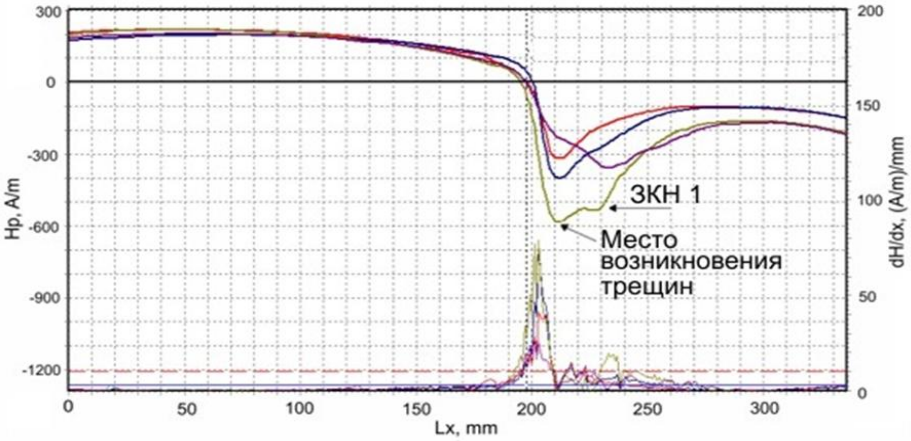


Рис. 3. Магнитограмма распределения нормальной составляющей собственного магнитного поля рассеяния H_p и его градиента dH_p/dx

Из полученной магнитограммы видно, что на 210 мм образца градиент магнитного поля dH_p/dx резко увеличился с 10 до 75 (А/м), что свидетельствует о наличии напряжений в данной точке. Участок образца со значением градиента поля (dH / dx) выше 10 (А/м) / мм, расположенные выше ограничивающей линии, соответствуют недопустимым дефектам по нормам отбраковки согласно «Инструкции по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании МГ, утвержденной ОАО «Газпром» 18 ноября 2008 г».

Контролем образца методом магнитной памяти металла подтверждено наличие и найдены координаты ЗКН. По истечению времени именно в зоне с данными координатами возникает трещина при испытании.

Проведение эксперимента

Множество проведенных экспериментов показало, что разрушение металла труб газопроводов, а именно появление трещин, зарождается в околошовной зоне - зоне термического виляния (ЗТВ). В сварных соединениях и околошовных зонах магистральных газопроводов всегда имеются концентраторы напряжений, если даже стыки трубопроводов и ЗТВ не имеют каких-либо дефектов. Концентрация напряжений возникает в точках резкого изменения геометрической формы шва — неровности наплавленного валика, непровары корня шва, влияние подкладки шва и т.д.

В ЗТВ концентрация напряжений возникает из-за температурного воздействия на металл трубы. Для большинства высокопрочных низколегированных сталей наиболее низкий уровень ударной вязкости отмечается в околошовной зоне (ОШЗ) вблизи линии сплавления. Микроструктура ОШЗ характеризуется временем (скоростью) охлаждения аустенита в интервале температур фазовых превращений. Учитывая химический состав стали и условий охлаждения, микроструктура ОШЗ изменяется от мартенситной до ферритно-перлитной структуры. При сварке трубопровода вы-

деляется высокая погонная энергия, которая в процессе сварки приводит к перегреву металла ОШЗ и ухудшает его структуру, снижает его механические свойства [3]. Снижение механических свойств способствует образованию ЗКН в ОШЗ. Такие зоны присутствуют даже в качественно сваренных соединениях без выявленных дефектов в виде непроваров и шлаковых включений [4].

При испытании на изгиб фрагмента трубопровода, вырезанного из рабочей трубы газопровода, проводились по схеме, представленной на рисунке 4. Испытание проводилось на универсальной испытательной машине (УИМ) (рис. 5). Нагрузка в образце создавалась плавно, согласно руководящему документу [5], до образования поверхностной трещины в ОШЗ, но не в самом сварном стыке.

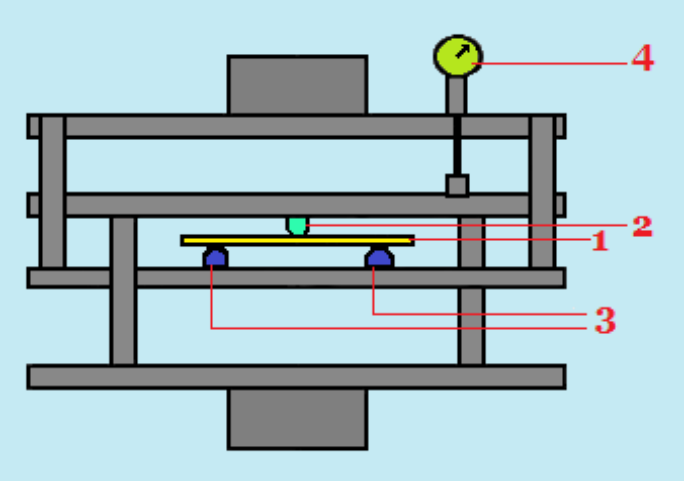


Рис. 4. Схема испытания образца на изгиб:
1 – фрагмент сварного стыка; 2 – наконечник; 3 – опоры; 4 – индикатор нагрузки.

Во время нагрузки возникают напряжения в местах, которые являются наиболее «уязвимими» для образования дефектов. Таким местом в нашем испытании является ОШЗ, т.к. она является зоной повышенной концентрации напряжений при эксплуатации трубопроводов. В местах, где максимальные концентрации напряжений и появляется трещина. Поэтому возникает необходимость в идентификации наличия ЗКН в ОШЗ.

Дефекты в ОШЗ при эксплуатационных нагрузках возникают по ряду причин: химической и структурной неоднородности тела трубопровода, нарушение технологии проведения работ, коррозия и др. [6].

На рисунке 6 приводятся величины «геометрических» величин концентрации упругих напряжений при чистом изгибе газопровода. В местах, где проявляется наибольшая механическая неоднорость свойств шва возникают ЗКН, что проявляется в виде деформаций эпюр напряжений в ЗТВ при испытаниях.

Рис. 5. Универсальная испытательная машина

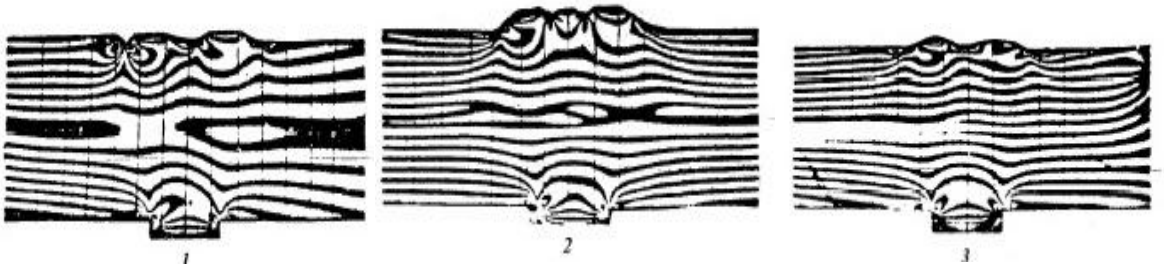


Рис. 6 – Концентрация напряжений образца при динамической нагрузке:
1 – нагрузка 80 кН воздействия; 2 – нагрузка 120 кН воздействия; 3 – без нагрузки.

Можно заметить, что при динамических нагрузках максимальные повреждения начинают проявляется с внутренней стороны тела трубы, образуя дефектные области. Этот эффект может быть объяснен процессом сжатия-расстяжения металла трубопровода при испытании [7].

В ходе проведения испытания были получены нелинейные эпюры в зоне термического влияния (ЗТВ). В этой произошла значительная локализация деформации (рис. 7). Нелинейные эпюры напряжений необходимы для идентификации напряжений при нагрузках, создаваемых на образец. С их помощью можно определить зону, где концентрации напряжений будут максимальны, что, в конечном результате, может привести к дефекту ОШЗ трубопровода. Таким образом, можно считать, что такие зоны будут самыми опасными по возникающим напряжениям.

При данном эксперименте доказано, что трещины разрушения сварных соединений берут начало в зонах концентрации напряжений трубопровода.

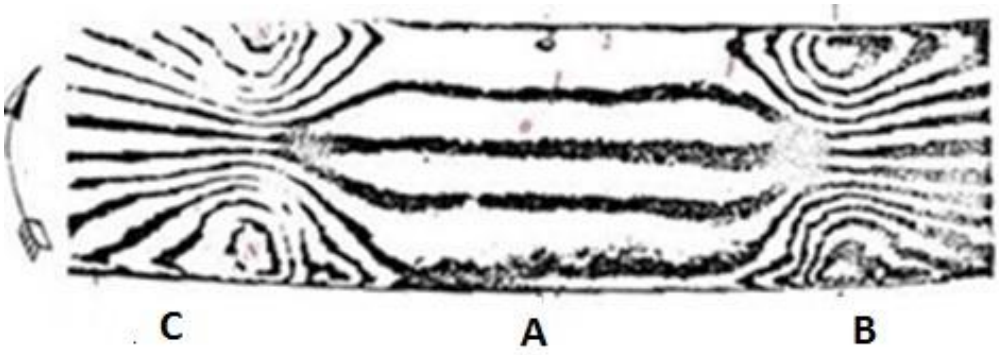


Рис. 7. Локализация деформации в образце:
С - основной металл; А - наплавленный металл; В - зона температурного влияния (ЗТВ)

Заключение

При испытании на изгиб фрагмента магистрального газопровода, получены нелинейные эпюры в зоне ЗТВ, что ещё раз доказывает то, что трещины разрушения сварных соединений идут «изнутри» поэтому требуется тщательный отжиг для устранения остаточных напряжений в области сварки. При рассмотрении образца в микроскоп видно, что в зоне ЗТВ произошла значительная локализация деформации, образование трещин при нагрузке 120 кН (рис. 8).

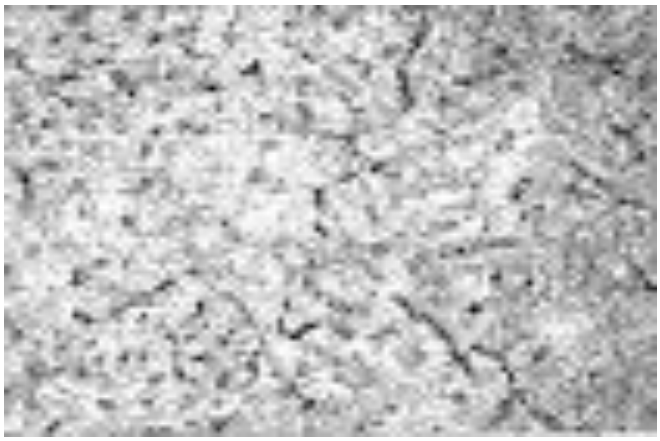


Рис. 8. Зона локализации деформации, образование трещин

В зоне температурного воздействия (околошовной зоне сварного стыка) произошла значительная локализация деформации металла с неоднородными упругими и пластичными прослойками.

Контролем образца методом магнитной памяти металла подтверждено наличие и найдены координаты ЗКН. По истечению времени именно в зоне с данными координатами возникает трещина при испытании. Мы предполагаем, что причиной образования трещины в ОШЗ является микронеоднородность металла, которая может возникнуть на любой стадии, как строительства, так и эксплуатации магистрального трубопровода.

Список литературы

1. Промышленная безопасность в системе магистральных нефтепроводов : Научно-техническое издание / Ямуров Н. Р. [и др.]. – Москва : РАЕН, 2001. - 159 с.

2. Касьянов, А. Н. Оценка работоспособности околошовных зон кольцевых сварных соединений магистральных трубопроводов : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 25.00.19 / Касьянов А.Н. ; ООО Газпром ВНИИГАЗ. - Москва, 2012. - 22 с.

3. Степанов, П. П. Оптимизация структуры и свойств сварного соединения толстостенных газопроводных труб класса прочности Х70 для подводных трубопроводов : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.16.01 / П. П. Степанов ; Центр. науч.-исслед. ин-т чер. металлургии им. И.П. Бардина. - Москва, 2011. - 159 с.

4. Исследование напряженного состояния мягкой прослойки сварного соединения методом фотоупругих покрытий / Маковецкий В. А. [и др.] // Сварочное производство. – 1970. - № 7. – С. 55-60.

5. Соединения сварные. Механические испытания [Текст] : РД 26-11-08-86 : утв. М-вом химического и нефтяного машиностроения 10.03.1986 : ввод. в действие 01.01.1987. - Москва : ЭНАС, 1987. – 28 с.

6. Коновалов, А. Б. Сварные соединения : учебное пособие / Коновалов А.Б., Кириленко А. Л., Аввакумов М. В. - Санкт-Петербург : ГОУВПО СПбГТУРП, 2010. - 97 с.

7. Исследование концентрации напряжений при сварке трубопроводов / Маковецкая-Абрамова О. В. [и др.] // Технико-технологические проблемы сервиса. - 2014. - № 2 (28). - С. 25-27.

8. Смирнов В.В. Применение метода граничных элементов для расчета напряженно-деформированного состояния надземных магистральных нефтепроводов, проложенных на многолетнемерзлых грунтах/В.В. Смирнов, Ю.Д. Земенков//Трубопроводный транспорт: теория и практика. -2013. -№ 4. -С. 18-23.

9. Земенкова М.Ю., Шиповалов А.Н., Дудин С.М., Земенков Ю.Д. Системный анализ в процессах контроля и управления нефтегазовых объектов//Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. -2007, № 5. -С. 116-119.

УДК 622.692

Дудин С.М., Подорожников С.Ю.

Проблемы, возникающие при трубопроводном транспорте газожидкостных углеводородных смесей

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: в статье рассмотрены основные причины возникновения эксплуатационных осложнений в форме проявления эффектов многофазности газожидкостной углеводородной смеси и их влияние на гидравлические режимы работы трубопроводов.

Abstract: the article describes the main causes of operational complications in the form of manifestation of the effects of multiphase gas-liquid hydrocarbon mixture and their impact on the hydraulic operation of pipelines.

Ключевые слова: газожидкостная смесь, трубопровод, гидравлическое сопротивление, перепад давления.

Keywords: gas-liquid mixture, pipeline, hydraulic resistance, pressure drop.

В настоящее время весьма актуальным, при работе трубопроводов в условиях отличных от проектных по объемам перекачки и рабочему давлению, становится обеспечение эффективного эксплуатационного контроля и управления параметрами режимов перекачки действующих трубопроводов. Это приобретает особое значение для участков трубопровода, где возникают условия для проявления эффектов многофазности транспортируемой среды и благоприятного существования эксплуатационных осложнений.

Под эксплуатационными осложнениями понимаются процессы зарождения, формирования и существования неблагоприятных проявлений эффектов многофазности продукта.

Описанием характера образования эксплуатационных осложнений и режимов течения углеводородных сред в трубопроводных системах в разное время занимались многие исследователи, среди которых Слезкин Н.А., Телетов С.Г., Кутателадзе С.С., Стырикович М.А., Рахматуллин Х.А., Крайко А.Н., Стернин Л.Е., Дюнин А.К., Борщевский Ю.Т., Гужов А.И., Медведев В.Ф., Нигматулин Р.И., Яковлев Н.А., Гусейнзаде М.А., Шабаров А.Б., Даниэлян Ю.С., Юфин В.А., Антипьев В.Н., Зысин В.А., Китанин Э.Л., Галлямов А.К., Уоллис Г. и др.

Большинство публикаций, посвященных трубопроводному транспорту многофазных углеводородов, посвящено вопросам транспорта двухфазных углеводородных систем, среди прочих возможных вариантов транспортировки многофазных углеводородных сред по трубопроводам, особое внимание уделяется режимам течения газожидкостных углеводородных смесей с выделением в структуре потока газовой и жидкой фаз.

Известно, что при данных конкретных условиях эксплуатации трубопроводов углеводородные среды могут находиться в жидком, газообразном или в двухфазном газожидкостном состояниях. Для углеводородов, взятых в чистом виде, граничным давлением между газообразным и жидким состояниями при данной температуре является давление их упругости паров. При давлении упругости паров происходит полный переход рассматриваемого углеводорода из одной фазы в другую [3].

При течении углеводородных сред по трубам переход из одного состояния в другое происходит при изменении давления и температуры, что вызывает процессы испарения или конденсации. На практике движении углеводородных сред по трубопроводам обычно сопровождается процессами испарения углеводородов, протекающими под влиянием снижения давления при относительно постоянной температуре.

Характерной особенностью режимов течения двухфазных углеводородных сред является пульсация давления, например в случае трубопроводного транспорта газожидкостных смесей. Пульсация давления в трубо-

проводе приводит к нарушению нормального режима работа перекачивающего оборудования, контрольно-измерительных приборов и т.д. [1].

При перекачке многофазных смесей типа газ-нефть-вода, состоящей из двух взаимно нерастворимых жидких фаз – нефти и воды, также возникают трудности из-за образования эмульсий в процессе их движения по трубам. Кроме того, в реальных условиях эксплуатации трубопроводов, проложенных по пересеченной местности, на газожидкостный поток вместе с силами трения действуют силы гравитации. В результате чего, жидкая фаза аккумулируется на восходящих участках, а газовая – на нисходящих участках трассы трубопровода. Так, например, в процессе эксплуатации трубопроводных систем возникают осложнения (рис. 1), связанные с уменьшением проходного сечения или полной закупоркой труб, вызванных образованием устойчивых газовых пробок и скоплений жидкости (воды или конденсата).

Вышеизложенное свидетельствует о том, что при транспорте углеводородных сред проявление негативных эффектов многофазности серьезным образом осложняет процесс перекачки.

Определяющим при идентификации режима течения газожидкостных смесей в трубопроводах является корректное описание морфологического распределения компонентов или структуры потока. Под структурой потока подразумевается распределение жидкости и газа в процессе их движения в трубопроводе [3, 5].

При трубопроводном транспорте углеводородных сред структура потока может изменяться в зависимости от скорости и направления потока, объемного газосодержания, физических свойств фаз, диаметра трубы и ее положения в пространстве и других факторов [1, 2]. С понижением давления увеличивается газосодержание и снижается скорость потока, способствуя тем самым изменению формы и структуры потока по длине трубопровода.

В промышленных трубопроводах, отмечается в работе [4], наиболее распространенными структурными формами потока являются пробковая и эмульсионная. Между отдельными формами течения газожидкостных смесей нет четких границ раздела, а имеются сравнительно широкие переходные зоны, как по скорости, так и по газосодержанию. Исходя из вышеизложенного, можно констатировать, что наличие эксплуатационных осложнений в трубопроводах приводит к повышению гидравлического сопротивления, гидростатического перепада давления и не редко к полной закупорке поперечного сечения трубопровода (образование локальных скоплений газа, водяных пробок и кристаллогидратов).

Устойчивость эксплуатационных осложнений в первую очередь обусловлена термобарическими условиями течения углеводородов в трубе, а также компонентным составом углеводородной системы и геометрической формы трубопровода.

Рис. 1. Эксплуатационные осложнения, возникающие при транспорте гетерогенных сред

Таким образом, очевидно, что существование эксплуатационных осложнений при работе трубопроводов оказывает негативное влияние на их гидравлические режимы. Сказанное тем более актуально в современных условиях эксплуатации трубопроводных систем, когда технологические параметры работы трубопроводов находятся вне проектных режимов перекачки. Поэтому в целях оптимизации энергетических затрат на транспорт углеводородов необходимо осуществлять эффективный эксплуатационный контроль и управления параметрами режимов перекачки действующих трубопроводов, особенно на участках трубопровода, где возникают условия для проявления эффектов многофазности транспортируемой среды и благоприятного существования эксплуатационных осложнений.

Список литературы

1. Гужов А.И. Совместный сбор и транспорт нефти и газа / А.И. Гужов– Москва.: Недра, 1973. – 280 с.

2. Медведев В.Ф. Сбор и подготовка неустойчивых эмульсий на промыслах / В.Ф. Медведев – Москва: Недра, 1987. – 144 с.

3. Сбор, транспорт и хранение природных углеводородных газов: Учебное пособие. / Гужов А.И., Титов В.Г., Медведев В.Ф. и др. – Москв: Недра, 1978. – 405 с.

4. Трубопроводный транспорт продуктов разработки газоконденсатных месторождений / Яковлев Е.И., Зверева Т.В., Сощенко А.Е. и др. – Москва.: Недра, 1990. – 240 с.

5. Уоллис Г. Одномерные двухфазные течения / Уоллис Г. – Москва: Мир, 1972. –220 с.

6. Управление энергоэффективностью: моделирование режимов течения углеводородного сырья в трубопроводах: Монография / Дудин С.М., Земенков Ю.Д., Курушина Е.В., Моисеев Б.В, Аптразаков Р.А., Мухортов А.А.// ¬- Тюмень: издательство «Вектор Бук», 2016. – 334 с.

УДК 622.692.05

Земенкова М.Ю., Глух М.А, Шагбанов И.Ф., Дубровин Д.Д.

Предиктивный контроль надежности систем распределения углеводородов с применением нейронных сетей с глубоким обучением

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: Работа посвящена разработке алгоритмического, математического комплекса на основании нейронных сетей глубокого обучения оценки и прогнозирования надежности и безопасности оборудования газораспределительных станций на основании данных диагностирования. В работе описаны алгоритмы и представлен пример реализации системы на одном из узлов газораспределительной сети.

Abstract: The work is devoted to the development of algorithmic, mathematical complex on the basis of neural networks deep learning assessment and prediction of reliability and

safety of equipment of gas distribution stations on the basis of diagnostic data. The paper describes the algorithms and provides an example of the implementation of the system at one of the nodes of the gas distribution network.

Ключевые слова: нейронная сеть, газораспределительная сеть, прогноз, мониторинг, надежность, безопасность

Key words: neural network, gas distribution network, forecast, monitoring, reliability, security.

Актуальность проблемы прогнозирования нежелательных событий на объектах газоснабжения подтверждается системными авариями на объектах [1-4], особенно на жилых объектах, где количество пострадавших измеряется десятками ежегодно.

На кафедре транспорта углеводородных ресурсов разработан комплекс интеллектуального технологического менеджмента надежности и эффективности нефтегазовых систем (collaborative intellectual technological reliability and efficiency management oil and gas systems (CI-TREMS) - принципиально новая технология интеллектуального нейросетевого инжинирингового контроля, прогнозирования и предупреждения нештатных ситуаций, инцидентов, аварий, оптимизации и обеспечения эффективности технических решений при управлении процессами промышленных предприятий.

Процесс создания аналитических и прогнозных моделей и методик системы связана со следующими этапами:

1) анализ технологической схемы объекта, параметров и характеристик, определение производственных особенностей проекта и контроля параметров и режимов;

2) создание диагностической архитектуры, позволяющей оценивать техническое состояние, надежность и безопасность объекта и надежность технологических процессов;

3) обоснование методологического обеспечения предиктивной системы контроля;

4) программная реализация моделей и создание программного комплекса;

5) апробация и обновление системы на конкретном производственном объекте.

Система CI-TREMS модульная и многозадачная, гибкая и адаптивная, базируется на теории нейросетевого программирования, теории надежности, кибернетики, системного анализа, статистики и вероятности, и других. Основными задачами системы является прогнозирование, предупреждение внештатных и аварийных ситуаций.

Для это в ТИУ разработано методологическое обеспечение с применением аппарата теории вероятности и статистики, графовых моделей, нейросетевых технологий и машинного обучения произвести оценку показателей технического состояния, надёжности и анализ рисков объектов системы газоснабжения.

Одной из важных и актуальных задач эксплуатации производственного топливно-энергетического комплекса является создание системы мониторинга газовых сетей.

Рис.1. Взрыв газораспределительной сети жилого дома [1,2]

При реализации на объектах газоснабжения в систему управления производственного объекта для оперативного контроля, предупреждения инцидентов и аварий в режиме реального времени и повышения эффективность принятия решений персоналом появляется возможность повысить безопасность системы.

Опыт эксплуатации позволяет обозначить основные причины аварий на сетях газораспределения и ГРС: изношенность оборудования; плохое качество технического обслуживания и ремонта; коррозия металла трубы; брак строительства; внешние воздействия. Сами по себе газораспределительные сети – многоуровневая сложная техническая система. На каждом уровне требуется комплекс аналитических исследований технологического и математического характера, создания инструментальной базы диагностирования.

Системная проблема обеспечения надежности и безопасности объектов транспорта и хранения углеводородов в реальном времени весьма трудоёмкая и многогранная, требует применения различных методик и моделей.

Рассмотрим пример предиктивной системы, основанной на нейронных сетях с глубоким обучением.

К преимуществам использования нейронной сети глубокого обучения стоит отнести следующее:

- способность оперировать значительными объемами данных;
- способность обучаться в автоматическом режиме по предоставленной эксплуатационной информации;
- автоматическое выявление статистически значимых факторов и их комбинаций и элиминация.

К основным причинами снижения надёжности ГРС является наличие различных эксплуатационных дефектов, они разнообразны и эксплуа-

тационные службы ведут объемную работу по их предупреждению и устранению. К самым распространенным выявленным дефектам относятся утечки газа (рис.2) на узлах. Данный дефект проявляется в следствии негерметичности резьбовых и фланцевых соединений, изношенности сопряженных поверхностей незначащих факторов. Дефекты, связанные с утечкой, несут прямую угрозу жизни и здоровью людей, повышает риск аварий и инцидентов на опасных производственных объектах. Одной из главных причин возникновения аварийных ситуаций, а также выхода из эксплуатации отдельных участков или целых трубопроводных систем является коррозия. Выявляемые очаги коррозии в технологических вырезах теплоизоляции так же дают информацию о состоянии технологических трубопроводов ГРС.

Анализ производственного опыта и нормативной документации позволил определить перечень групп факторов, определяющих надежность газораспределительных станций: коррозионные дефекты, уровень напряженного-деформированного состояния, старение металла трубы, приведшее к снижению прочностных свойств и охрупчиванию металла, дефекты сварных соединений, потеря герметичности (в т.ч. утечка газа), режим и срок службы электрохимзащиты, неудовлетворительное состояние изоляционного покрытия, наличие электрического контакта с опорными конструкциями и др. В качестве демонстрационного примера за основу взята 16-факторная модель нейронной сети для реализации в среде Python, как достаточная и необходимая для качественной диагностики узла. Обработка данных осуществляется тремя нейронными сетями: первая определяет факт инцидента, вторая-факт аварии, третья позволяет оценить состояние объекта по пяти уровням опасности.

Рис.2. Примеры дефектов: а)негерметичное фланцевое соединение; б) нестандартный элемент; в) очаги коррозии на трубопроводах

Для мониторинга процесса обучения минимальную информацию о ходе обучения модель выводит на консоль и более развернутую информацию в графической форме.

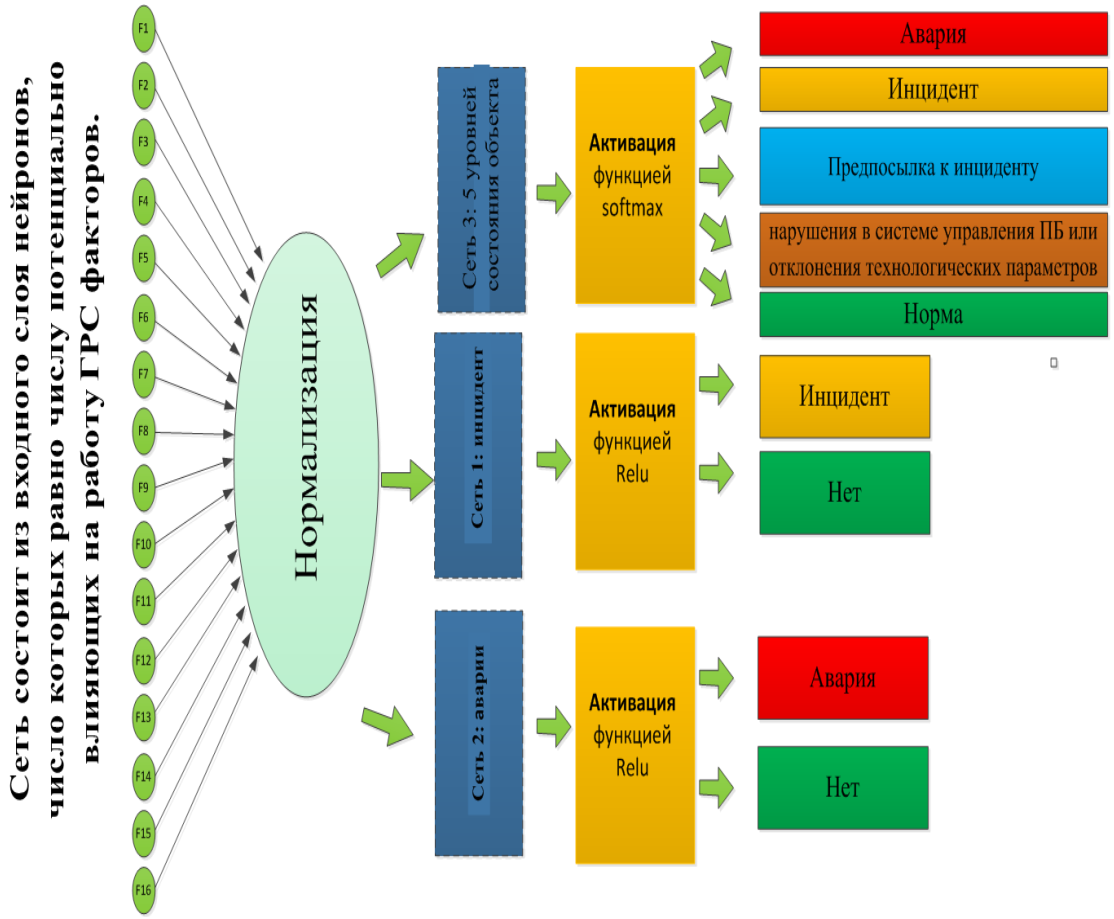


Рис.3. Принцип работы нейронной сети

Рис.4. Основной алгоритм программной реализации глубокой нейронной сети

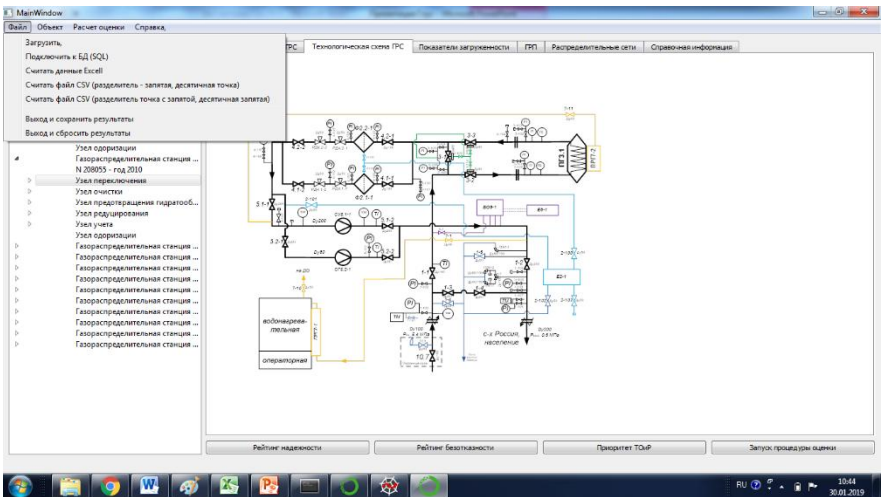


Рис. 5. Интерфейс программы (по узлам)

Для этого метод обучения модели **fit** выдает серию сведений, которые можно проанализировать. Создадим соответствующую функцию и в дальнейшем воспользуемся ею на обученных моделях. Функция выводит в виде графика результаты обучения модели по параметрам точности и погрешности (первое и второе окно графика соответственно). По представленным графикам погрешностей можно определить оптимальное количество эпох или объем заданий. В нашем случае оптимальным показателем стало 5-8 эпох обучения.

Рис.6. Алгоритм обучения нейронной сети

Точность обученной бинарной модели весьма высока, модели апробированы аналогично для большего количества состояний и количества эпох.

Практическая ценность заключается в использовании на объектах газоснабжения в системе управления производственного объекта для оперативного контроля, предупреждения инцидентов и аварий на основании непрерывного анализа технического состояния. Представленный программный комплекс апробирован на производственных объектах ПАО «Газпром» при оценке и прогнозировании состояния и анализе рисков объектов системы газоснабжения.

Список литературы

1. МЧС заявило об угрозе дальнейшего обрушения дома в Магнитогорске [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.rbc.ru/society/31/12/2018/5c2a10cd9a794745269c533c.

2. СК возбудил дело после пожара в жилом доме на Ставрополье [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://rg.ru/2019/05/06/reg-skfo/zheleznovodsk-delo-posle-pozhara-v-zhilom-dome.html.

3. Взрыв газа в Ижевске [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://izhlife.ru/criminality/83097-vzryv-gaza-v-izhevske-obvinyaemyy-poshel-na-prestuplenie-iz-nepriyazni-k-sosedyam.html.

4. Гудфеллоу, Я. Глубокое обучение / Я. Гудфеллоу, И. Бенджио, А. Курвиль. – Москва : ДМК Пресс, 2018. – 652 с.

5. Тарик, Р. Создаем нейронную сеть / Р. Тарик. – Санкт-Петербург : ООО «Диалектика», 2018. – 272 с.

6. Земенкова, М. Ю. Методологическое обеспечение экспертных систем мониторинга показателей надежности объектов трубопроводного транспорта углеводородов: монография / М. Ю. Земенкова. – Тюмень : ТИУ, 2018. – 411 с.

7. Уроки, извлеченные из аварий. Федеральная служба по экологическо-му, технологическому и атомному надзору [Электронный ресурс]. - Режим доступа: http://www.gosnadzor.ru/industrial/oil/lessons/.

8. СТО Газпром РД 1.10-098-2004 Методика проведения комплексного диагностирования трубопроводов и обвязок технологического оборудования газораспределительных станций магистральных газопроводов [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://meganorm.ru/Index2/1/4293841/4293841820.htm.

9. СТО Газпром 2-2.3-328-2009 Оценка технического состояния и срока безопасной эксплуатации технологических трубопроводов компрессорных станций [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://meganorm.ru/Data1/58/58891/index.htm.

10. Гаррис Н.А., Максимова С.А. Регламент эксплуатации магистрального трубопровода при условии сохранности окружающей среды//Нефтяное хозяйство. -1990. -№ 1. -С. 63-64.

11. Гаррис Н. А., Колоколова Н.А. Основные направления ресурсоэнергосбережения при транспорте газа//Нефтегазовое дело: науч.-тех. журн./УГНТУ. 2009. Т. 7, № 1. С. 81-85.

12. Чижевская Е.Л. Мониторинг мотивационного механизма предприятия нефтегазового профиля//Экономика и предпринимательство. -2015. -№8 (ч.1). -с. 790-792.

13. Чижевская Е.Л. Мотивация и оценка труда как важнейшие инструменты управления персоналом современной организации//Экономика и предпринимательство. -2015. -№9 (ч.1). -с.726-730.

УДК 621.644.073/621.644.1/621.646.978

Захарияш И.С.

Очистка полости трубопровода как одна из основных работ подрядной организации, влияющая на надежность новых магистральных трубопроводов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: В статье рассмотрено отношение подрядной организации к основным видам работ выполненных не по технологии строительства их последствия при проведении очистки полости на завершающих этапах строительства и снижение надежности новых трубопроводов.

Abstract: The article considers the attitude of contractors to the main types of work performed not by construction technologies, but their consequences when working on the premises at the final stages of construction and reducing the reliability of new pipelines.

Ключевые слова: надежность, новые трубопроводы, очистка полости, поршни, поиск поршней очистителей, подрядчик.

Keywords: reliability, new pipelines, cavity cleaning, pistons, search for piston cleaners, contractor.

Одним из завершающих этапов строительства участков новых трубопроводов является очистка его внутренней полости при помощи очистных устройств, пропускаемых внутри трубопровода, представлены на рисунки 1. [1]

Рис.1. Очистной поршень (снаряд)

Основная проблема, с которой сталкиваются при очистке полости трубопровода является потеря поршней в трубопроводе и дальнейший их поиск путём вскрытия нескольких участков трассы трубопровода следствии чего образование новых сварных стыков и снижения эксплуатационной надежности трубы, вызвано это:

1. Некорректное отношение подрядчиков к проводимым работам (не соблюдение технологий строительства), что влечет за собой различные ситуации закупоривание проходного сечения внутри полости трубопровода и дальнейшую остановку поршня. Пример не качественно установленной заглушки трубопровода повлекло заполнение его полости водой с дальнейшим её замерзанием и образованием возможной преграды для прохождения очистного снаряда представлено на рисунке 2.

Рис.2. Полость трубы, закупоренная льдом

Последствия попадания воды внутреннею полость трубопровода так же отразилось на её внутреннем состояние, представлено на рисунке 3, что приведет к снижению надежности при дальнейшей эксплуатации.

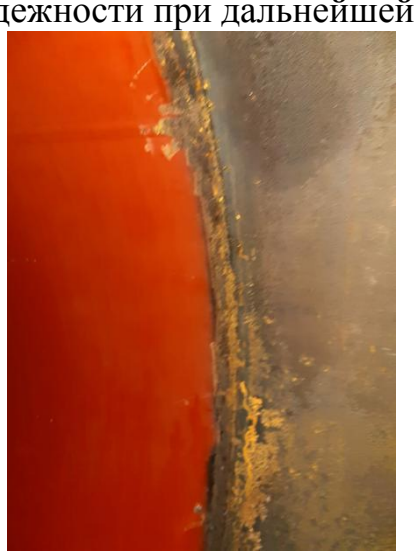


Рис.3. Результат попадания воды внутрь полости трубы

2. В целях экономии не применяются отслеживающие устройства типа трансмиттеров, что значительно усложняет поиск остановившегося поршня, трансмиттеры позволяют отслеживать передвижение и определять местонахождение остановившегося очистного поршня в трубопроводе. [2]

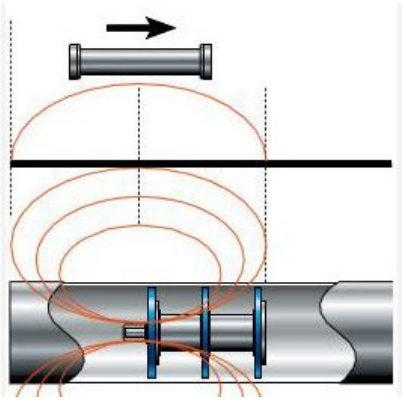


Рис.4. Трансмиттер в параллельном исполнении

На рисунке 4 представлен трансмиттер в параллельном исполнении установленный на очистной поршень.

Так как участки объект магистрального трубопровода только строятся использовать стандартные способы контроля прохождения очистного поршня как это происходит на действующих трубопровода невозможно. [3]

В основном в целях отслеживания поршня проводится прослушивание трубы человеком и отсчет пройденных сварных стыков поршней, что для выявления точного местоположения снаряда не является корректно исходя из различных человеческих факторов и природно-погодных условии.

Для решения проблемы необходимо привести к балансу технологические и экономические обоснования. В плане технологических подразумевается принять меры по более качественному контролю заглушки полости трубопровода после укладки на проектно-высотные отметки во избежание попадания внутрь постороннего мусора и природных сред.

С точки зрения экономического обоснования необходимо учитывать, что при дальнейшем поиске поршня в трубопроводе расходы могут значительно увеличиться при этом снизиться надежность участков трубопровода где производились вырезки катушек, пример на рисунке 5, из чего следует увеличение сроков сдачи объектов, а также необходимость дополнительных оценок надежности при дальнейшей эксплуатации и возможность значительно увеличить расходы на ремонт поврежденных участков.

Рис.5 Вырезка катушки для поиска застрявшего поршня

Заказчику во избежание снижения надежности вновь построенного трубопровода необходимо более тщательно подходить к выбору подрядных организации и более плотному контролю выполнения основных работ во избежание лишних затрат при дальнейшей эксплуатации и непозволительного увеличения сроков сдачи объектов.

Список литературы

1. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание. ВСН 011-88 утв. М-вом Строительства предприятий нефтяной и газовой промышленности 27.12.88; ввод. в действие с 02.01.1989. – Москва : ВНИИСТа, 1989. – 113 с.

2. Трансмиттеры серии Восток-Т [Электронный ресурс] / Описание и технические характеристики сайта. – Режим доступа http://vostokoil.ru/products/searching-and-control/transmitters-vostok-t.

3. Пат. 2410597 Российская Федерация, МПК F17D5/00. Устройство для контроля динамики прохождения очистного или контрольно-измерительного поршня в магистральном газопроводе / Тябликов А. В., Жогун В. Н., Костин Н. С., Токарев Е. Ф., Магомедов З. А.; патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «Газпром трансгаз Москва», Закрытое акционерное общество «Сигма-оптик ЛТД»; - № 2009127877/06; заявл. 21.07.2009; опуб. 27.01.2011, Бюл. №3.

УДК 621.644.07

Калимуллина Д.С., Сыч К.М.,
Артёмов А.Ю., Парфёнов А.А.

Материалы и их свойства, применяемые при изоляции глубоководных трубопроводов

Омский государственный технический университет, г. Омск

Аннотация: сырая нефть и природный газ передаются на короткие или большие расстояния главным образом по трубопроводам. В данной статье представлена система проектирования трубопроводов, также рассмотрены критерии проектирования трубопроводов, поток жидкости в трубопроводах и их модификация.

Abstract: crude oil and natural gas are transmitted over short or long distances mainly through pipelines. The article presents design of pipeline systems, also pipeline design criteria, fluid flow in pipelines, and pipeline modification are also discussed in the chapter.

Ключевые слова: изоляция, трубопровод, полиэтилен, полиуретан, полипропилен.

Keywords: insulation, pipeline, polyethylene, polyurethane, polypropylene.

Изоляция магистральных трубопроводов производится для защиты от грунтовой коррозии, которая вызывается наличием в грунтах влаги, солей, кислот и водородных, гидроксильных и других ионов. [1]

Нефтепроводы и газопроводы изолированы в основном для экономии тепла. Необходимо придерживаться ряда причин для хранения жидкости в трубопроводе при температуре выше, чем температура окружающей среды. Во-первых, предотвращение образования газовых гидратов. Во-вторых, предотвращение образования воска или асфальтенов. В-третьих, повышение свойств потока продукта. В-четвертых, увеличение времени охлаждения после выключения.

В трубопроводах со сжиженным природным газом, изоляция требует поддержания отрицательной температуры газа для сохранения жидкого состояния. Для проектирования изоляции трубопроводов необходимо тщательно изучить изоляционные материалы и механизм теплопередачи через изоляцию. Точные прогнозы теплопотерь и температурного режима в трубопроводах играют важную роль при проектировании и оценки работы трубопроводов. Три основных материала широко используются для изоляции трубопроводов в нефтяной промышленности:

1) Полипропилен;
2) Полиэтилен;
3) Полиуретан.

Теплопроводность данных материалов приведена в таблице 1. В зависимости от применения эти основные вещества использованы в различных формах, приводящих к различным проводимостям. Трехслойный полипропилен, нанесенный на поверхность трубы, имеет проводимость 0,225 Вт/(м·°С), в то время как четырехслойный полипропилен имеет проводимость 0,173 Вт/(м·°С). Твердый полипропилен имеет более высокую проводимость, чем пенопропилен. Полиуретан полимера имеет проводимость 0,121 Вт/(м·°С), пока стеклянный полиуретан имеет проводимость 0,156 Вт/(м·°С). Эти материалы имеют более низкие проводимости в сухих условиях, таких как труба в трубе. Из-за их низкой теплопроводности, все больше и больше пенополиуретаны используются в глубоководных трубопроводах. Физические свойства пенополиуретанов включают: плотность, прочность на сжатие, теплопроводность, содержание закрытых ячеек, выщелачиваемые галогениды, воспламеняемость, прочность на растяжение, модуль растяжения и водопоглащение.

Таблица 1.

Теплопроводность материалов, используемых в изоляции трубопроводов

Название материала	Теплопроводность
	Вт/(м·°С)
Полиэтилен	0,35
Полипропилен	0,22
Полиуретан	0,12

В установившихся условиях течения в изолированном отрезке трубопровода тепловой поток через стенку трубы задается:

$$Q_r = IA_r\Delta T, \quad (1)$$

где Q_r – скорость теплопередачи;

U – общий коэффициент теплопередачи на опорном радиусе (ОКТ);

A_r – площадь трубопровода по радиусу;

ΔT – разность температур между продуктом трубопровода и температурой окружающей среды. [2]

ОКТ для системы является суммой сопротивлений и задается:

$$U = \frac{1}{A_r\left[\frac{1}{A_i h_i} + \sum_{m=1}^{n} \frac{\ln(r_{m+1}/r_m}{2\pi L k_m} + \frac{1}{A_0 h_0}\right]}, \quad (2)$$

где h_i – коэффициент пленки внутренней поверхности трубопровода;

h_0 – коэффициент пленки наружной поверхности трубопровода;

A_i – площадь внутренней поверхности трубопровода;

A_0 – площадь наружной поверхности трубопровода;

r_m – радиус слоя, м;

k_m – теплопроводность слоя, м.

Аналогичные уравнения существуют для переходного теплового потока, дающего мгновенную скорость теплового потока. Как правило, требуется изоляция, с точки зрения ОКТ (значения U) для стальных трубопроводов в воде, приведены в таблице 2.

Таблица 2.

Типовые характеристики изолированных трубопроводов

Тип изоляции	Значение U	Глубина воды, м	
	Вт/(м·°С)	Реальная	Потенциальная
Твердый пропилен	2,84	1600	4000
Пенопропилен	1,59	700	2000
Полиуретан	1,81	1200	3300
Пенополиуретан	1,70	2000	3300
Пенополиуретан труба в трубе	0,96	3100	4000
Смешанный	0,68	1000	3000
Высокая эффективность (труба в трубе)	0,28	1700	3000
Стекло	0,17	2300	3000

Существует два типа изоляции трубопровода: сухая изоляция и влажная изоляция. Сухая изоляция требует, что наружный барьер предотвращает вход воды (по принципу «труба в трубе»). Наиболее распространенные типы сухой изоляции:

1) Пенополиуретан с закрытыми ячейками;
2) Пенополиуретан с открытыми ячейками;
3) Полиизоцианурат ных пенопластов;
4) Экструдированный пенополистирол;
5) Стекловолокно;
6) Минеральная вата;
7) Вакуумно-изоляционные панели.

При определенных условиях системы, (труба в трубе) может рассматриваться по сравнению с обычными однотрубными системами. Изоляция (труба в трубе) может потребоваться для получения жидкостей от высокого давления / высокой температуры (>150°C) водохранилища в глубоководье. Затрубное пространство между трубами может быть заполнено различными типами изоляционных материалов, таких как пена, гранулированные частицы, гель, инертный газ или вакуум.

Нефтепровод – сложная инженерно-техническая конструкция трубопровода, предназначенного для транспортировки нефти на большие расстояния. [3]

Полная система может быть транспортирована к месту и установлена со значительной экономией на затратах по отношению к другим методам. Дополнительная сталь, необходимая для несущей трубы и прокладок, иногда может быть оправдана.

Влажной изоляцией трубопроводов являются материалы, которым не нужен внешний стальной барьер для предотвращения входа воды, или вход воды незначителен и не ухудшает свойства изоляции. Наиболее распространенными типами влажной изоляции:

1) Полиуретан;
2) Полипропилен;
3) Синтаксический полиуретан;
4) Синтаксический полипропилен;
5) Многослойный.

Основными материалами, которые использовались для глубоководных изоляций, были полиуретан и полипропилен. Синтаксические версии используют пластиковую или стеклянную матрицу для улучшения изоляции с большей глубиной. Также были использованы изоляционные покрытия с комбинациями этих двух материалов. Поскольку изоляция является плавучей, этот эффект должен быть компенсирован весом стальной трубы для получения боковой устойчивости глубоководного трубопровода на морском дне.

Список литератур

1. Изоляция – магистральный трубопровод [Электронный ресурс] // Большая энциклопедия нефти и газа. – Режим доступа: https://www.ngpedia.ru/id54241p1.html.

2. Boyun Guo Petroleum Production Engineering / Boyun Guo, Xinghui Liu, Xuehao Tan // Wuhan, 2017. – P. 275-325.

3. Изоляция нефтепроводов [Электронный ресурс] // Большая энциклопедия нефти и газа. – Режим доступа: https://chemistry.pulscen.ru/articles/13312.

УДК 620.193

Козионов Д.А.

Контроль эффективности ингибиторной защиты промысловых трубопроводов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: В работе приведены сведения о результатах коррозионного мониторинга промысловых трубопроводов на объекте добычи углеводородов. Показано, что контроль эффективности ингибиторной защиты необходим для внесения корректировок в достаточность применимых расходных норм ингибиторов коррозии. Сделан вывод об эффективности противокоррозионной защиты, применяемой на объекте.

Abstract: The paper provides information on the results of corrosion monitoring of field pipelines at the hydrocarbon production facility. It is shown that the control of the effectiveness of inhibitor protection is necessary for making adjustments to the sufficient applicability of the consumption norms of corrosion inhibitors. The conclusion is made about the effectiveness of anti-corrosion protection applied at the facili.

Ключевые слова: Коррозия, гравиметрия, ингибитор коррозии, эффективность, оценка, испытание, антикоррозионная защита.

Keywords: Corrosion, gravimetry, inhibitor corrosion, efficiency, evaluation, testing, corrosion protection.

Ингибиторная защита как основа эксплуатационной надежности промысловых трубопроводов

Борьба с коррозией нефтепромысловых трубопроводов является задачей, решение которой позволит снизить весьма значительные экономические потери предприятий, возникающие из-за преждевременного износа и частых замен. Многолетний опыт борьбы с коррозией в нефтегазодобывающей промышленности как в России, так и за рубежом показывает, что наиболее эффективным как с технической, так и с экономической точки зрения является метод защиты трубопроводов и промыслового оборудования с помощью ингибиторов коррозии [3].

Применение ингибиторной защиты для трубопроводов месторождений позволяет существенно снизить коррозионное воздействие водных

скоплений вне зависимости от мест их образования и увеличить ресурс безопасной эксплуатации данных объектов за счет предотвращения возможных коррозионных аварийных отказов. Последующие решения о продолжении применения ингибитора коррозии для данного направления, прекращению или расширению перечня защищаемых объектов следует основывать на результатах коррозионного мониторинга.

Для контроля эффективности ингибиторной защиты и анализа изменений коррозионной агрессивности перекачиваемых сред необходимо организовать систему коррозионного мониторинга. Вся информация, получаемая в ходе осуществления коррозионного мониторинга, подлежит систематизации и периодическому анализу, на основании которого производятся необходимые корректирующие действия для оптимизации и актуализации существующей системы мониторинга.

Объект и метод исследования

В работе представлен анализ результатов контроля коррозии, проведенном на одном из месторождений Западно-Сибирского региона.

В рассмотренный период мониторинг эффективности ингибиторной защиты трубопроводов месторождения осуществлялся с помощью 4 узлов контроля коррозии (УКК). Так как гравиметрический метод является классическим способом контроля коррозии. И для промышленного контроля достаточности применяемых расходных норм ИК рекомендовано применять преимущественно данный метод [4], он и служит базисом для определения эффективности ингибиторной защиты внутритрубной поверхности трубопроводной системы. Суть метода заключается в определении потери массы металлических образцов за время их пребывания в ингибированной и неингибированной испытуемых средах с последующей оценкой защитной способности ингибитора по изменению скорости коррозии [1].

Особенностью Западно-Сибирского региона является практически отсутствие сероводорода в нефти и пластовой воде [2]. Результаты общего химического анализа промысловых сред, исследуемого месторождения представлен в таблице 1.

Таблица 1.

Результаты общего химического анализа проб на компонентный состав

Место отбора пробы	Содержание ионов, мг/л						pH
	Cl^-	HCO_3^-	SO_4^{2-}	Ca^{2+}	Mg^{2+}	K^+Na^+	
УКК К1 (КП17 – УППН)	5128.4	2437.11	н/д	47	11.00	4272.25	7.44
	5042.25	2449.25	н/д	47.22	11.84	4088.25	7.51
УКК К2 (КП11 – УППН)	5311.45	2661.13	н/д	48.04	12.15	4542.04	7.43
	4999.10	2788.22	н/д	48.00	13.10	4095.15	7.48
УКК К3 (КП14 – УППН)	5457.00	2245.00	н/д	54.05	13.40	4976.51	7.41
	5511.25	2462.63	н/д	58.18	12.65	4601.84	7.45
УППН, УКК К4 РВС ОС – ННД	4931.60	2432.38	н/д	49.12	11.62	4345.39	7.44
	4792.50	2118.63	н/д	56.50	11.24	3950.94	7.42

Ключевой структурной единицей системы коррозионного мониторинга следует считать узел контроля коррозии (УКК). Потеря массы образцов-свидетелей представлена на рис. 1-4.

Рис. 1 Образец-свидетель УКК К4 (РВС ОС – ННД)

Рис.2. Образец-свидетель УКК К1 (КП17 – УППН)

Рис.3. Образец-свидетель УКК К2 (КП11 – УППН)

Рис.4. Образец-свидетель УКК К3 (КП14-УППН)

Потерю массы образца-свидетеля пересчитываем в среднеповерхностную скорость потери массы металла по формуле 1 и в глубину проникновения коррозии по формуле 2.

$$V = \frac{(m_1 - m_2)}{S * \tau} \quad (1)$$

$$V_{\text{кор.}} = \frac{(m_1 - m_2)}{S * \tau * \rho} * 8760 \quad (2)$$

Где V-среднеповерхностная скорость потери металла, г/м2*час; m1=масса образца-свидетеля до экспозиции, г; m2-масса образца-свидетеля после экспозиции, г; S-рабочая поверхность образца-свидетеля, м2; τ-время экспозиции, ч; ρ-плотность сплава образца, кг/м3.

Потеря массы образцов-свидетелей и результаты расчетов скорости общей коррозии приведены в таблице 2-5.

Аналогичным образом произведен расчет скорости коррозии по предоставленным данным мониторинга за период 2013-2016г.

Эффективность ингибиторной защиты оценивается исходя из показателя защитного действия ингибитора коррозии, рассчитанного по формуле 3.

Таблица 2.

Потеря массы образца-свидетеля и скорость общей коррозии на узле контроля коррозии(УКК) К1 (КП17 – УППН), период экспозиции 35 суток.

Узел замера коррозии	**Время экспозиции образцов**	**Номер образца в кассете**	**Масса образца исходная**	**Масса образца после экспозиции**	**Потеря массы образца**	**Скорость общей коррозии**	**Скорость общей коррозии**
	сут.		г	г	г	г/м2*час	мм/год
К1	35	1	9,652	9,353	0,299	0,0461	0,0514
		2	10,0665	10,0605	0,006	0,01	0,0111
		3	9,5712	9,4672	0,104	0.0564	0.0628
		4	9,7559	9,7106	0,0453	0.0751	0.0837
		5	9,7941	9,7715	0,0226	0.0375	0.0418
Средние значения		1-5	9,76794	9,67256	0,09538	0,02805	0,03125

Таблица 3.

Потеря массы образца-свидетеля и скорость общей коррозии на узле контроля коррозии(УКК) К2 (КП11 – УППН), период экспозиции 36 суток.

Узел замера коррозии	**Время экспозиции образцов**	**Номер образца в кассете**	**Масса образца исходная**	**Масса образца после экспозиции**	**Потеря массы образца**	**Скорость общей коррозии**	**Скорость общей коррозии**
	сут.		г	г	г	г/м2*час	мм/год
К2	36	1	9,5542	9,253	0,249	0,0341	0,0514
		2	10,0665	10,0605	0,007	0,011	0,0111
		3	9,5712	9,4672	0,102	0.0234	0.0228
		4	9,7559	9,7106	0,0433	0.0742	0.0837
		5	9,7941	9,7715	0,0215	0.0291	0.0418
		6	9,569	9,545	0,029	0,0275	0,0424
Средние значения		1-6	9,7544	9,5993	0,09438	0,02652	0,03425

Таблица 4.

Потеря массы образца-свидетеля и скорость общей коррозии на узле контроля коррозии(УКК) К3 (КП14-УППН), период экспозиции 30 суток.

Узел замера коррозии	**Время экспозиции образцов**	**Номер образца в кассете**	**Масса образца исходная**	**Масса образца после экспозиции**	**Потеря массы образца**	**Скорость общей коррозии**	**Скорость общей коррозии**
	сут.		г	г	г	г/м2*час	мм/год
К3	30	1	9,3252	0,1712	0,249	0,0341	0,0514
		2	9,956	0,531	0,007	0,011	0,0111
		3	9,6412	0,2692	0,102	0.0234	0.0228
		4	10,045	0,035	0,0433	0.0742	0.0837
		5	10,007	0,5655	0,0215	0.0291	0.0418
		6	9,4569	0,0269	0,029	0,0275	0,0424
Средние значения		1-6	9,738	9,47	0,266	0,02452	0,03125

$$Z = \frac{V_o - V_и}{V_o} * 100 \qquad (3)$$

Где V_o и $V_и$ –скорости до и после применения ингибиторов коррозии.

Результаты мониторинга коррозионного состояние промысловой транспортной системы в исследуемый период 2013-2016 г. проиллюстрированы на рис.5-6.

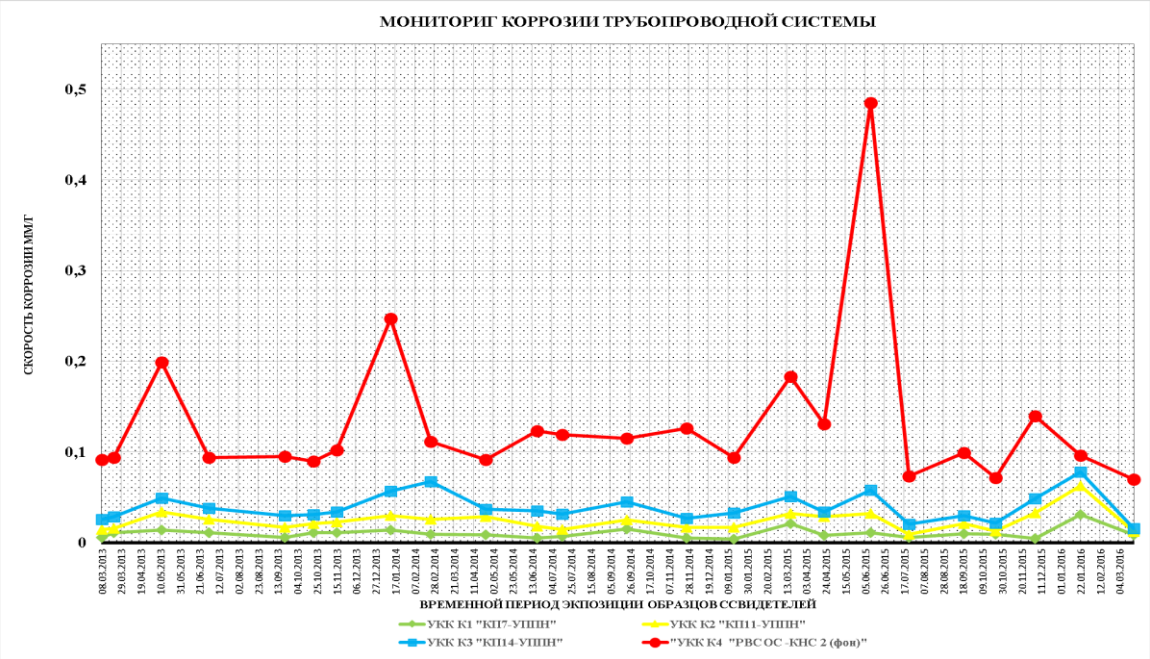


Рис. 5. Результат мониторинга ингибиторной защиты исследуемого месторождения.

Обсуждение результатов исследования

За отчетный период на направлении «КП17 – УППН» скорость коррозии, контролируемая на УКК № К1, в среднем составила 0,03 мм/год при эффективности ингибиторной защиты 86,8%.

Остаточная скорость коррозии направления «КП11 – УППН», контролируемая на УКК № К2, находится на уровне 0,034 мм/год. При этом эффективность ингибиторной защиты составила 84,0 %. Отклонений по составу перекачиваемой среды не отмечается.

На направлении «КП14-УППН» скорость коррозии, контролируемая на УКК № К3, в отчетный период в среднем составила 0,031 мм/год при эффективности ингибиторной защиты 75,3%.

Значение фоновой скорости коррозии, зафиксированной на УКК №К4 составило в среднем 0,28 мм/год.

Невысокие показатели эффективности ингибиторной защиты на ряде направлений могут быть как следствие особенности эксплуатации оборудования дозирования химреагентов, взаимодействия ингибиторов с высокообводненной средой месторождения. На показатель эффективности за-

щиты также влияют проводимые работы на добывающих скважинах и недостаточной или неравномерной подачей ингибитора в исследуемый период.

Заключение

Ингибиторная защита промысловых трубопроводов месторождения играет немаловажную роль в обеспечении надежности транспортной системы в период длительной эксплуатация. Контроль эффективности ингибиторной защиты позволяет удостоверится в правильности действий обслуживающего персонала, своевременного внесения корректировок в дозировку ингибитора, на исследуемом месторождении установлены низкие значения остаточной скорости коррозии, поэтому ингибиторную защиту в целом можно считать удовлетворительной, однако требующей контроля в связи с низкими значениями эффективности ингибиторной защиты в отчетном периоде на отдельных направлениях.

Мониторинг коррозионной защиты позволяет контролировать эффективность проводимых мероприятий, что позволяет в длительный период экономически выгодно и с минимальными экологическими рисками эксплуатировать нефтегазовые месторождения, развивая топливно-энергетическую промышленность страны.

Список литературы

1. Исследование защитных свойств ингибитора коррозии Напор-1012 в условиях повышенного содержания сульфида железа в нефтепромысловых средах / Н. С. Булдакова [и др.] // Экспозиция нефть газ. - 2016. - №7(53). С. 61-64.

2. Маркин, А. Н. CO2 - коррозия нефтепромыслового оборудования / А. Н. Маркин. Р. Э. Низамов. – Москва : ОАО "ВНИИОЭНГ",2003. – 188 с.

3. Полякова, С. В. Азол-марка качества / С. В. Полякова // Коррозия территория нефтегаз. - 2012. - № 1(21). - С. 4-5.

4. Сивоконь, И. С. Оценка точности измерения скорости коррозии различными методами при лабораторных и промысловых испытаниях ингибиторов коррозии / И. С. Сивоконь // Практика противокоррозионной защиты. - 2014. - №2(72). - С. 5-12.

УДК 621.311

Королёва О.А.

Повышение энергоэффективности и надежности электроснабжения объектов транспорта газа

Тюменский государственный университет, Политехническая школа, г. Тюмень

Аннотация: В статье обозначены научно-технические проблемы по электроснабжению при эксплуатации удаленных от инфраструктуры объектов

транспорта газа, предложены основные подходы по оптимизации в повышении энергоэффективности и надежности за счет применения источников электроэнергии и тепла с приводом от турбины, установленной в газовый поток.

Abstract: The article identifies the scientific and technical problems of power supply during the operation of gas transportation facilities remote from the infrastructure, suggests the main approaches to optimize energy efficiency and reliability by using sources of electricity and heat driven by a turbine installed in the gas flow.

Ключевые слова: энергоэффективность, надежность, электроснабжение, электрогенераторы с турбодетандерным приводом, газораспределительная станция (ГРС), компрессорная станция (КС), газораспределительный пункт (ГРП).

Keywords: energy efficiency, reliability, power supply, electric generators with turbo expander drive, gas distribution station, compressor station, gas distribution point.

От надежной и бесперебойной работы систем электроснабжения обусловлена устойчивая работа всего нефтегазодобывающего комплекса. В Российской Федерации главные ресурсы нефти и газа сконцентрированы в районах Крайнего Севера, и их разработка и эксплуатация затрудняется как сложными климатическими условиями, так и существенной отдаленности от трубопроводного транспорта и электрических сетей. Часто в районах разработки новых месторождений, эксплуатации трубопроводного транспорта, либо не имеется техническая возможность подключения к централизованным электрическим сетям в виду их отсутствия или удаленности, отсутствия резерва электрической мощности в точке подключения, либо реализация технических условий на электроснабжение, предоставленных от энергосистемы, экономически не выгодна.

Для уменьшения удельных затрат электрической энергии необходимо принимать решения, при которых:

– не нужно строительство повышающих электрических подстанций, протяженных воздушных линий электропередачи;

– генерация электрической энергии с требуемым качеством осуществляется непосредственно на площадках потребления, повышается энергоэффективность и надежность, исключаются потери электрической энергии при ее передаче;

– часть электрической мощности вырабатывается от автономной генерации на труднодоступных объектах, а недостающая часть – покрывается от внешней энергосистемы.

Также необходимо производить экономическое сравнение автономной генерации, позволяющей использовать собственный газ, и стоимости подключения к внешней энергосистеме и тарифов на покупку электрической энергии [3]. Необходимость исследования энергоэффективного оборудования становится очевидным.

По магистральным газопроводам транспортируется газ, который характеризуется потенциальной энергией сжатого состояния и кинетической энергией движения по трубопроводу [2]. Данная энергия

сообщается газу на дожимных компрессорных станциях и на ее выработку расходуется порядка до 15% перекачиваемого газа. Часть энергии теряется на преодоление сил трения транспортируемого газа о стенки трубопровода и тепловые потери. Базовая часть этой энергии диссипируется на пунктах редуцирования газа. Каждый год в системах газораспределения на КС, ГРС и ГРП «Газпрома» в результате снижения давления газа до заданного уровня перед подачей его потребителям теряется в среднем около 63 млрд. кВт/ч энергии.

В связи с этим использование перепада давления предлагается рассматривать как энергосберегающий, автономный, экологически чистый источник электрической энергии и тепла с приводом от турбины, установленной в газовый поток [4].

Линейными потребителями электрической энергии на магистральном газопроводе являются:

- электроприводы задвижек, клапанов;
- связь, телемеханика, КИПиА;
- электрохимическая защита (ЭХЗ);
- электроосвещение.

Например, НПП «Газэлектроприбор» изготавливает турбодетандерные установки малой мощностью от 0,01 кВт до 30 кВт, которые обладают простотой конструкции и достаточной надежностью. Данные установки, по требованиям заказчика, возможно установить в отдельном блок-боксе, или помещениях ГРС, ГРП.

Так как энергия, выводимая турбиной из потока газа незначительна, температура газа уменьшается несущественно и не действует на работу регуляторов давления газа. Однако для устранения возможного отрицательного воздействия более низкой температуры на работу регуляторов, установку турбины располагают после регулятора, но до вывода импульсной трубки командного давления регулятора.

В соответствии от рабочего давления и от допустимого включаемого перепада давления установки автономного электроснабжения НПП «Газэлектроприбор» по конструктивному исполнению подразделяются на установки с мощностью в диапазоне:

- от 0,01 кВт до 10 кВт для ГРП;
- от 2 кВт до 30 кВт для ГРС.

Установки для ГРП комплектуются генераторами постоянного тока с напряжением 48 В для ЭХЗ, блоками преобразования напряжения до 220 В или 380 В с частотой тока 50 Гц электропитания КИПиА, телемеханики, связи, электрообогрева, электроосвещения. Данное решение является энергоэффективным, надежным и экономически выгодным (нет необходимости строительства воздушной линии электропередачи).

Также НПП «Газэлектроприбор предлагает инновационный турбонагреватель, который трансформируют потенциальную энергию

избыточного давления газа напрямую в тепло [5]. Устройство определяет собой газодинамический нагреватель, утилизирующий свойство нагрева газа при его сжатии. Теплоносителем при такой ситуации является газ, перекачиваемый в контуре компрессора. Подогретый газ либо обогревает помещение напрямую через нагревательный регистр, либо, посредством теплообменника подогревает воду в контуре водяного отопления (рис. 1). Главной частью в конструкции данного устройства является осевая или центростремительная турбина [1]. При этом также обеспечивается экологически чистая утилизация энергии перепада давления газа.

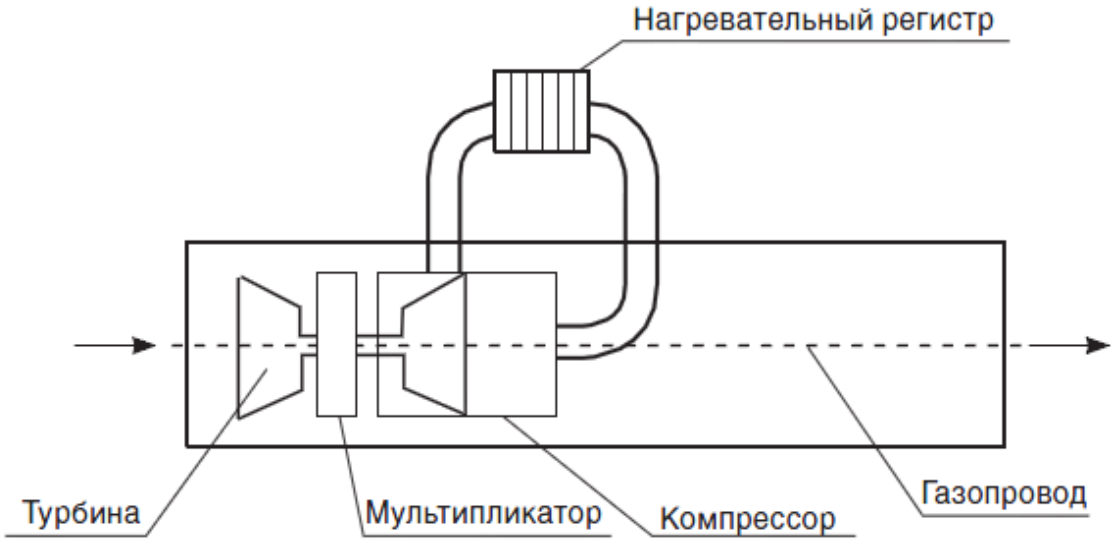


Рис. 1 Структурная схема турбонагревателя

Результаты исследования: предложены решения по электроснабжению линейных потребителей, основные подходы по оптимизации в повышении энергоэффективности и надежности за счет применения источников электроэнергии и тепла с приводом от турбины, установленной в газовый поток для удаленных от инфраструктуры объектов магистрального газопровода.

Список литературы

1. Агабабов, В. С. Детандер – генераторные агрегаты на тепловых электрических станциях / В. С. Агабабов, А. В. Корягин. – Москва : МЭИ, 2009. – 49 с.

2. Гатауллина, А. Р. Использование энергии давления транспортируемого природного газа / А. Р. Гатауллина, И. Р. Байков, О. В. Кулагина // Транспорт и хранении нефтепродуктов и углеродного сырья. – 2013. - №2. – С. 37-39.

3. Зайнутдинов, Р. А. Теория и практика экономической оценки повышения эффективности нефтегазодобывающего производства / Р. А. Зайнутдинов, Э. А. Крайнова. – Москва : ГУП изд-во «Нефть газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2012. – 384 с.

4. Степанец, А. А. Энергосберегающие турбодетандерные установки / А. А. Степанец. – Москва : Недра, 1999. – 258 с.

5. Черных, А. П. Использование турбинного привода для получения электроэнергии и тепла на объектах газовой промышленности / А. П. Черных. // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеродного сырья. – 2017. - №2/748. – С. 82-88.

УДК 621.644.07

Кузьмин В.А., Хлус А.А.

Предупреждение предпомпажных режимов работы нагнетателя ГТН-16

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: в работе представлена проблема перехода газотурбинного двигателя ГТН-16 мощностью 16 МВт, в неблагоприятный режим работы, а именно помпаж нагнетателя ГТН-16.

Abstract: the paper presents a problem of the gas turbine engine GTN-16 with a capacity of 16 MW, namely the surging of the GTN-16 supercharger.

Ключевые слова: транспортировка газа, помпаж, газотурбинная установка.

Keywords: gas transportation, surging, gas turbine machine.

Помпажём называют резкие колебания давления в системе «нагнетатель-сеть». При помпаже расход и потребляемая мощность могут изменяться от нуля до номинала, возможен периодический выброс газа из напорной полости во всасывающую полость нагнетателя.

В процессе эксплуатации нагнетателя агрегата ГТН-16 важно выбирать правильный режим работы агрегата. Помпаж нагнетателя может привести к аварийной остановке агрегата и как следствие нарушения режима работы всей площадки КС.

Причинами возникновения помпажа является изменение характеристики сети (газопровода), вследствие:

- колебаний давления газа в газопроводе;
- влияния параллельно включенных, но более производительных нагнетателей;
- неправильной или несвоевременной перестановки, непредвиденное закрытие кранов в трубной обвязке нагнетателя.

Изменение режима работы нагнетателя до значительного уменьшения расхода газа (приблизительно до 60% расчетного значения), вследствие:

- снижения частоты вращения нагнетателя ниже допустимой;
- ухудшения технического состояния газотурбинного привода.

К вероятным негативным последствиям помпажа нагнетателя можно отнести:

1. Большая вероятность повреждения упорного подшипника, т.к. величина осевого сдвига определяется действием давления в проточной части нагнетателя на поверхности основного и покрывающего дисков, имеющих различную площадь, то резкое изменение давления приведёт к резкому изменению нагрузки на упорный подшипник.

2. Возможность отрыва или повреждения покрывающего диск, т.к. именно в теле покрывающего диска возникают наибольшие нагрузки при работе нагнетателя.

3. Разработка зазоров в лабиринтовых уплотнениях вследствие повышенной вибрации.

4. Повреждение опорных подшипников.

5. Сопровождающие помпаж, резкие изменения потребляемой мощности, приводит к скачкам температуры перед силовой турбины, вибрации ротора силовой турбины, повреждению подшипников силовой турбины и зубчатых обойм.

6. Из-за резкого колебания температуры газа, перед силовой турбиной может возникнуть помпаж осевого компрессора, который приводит разрушению лопаточного аппарата и повреждению подшипников ротора двигателя.

Для избегания возникновения данного явления, наиболее очевидным является выявление предпомпажного режима работы нагнетателя ГТН-16 на ранних стадиях.

Выявление помпажа.

Внешне помпаж проявляется в сильном прерывистом шуме, сильных вибрациях, возможны периодические толчки, раскачка трубопроводов на свайных основаниях. По показаниям приборов помпаж выявляют по следующим признакам:

- рост температуры газа на выходе нагнетателя;
- резкие изменения показаний осевого сдвига ротора нагнетателя;
- резкие колебания температуры газа перед силовой турбиной;
- сильный рост вибрации узлов двигателя и нагнетателя;
- резкие изменения показаний перепада «масло-газ»;
- изменения потребляемой мощности (определяется по показаниям compressor control corporation далее CCC);
- пересечение рабочей точки границы помпажа на схеме CCC;
- изменение расхода газа через нагнетатель;
- изменение оборотов ротора нагнетателя (силовой турбины) (определяется по показаниям CCC).

Для того чтобы предупредить помпаж в настоящее время используют системы, предупреждающие помпаж нагнетателя.

Система противопомпажного регулирования определяет приближение рабочей точки к границе помпажа расчётным путём на основании значений расхода газа через нагнетатель, его температуры, оборотов ротора

силовой турбины степени сжатия. Предотвращает помпаж путём перепуска части или всего расхода газа через противопомпажный клапан.

Действия оперативного персонала при возникновении помпажа нагнетателя.

Если в силу, каких – либо причин автоматическая система защиты не сработала, а персонал определил наличие помпажа, то необходимо немедленно открыть антипомпажный клапан и вывести газоперекачивающий агрегат на «большое станционное кольцо» рис.1.

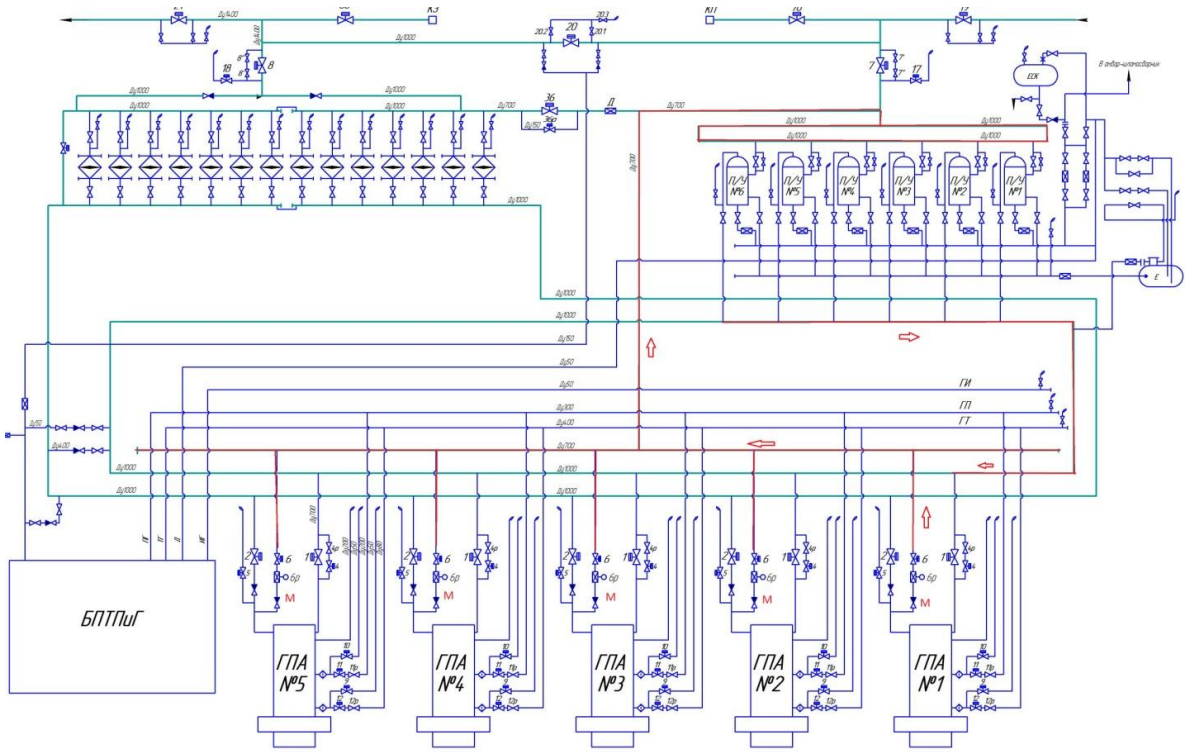


Рис. 1. Технологическая схема КЦ выброс газа при открытии клапана на большое станционное кольцо.

Если открытие антипомпажного клапана не привело к прекращению помпажного режима работы (например, вследствие обмерзания защитной решетки или самопроизвольной перестановки кранов), то газоперекачивающий агрегат следует аварийно остановить.

После открытия антипомпажного клапана вследствие срабатывания антипомпажной защиты ССС закрытие антипомпажного клапана без выявления и устранения причин возникновения помпажа запрещено.

Не производить запуск газоперекачивающего агрегата после аварийного останова по причине «помпаж нагнетателя» без выявления и устранения причин аварийного останова.

Одним из вариантов, направленных на решение проблемы помпажа, является установка противопомпажных клапанов в системе предупреждения помпажных явлений. Для предотвращения помпажа нагнетателя ГТН-16 предлагаю применить следующие мероприятия:

- использовать противопомпажный клапан, например марки «Mokveld» рис.2.;

Рис .2. Противопомпажный клапан «Mokveld»

- выбирать оптимальный режима работы газоперекачивающего агрегата, путем изменения оборотов турбины низкого давления;

- обеспечивать своевременное срабатывание противопомпажного перепускного клапана на открытие – закрытие.

Список литературы

1. Газодинамический расчёт ступени осевой турбины : методические указания / ГОУ ВПО УГТУ ; С. А. Гулина. – Екатеринбург : ГОУ ВПО УГТУ – УПИ, 2006. – 61 с.

2. Газодинамический проект осевой турбины : методические указания / ГОУ ВПО УГТУ ; С.А. Гулина. – Екатеринбург : ГОУ ВПО УГТУ – УПИ, 2007. – 20 с.

3. Козаченко, А. Н. Энергетика трубопроводного транспорта газов : учебное пособие / А. Н. Козаченко, В. И. Никишин, Б. П. Поршаков. - Москва : ГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2001. – 400 с.

4. Турбины тепловых и атомных электрических станций : учебник для Вузов / А.Г. Костюк [и др.]. – Москва : изд. МЭИ, 2001. - 487 с.

5. Коссов, В. В. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов / В. В. Коссов, В. Н. Лившиц, А. Г. Шахназаров. – Москва : ОАО НПО Изд-во «Экономика», 2000. – 421 с.

6. Ревзин, Б. С. Тепловой расчёт схем приводных газотурбинных установок на номинальный и переменный режим работы : учебное пособие / Б. С. Ревзин, А. В. Тарасов, В. М. Марковский. – Екатеринбург : ГОУ ВПО УГТУ – УПИ, 2001. – 61 с.

7. Федяков, Ю. Ф. Рекомендации по выполнению дипломных проектов газоперекачивающих агрегатов в составе компрессорных станций магистральных газопроводов:

рекомендации / Ю. Ф. Федяков. – Краснотурьинск : ГОУ ВПО УГТУ – УПИ, 2009. – 26 с.

8. Файзуллина Л. С. Прогнозирование надёжности силовых агрегатов дожимных компрессорных станций по динамике контролируемого параметра/Бельский А. Н., Земенков Ю. Д, Подорожников С. Ю.//Трубопроводный транспорт: теория и практика, №3(25) июнь 2011, С. 37-41.

УДК 622.691.4

Кутуев К.К., Чекардовский С.М.

Когенерационная система с использованием абсорбционного чиллера для компрессорной станции

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: В статье рассмотрены возможности общего улучшения конструкции компрессорной станции, путем создания нескольких выходов в одной системе, представляющих собой одновременную выработку энергии, тепла и охлаждения в результате сжигания природного газа. Полученные данные свидетельствуют о возможности внедрения принятой конфигурации.

Abstract: The article considers the possibility of a general improvement in the design of a compressor station, by creating several outlets in one system, which represent the simultaneous generation of energy, heat and cooling as a result of the combustion of natural gas. The data obtained indicate the possibility of introducing the adopted configuration.

Ключевые слова: компрессорная станция, природный газ, когенерация, термодинамический анализ, нагрузки.

Keywords: compressor station, natural gas, cogeneration, thermodynamic analysis, loads.

Характеристика объекта

Существующая схема компрессорной станции представляет собой два цеха, оснащенных восьмью газоперекачивающими агрегатами, состоящими из газовой турбины ГТК-10-4 и центробежных нагнетателей ЦБН Н-235-21-1, размещенных параллельно и имеющих задачу повысить давление газа. Все группы ЦБН основаны на газовой турбине ГТК-10-4 с механической мощностью 10 МВт. При этом, они являются газовыми турбинами открытого цикла, без рекуперации тепла от выхлопных газов. Этот выбор конструкции обусловлен непрерывностью работы групп и не оправдывает размещение котлов-утилизаторов на выхлопных газах, в силу того, что они будут подвергаться значительным термомеханическим воздействиям и иметь короткий срок службы.

Данные о потреблении энергии

Потребление природного газа компрессорной станции на собственные нужды составляет в среднем 15% от объема перекачиваемого газа. Эта тенденция увеличивается в зимнее время и значительно снижается летом, в

силу того, что для ряда зданий не требуется тепловая энергия, кроме как от бытовой горячей воды.

Процедура получения требуемой тепловой энергии от использования природного газа была рассчитана в соответствии с балансом тепловой мощности [1]:

$$\tilde{Q} = m \cdot c_p \cdot \Delta T \,, \tag{1}$$

где, m [кг/с] – массовый расход предварительно нагретого природного газа, полученный из характеристических кривых газовых турбин при различных условиях окружающей среды; c_p [кДж/ кг·К] – удельная теплоемкость природного газа при постоянном давлении; ΔТ [ºС] – требуемое изменение температуры с 10 ºС до 20 ºС зимой, с 12 ºС до 20 ºС в середине сезона, с 15 ºС до 20 ºС летом.

Моделирование нагрузок

После оценки потребления тепловой энергии компрессорной станции, следующим шагом будет моделирование типичных ежедневных нагрузок. Понимание этих часовых нагрузок, дает возможность найти более эффективное решение для работы газоперекачивающего агрегата в целом. Чтобы избежать сложных вычислений, получая при этом разумные результаты и в то же время принимая во внимание как недельные циклы, так и реалистический сценарий с точки зрения потребления тепла, за период исследования были приняты три типовые недели, представляющие зиму (ноябрь-март), лето (июнь-август) и середину сезона.

Предлагаемое решение

После оценки общей потребности в энергии компрессорной станции анализ был сфокусирован на предложении усовершенствования конструкции, которое способно привести к снижению как эксплуатационных расходов, так и потреблении первичной энергии.

Предлагаемое решение для повышения производительности компрессорной станции, как с экономической, так и с экологической точки зрения заключается в принятии когенерационной системы. Получение электрической, тепловой и охлаждающей нагрузки компрессорной станции будет обеспечиваться вместо котлов и компрессорных чиллеров когенерационными установками, которые будут вырабатывать тепловую и электрическую нагрузку, а также охлаждающую нагрузку с помощью абсорбционных чиллеров.

Хорошо известно, что CCHP (Combined Cooling Heat and Power) при правильном проектировании и планировании, может привести к значительному сокращению потребления первичной энергии, тем самым уменьшая эксплуатационные расходы. Для оптимального планирования были использованы эвристические модели описанные Bischi для когенеративных решений [2].

Использование когенерационной системы CHP (Combined Heat and Power) не способно обеспечить запросы компрессорной станции в электроэнергии, из-за высокого уровня перегрева системы. С другой стороны, блок CHP, рассчитанный на электрическую нагрузку, в значительной степени неэффективен при слишком большом количестве рассеиваемого тепла: фактически количества производимого тепла больше тепловой потребности. Для решения данной проблемы и необходимо внедрение абсорбционного чиллера, который изменяет соотношение между потреблением тепла и электричества. В частности, вместо того, чтобы полагаться на электрические чиллеры, потребность в охлаждении может быть покрыта за счет использования имеющегося отработанного тепла турбины, тем самым уменьшая потребность в электроэнергии.

Такое преобразование когенерационной системы очень выгодно, поскольку позволяет использовать практически все тепло от газовых турбин в течении года, повышая общую эффективность всей установки, а также уменьшая потребление энергии по сравнению с традиционными решениями: котел и электросеть.

Термодинамическая оценка

Термодинамическая оценка предложенной модернизации основана на анализе энергии и эксергии. Целью энергетического анализа является установление энергетического баланса для текущего состояния объекта, определение возможной экономии топлива и определение дополнительной выработки электроэнергии. Целью анализа эксергии является оценка термодинамического качества существующей системы и предлагаемых решений по модернизации.

Выводы

Исследуемое когенерационное решение для компрессорной станции, посредством внедрения абсорбционного чиллера демонстрирует свою экономическую и энергоэффективную целесообразность и способно обеспечить экономию первичной энергии порядка 20%.

Список литературы

1. Kurz, R. Surge avoidance in gas compression systems / R. Kurz, R. C. White // J Turbomach. – 2004. – 126:201. – P. 6.

2. Bischi, A. Cogeneration systems optimization: comparison of multi-step and mixed integer linear programming approaches / A. Bischi [et al] // Int J Green Energy. – 2016. – 13:781. – P. 92.

3. Bischi, A. Tri-generation systems optimization: comparison of heuristic and mixed integer linear programming approaches / A. Bischi [et al] // ASME Turbo expo 2014: turbine technical conference and exposition. – 2014.

4. Cortinovis, A. Dynamic time to surge computation for electric driven gas compressors during voltage dips / A. Cortinovis [et al] // IFAC Proc Vol. – 2016. - 49:949. - P. 54.

5. Deng, T. Minimization of power usage in a compressor station with multiple compressors / T. Deng // J Energy Eng ASCE. – 2015.

6. Mancarella, P. Modelling of integrated multi-energy systems: drivers, requirements, and opportunities / P. Mancarella [et al] // In: Proceedings of the 19th power systems computation conference. – 2016.

7. Alas, P. Electro compression a challenging alternative: how and why to choose a gas turbine or an electric motor to drive a centrifugal compressor / P. Alas, E. Noulette // In: Proceedings of ASME Turbo expo 2013: turbine technical conference and exposition. - 2013.

8. Jakober, C. A. Mobile measurements of climate forcing agents: application to methane emissions from landfill and natural gas compression / C. A. Jakober [et al] // J Air Waste Manag Assoc. – 2014. - 65:404. – P. 12.

9. Matheus Candian, L. Development and prioritization portfolio of natural-gas compression-station projects / L. Matheus Candian [et al] // In: Proceedings of the 10th international pipeline conference. – 2014.

10. Osiadacz, A. Nonlinear programming applied to the optimum control of a gas compressor station / A. Osiadacz // Int J Numer Meth Eng. – 1980. - 15:1287. – P. 301.

УДК 656.13

Лебедев Д. О.

Анализ причин и современных методов измерения влажности природного газа

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: Рассмотрены факторы, затрудняющие измерения влажности природного газа. Проанализированы современные методы измерения влажности природного газа. Рассмотрены приборы для измерения температуры точки росы природного газа.

Abstract: The factors that make it difficult to measure the humidity of natural gas are considered. Modern methods of natural gas humidity measurement are analyzed. Devices for measuring the dew point temperature of natural gas are considered.

Ключевые слова: температура точки росы, влажность, примеси, углеводороды.

Keywords: dew point temperature, humidity, impurities, hydrocarbons.

Добытый природный газ подготавливается перед процессом транспортировки потребителю в обязательном порядке. Ввиду того, что газ является смесью углеводородов, содержащей разнообразные примеси, оказывает воздействие на транспортировку продукта по магистральным трубопроводам.

Наибольшее значение имеет вода, содержание которой недопустимо. Пары воды приводят к увеличению стоимости транспортировки, снижению качества транспортируемого продукта. Помимо того, возможно протекание коррозии и образование гидратных пробок. Впоследствии чего снижается количество пропускаемого газа в единицу времени.

Большое значение играет не доля воды в транспортируемом газе, а температура, при которой пары содержащейся влаги начинают конденсироваться. Наиболее важным показателем для транспортировки газа явля-

ется температура, когда осуществляется переход паров в жидкое состояние. Данный показатель называется температура точки росы по воде ($ТТР_в$).

Удаление влаги из газа значится одним из обязательных процессов его подготовки к транспортировке. Общеизвестным способом осушки газа служит поглощение паров жидкими сорбентами.

При транспортировке газа под высоким давлением и низкой температуре окружающей среды (например, для подводных газопроводов) необходима гораздо более глубокая осушка природного газа - менее -40ºС в единицах температуры точки росы. Обычно это осуществляется с помощью молекулярных сит или цеолитов.

Обычной задачей автоматического регулирования при этом является управление временем переключения осушающих барабанов. Поскольку процесс регенерации осушителя также энергоемкий, то переключение с осушки на регенерацию по показаниям анализатора, а не по среднему расчетному времени, позволяет значительно улучшить экономичность процесса.

К этой задаче примыкает также измерение влажности на установках газоразделения методом глубокого охлаждения (иначе называемых турбоэкспандерами).

На этих установках происходит выделение непредельных углеводородов: этилена, пропилена, - стоимость которых как химического сырья во много раз выше стоимости природного газа. Для эффективной и безопасной работы такой установки необходима фантастически низкая влажность газа – менее 100 ppb. Измерение столь низких значений влажности возможно только с помощью специальных анализаторов и систем пробоотбора.

Определение влажности природного газа является серьезной проблемой не только в Российской Федерации, но и в других странах.

Причины, затрудняющие измерение влажности:

1. гидрофильные примеси, которые приборы распознают как воду (например, метанол);
2. гидрофобные примеси (высшие и ароматические углеводороды);
3. химически активные компоненты (углекислый газ и сероводород);
4. масляные аэрозоли, парафины и механические примеси;
5. термодинамические параметры.

По причине того, что точка росы газа чаще всего измеряется с помощью конденсационных гигрометров, немало производителей пытались адаптировать существовавшую в тот момент технологию определения точки росы. Она базируется на методе фиксации фотодиодом рассеянного отражения луча светодиода от поверхности металлического зеркала при появлении на нем конденсата.

По причине специфических свойств углеводородов было необходимым модернизировать конструкцию охлаждаемого зеркала. Поэтому приборы по

измерению точки росы по углеводородам лишились возможности измерения конденсации паров воды.

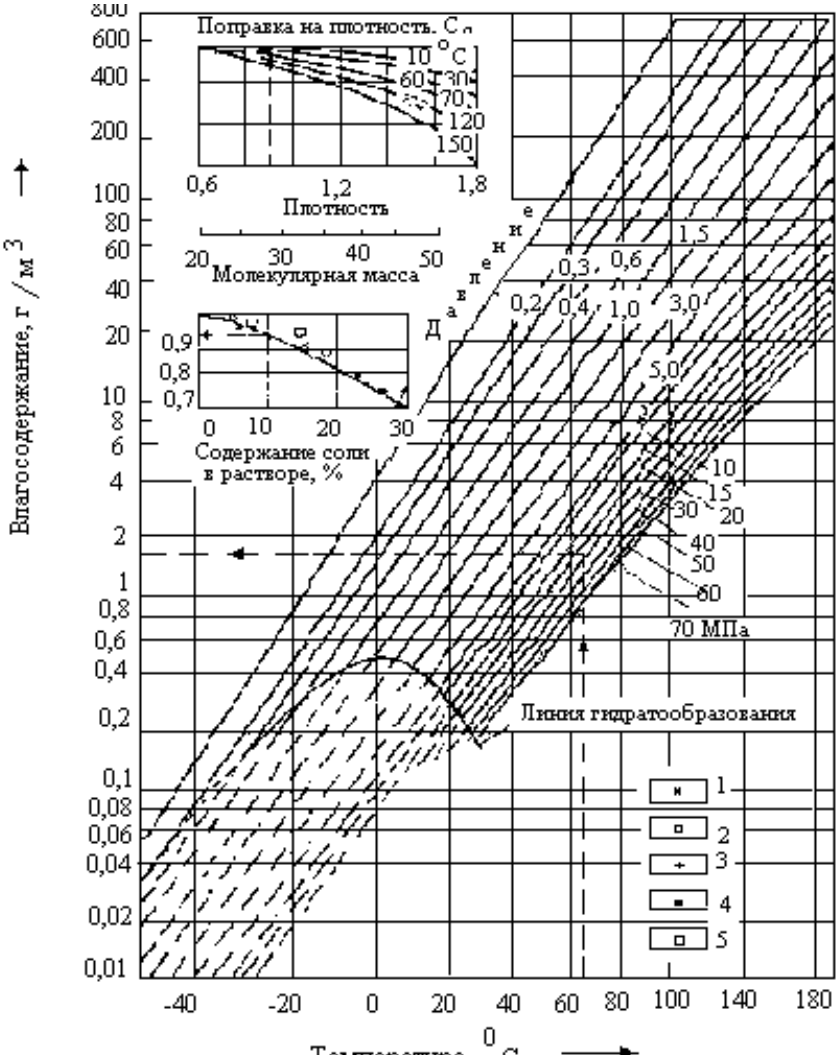


Рис. 1. Область образования гидратов в природном газе

Наиболее эффективно и качественно измерения проводятся с помощью нового прибора, разработанного компанией «Вымпел».

Было предложено вместо классического светодиода использовать поляризованный лазерный луч, направленный к поверхности охлаждаемого зеркала под углом Брюстера. В качестве материала зеркала был использован не металл, как в классических системах, а диэлектрик. Таким образом, свою систему оптической регистрации специалисты фирмы «Вымпел» построили на эффекте полного преломления. Луч поглощается зеркалом за счет угла Брюстера, а при возникновении конденсата, начинает отражаться и фиксируется фотодиодом.

Данная система оптической регистрации позволяет фиксировать конденсат с момента выпадения первой капли, в отличие от других конденсационных приборов. Кроме того, данный принцип регистрации при-

меним как для воды, так и для углеводородов, что дает возможность измерения обоих параметров одним прибором.

Список литературы

1. Москалев, И. Н. Влагометрия природного газа: перспективы развития / И. Н. Москалев // Газовая промышленность. - 2001. - №1. - С. 43-48.

2. Пеклер, В. В. Состояние и перспективы развития гигрометров и средств их метрологического обеспечения / В. В. Пеклер, Г. М. Мамонтов // Датчики и системы. - 2006. - №1. - С. 33-38.

3. Истомин, В. А. Влагомеры конденсационного типа / В. А. Истомин // Газовая промышленность. - 2000. - №12. - С. 39-41.

УДК 656.13

Лебедев Д. О., Александров М.А.

Анализ причин образования парафиновых отложений на стенках трубопроводов и способов борьбы с ними

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: Рассмотрены причины образования парафиновых отложений на стенках трубопроводов. Проанализированы условия возникновения и последствия парафиновых отложений. Рассмотрены методы борьбы с парафиновыми отложениями.

Abstract: The reasons for the formation of paraffin deposits on the walls of pipelines are considered. The conditions of occurrence and consequences of paraffin deposits are analyzed. Methods of paraffin deposits control are considered.

Ключевые слова: парафины, углеводороды, асфальтены, нефть, трубопровод.

Keywords: paraffins, hydrocarbons, asphaltenes, oil, pipeline.

Парафины, которые отлагаются на стенках трубопроводов, являются смесью твердых парафиновых углеводородов состава церезинов алканонафтенового состава. Технический парафин является смесью парафинов (от 10 до 75 %), смол (от 10 до 30 %), асфальтенов (от 2 до 5 %), связанной нефти (до 60 %).

Парафиновые углеводороды присутствуют в большинстве типов нефти; их содержание может доходить до 28 %. Нередко их влияние на способы добычи, сбора, транспорта, подготовку и переработку нефти может оказаться решающим. Они имеют хорошую растворимость в нефти только при температуре свыше 40 °С. Парафины в пластовых условиях образуют в нефти однородный раствор, потому что пластовая температура часто выше 40 °С.

В процессе добычи нефти снижается давление, соответственно уменьшается и растворимость парафинов в нефти. В результате нефть перенасыщается парафиновыми углеводородами и происходит кристаллиза-

ция из части. Но кристаллизация может произойти только на какой-либо поверхности. Центрами перехода парафиновых углеводородов кристаллическое состояние являются неровности, шероховатости поверхности труб и механические примеси в потоке нефти и нефтепродуктов.

Кристаллизация парафина и его выделение из нефти наблюдается при достижении им поверхности. Кристаллы парафина будут содержаться в нефти, если температура в приповерхностном слое ниже той, при которой парафин переходит в кристаллическое состояние, притом жидкая и твердая фаза будут находиться в термодинамическом равновесии.

При уменьшении температуры происходит увеличение концентрации кристаллов парафиновых углеводородов, при этом уменьшается масса растворенного в нефти парафина. Парафиновые углеводороды, которые кристаллизовались на внутренней поверхности оборудования, образуют отложения при дальнейшем переходе парафина в твердое агрегатное состояние.

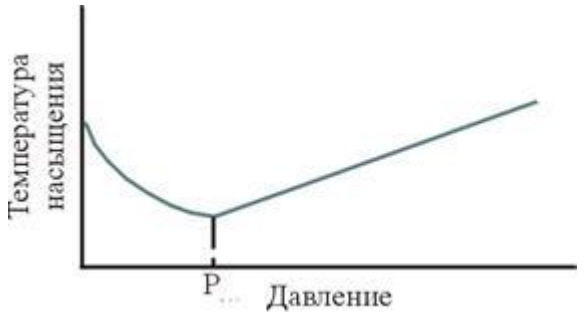


Рис. 1. Зависимость температуры насыщения пластовой нефти парафином от давления

Условия образования парафиновых отложений:

1. наличие в нефти достаточно большого количества парафиновых углеводородов;
2. уменьшение температуры нефти до такого значения, при котором еще возможен переход парафиновых углеводородов в кристаллическое состояние;
3. прочные связи отложений парафиновых углеводородов с поверхностью, невозможность их разрушения потоком нефти.

Факторы, влияющие на отложения парафина:

1. изменение температур (при увеличении разницы между температурами окружающей среды и потока нефти происходит рост парафиновых отложений);
2. давление (если давление выше давления насыщения, то температура кристаллизации возрастает с увеличением давления);
3. скорость потока: (сначала количество отложений увеличивается при увеличении скорости, а затем уменьшается);
4. Свойства поверхности;

5. обводненность нефти (при увеличении содержания воды нефти количество отложений уменьшается);

6. асфальтосмолистые вещества;

7. компонентный состав нефти;

8. плотность нефти (чем тяжелее нефть, тем меньше растворяется парафина);

9. влияние времени (с течением времени количество отложившегося парафина возрастает).

Возможные последствия образования парафиновых отложений:

1. увеличение гидравлического сопротивления (уменьшение пропускной способности трубопровода);

2. уменьшение текучести нефти;

3. образование эмульсии.

Способы борьбы с образованием парафиновых отложений:

1. использование ингибиторов;

2. безингибиторные методы.

Принцип действия ингибиторов заключается в уменьшении активности воды в водном растворе и в изменении равновесных условий образования парафиновых отложений.

Существуют безингибиторные методы борьбы с образованием отложений парафиновых углеводородов (применение методов, направленных на предупреждение отложения парафина, при этом возможно образование отложений в потоке нефти).

Как отложения парафинов, так и борьба с ними увеличивают нагрузки на стенку трубопровода, что ведет к подверженности трубопровода к механической и/или химической коррозии, повышению возможности повреждения трубопровода.

Таким образом, определение величины отложений парафина на стенках, определение места образования парафиновых отложений являются достаточно важными проблемами и требуют своевременного и качественного решения.

Список литературы

1. Персиянцев, М. Н. Добыча нефти в осложненных условиях. / М. Н Персиянцев. – Москва : ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. - 653 с.

2. Тронов, В. П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. / В. П. Тронов. – Москва : Недра, 1970. - 192 с.

3. Сорокин, С. А. Особенности физико-химического механизма образования АСПО в скважинах / С. А. Сорокин, С. А. Хавкин // Бурение и нефть. - 2007. - №10. - С. 30-31.

4. Минеев, Б. П. Два вида парафина, выпадающего на подземном оборудовании скважин в процессе добычи нефти / Б. П. Минеев, О. В. Болигатова // Нефтепромысловое дело. - 2004. - №12. - С. 41-43.

5. Эксплуатация магистральных нефтепроводов. Трубопроводный транспорт нефти: учебное пособие/В.Н. Антипьев, Ю.Д. Земенков, С.И. Перевощиков, О.Н. Кузяков и др. -Омск: Изд-во ОмГТУ, 2001. -264 с.

УДК 621.644.07

Лушников А. Ю., Земенков Ю. Д., Берг В. И.

Повышение качества и производительности трубопровода за счет адаптивных технологий сварки и применения высокопрочных толстостенных труб

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: Объектом исследования является высокопрочный толстостенный трубопровод. Цель: совершенствование технологии сварочно-монтажных работ при строительстве трубопроводов, за счет автоматизации и адаптации сборочно-сварочных процессов.

Abstract: The object of study is a high-strength thick-walled pipeline. Objective: to improve the technology of welding and assembly work during the construction of pipelines, due to automation and adaptation of assembly and welding processes

Ключевые слова: Высокопрочные трубы, толстостенные трубы, автоматическая адаптивная сварка, лазерное сканирование, адаптивные технологии, автоматизация процесса сварки, снижение металлоемкости, бесконтактные датчики, эксплуатационная надежность.

Keywords: High-strength pipes, thick-walled pipes, automatic adaptive welding, laser scanning, adaptive technologies, automation of the welding process, metal consumption reduction, contactless sensors, operational reliability.

Единая система газоснабжения (ЕСГ) России является уникальным объектом по объему и дальности транспортировки газа, особенностям ее формирования и функционирования. На сегодня это весьма динамичная структура, которая в процессе деятельности преобразуется и совершенствуется с целью более полного соответствия стратегическим задачам и текущим потребностям отрасли. Ее перспективное развитие, предполагает сооружение новых газотранспортных объектов с использованием последних достижений науки и техники, применением новейших технологий и материалов. [3]

В связи с созданием новых газодобывающих центров на полуострове Ямал, в шельфе арктических морей, в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке предусматривается сооружение мощных газотранспортных систем нового поколения с использованием новых видов высокопрочных труб. Очевидна и необходимость продолжения работ по реконструкции существующей газотранспортной системы, суммарная протяженность которой уже превысила 158 тыс. км.

Очевидным преимуществом применения высокопрочных труб является снижение металлоемкости (толщины стенки трубы). Замена стали Х70 на Х120, обеспечивает снижение массы труб, что с учетом разницы цен на материал в 30-40% оценивается приблизительно в 7% экономии. Эффект, достигаемый от снижения стоимости материалов, транспортных и операционных расходов, сокращения сроков строительства и других преимуществ применения сталей групп прочности Х100 – Х120, оценивается в 5-15% от стоимости трубопровода. Кроме этого, расходы по транспортировке материалов до места строительства снижаются пропорционально массе.

Достигнутый уровень металлургических, трубных и сварочных технологий позволяет обеспечить высокую прочность в относительно толстостенных трубах при гарантированных высоких показателях пластичности и трещиностойкости, что, в свою очередь, способствует расширению перспектив их использования.

Автоматизация процессов сварки и реализация адаптивных технологий в системах автоматического управления сварочным оборудованием являются существенным резервом в обеспечении воспроизводимости качества сварных соединений, повышении эксплуатационной надежности магистральных трубопроводов, сокращении сроков выполнения строительно-монтажных работ.[1]

Техническое решение задачи автоматизации процессов сварки может быть сведено к оснащению сварочного оборудования бесконтактными датчиками и адаптивной системой управления, обеспечивающими наведение на стык сварочной горелки и слежение за траекторией шва (геометрическая адаптация), а также, прогнозирование появления дефектов сварных соединений на основе информации о геометрических параметрах стыка. [2]

На основе анализа технологических процессов сварки и применения адаптивных технологий предложена следующая процедура формирования многослойного сварного соединения кольцевого стыка: По трехмерной модели стыка, полученной на основе данных априорной лазерной профилометрии, производится раскладка валиков шва из условия, что в каждой точке известен объем подаваемой проволоки и объем разделки стыка, который необходимо заполнить. Полученная раскладка используется в модуле геометрической адаптации сварочного оборудования. [4]

Модуль геометрической адаптации предназначен для позиционирования сварочной головки в соответствующей точке разделки. На вход модуля передаются геометрические параметры стыка, полученные на основе данных лазерной профилометрии и вычисляется траектория движения горелки. Позиционирование осуществляется в горизонтальном направлении (по координате X) для слежения за стыком и в вертикальном направлении (по координате Y) для выведения сварочной головки на нужную высоту в зависимости от геометрии разделки и номера (типа) слоя. После вычисления траектории движения горелки на протяжении сварки всего стыка, с

помощью адаптивных технологических карт определяются режимы сварки и формируется командный файл, содержащий значения координат перемещения горелки и технологических параметров сварки на каждом слое в каждой точке сварного шва с дискретностью 1 градус. [4]

Для решения задачи позиционирования сварочной горелки в соответствии с рассчитанной траекторией движения предлагается использовать технологии синтеза систем управления, основанные на нейросетевых прогнозирующих моделях. [5]

Применение лазерного сканирования и технологий обработки профилометрических данных позволяет учитывать геометрические особенности разделки и прогнозировать траекторию перемещения сварочной головки в том числе при наличии возмущений (дефектов сборки стыка).

Предложенный подход к управлению перемещением сварочной головки демонстрирует возможность прецизионного слежения за стыком и отработку траекторий произвольной сложности.

По окончании процесса сварки качество соединения может быть оценено с помощью программно-аппаратной системы видеомониторинга, выполняющей функции построения цифровых изображений протяженных сварных соединений и локализации (определения пространственного положения) дефектов. [5]

Данный подход к проектированию интегрированных систем автоматического управления сварочными установками обеспечивает повышение качества и производительности при строительстве и ремонте за счет полной автоматизации как процесса сварки, так и контроля качества соединений.

Список литературы

1. Акулов, А. Н Технология и оборудование сварки плавлением: учебник / А. Н. Акулов, Г. А. Вельчук, В. П. Демянцевич. – Москва : Машиностроение, 2006. – 432 с.

2. Березин, В. Л. Сварка трубопроводов и конструкций. Учебник / В. Л. Березин, А. Ф. Суворов. – Москва : Недра, 2008. – 356 с.

3. Кошкарев, Б. Т. Теория сварочных процессов: учебное пособие для студентов вузов / Б. Т. Кошкарев. - Донской государственный технический университет, 2008. – 217 с.

4. Овчинников, В. В. Оборудование, техника и технология сварки и резки металлов: учебник / В. В. Овчинников. – Москва : КНОРУС, 2013. – 304 с.

УДК 621.311

Магасумова З.А., Подорожников С.Ю., Павлов П.В.

Обоснование энергоэффективности использования альтернативных источников электроэнергии в районах Крайнего Севера для трубопроводного транспорта нефти и газа

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень
ПАО «Гипротюменьнефтегаз», г. Тюмень

Аннотация: В современном мире, использование ископаемого топлива постепенно теряет свою целесообразность, в силу целого ряда причин. Это связано не только с ограниченным количеством сырья, его ценой, но и с огромным выбросом в атмосферу диоксида углерода в процессе потребления топлива. Поэтому в последние десятилетия все больше исследований направлено на использование возобновляемых источников энергии, в том числе и в рамках транспорта углеводородных ресурсов.

Abstract: In the modern world, the use of fossil fuels is gradually losing its usefulness, for a number of reasons. This is due not only to the limited amount of raw materials, its price, but also to the huge emission of carbon dioxide into the atmosphere during the process of fuel consumption. Therefore, in recent decades, more and more research has focused on the use of renewable energy sources, including in the framework of the transportation of hydrocarbon resources.

Ключевые слова: солнечная энергия, ветроэнергетика, гибридные установки, энергоэффективность, транспорт углеводородов.

Keywords: solar energy, wind power, hybrid plants, energy efficiency, hydrocarbon transport.

Крайний Север – часть территории, расположенная к северу от Северного полярного круга, имеющая чрезвычайно суровый климат. Территория Крайнего Севера – это арктическая зона, тундра, лесотундра и северная тайга. В соответствии с законом Российской Федерации к районам Крайнего севера относятся: все острова Северного ледовитого океана и его морей, а также острова Берингова и Охотского морей; Архангельская область (Ненецкий автономный округ); Иркутская область; Камчатский край; Республика Карелия; Республика Коми; Красноярский край; Магаданская область; Мурманская Область; Сахалинская область; Тува; Тюменская область (Ямало-Ненецкий автономный округ; Ханты-Мансийский автономный округ); Хабаровский край; Чукотский автономный округ; Республика Саха (Якутия) [1].

В рамках данного исследования были рассмотрены Ненецкий и Ямало-Ненецкий автономные округа.

Ненецкий автономный округ (НАО) расположен на севере европейской части Российской Федерации, практически полностью за полярным кругом. Входит в состав Архангельской области, при этом являясь самостоятельным субъектом Российской Федерации.

Основой экономики региона является добыча нефти и газа, их доля в общем промышленном производстве округа составляет 98%. В НАО более 80 месторождений нефти и несколько газовых и газоконденсатных месторождений, разрабатываемых крупнейшими российскими компаниями.

В пунктах нефте- и газодобычи имеются современные модульные мини-станции мощностью до 30 МВт, это дизельные генераторы и газопоршневые установки (суммарная мощность составляет 300-400 МВт). На береговом комплексе Варандейского месторождения работают установки мощностью 32 МВт, обсуживающие нефтеналивной терминал и сопутствующую инфраструктуру.

На рис.1 представлена схема развития возобновляемых источников энергии в Ненецком автономном округе.

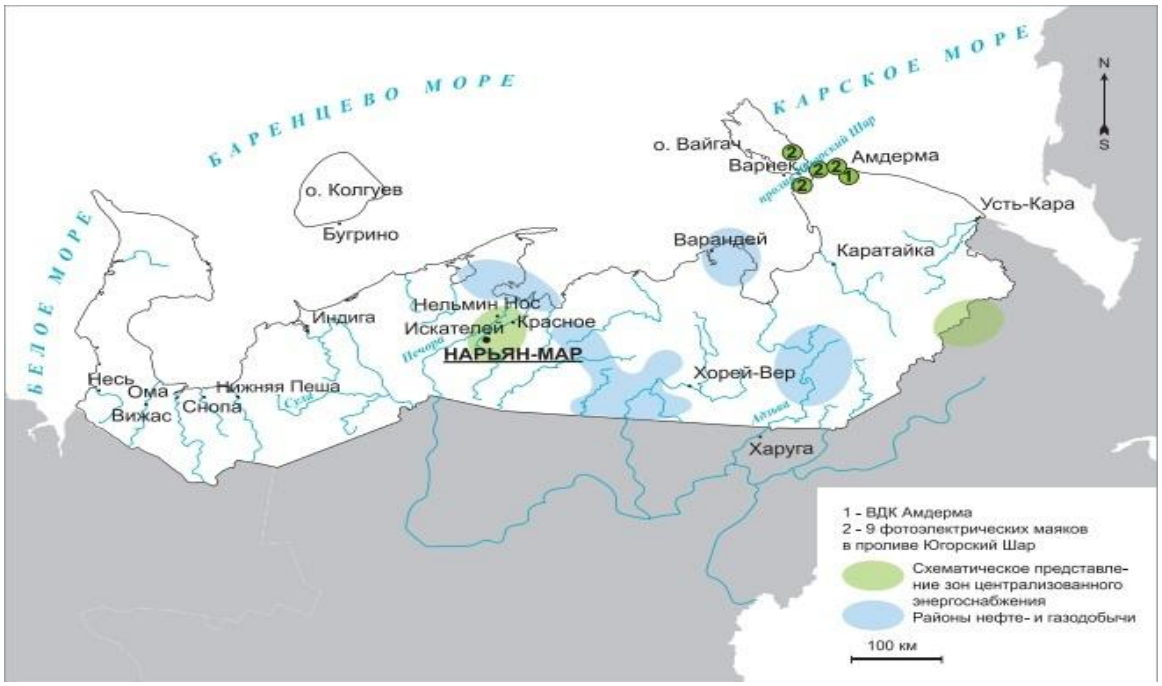


Рис.1. Схема развития ВИЭ в Ненецком автономном округе

Ямало-Ненецкий автономный округ (ЯНАО) расположен в северной части Западно-Сибирской низменности и представляет собой обширную заболоченную территорию площадью 769 тыс. км^2. ЯНАО входит в состав Тюменской области, одновременно являясь самостоятельным субъектом Российской Федерации.

ЯНАО – богатейший район добычи газа, который дает около 80% российского газа, или пятую часть мирового промысла.

В округе есть немало крупных газовых станций: Уренгойская ГРЭС (484 МВт), Ноябрьская ТЭЦ (123 МВт), Ямбургская ГТЭС – 112 Мвт, Ямал СПГ ТЭС – 378 МВт, ГТЭС Новый порт – 96 МВт, ТЭС в г.

Салехарде – 39 МВт, ГТЭС в г. Лабытнанги – 73 МВт. Намечено строительство Тарко-Салинской ГРЭС мощностью 600 МВт [2].
На рис.2 представлена схема развития возобновляемых источников энергии в Ямало-Ненецком автономном округе.

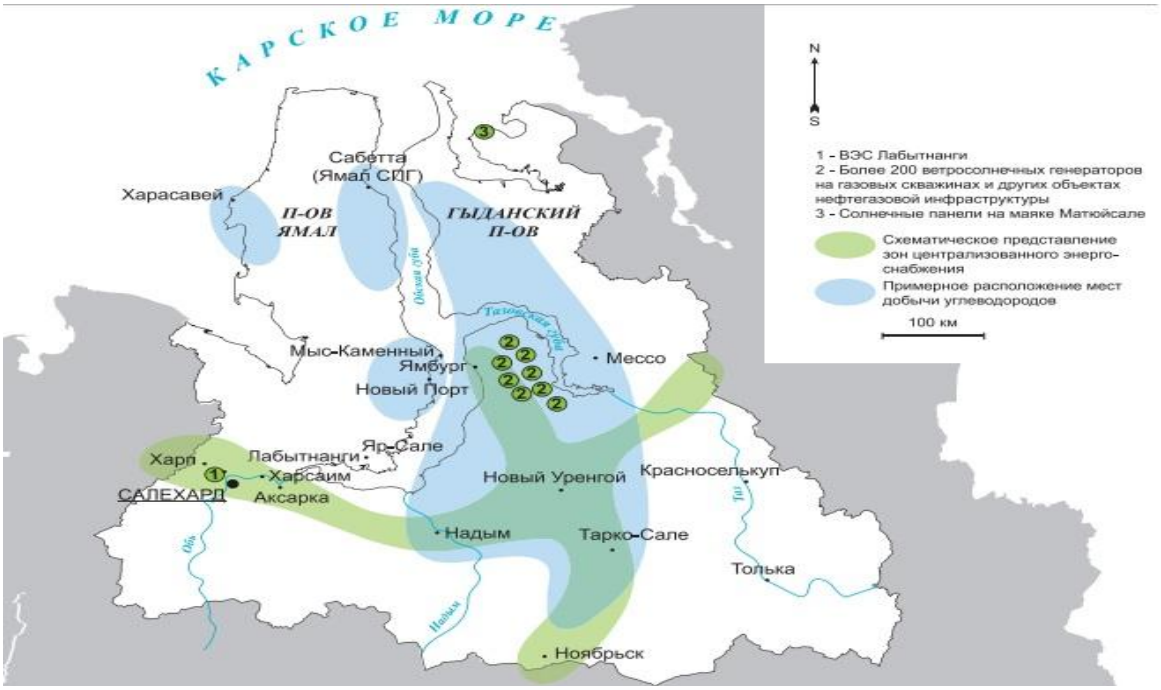


Рис.2. Схема развития ВИЭ в Ямало-Ненецком автономном округе

Солнечная энергетика — использование солнечного излучения для получения энергии в каком-либо виде, а именно получение электроэнергии с помощью фотоэлементов (солнечных батарей). Преобразование энергии в фотоэлементах основано на фотовольтаическом эффекте, который возникает в неоднородных полупроводниковых структурах при воздействии на них солнечного излучения. Эффективность преобразования зависит от электрофизических характеристик неоднородной полупроводниковой структуры, а также оптических свойств фотоэлементов, среди которых наиболее важную роль играет фотопроводимость. Она обусловлена явлениями внутреннего фотоэффекта в полупроводниках при облучении их солнечным светом. В составе любой солнечной электростанции (СЭС), в том числе и микро, присутствуют одни и те же элементы:

− Солнечные батареи. Они требуются для преобразования солнечной энергии в электрический ток. Солнечные батареи состоят из фотоэлектрических элементов. Изменяя число фотоэлементов, можно менять мощность и напряжение батареи;

− Аккумулятор. Один или несколько аккумуляторов необходимы для накопления электрической энергии, поскольку выработка ток у солнечных батарей непостоянна во времени. Аккумуляторы будут

отдавать накопленную энергию ночью и в облачную погоду. Ёмкость аккумуляторов определяет время работы бытовых приборов и освещения при простое солнечных батарей;

− Инвертор. Устройство, которое преобразует постоянный ток от фотоэлементов в переменный, который потребляет нагрузка;

− Различные соединения, контроллеры заряда, разряда батарей, провода, крепёж и прочее. Упрощённая схема СЭС представлена на рис.3 [3].

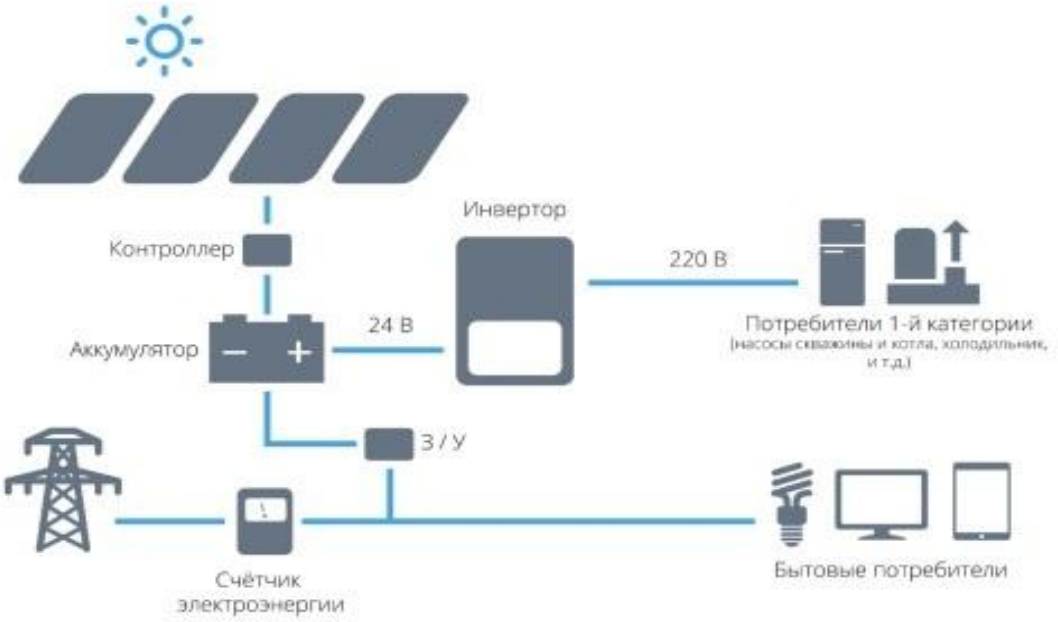


Рис.3. Упрощенная схема солнечной электростанции

Ветроэнергетика — отрасль энергетики, специализирующаяся на использовании энергии ветра — кинетической энергии воздушных масс в атмосфере. Энергию ветра относят к возобновляемым видам энергии, так как она является следствием деятельности солнца. Ветрогенератор (ветроэнергетическая установка или сокращенно ВЭУ) – устройство для преобразования кинетической энергии ветра в электрическую. Ветрогенераторы можно разделить на две категории: промышленные и домашние (для частного использования). Промышленные устанавливаются государством или крупными энергетическими корпорациями. Как правило, их объединяют в сети, в результате получается ветряная электростанция. Её основное отличие от традиционных (тепловых, атомных) – полное отсутствие как сырья, так и отходов. Единственное важное требование для ВЭУ – высокий среднегодовой уровень ветра. Примерная схема ВЭУ представлена на рис.4 [4].

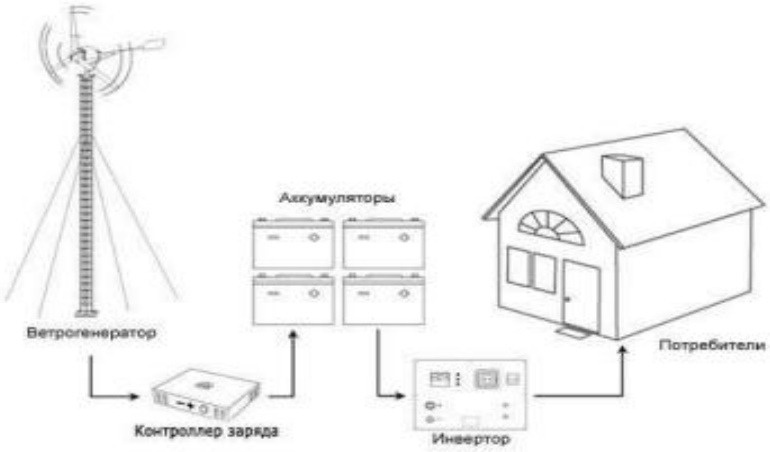


Рис.4. Упрощенная схема ветроэнергетической установки

В НАО с сентября 2016 года в поселке Амдерма начал работу ветродизельный комплекс (ВДК). Он включает четыре ветроэнергетические установки общей мощностью 200 кВт и три дизельных генератора мощностью 100, 160 и 200 кВт. Диаметр ветроколеса – 15 м, высота оси ветроколеса – 25 м. Расчетная скорость ветра – 13 м/с, максимальная рабочая – 25 м/с. Расчетная годовая выработка электроэнергии 160 тыс. МВт*ч .

Суть гибридных установок состоит в следующем: это единый энергетический комплекс, сочетающий использование энергии солнца и ветра и позволяющий в течение календарного года обеспечивать потребителей электроэнергией практически при любых погодных условиях:

− В пасмурную погоду или ночью, когда нет солнца, но есть ветер, основным источником электроэнергии являются ветрогенераторные установки.

− В солнечную погоду, когда ветер стихает, увеличивается доля выработки электроэнергии фотоэлектрическими панелями.

− В случае отсутствия благоприятных условий (например, пасмурная безветренная погода, ночное время суток без ветра) питание потребителей осуществляется от аккумуляторных батарей, входящих в состав электростанции [5].

В последние годы небольшие автономные комплексы, где ветровые и солнечные источники энергии объединены с дизельным генератором, стала использовать в ЯНАО компания «РН-Пурнефтегаз». Два ветрогенератора дают по 3 кВт, 40 солнечных панелей – 10 кВт, а общая мощность комплекса 40 кВт. При этом дизель автоматически включается, только когда нет энергии ветра и солнца. Комплекс не требует постоянного присутствия специалистов, при сбое в работе автоматика посылает смс.

Таблица 1.

Достоинства и недостатки отдельных ВИЭ

Вид энергетики	Достоинства	Недостатки
Солнечная	Общедоступность и неисчерпаемость источника	Солнечная электростанция не работает ночью и недостаточно эффективно работает в утренних и вечерних сумерках
	Полная безопасность для окружающей среды	Дороговизна солнечных фотоэлементов
		Недостаточный КПД солнечных элементов
		Поверхность фотопанелей нужно очищать от пыли и других загрязнений. При их площади в несколько квадратных километров это может вызвать затруднения
		Эффективность фотоэлектрических элементов заметно падает при их нагреве, поэтому возникает необходимость в установке систем охлаждения, обычно водяных
		Через 30 лет эксплуатации эффективность фотоэлектрических элементов начинает снижаться
Ветровая	Экологически-чистый вид энергии	Нестабильность
	Эргономика	Относительно невысокий выход электроэнергии
	Возобновляемая энергия	Высокая стоимость
	Лучшее решение для труднодоступных мест	Природные условия
		Шумовое загрязнение

Вывод

Исследуемые альтернативные источники электроэнергии в районах Крайнего Севера, показывают свою энергоэффективную целесообразность не только для обеспечения энергией удаленных населенных пунктов, но и для оборудования трубопроводного транспорта использующих электричество в качестве источника энергии.

Список литературы

1. Крайний Север [Электронный ресурс] // Материал из Википедии – свободной энциклопедии. – Режим доступа: https://ru.wikipedia.org/wiki/Крайний_Север.

2. Возобновляемые источники энергии в изолированных населенных пунктах Российской Арктики / В. Х. Бердин [и др.]. – Москва : Всемирный фонд дикой природы (WWF), 2017. – 80 с.

3. Елистратов, В. В. Возобновляемая энергетика / В. В. Елистратов. – Изд. 3-е, доп. – Санкт-Петербург : Изд-во Политехн. ун-та, 2016. – 424 с.

4. Коновалов, О. Е. Малая возобновляемая энергетика на северо-западе Арктики / О. Е. Коновалов, Г. В. Никифорова // Труды Кольского научного центра РАН. – 2016. – 12(1). – С. 117-131.

5. Кузнецов, Н. М. Гибридные установки с применением ВИЭ в энергообеспечении удаленных потребителей Мурманской области / Н. М. Кузнецов, В. А. Минин // Возобновляемая энергетика XXI век: энергетическая и экономическая эффективность: труды межд. конгресса REENCON-XXI. - Москва, 2016. – С. 184-189.

УДК 699.822

Мамедов Э.Н., Хлус А.А.

Методы антикоррозионной защиты промысловых трубопроводов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: Наиболее практичным и эффективным средством транспорта углеводородного сырья до мест потребления и переработки является трубопроводный транспорт. К сожалению, сталь, из которой изготавливаются трубопроводы подвержена электрохимическому воздействию – коррозии. В данной работе рассмотрены основные методы борьбы с внутритрубной коррозией в промысловых трубопроводах.

Abstract: The most practical and effective means of transporting hydrocarbons to the places of consumption and processing is pipeline transportation. Unfortunately, the steel from which the pipelines are made is subject to electrochemical exposure - corrosion. In this paper, we consider the main methods of dealing with internal corrosion in field pipelines.

Ключевые слова: нефть, промысловый трубопровод, сталь, коррозия, методы защиты.

Keywords: oil, flowline, steel, corrosion, protection methods.

На сегодняшний день, в России, нефтегазовая отрасль является основным «локомотивом» экономики страны. Уровень добычи углеводородов в стране непрерывно растет. Однако, при истощении эксплуатируемых и вводе новых месторождений нефти и газа, добываемые ресурсы необходимо быстро и безопасно доставить до мест потребления и переработки [1]. В данном случае существует несколько различных вариантов: автомобильный, водный или трубопроводный транспорт, а также применение железнодорожных составов.

Наиболее экономически и технологически эффективным является трубопроводный транспорт в связи с наличием ряда существенных преимуществ [2]:

- невысокая стоимость перекачки;
- большие объемы транспортировки;
- минимальные потери нефтепродуктов;
- допустимость перекачки сразу нескольких сортов нефтепродуктов;

- бесперебойные поставки, не зависящие от климатических условий.

Трубопроводы, как промысловые, так и магистральные, чаще всего изготавливаются из стали и прокладываются под землей. При подземном и подводном способе прокладки материал, из которого изготовлен трубопровод подвергается электрохимическому воздействию растворенных в воде солей, иначе говоря, коррозии [3].

Согласно статистическим данным [4], внутренняя и внешняя коррозия являются причинами отказа промысловых трубопроводов более чем в половине случаев (рис. 1).

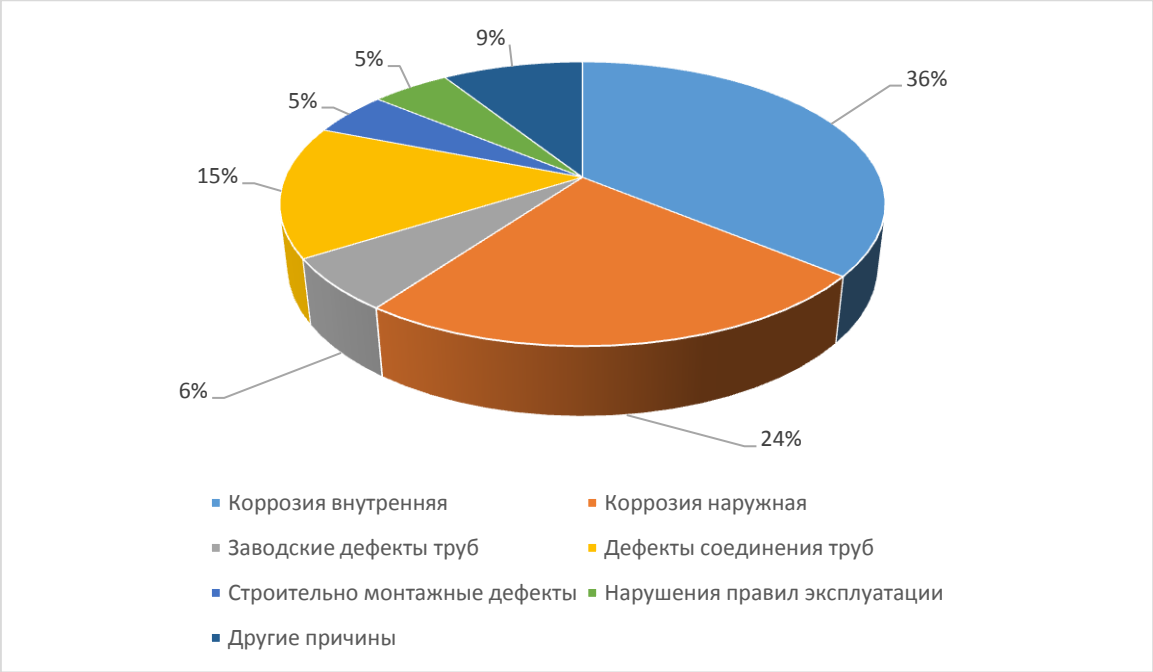


Рис 1. Причины отказа работоспособности промысловых трубопроводов.

Соответственно, крайне актуальной задачей, по увеличению срока службы трубопровода, является поиск решения, которое позволило бы максимально снизить, либо вовсе устранить коррозию трубопровода, а именно эффект коррозионного растрескивания.

На сегодняшний день можно выделить два основных способа антикоррозионной защиты трубопроводов: активный и пассивный. Первый также делится на электродренажную, анодную и катодную защиты.

Среди вышеперечисленных наиболее распространена катодная защита, суть которой заключается в катодной поляризации металлов под действием постоянного тока. Физически процесс можно объяснить тем, что трубопровод сам становится катодом с низким потенциалом, что препятствует возникновению и развитию коррозионного растрескивания.

Пассивный способ защиты в свою очередь подразделяется на:

- Особый способ прокладки. В данном случае трубопровод укладывается на расстоянии от грунта, содержащего соли щелочных и щелочноземельных металлов.
- Применение антикоррозионных покрытий, безусловно, один из наиболее действенных и распространенных пассивных методов борьбы с коррозией. Однако данный способ удобно применять только на внешнюю стенку трубопровода, в то время как внутренняя подвергается воздействию примесей в нефти и нефтепродуктах. К тому же, если рассматривать промысловые трубопроводы, имеющий значительно меньший диаметр, по сравнению с магистральными, возникает особая сложность при нанесении внутренней изоляции.
- Распыление химический соединений, образующих антикоррозионную пленку. Особую сложность в этом вопросе составляет степень адгезии с поверхностью металла при работе в тяжелых физических условиях.

Таким образом, наиболее эффективными в рамках проведённого анализа выступают два способа: катодная защита – метод активной борьбы, для которого требуются постоянные затраты энергии и специализированные установки, а также метод нанесения внутритрубной изоляции, способ, который характеризуется как самый эффективный и в тоже время наиболее проблематичный с технической точки зрения.

В рамках рассмотренной темы предлагается новый метод борьбы с внутритрубной коррозией трубопроводов малого диаметра – внутритрубный модуль протекторной защиты, физический принцип которого полностью соответствует стандартному методу протекторной защиты, с той лишь разницей, что модуль предлагается использовать внутри трубопровода. Кратко, предложенная схема будет выглядеть следующим образом:

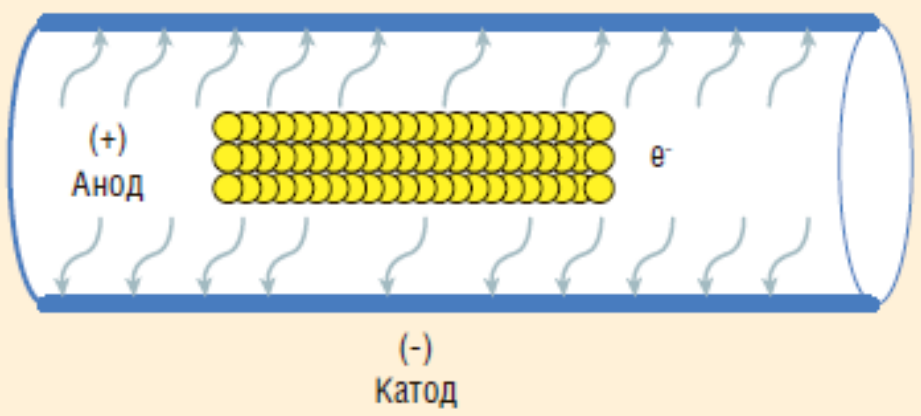


Рис. 2. Схема работы внутритрубного протекторного модуля.

Модуль, несущий в себе металл с электрохимической активностью выше, чем у стали, из которой изготовлен трубопровод, выступит в роли жертвенного анода, принимая большую часть пагубного электрохимиче-

ского воздействия коррозии на себя. Таким образом, можно значительно сократить влияние перекачиваемой среды на металл и снизить увеличивающуюся, с каждым годом эксплуатации, внутритрубную коррозию металла.

Список литературы

1. Имитационное моделирование : учебное пособие / М. Лоу Аверилл, В. Дэвид Кельтон. – Санкт-Петербург : изд-во Питер, Издат.группа BHV, 2004. – 848 с.

2. Эксплуатация магистральных газопроводов : учебное пособие / ТюмГНГУ ; ред. Ю. Д. Земенков. – Тюмень : Вектор Бук, 2009. – 526 с.

3. Техника и технологические процессы при транспорте энергоресурсов : учебное пособие в 2-х томах / ред. Ю. Д. Земенков. – Тюмень : Вектор Бук, 2008. - т.1. - 380 с.

4. Сбор и подготовка нефти и газа : учебник для студентов высших учебных заведений направления «Нефтегазовое дело» / Земенков Ю. Д. - Москва, 2009. – 158 с.

УДК 656.13/73.31.41

Мезенцева Е.А., Медведев А.В., Васильев Д.А.

Описание метода утилизации твердых бытовых отходов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: В работе описывается утилизация твердых бытовых отходов методом пиролиза на примере лабораторной установки. Определено, что количество пиролизного газа не зависит от состава ТБО.

Abstract: The paper describes the utilization of solid household waste by the method of pyrolysis on the example of a laboratory installation. It was determined that the amount of pyrolysis gas does not depend on the composition of MSW.

Ключевые слова: пиролиз, утилизация, твердые бытовые отходы.

Keywords: pyrolysis, utilization, municipal solid waste.

Трассы магистральных трубопроводов прокладываются в различных природно-климатических зонах, на больших расстояниях от населенных пунктов. Большая удаленность от населенных пунктов грозит появлением свалок и полигонов.

Существует огромное количество способов утилизации отходов, но не все из них являются эффективными и безопасными. В экономически развитых странах все меньше ТБО вывозится на свалки и все больше перерабатывается промышленными способами. Самый эффективный и экологически безопасный из них – термический. (рис.1)

Пиролизная утилизация ТБО позволяет повысить эффективность утилизации и получить максимально безотходный процесс пиролиза.

За последние 10 лет в развитых странах прилагаются большие усилия по разработке пиролизных способов для производства из твердых

бытовых отходов газаи нефтеподобных жидких продуктов, Пиролиз позволяет экологически чисто перерабатывать ТБО.

Достижение высоких температур для разложения углеводородных отходов в существующих пиролизных установках обеспечивается за счет сжигания дополнительного топлива, либо за счет непосредственного сжигания части самих органических отходов. Однако, это негативно отражается на качестве получаемых горючих газов, особенно на их теплотворной способности. Частичное сжигание увеличивает также объем отходящих газов, требующих дорогостоящих систем очистки. [2].

Рис.1. Способы утилизации ТБО

Разработана лабораторная установка предназначенная для утилизации органических отходов. (рис.2)

Лабораторный реактор представляет собой установку периодического действия, в которой утилизация отходов производится порционно. Загрузка реактора осуществляется через верхний (загрузочный)люк, через него так же производится и выгрузка переработанного материала. Объем утилизируемого материала определяется исходя из степени заполнения реактора и подаваемой мощности (уровень загрузки определен экспериментально). Дляуглеродсодержащих ТБО уровень загрузки должен бытьвыше расположения электродов.

Рис.2. Фотография пиролизной установки

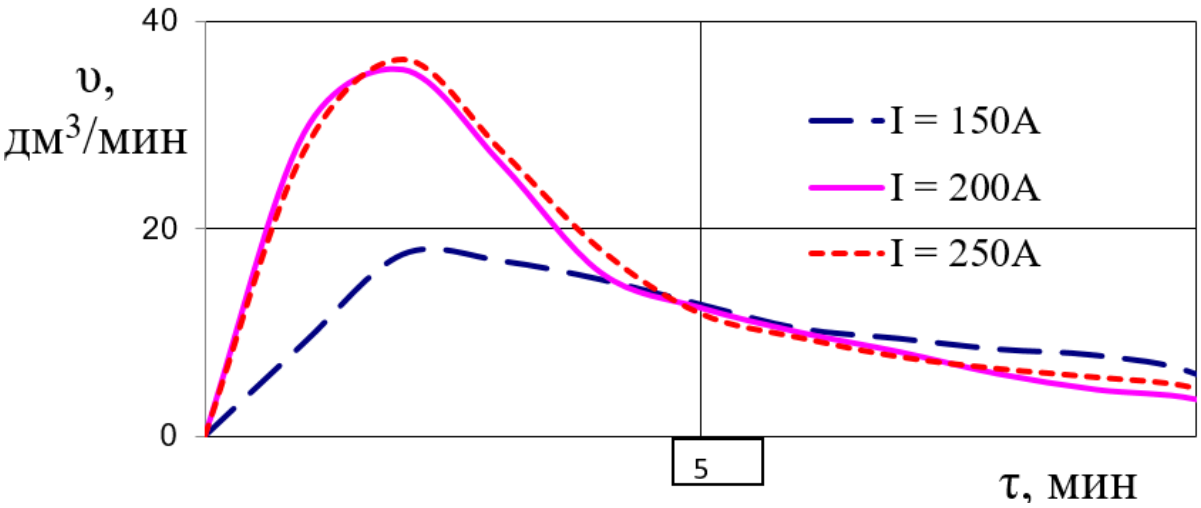


Рис.3. Зависимость скорости выделения газа υ от времени τ при различной силе тока дуги I

На данной установки были проведены опыты, с целью определения актуальности расчетов, полученных в 2004 году. Опыт был проведен по текущему составу ТБО. По результатам проведенных экспериментов построена зависимость скорости выделения газа от времени при различной силе тока, подаваемого на электроды. По виду графика можно судить о сложной форме протекания процесса. Напервой, второй и третьей минуте

происходит интенсивное выделение газа. После этого наблюдается снижение скорости образования газа (рис. 3).

Протекание реакции пиролиза происходит в два этапа. На первом этапе (1–3 мин.) происходит резкий разогрев массы ТБО в районе электродугового разряда, что сопровождается интенсивным образованием пара и пиролизного газа. После третьей минуты опыта наблюдается снижение скорости образования продуктов реакции. В результате первых трех минут работы реактора в высокотемпературной зоне (25–30 мм) от центра дуги образуется шарообразная полость,в которой происходит 100 % переработка ТБО до минеральных компонентов. [2].

В результате проводимых исследований были сделаны выводы:

1. определен оптимальный режим переработки отходов при силе тока дуги 200А.; 2. получение компонентного состава горючего газа.

Список литературы

1. Исследование пиролизной технологии утилизации твердых бытовых отходов: отчет о НИР / ТИУ ; рук. А.В. Медведев; исполн : Мезенцева Е. А. – Тюмень, 2018. – 68 с.

2. Пиролизная утилизация твердых бытовых отходов / В. Д. Шантарин [и др.] ; ТюмГНГУ. – Тюмень, 2003. – 111 с.

УДК 621.98.044

Назифов Г. К., Огудова Е.В.

Технология и оборудование для очистки труб от солевых отложений

Тюменский индустриальный университет, г.Тюмень
Республика Таджикистан, г.Душанбе

Аннотация: Очистка труб от солевых отложений является сложной экологической проблемой. На основании проведенных опытно-промышленных испытаний установлено, что электрогид-роимпульсная технология обеспечивает эффективное удаление солевых отложений с внутренней поверхности труб и существенно снижает радиационное излучение труб.

Abstract: Removal of salt depositions from tubes is a complicated ecological problem. Based on the development conducted, it has been found that the electro-hydro-pulse technology provides effective removal of salt depositions from the inside of tubes and essentially lowers radiation of the tubes.

Ключевые слова: солеотложения; ингибитор; методы предотвращения.

Keywords: scale; inhibitor; methods for preventing.

В процессе строительства, монтажа и эксплуатации систем ЦТ во внутренние полости трубопроводов и оборудования попадают посторонние предметы, строительный мусор, грунтовые породы, накапливаются органические примеси, коррозионно-накипные взвеси и отложения. Все они,

двигаясь по контурам циркуляции, ухудшают процессы теплопередачи и теплоснабжения и могут быть причиной серьезных аварий и повреждений.

Не менее остро стоит проблема борьбы с солеотложениями. Основной солеобразующий фонд (около 80%) месторождения распределился в группах с обводненностью свыше 60 %. Отложения неорганических солей крайне негативно влияют на безопасность эксплуатации трубопроводов, вызывая усиление локальной коррозии металла труб, что приводит к их ускоренному разрушению, и, как следствие, к разливам нефти.

Слой солеотложений на стенках труб диаметром 150 мм толщиной 1,5 мм увеличивает энергопотребление при транспортировке нефти на 15 %, а толщиной 13 мм – уже на 60 %, что наглядно определяет уровень экономических потерь от рассматриваемого осложнения. Выпадение в осадок малорастворимых неорганических солей происходит, когда концентрация их ионов в данном растворе превышает равновесную, то есть когда возрастает фактическая концентрации ионов соли, либо снижается предельная растворимость соли. Первое из этих условий обычно возникает при смешивании вод разного состава, химически несовместимых друг с другом. Вторым условием выпадения осадков служит перенасыщение вод вследствие изменения давления, температуры, выделения газов.

Рассмотрим существующие методы очистки.

Физические методы очистки. Для промывки водяных тепловых сетей и систем отопления успешно применяется метод гидропневматической промывки. Суть его заключается в одновременной подаче в один из концов трубопровода промывочной воды (1 объем воды) и сжатого воздуха от компрессора (2 объема) и циркуляции по перемычке водовоздушной смеси циркуляционным насосом со скоростью не менее 1,5— 3,0 м/с. При ее движении создается турбулентный, барботажный режим, поднимающий рыхлые отложения в трубах и оборудовании, переводя их во взвешенное состояние. Выброс загрязненной воды производится в конце промываемого участка трубопровода (для промывки участков трубопроводов устраиваются перемычка и дренажный трубопровод).

Химические методы очистки. Традиционными и наиболее надежными способами очистки оборудования и трубопроводов от накипных и грязевых отложений являются химические методы с помощью комплексонов (см. выше), а также кислотно-щелочной промывки.

Промывка оборудования и тепловых сетей, а также абонентских установок с помощью комплексонов начала применяться сравнительно недавно и получает все большее признание специалистов. Кислотно-щелочной метод используется в основном для очистки котлов, пластинчатых и кожухотрубных водоподогревателей, а для очистки тепловых сетей — не применяется.

Наиболее интенсивно (в течение 6—8 ч) отложения растворяются в 4—6 %-ных горячих растворах соляной и серной кислот при pH < 1. Мед-

леннее растворяются отложения в растворах органических кислот, комплексонов и углекислоты при значениях pH = 2—4. Однако, чем ниже pH, тем интенсивнее растворяются не только накипь и шламы, но и металл труб и оборудования. Чтобы уменьшить растворение металла, в моющие растворы добавляют замедлители коррозии — ингибиторы (пассиваторы) коррозии, а после кислотных промывок выполняют щелочение — нейтрализацию остатков кислоты щелочными водными растворами.

В качестве щелочных реагентов используются: едкий натр (NaOH), кальцинированная сода (Na2C03), тринатрийфосфат (Na3P04), трисиликат натрия (Na2O7Si3) и др.

Пасеиваторами при кислотных промывках являются: уротропин, столярный клей, тиомочевина, каптакс, катапин, ОП-7, ОП-Ю и др.

Химические промывки относятся к специальным, лицензируемым видам работ и выполняются только специализированными организациями. Самовольные промывки не допускаются.

Комбинированные — физико-химические экологически чистые и эффективные технологии для прочистки и промывки систем центрального отопления, вентиляции и систем водоснабжения и водоотведения, теплообменников, резервуаров, хранилищ и др. совместно разработали научно-исследовательская лаборатория «ЛЭТ» ГА-СИС и ООО «ЭкоМирт». Технологии «Санкив», «Цикл-М» и «Смерч» используют эффект интенсивного комплексного воздействия: химического — применением суперочистителя ЭкоСАН на водной основе для размягчения, дезодорации и дезинфекции поверхностей трубопроводов и оборудования; физического — гидродинамический удар, магнитная обработка воды в потоке, эффект магнитострикции и др., с помощью специально сконструированного оборудования для отделения и вымывания прикипевших коррозионно-накипных и илисто-пластических отложений.

Очистка трубопроводов от отложений аппаратом «ШТОРМ ЭМУ» предназначена для борьбы со свежими отложениями в трубопроводе, но так же производит очистку застарелых отложений, имеющих в своем составе примеси железа. Эффективность воздействия аппарата по очистке трубопроводов от отложений распространяется на несколько сот метров от места воздействия излучателя выходящего из аппарата « ШТОРМ ЭМУ» без потери самой эффективности по удалению отложений, таких как соли жесткости с примесью двухвалентного железа, шлама, силикатных, гипсовых и илистых наслоений.

Так же «ШТОРМ ЭМУ» своим воздействием предотвращает появление различных видов отложений на трубопроводе, а в случаи уже имеющихся ранее отложений производит качественную очистку трубопроводов от отложений, одновременно с этим воздействуя и на оборудование подключенное к данному трубопроводу в пределах мощности своего воздействия по очистке от отложений.

Данный магнитогидродинамический резонансный метод очистки трубопроводов от отложений, присущий исключительно аппарату «ШТОРМ ЭМУ» обеспечивает образование центров кристаллизации отложений по всему объему водного потока, что способствует более интенсивному созданию в потоке жидкости радиочастотных резонансных колебаний, которые препятствуют адгезии кристаллов отложений друг к другу и к металлу трубопровода. Резонансные импульсы, направленные вдоль оси самого трубопровода, вызывают образование кластеров (аморфных сгустков ионов), а затем и упорядочивание кластеров, т.е препятствуют выпадать им в твердые отложения на стенки трубопровода и оборудования.

Так же под воздействием резонансных колебаний происходит разрушение уже имеющихся отложений на внутренних стенках трубопровода. Отложения имеющиеся в трубопроводе после его очистки с помощью аппарата «ШТОРМ ЭМУ» вымываются из него с потоком воды в виде арагонитной взвешенной супсензии, не налипающей на внутренние стенки трубопровода и металлические поверхности различного оборудования привязанного к данному трубопроводу.

Использующиеся в настоящее время методы очистки обеспечивают удаление лишь ограниченного количества разновидностей солевых отложений. Поскольку эти соли часто создают повышенный радиационный фон, то наличие осадка затрудняет не только дальнейшую эксплуатацию труб, но и их утилизацию[1].

Проведенные ранее исследования показали, что одним из путей расширения возможностей очистки труб от солевых отложений является использование электрогидроимпульсной технологии, сущность которой заключается в нагружении обрабатываемого объекта импульсными силами, возникающими в результате высоковольтного электрического разряда в жидкости.

При разряде во внутренней полости трубы, заполненной жидкостью, на солевые отложения и стенку трубы воздействует импульсное давление, вызывающее упругую деформацию стенки трубы, и возникающие гидродинамические потоки облегчают процесс разрушения и удаления соли. При формировании канала разряда на стенку трубы происходит пробой слоя соли, способствующий дополнительному местному разрушению солевого отложения[2].

В связи с этим, специалистами ВНИЦ ВЭИ, ЗАО «ЗЕВС-ТЕХНОЛОГИИ», ЗАО УпоРТ решено было использовать для разрушения внутренних солевых отложений в НКТ метод воздействия на эти отложения периодических импульсов высокого давления, получаемых с помощью электрогидравлического эффекта. После проведения комплекса исследовательских и опытно-конструкторских работ был создан и введен в эксплуатацию «Комплекс по очистке труб НКТ «ЗЕВС-41»[3]. Работа Комплекса

построена по принципу автоматизированных линий современных машиностроительных предприятий. В процессе ремонта над трубой производится определенный набор взаимосвязанных обязательных операций в сочетании с гибко изменяющейся последовательностью дополнительных операций. Участие персонала в процессе минимально и сводится к наблюдению и контролю за процессом очистки.

Таблица 1.

Технические характеристики и состав комплекса

Площадь, занимаемая оборудованием	Условный диаметр, очищаемый НКТ по ГОСТ 52203-2004	Максимальная длина очищаемых труб	Численность обслуживающего персонала	Мощность, потребляемая из сети
(4 х 25 м 2)	от 60,3 до 102	10,5 м.	2 чел	≤ 10кВт

Схематично процесс очистки НКТ от внутренних отложений изображен на рис. 1.

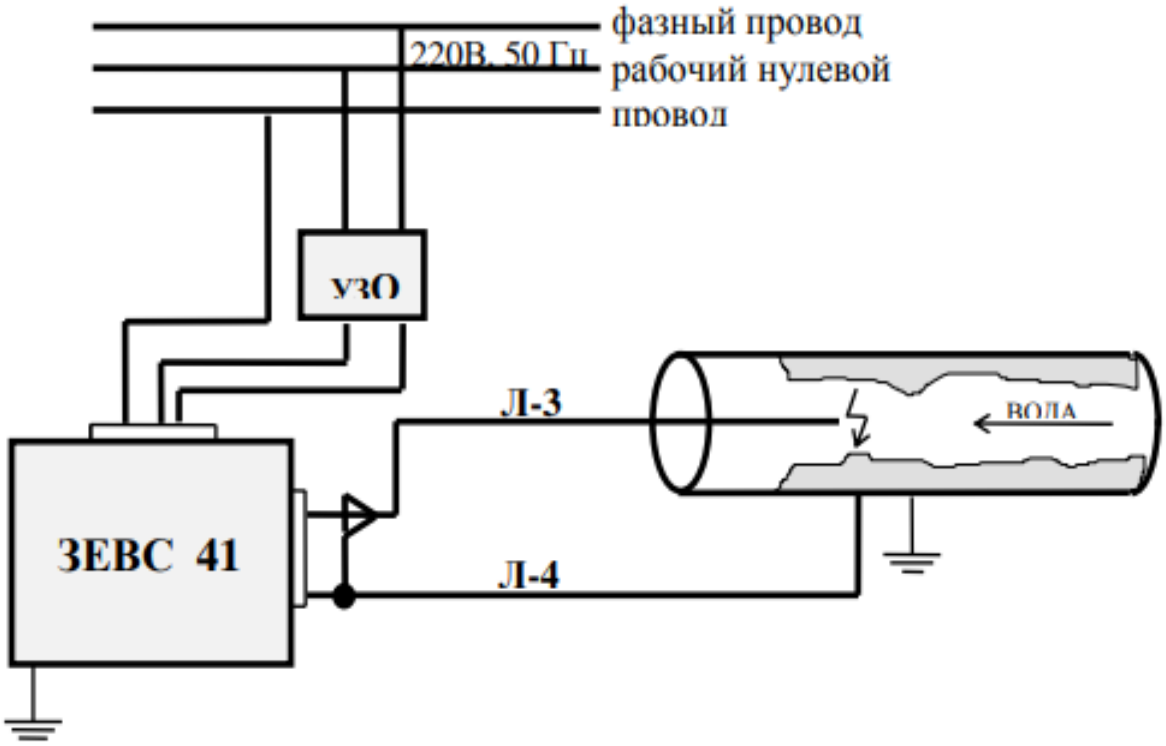


Рис.1. Процесс очистки НКТ от внутренних отложений

Блок-схема комплекса показана на рис. 3. Функционально комплекс состоит из следующих основных частей: электрогидроимпульсной установки «ЗЕВС-41», системы механизации и автоматизации, системы водоснабжения и пульта управления комплексом.

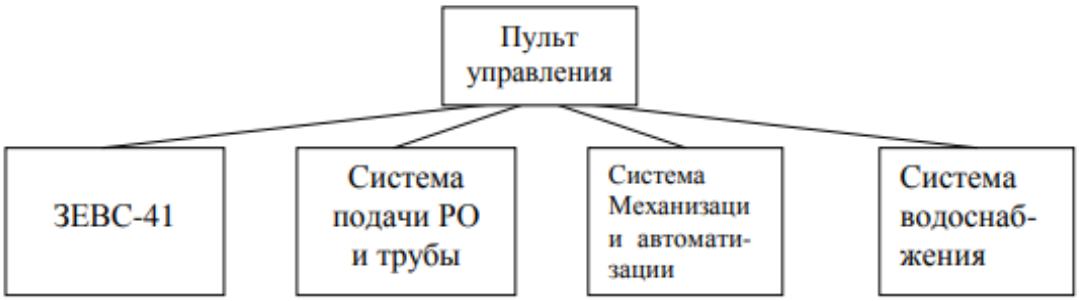


Рис.2. Блок-схема комплекса

Установка «ЗЕВС-41» обеспечивает очистку НКТ электрогидроимпульсным методом. Система механизации и автоматизации обеспечивает подачу загрязненных труб с места складирования в ванну замачивания, перемещение загрязненных труб с места складирования в ванну замачивания, перемещение загрязненных труб к позициям очистки, подачу рабочих органов от «ЗЕВС-41» к очищаемым трубам и перемещение их внутри труб, уплотнение торцов очищаемых труб при подаче воды и центрирование труб в зависимости от диаметра трубы. Система водоснабжения обеспечивает подачу воды в рабочую зону при очистке труб установкой «ЗЕВС-41» и производит окончательное вымывание отложений из полостей труб.

Рис.3. Общий вид установки ЗЕВС

Разработанная конструкция «ЗЕВС-41» позволяет в широком диапазоне изменять ЗЕВС-41 Система подачи РО и трубы Система Механизации автоматизации Система водоснабжения Пульт управления энергию импульсов

и частоту их следования. Это придает всему комплексу большую гибкость и позволяет обслуживающему персоналу выбирать оптимальные параметры при очистке труб разного диаметра и с разным типом отложений.

Важнейшей частью «ЗЕВС-41» является рабочий орган, который работает в экстремальных условиях. Было разработано и испытано несколько различных вариантов РО. Система подачи РО в очищаемую трубу разработана с использованием частотно-регулируемого привода. Это дает возможность перемещать РО с различной скоростью и в диаметрально противоположных направлениях. В процессе эксплуатации данный вариант исполнения показал свою высокую эффективность и удобство в эксплуатации.

Система перемещения очищаемой НКТ по всему рабочему циклу позволяет перемещать трубу с одной позиции цикла на другую без участия человека, что очень важно, т.к. трубы имеют большую массу и длину. И, наконец, система водоснабжения обеспечивает непрерывную подачу воды под давлением в НКТ во время ее очистки, а также вымывание остатков шлама из трубы после извлечения РО.

Технологический цикл очистки строится следующим образом: с пульта управления оператор подает НКТ на позицию ее очистки. После этого труба заполняется водой. После 100% заполнения трубы в неё вводится рабочий орган. Как только РО достигает начала трубы, включается «ЗЕВС-41» и начинается очистка. Скорость перемещения РО и частота следования импульсов определяется оператором в зависимости от характера отложений. После окончания очистки НКТ и её промывки она перемещается на позицию определения качества очистки.

По результатам этого контроля труба перемещается либо назад для доочистки (если остались неочищенные участки), либо уходят в цех для дальнейшей обработки. На введенном в эксплуатацию комплексе в ЗАО «УпоРТ» производится очистка НКТ диаметром от 66 мм до 114 мм, длиной от 6,5 м. до 10,5 м.

Технико-экономические показатели: На сегодняшний день комплекс для очистки НКТ «ЗЕВС-41»:

- единственная в России установка, позволяющая очищать НКТ от твердых солевых отложений:

Таблица 2.

Технико-экономические показатели комплекса «ЗЕВС-41»

Производительность комплекса	Затраты на очистку одной НКТ	Стоимость одной новой НКТ	Итого
10800 труб в год (при односменном режиме работы по 11 часов),	127,5 рубл	НКТ (средняя для диаметра 73 мм (2,5″)) – 3000 рублей при стоимости 1 тонны НКТ – 30000 рублей,	Снижение затрат НГДУ на приобретение новых НКТ в год составит: (3000-127,5)х10800 = 31023 тыс. рубл

Все это позволяет считать электрогидроимпульсную технологию процессом, обеспечивающим эффективную очистку труб от твердых солевых отложений.

Список литературы

1. Наугольный, К. А. Электрические разряды в воде / К. А. Наугольный, Н. А. Рой. – Москва : Наука, 1971. - 172 с.

2. Очистка насосно-компрессорных труб от твердых солевых отложений / С. Б. Гербер [и др.] // Материалы 2-й Междунар. на-уч.-техн. конф. «МЕТАЛЛДЕФОРМ-2004» / Самарский государственный аэрокосмический ун-т. Самара, 2004.

3.Балтаханов, А. М. Технологический комплекс электрогидро-импульсной очистки насоснокомпрессорных труб от твердых отложений ЗЕВС-41 [Электронный ресурс] / А. М. Балтаханов, Ю. А. Биктимиров, Е. Н. Иванов // ООО «ЗЕВС – Трубопровод». – Режим доступа: http://www.zevs-irp.ru/ru/Article-zevs-NKT.

УДК 656.13/73.31.41

Омиличук А. А., Шпрейер С. С.

Способы предотвращения гитратообразований при транспорте газа от ГРС до потребителей

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: в данной статье описаны причины появления гидратных пробок и факторы, определяющие условия их образования. Также представлена информация о наиболее эффективных методах борьбы с гидратами.

Abstract: this article describes reasons for the appearance of hydrate plugs and factors that determine conditions for their formation. It also provides information on the most effective methods of hydrate control.

Ключевые слова: гидратообразование, гидраты, гидратные пробки.

Keywords: hydrate formation, hydrates, hydrate plugs.

Как известно, основу экономики России составляет экспорт топливно-энергетических ресурсов. В настоящее время их доля от мирового экспорта составляет более 2/3 в страны дальнего зарубежья, а в страны ближнего – около 2/5. Газ же составляют крупную долю экспорта, ведь Россия является одной из крупнейших стран как по экспорту газа, формируя примерно 1/5 от мирового экспорта газа, так и по его добыче, объем которой составил 725,17 млрд куб. м по данным на 2018 год. Именно поэтому крайне важно, чтобы при транспортировке газа не возникало никаких проблем, ведь это чревато крупными убытками.

Гидратообразование, в свою очередь, как раз и является такой проблемой, которая может привести к огромным денежным потерям. Так как

природный газ обычно насыщен парами воды, понижение температуры и падение давления при транспорте газа от ГРС до потребителей приводит к образованию гидратных пробок, в результате чего уменьшается проходное сечение трубопровода, и возможно полное прекращение течения газа по трубопроводу. Поэтому очевидно, что в настоящее время, в условиях постоянного развития обьемов добычи газа и вводом новых газовых месторождений актуальность проблемы образования гидратов в системах сбора и транспорта газа неуклонно растет.

Гидратообразование – это процесс, который возникает при падении температуры и давления, что может привести к образованию гидратных пробок (рис.1). Отлагаясь на внутренних стенках труб, гидраты резко уменьшают пропускную способность газопроводов. Они представляют собой белые кристаллы, похожие на снег или лед.

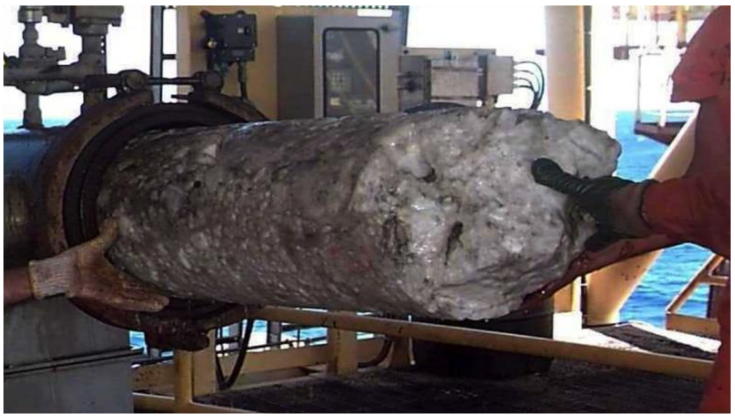


Рис. 1. Газогидратная пробка, извлеченная из трубопровода

Для образования гидратных пробок нужны три условия:

- благоприятные термобарические условия, то есть сочетание низкого давления и высокой температуры;
- наличие гидратообразующих веществ, таких как метан, этан и т.д.;
- достаточного количества воды.

В данной статье было принято решение детально рассмотреть способы предотвращения гидратообразования. Основным направлением является создание условий термодинамической нестабильности гидратных соединений. Для этого используются тепловые, технологические и химические методы. Также возможно использовать комбинации перечисленных методов. Принятие решение об использовании тех или иных методов основывается на данных о размере и местоположении пробки, температуры окружающей среды и т.д.

Основными факторами, определяющими условия образования гидратов, являются состав газа, его давление, температура, степень насыщения газа водяными парами. Обязательными условиями существования гидратов является снижение температуры газа ниже температуры точки росы

(ТТР), при которой происходит конденсация паров (наличие капельной влаги в газе), а также ниже температуры равновесного состояния гидратов.

Именно поэтому основной принцип борьбы с образованием гидратных пробок в трубопроводах – это создание каким-либо способом условий нестабильности гидратной фазы. А создать ее можно либо поддержанием температуры потока газа выше температуры образования гидратов, либо понижением температуры точки росы газа.

Для реализации первого способа используются тепловые методы:

- теплоизоляция трубопроводов, для снижения влияния перепадов температур;
- подбор такого режима эксплуатации, который обеспечит наиболее высокую возможную температуру газового потока;
- подогрев опасного участка трубопровода либо же подогрев самого газа. Такой способ является наиболее удобным, так как он позволяет постоянно поддерживать нужную температуру.

Второй способ может быть реализован как технологическими методами:

- уменьшение давления транспортируемого газа-используется уже для ликвидации гидратных пробок. Но такой способ используется не как средство предупреждения образования гидратных пробок, так как с уменьшением давления уменьшается пропускная способность трубы. Данный метод применяется только для ликвидации уже образовавшейся проблемы;
- осушка газа (уменьшение количества водяных паров);
- уменьшение плотности газа путем извлечения из него тяжелых углеводородов (что, в свою очередь, увеличивает давление и снижает температуру, при которой начинают образовываться гидраты);

так и химическими методами:

- нейтрализация воды, выпадающей в жидком виде, посредством введения в газовый поток ингибиторов различного типа;
- ввод ингибиторов в газопровод. Самым распространенным из них является метанол (CH_3OH). Ввод метанола осуществляется с помощью специальной установки системы впрыска. Такой метод является весьма дорогостоящим и составляет примерно 200-250 тыс. руб., не учитывая еще и затраты на сам мастериал-метанол.

Одной из последних разработок в борьбе с образованием гидратных пробок стал регулятор давления газа РДУ-Т с теплогенератором. Одним из достоинств данной установки является то, что теплогенератор работает не от посторонних источников энергии, а за счет собственной кинетической энергии газового потока. Также он не требует дополнительных трудозатрат на обслуживание. В целом, такой регулятор поможет решить целый ряд проблем, связанных с гидратными пробками.

Но тем не менее, несмотря на эффективность названных выше мер, проблема образования гидратных пробок все еще остается актуальной, особенно, в зимний период в условиях Крайнего севера, где привычны резкие перепады температур. Именно поэтому очевидна необходимость дальнейших исследований в этой области и создания новых специализированных систем и мероприятий для борьбы с данной проблемой.

Список литературы

1. Данилов, А. А. Газораспределительные станции / А. А. Данилов, А. И. Петров. – Санкт-Петербург : Недра, 1997. – 240 с.

2. Брюханов, О. Н. Газоснабжение : учебное пособие / О. Н. Брюханов, В. А. Жила, А. И. Плужников. – Москва : Академия, 2008. – 448 с.

3. Гидратообразование в трубопроводах природного газа [Электронный ресурс] / А. К. Катаев // ТюменьНИПИнефть. – Режим доступа: https://designtest.lms.tpu.ru/pluginfile.php/28618.html.

4. Земенков, Ю. Д. Газовые сети и газохранилища : учебное пособие / Ю. Д. Земенков. – Тюмень : Издательство «Вектор Бук», 2004. – 208 с.

5. Способы борьбы с гидратообразованием [Электронный ресурс] // Строительное обозрение. - Режим доступа: http://stroy-obozrenie.ru/article/4/278.html.

6. Ширяев, Е. В. Методы борьбы с гидратообразованием и выбор ингибитора гидратообразования при обустройстве газового месторождения «Каменномысское море» / Е. В. Ширяев // Молодой ученый. — 2015. — №17. — С. 323-326.

7. Гидратная пробка [Электронный ресурс] // Большая энциклопедия нефти и газа. – Режим доступа: https://www.ngpedia.ru/id324094p1.html.

8. Стаднюк, Е. И. Обнаружение и устранение гидратных пробок в газопроводах [Электронный ресурс] / Е. И. Стаднюк // Международная научно-практическая конференция «Современные техника и технологии». – Режим доступа: http://earchive.tpu.ru/bitstream/conference_tpu.pdf.

9. Ионин, А. А. Газоснабжение / А. А. Ионин. – Москва : Стройиздат, 1989. – 439 с.

10. Гидратообразование [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://info-neft.ru/index.php?action=full_article&id=452.

УДК 656.13/73.31.41

Павленко А.А. Кожевников П.В., Петряков В.А.

Виды пиролизной утилизации

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: В статье рассмотрены понятия, связанные с пиролизом. Приведены виды пиролизной утилизации. Показаны основные преимущества от использования технологии утилизации с помощью пиролиза.

Abstract: The article deals with the concepts associated with pyrolysis. The types of pyrolysis utilization are given. The main advantages of using the technology of utilization by pyrolysis are shown.

Ключевые слова: нефтешлам, пиролиз, установка, утилизация, продукты.
Keywords: oil sludge, pyrolysis, installation, disposal, products.

Пиролиз – это химическая реакция, во время которой органические соединения распадаются. Пиролизом считается процесс термического разложения твердых и бытовых отходов, который происходит без доступа кислорода. Такой процесс позволяет получить пиролизный газ и твердый углеродистый остаток в конечном результате.

В процессе пиролиза, количество образовавшихся веществ полностью зависит от начального состава твердых бытовых отходов и от текущих условий, при которых происходит сам процесс пиролиза. Пиролиз может протекать с различными температурными уровнями [3]:

А) Низкотемпературный пиролиз, проходит при температуре 450-900 °С., при таком пиролизе выход газа считается минимальным, а количество твердого остатка, масел и смол наоборот, максимально. При увеличении температуры пиролиза, количество получаемого газа увеличивается, а количество масел и смол, соответственно, уменьшается[2];

Б) Высокотемпературный пиролиз, происходит при температуре свыше 900 °С., выход газа при таком методы максимален, а выход смол минимален.

Таким образом, при таком методе пиролиза образуется минимальное количество отходов.

Установки процесса пиролиза разделяют в зависимости от температурного режима:

1) Низкотемпературные установки (450-500°С), характеризуетсямаксимальным количеством смол, минимальным выходом газа, твердых остатков и масел;

2) Среднетемпературные установки (до 800°С), характеризуется увеличенным выходом газа с уменьшенным количеством смол и масел;

3) Высокотемпературные установки (свыше 800 °С), характеризующиеся максимальным выходом газов и минимальным количеством смолообразных продуктов [1].

Главным элементом в любой пиролизной установке считается реактор, который состоит из шахтной печи и швельшахты. В верхнюю часть такого реактора поступают различные отходы нефтяной промышленности, которые в процессе пиролиза спускаются ниже через швельшахту.

Процесс пиролиза представляет собой термическую деструкцию исходного вещества,то есть реакция пиролиза подразумевает собой разрушение нормальной структуры вещества за счет высокой температуры, с ограничением доступа кислорода[5].

Во время такого процесса происходит высокоэффективное обезвреживаниенефтешламов. В результате данного процесса полученный шлам, который представляет собой смесь соли и золы, собирают в контейнеры и

отправляют потребителю, или направляют в специальный отвал для хранения. С экологической точки зрения продукты пиролиза являются абсолютно безопасными и впоследствии могут быть использованы в качестве топлива или ценного сырья для народного хозяйства и промышленности.

Наиболее часто встречающийся пиролиз – быстрый. Это такой вид пиролиза, в котором процесс происходит без доступа кислорода и подвод к исходному веществу тепловой энергии производится с высокой скоростью. Если медленный пиролиз можно условно сравнить с процессом доведения воды до точки кипения, то метод быстрого пиролиза условно подобен процессу попадания в раскаленное масло капли воды.

Отличительной особенностью быстрого пиролиза является:

А) Способность в построении замкнутого непрерывного технологического производственного процесса.

Б) В сравнении с иными видами пиролиза имеет минимальную энергоемкость.

В) Относительная «чистота» конечных продуктов пиролиза, достигаемая благодаря отсутствию процесса осмоления.

Г) Такой процесс пиролиза сопровождается выделением большого количества тепловой энергии, то есть экзотермические реакции при быстром пиролизе превосходят эндотермические.

Методом пиролиза в результате переработки органических веществ можно получать непредельные углеводороды. К ним относится бутилен, этилен, пропилен, бензол, дивинил, бутадиен и другие из ряда олефинов. Они необходимы для получения пластмасс, синтетических материалов и каучуков[6].

Продуктами пиролиза являются:

1) Пиролизный газ, который используется, как топливо для работы установок;

2) Коксовый остаток 4-5 класса опасности, он может использоваться на строительные и рекультивационные нужды, в том числе входить в состав угольных брикетов, бетонные и строительные смеси;

3) Синтетическая нефть - применима для получения компонента дизельного топлива и бензина;

4) Выделяемое тепло может направляться для обогрева помещений;

5) Дистиллированная вода - применима для получения буровых растворов, а также может использоваться в качестве технической или питьевой воды после дополнительной ее очистки.

Пиролиз также имеет ряд преимуществ, к которым можно отнести:

1) Возможность полного регулирования и контроля процесса;

2) Высокая эффективность за счет использования для поддержания работы собственных продуктов горения;

3) Пиролиз - экологически чистая технология, так как отходы не требуют специальной очистки и имеют минимальный объем.

4) Широкий спектр использования: как технология получения химического сырья, утилизации отходов и функционирования печей отопления.

5) Экономически выгодная технология переработки отходов бурения, нефтешламов, пластмасс, резины и других органических материалов [32].

Список литературы

1. Арский, М. Ю. Теории и методы изучения проблемы окружающей среды / М. Ю. Арский // Проблемы окружающей среды и природных ресурсов: сб.научн. гр. ВИНИТИ. – Москва, 2012. – С. 34-39.
2. Бублиевский, А Ф. Расчет характеристик электрической дуги в канале // Исследование плазменных процессов и аппаратов. – Минск : ИТМО им. А.В. Лыкова АН БССР, 2012. – С. 9 - 26.
3. Грановский, В. Л. Электрический ток в газе. Установившийся ток / В. Л. Грановский. – Москва : Наука, 2011. – 29 с.
4. Долина, Л. Ф. Осадки сточных и питьевых вод: проблемы и решения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.twirpx.com/file/2057103/
5. Земенков, Ю. Д. Эксплуатация линейной части нефтегазопроводов: учеб. Пособие / Ю. Д. Земенков, Васильев Г. Г. – Тюмень : Издательство «Вектор Бук», 2003. - 7-9 с.
6. Катульский, Ю. Н. Сравнительная характеристика основных методов утилизации и переработки нефтесодержащих отходов / Ю. Н. Катульский // Ангарский государственный технический университет. – 2016. - №1. – С.386-393
7. Крапивина, С. А. Плазмохимические технологические процессы / С. А. Крапивина. – Липецк : Химия, 1981. – 247 с.
8. Штриплинг, Л. О. Основы очистки сточных вод и переработки твердых отходов: учебное пособие / Л. О. Штриплинг, Ф. П. Туренко. – Омск : Изд-во ОмГТУ, 2015. – 192 с.
9. Лукутцова, Н. П. Тяжелые металлы в шламах промышленных предприятий и возможные пути их использования в производстве стоительных материалов / Н. П. Лукутцова // Строительные материалы, оборудования. Технологии XXI века. – 2011. − № 11. − С. 10 – 11.
10. Лямин, В. А. Газификация древесины / В. А. Лямин. – Москва : «Лесная промышленность». 1967. – 202 с.
11. Мамыкин, П. С. Печи и сушила огнеупорных заводов.[Текст] / П. С. Мамыкин, П. В. Левченко, К. К. Огрело. – Свердловск : Металургиздат. Свердловское отделение. 1963. – 32 с.

УДК 621. 644

Перевалов А.Е., Перевалов И.Е., Земенкова М.Ю.

Методическое обеспечение экспертной системы оценки надежности промысловых трубопроводов при проведении экспертизы промышленной безопасности

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: В статье рассмотрены методические основы для создания экспертной системы оценки надежности и безопасности промысловых трубопроводов, рассмотрены основные аспекты проведения технического диагностирования и экспертизы промышленной безопасности промысловых трубопроводов.

Abstract: The article discusses the methodological foundations for creating an expert system for assessing the reliability and safety of field pipelines, discusses the main aspects of conducting technical diagnostics and examining the industrial safety of field pipelines.

Ключевые слова: техническое диагностирование, промысловый трубопровод, экспертиза промышленной безопасности, техническое состояние трубопровода, экспертная система

Keywords: technical diagnostics, field pipeline, industrial safety expertise, technical condition of the pipeline, expert system

Промысловые трубопроводы являются транспортерами взрывоопасных сред, эксплуатация таких систем создает угрозу безопасному функционированию предприятий. Важнейшей задачей стоящей перед отраслями промышленности, обеспечивающими транспортировку углеводородного сырья, является сокращение риска возникновения аварийных ситуаций и повышения надежности трубопроводов. В зависимости от причины возникновения отказа их классифицируют на:

1) конструкционные - появившиеся в результате нарушения установленных правил конструирования объекта;

2) производственные - возникшие в результате нарушения установленного процесса изготовления, монтажа, наладки или ремонта объекта, если он выполнялся на ремонтном предприятии;

3) эксплуатационные - возникшие в результате нарушения установленных правил и условий эксплуатации объекта.

При расчете надежности объектов применяются различные методики. Наиболее обоснованным из них является применение в теории надежности методов теории вероятностей, математической статистики, теории случайных процессов [2]. Но чтоб дать полную оценку надежности трубопроводов необходимо проведение комплексной технической диагностики и экспертизы промышленной безопасности промысловых трубопроводов. Методика проведения экспертизы промышленной безопасности изображен на блок схеме рис.1.

Диагностика трубопроводных систем приобретает важное значение в связи с тем, что становиться главным источником информации о состоянии трубопровода. Такая информация позволяет оперативно принимать решения. Предыстория, на основе которой оценка состояния трубопровода в разные моменты времени позволяет установить какие параметры характеризует работоспособность системы, приближаются ли они к границе допуска, оценить их тренд, вызванный в большинстве случаев износом или старением, также следует обратить внимание на элементы наиболее подверженные таким изменениям.

Создание экспертной системы оценки надежности позволит сократить время, затраченное на проведение расчетно-аналитических исследований, снизит вероятность ошибки экспертом при выявлении дефектов, тем самым увеличит точность проведения технической диагностики и повысит надежность ПТ.

Методика проведения экспертизы промышленной безопасности состоит из комплекса мероприятия диагностических операций:

1. анализ проектной, исполнительной и эксплуатационной документации;
2. обследование состояния трассы трубопровода;
3. неразрушающий контроль.

По результатам данных операций главной задачей необходимо произвести расчет остаточного ресурса трубопровода, тем самым результат расчета позволит нам сказать сколько лет трубопровод может находиться в эксплуатации или же существуют необходимость его вывода из производственного процесса.

Методика проведения расчета остаточного ресурса трубопровода по минимальной вероятной толщине стенки трубопровода основана на ряде зависимостей. Например, минимальную возможную толщину стенки t_{min} с учетом не контролированных участков поверхности определяют для доверительной вероятности 95% применительно ко всем промысловым трубопроводам по формуле 1

$$t_{min} = t_{ср} - 2\sigma \quad (1)$$

где σ-среднее квадратичной отклонение, t – средняя измеренная толщина.

Дальнейшая эксплуатация трубопроводов допускается при $t_{min} > t_{отб}$

Средняя скорость коррозии стенки трубопровода определяется по формуле

$$V_{ср} = t_n - t_{min}/\tau \quad (2)$$

где τ- время эксплуатации трубопровода, лет.

Рис.1. Блок схема методики проведения экспертизы ПТ

Остаточный ресурс трубопровода определяется по формуле:

$$T_{ост} = t_{min}\text{-}t_{отб}/Vcp \quad (3)$$

Расчеты регламентируются комплексом нормативных документов в соответствии с применяемой технологией диагностирования.

После проведения расчетов и оценки состояния трубопроводов при наличии дефектов прописываются мероприятия по устранению дефектов ссылающиеся на нормативно-техническую документации.

Экспертная система позволит в полевых условиях дать оценку надежности промысловых трубопроводов, и формировать заключение по результатам измерений.

Список литературы

1. Диагностика и мониторинг состояния сложных технических систем: учебное пособие / Н. А. Махутов [и др.]. – Тюмень : ТИУ, 2017 — 632 с.

2. Якубовская, С. В. Основы расчета надежности промысловых трубопроводов: учебное пособие / С. В. Якубовская, Н. Ю. Сильницкая, Е. Ю. Иванова. – Тюмень, ТюмГНГУ, 2015.

3. Богданов, Е. А. Основы технической диагностики нефтегазового оборудования. - Москва : Высшая школа, 2006. - 279 с.

4. Земенкова, М.Ю. Системный анализ и технологический мониторинг надежности и безопасности при транспорте и хранении углеводородов: монография[Текст]/М.Ю.Земенкова - Тюмень: ТИУ, 2017-270 с.

5.Земенкова, М.Ю. Методологическое обеспечение экспертных систем мониторинга показателей надежности объектов трубопроводного транспорта углеводородов: монография[Текст]/М.Ю.Земенкова-Тюмень:ТИУ, 2018–411с.

6.Земенкова, М.Ю. Методы снижения технологических и экологических рисков при транспорте и хранении углеводородов: монография[Текст]/М.Ю.Земенкова – Тюмень: ТИУ, 2019.– 410 с.

7.Гаррис Н.А., Максимова С.А. Регламент эксплуатации магистрального трубопровода при условии сохранности окружающей среды//Нефтяное хозяйство. -1990. -№ 1. -С. 63-64.

8.Гаррис Н. А., Колоколова Н.А. Основные направления ресурсоэнергосбережения при транспорте газа//Нефтегазовое дело: науч.-тех. журн./УГНТУ. 2009. Т. 7, № 1. С. 81-85.

9. Чижевская Е.Л. Мониторинг мотивационного механизма предприятия нефтегазового профиля//Экономика и предпринимательство. -2015. -№8 (ч.1). -с. 790-792.

10. Чижевская Е.Л. Мотивация и оценка труда как важнейшие инструменты управления персоналом современной организации//Экономика и предпринимательство. -2015. -№9 (ч.1). -с.726-730.

11.Tonysheva L.L., Fedorova O.B., Chizhevskaya E.L. Potentialities of ensuring the resource efficiency of the regional economy//Life Science Journal. 2014 11(12) -p.558-561.

УДК 621. 644

Перевалов А.Е., Перевалов И.Е.,
Земенкова М.Ю., Павлов В.П.

Анализ проблем проведения технической диагностики промысловых трубопроводов

Тюменский индустриальный университет, г.Тюмень

Аннотация: В статье рассмотрены основные проблемы с которыми встречается эксперт при проведении технического диагностирования и экспертизы промышленной безопасности промысловых трубопроводов.

Abstract: The article deals with the main problems encountered by the expert during the technical diagnosis and examination of industrial safety of field pipelines.

Ключевые слова: техническое диагностирование, промысловый трубопровод, экспертиза промышленной безопасности, техническое состояние трубопровода.

Keywords: technical diagnostics, field pipeline, examination of industrial safety, technical condition of the pipeline.

Промысловые трубопроводы подлежат периодическому техническому диагностированию, а также экспертизе промышленной безопасности при окончании срока службы установленного нормативно технической документацией. Методами технической диагностики удается выявить возникновение дефекта на начальной стадии и прогнозировать его развитие, это позволяет не только сократить количество отказов, но и устранять имеющиеся дефекты во время плановых обслуживаний и ремонтов. Сокращая объемы, сроки ремонтных работ, загруженность ремонтного персонала и номенклатуру заранее приобретаемого и хранимого количество частей за счет их правильного планирования проявляется наибольший экономический эффект от внедрения периодической диагностики

Комплекс мероприятий по техническому диагностированию промысловых трубопроводов включает в себя следующие этапы:

1. Изучение и анализ технической документации, условий эксплуатации трубопровода.

2. Обследование трубопровода:

- Определение фактического положение и привязки к местности (рекогносцировка).
- Контроль состояния изоляционного покрытия по всей длине трубопровода на открытых участках и в шурфах.
- Наружный осмотр трубопровода с целью выявления зон наибольшего коррозионно-эрозионного износа, деформаций и других повреждений.
- Неразрушающий контроль сварных соединений, тела трубы методами визуально-измерительного контроля, ультразвуковой дефектоскопии,

магнитными методами контроля, акустической эмиссией, ультразвуковая толщинометрия.

- В случае необходимости оценка механических свойств металла, его химического состава, микроструктуры.
- Определение твердости металла

3. Внутритрубная диагностика (при возможности применения).

4. Расчетно-аналитические исследования.

5. Оформление отчета по результатам технического диагностирования, на основании которого разрабатывается заключение о техническом состоянии трубопровода.

Но на каждом этапе могут встречаться определённые сложности, влияющие на конечный результат технического диагностирования не лучшим образом.

Исходя из многолетнего опыта экспертами были выделены несколько проблем возникающих при проведении технического диагностирования и экспертизы промышленной безопасности промысловых трубопроводов:

1. Недоступность.

При проведении диагностики доступен лишь небольшой процент элементов трубопровода ввиду его подземной прокладки, проведение шурфования в болотистой местности процесс весьма трудозатратный, в местах залесенности не всегда есть возможность подобраться к трубопроводу

2. Затруднения построения трассы трубопровода

- При работе с трассопоисковым оборудованием очень проблематично искать трубопровод, начинающийся вблизи таких объектов как ДНС, КНС, ЦППН или около узлов где находится скопления трубопроводов, которые уходят в разные стороны. Так как ток идет по всем трубопроводам и сложно определить где находиться обследуемый трубопровод и в каком направлении он следует.
- Отсутствуют информационные опознавательные знаки (аншлаги), что является нарушением
- Расположение трубопроводов, врезок, а также номера задвижек на технологической схеме зачастую не соответствуют действительности в полевых условиях

3. Не полная информация в технической документации.

При проведении ремонта эксплуатирующая организация не всегда делает соответствующую запись в паспорт трубопровода, не указывают местоположение где проводилась замена ремонтного участка, дату проведения ремонта, зачастую отсутствуют паспорта, журнал учета отказов, проектная и исполнительная документация и вообще какие-либо сведения о трубопроводе.

4. Проблемы определения местонахождения дефектов.

- В случае если на трубопровод нанесено заводское изоляционное покрытие (экструдированный полиэтилен) эксплуатирующая организация

требуют не нарушать его целостность. Приборы используемые при проведении дефектоскопии промысловых трубопроводов, позволяющие производить замеры через изоляцию не способны выявлять мелких язв, ввиду отсутствия акустического контакта. Так как происходят отслоения и возникают воздушные прослойки между изоляционным покрытием и трубой в таких случаях сигнал сильно затухает. В результате замеры через изоляцию приводят только к получению номинала толщины стенки трубопровода, а не выявлению утонений вызванных коррозионным износом.

- Как правило промысловые трубопроводы подвержены не скоплению, а одиночной язвенной коррозии, ввиду протяженности объекта контроля выявить коррозионный участок на экструдированном полиэтилене и место для шурфования весьма затруднительно без проведения внутритрубной диагностики.
- В целях экономии средств на проведении диагностики эксплуатирующие организации чаще прибегают к наружной диагностике трубопроводов методами неразрушающего контроля. Но поскольку не всегда есть доступ к элементам трубопровода, контроль проводится только в тех местах где есть возможность его проведения. Тем самым невозможно гарантировать 100% точность результата.

5. Проблемы связанные с риском для здоровья экспертов

- Эксперты встречаются с природными опасностями в теплое время года как дикие животные и клещи.
- Опасность провалиться под лед в заболоченных участках в районе расположения трубопровода.
- Рискуют жизнью эксперты производя замеры на высоконапорных водоводах у которых высокий уровень наружной и внутренней коррозии, т.к. тщательно очищают поверхность трубы от коррозии, чтобы произвести замер, в этом случае есть высокая вероятность разгерметизации трубопровода. На рис.1 представлен участок трубопровода подверженный высоким уровнем наружной коррозии.

Обобщив опыт экспертов можно прийти к выводу:

- Отсутствие полной информации при анализе документации приводит сложностям в поиске трубопровода, его ремонтных участков, к неверному планированию работ по техническому диагностированию и как следствие к не корректной оценке технического состояния трубопровода.
- Развитие дефектов приводящих к отказам происходят на участках трубопровода, где была нарушена технология монтажа и произошли отклонения от проекта
- Обследования трубопровода необходимо проводить комплексно, на начальном этапе следуют проводить внутритрубную диагностику (при возможности ее проведения), а уже по ее результатам на участках обнаружения дефектов в целях подтверждения дефектного участка рекомендуется

проводить дополнительно контроль другие методы неразрушающего контроля такими как УЗТ, УЗК, ПВК, МК и тд.

- Есть необходимость создания системы быстрой обработки данных в полевых условиях (экспертной системы), способная выполнять функции эксперта при решении сложных задач.

Рис.1. Участок промыслового трубопровода подверженный высоким уровнем наружной коррозии

Согласно вышеизложенному, хотелось бы отметить, если проектирование, строительство и эксплуатация соответствует всем установленным нормам и правилам, то и техническое состояние такого трубопровода находится в удовлетворительном состоянии, зачастую превышающий расчётный срок службы, определенный нормативно-технической документацией. В этом случае нет необходимости проводить увеличенный объём диагностирования ввиду его стабильного технического состояния.

Список литературы

1. Диагностика и мониторинг состояния сложных технических систем: учебное пособие / Н. А. Махутов [и др.]. — Тюмень : ТИУ, 2017 — 632 с.

2. Богданов, Е. А. Основы технической диагностики нефтегазового оборудования / Е. А. Богданов. – Москва : Высшая школа, 2006. - 279 с.

3. Земенков, Ю. Д. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов / Ю. Д. Земенков, Г. Г. Васильев, С. М. Дудин. – Москва : Инфра Инженерия, 2006. - 821 с.

4.Чижевская Е.Л. Мониторинг мотивационного механизма предприятия нефтегазового профиля//Экономика и предпринимательство. -2015. -№8 (ч.1). -с. 790-792.

5.Чижевская Е.Л. Мотивация и оценка труда как важнейшие инструменты управления персоналом современной организации//Экономика и предпринимательство. -2015. -№9 (ч.1). -с.726-730.

6.Tonysheva L.L., Fedorova O.B., Chizhevskaya E.L. Potentialities of ensuring the resource efficiency of the regional economy//Life Science Journal. 2014 11(12) -p.558-561.

7. Гаррис Н.А., Максимова С.А. Регламент эксплуатации магистрального трубопровода при условии сохранности окружающей среды//Нефтяное хозяйство. -1990. -№ 1. -С. 63-64.

8. Гаррис Н. А., Колоколова Н.А. Основные направления ресурсоэнергосбережения при транспорте газа//Нефтегазовое дело: науч.-тех. журн./УГНТУ. 2009. Т. 7, № 1. С. 81-85.

УДК 656.13/73.31.41

Петряков В. А., Павленко А. А., Кожевников П. В.

Основные направления утилизации углеводородсодержащих отходов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: В статье рассмотрены вопросы, связанные с утилизацией нефтешламов. Проанализированы подходы, с помощью которых происходит утилизация. Дана оценка применения методов утилизации углеводородсодержащих отходов на предприятиях трубопроводного транспорта нефти.

Abstract: The article deals with the issues related to the utilization of oil sludge. The methods by which recycling occurs are analyzed. The main problems arising due to improper disposal of products containing oil are presented.

Ключевые слова: углеводородсодержащие отходы, нефть, утилизация, термические способы, сырье, ресурсы.

Keywords: hydrocarbon waste, oil, recycling, thermal methods, materials, resources.

Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов, как известно, относится к категории опасных производственных объектов, аварии и отказы, на которых приводят к значительным материальным, экологическим и экономическим ущербам.

Одной из основных проблем транспортировки и хранения нефти на сегодняшний день является образование углеводородсодержащих отходов.

Такая проблема возникает по ряду причин, основными из которых являются:

1) Очистка внутренней полости трубопроводов, сбор происходит на камерах приема и пуска средств очистки и диагностики (КПП СОД);
2) Очистка фильтров-грязеуловителей;
3) Чистка резервуаров от донных отложений;
4) Сливоналивные операции на ЖД и авто эстакадах, на речных и морских перевалочных терминалах;

5) Аварийные разливы нефти на технологических и магистральных трубопроводах

Содержание в углеводородсодержащих (УВО) отходах чистой нефти позволяет рекомендовать метода утилизации и обезвреживания. Обезвреживание УВО не позволяет полностью избавится от вредного воздействия на окружающую среду. Утилизация напротив позволяет полностью избавится от УВО, при этом появляется возможность получения полезных энергетических продуктов. В качестве основных направлений утилизации применяются:

- физико-химические методы;
- термические методы;
- биологические методы;
- физические способы.

Выбор методов утилизации сложный и много факторный, может зависеть от продукта утилизации (насыщенный нефтью, водой и тд.), температурных режимах окружающей среды (арктические условия, южные широты), техническими возможностями (доставка оборудования), требование промышленной экологии (последствие утилизации) экономическая целесообразность (стоимость оборудования). Необходимо определить параметры применение методов утилизации для решения проблем при трубопроводном транспорте нефти. Рассмотрим применяемые методики на нефтетранспортных предприятиях.

На сегодня применяемые физико-химический метод утилизации в основном — это экстракция, флотация.

Основными методами такого направления являются:

1. Флотация;
2. Экстракция;

Наиболее распространенными физико-химическими способами переработки УВО являются экстракционные методики, которые основаны на процессах взаимного растворения полярных соединений, к которым относятся растворители и сами нефтепродукты.

Интенсивность такой экстракции значительно повышается при нагревании, после чего твердую и жидкую фазу разделяют с помощью фильтрации, с последующим разделением полярных (растворитель и нефтепродукты) и неполярных соединений и регенерацией использованного растворителя.

По видам применяемых растворителей экстракционные процессы делятся на:

1) Экстракцию с помощью органических растворителей;
2) Экстракцию нефтяных шламов с применением смеси жидких отходов, получаемых после производства этилена и ацетилена;
3) Экстракцию при помощи сжиженных газов;
4) Паровую экстракцию[2].

К главным недостаткам экстракций любого из перечисленных видов относятся:

1) Необходимость интенсифицировать процессы;

2) Необходимость регулярной регенерации или полной замены использованных фильтров;

3) Неизбежные потери дорогих растворителей;

4) Высокая энергоёмкость процессов, обусловленная многократной регенерацией растворителя;

5) Необходимость очищать полученные остатки от самих растворителей.

Данные методы не отвечает в полной мере методикам утилизации УВО, в них применяются множество химических растворителей и систем последующей регенерации растворителей. Такой подход скорее уменьшает объем изначального УВО, но при обработки создает новые формы отходов и судя по химическим процессам, отходы становиться более концентрированными, процесс их утилизации не рассмотрен. Также в подомных методиках не предусмотрен способ либо метод получение полезных энергетических продуктов из УВО.

Термические методы обезвреживания УВО считается наиболее перспективными, применение температурного влияние позволяют избежать всевозможных растворителей, а в ряде случаев катализаторов Не все существующие методы термической утилизации экономически рентабельны для утилизации УВО. Основные термические методы:

- Сжигание;
- Термолиз

Сжигание – это наиболее используемый, проверенный способ, относящийся к окислительным термическим процессам аутогенного характера. Когда теплоты, которая выделяется при окислении, достаточно для поддержания горения и дополнительного топлива для этого не требуется. За последнее время наибольшее распространение получили следующие методы сжигания нефтешламов: печи, с вращающимися барабнами, печи с кипящим слоем теплоносителя, в объеме топки с использованием форсунок, в топке с барботажными горелками [5].

С учетом ужесточения природоохранных требований и высоких капитальных затрат сжигание постепенно утратит первостепенное значение в качестве индивидуального метода (сохранившись в качестве звена комплексной установки по переработке УВО).

Термолизные методы утилизации представляют собой разложение химических соединений без применение катализаторов под действие высоких температур. Виды термолиза:

пиролиз

термический крекинг

коксование

пекование

битуминизация

Для эффективной утилизации УВО следует применить пиролиз. Пиролиз в нефтехимии широко используется для получений все возможных энергетически полезных продуктов (масла, топлива), и продуктов переработки (газов, пластиков и тд). Использование принципов, заложенных в процессе пиролиза (скорость протекание процесса составляет доли секунд), позволяет применить его для утилизации УВО образованных в процессе транспортировки нефти.

Применение биологических методов утилизации углеводородсодержащих отходов может считаться экологически целесообразным. Но область применения данного способа ограничивается конкретными условиями применения, например, кислотностью грунтов, температурой окружающей среды, диапазоном активности биопрепаратов, толщиной нефтезагрязнения, аэробными условиями, течением водоемов, ветровой нагрузкой. В последнее время за рубежом разрабатывают серию биопрепаратов для обезвреживания нефтезагрязнителей различного состава.

Основная функция биологического метода обезвреживания заключается в способности микроорганизмов превращать нефть в простые соединения, то есть накапливать органическое вещество и включать его в круговорот углерода. Преимуществом биологической очистки считается экологическая безопасность, а также возможность деградации загрязняющих веществ до безвредных промежуточных продуктов при полностью сохраняющейся структуре почвы и без дополнительного загрязнения окружающей среды [1].

Недостаток биологического метода. Процесс биологического разложения в самом реакторе установки происходит в течение 10-15 дней, это не может позволить оперативно утилизировать УВО, образовавшийся, к примеру, на трассе нефтепровода при утечке. Чаще всего такой метод используется для рекультивации загрязнённых почв. Метод применим либо в случаях очистки грунтов при небольших концентрациях нефтяных загрязнений, либо для окончательной очистки нефтяных шламов после того, как к ним применили другие методики очистки.

Данный метод не может полностью удовлетворить принцип утилизации УВО. Начальные ограничения данного метода не позволяют получить полезных энергетических продуктов, повсеместное применение тоже ограничено биологией микроорганизмов, оперативность метода и глубина проработки не позволит полностью утилизировать УВО. Но при этом надо отметить экологическую эффективность биологического разложения УВО.

Физические способы утилизации углеводородсодержащих отходов представлены гидромеханическими и гравитационными процессами. К таким процессам относят:

-перемешивание;

-отстаивание (осаждение);

-фильтрование;

-центрифугирование,

Основным принципом работы для подобных методов является центробежная сила, гидростатическое давление [4]. Преимуществом таких способов является относительная дешевизна и простота эксплуатации. Минимальный ущерб окружающей среде приносят данные способы, но при этом и минимальный эффект для процесса утилизации УВО. Отсутствие возможности получение полезных энергетических продуктов в процессе утилизации, данными способами.

Таким образом, рассмотрев существующие подходы к методам утилизации, можно сказать, что, для предприятий, эксплуатирующих магистральные нефтепроводы, необходимо разработка метода который будет универсальным, его применения не должно усложняться доставкой к линейным объектам. Эксплуатация метода в стационарных условиях на станциях перекачки и перевалки нефти, должна отвечать требованиям промышленной экологии.

В Тюменском индустриальном университете на кафедре транспорта углеводородных ресурсов ведется работа по совершенствованию методов высокотемпературной пиролизной утилизации углеводородсодержащих отходов. Данный метод позволят утилизировать УВО с высокой степенью извлечения углеводородов. Извлекаемые углеводороды используются для энергетического обеспечения работы установки пиролизной утилизации. Энергетическое самообеспечение работы установок высокотемпературной пиролизной утилизации позволит применять их не зависимо от инфраструктурного обеспечения.

Список литературы

1. Арский, М. Ю. Теории и методы изучения проблемы окружающей среды / М. Ю. Арский // Проблемы окружающей среды и природных ресурсов: сб.научн. гр. ВИНИТИ. – Москва, 2012. – С. 34-39.

2. Бублиевский, А Ф. Расчет характеристик электрической дуги в канале // Исследование плазменных процессов и аппаратов. – Минск : ИТМО им. А.В. Лыкова АН БССР, 2012. – С. 9 - 26.

3. Грановский, В. Л. Электрический ток в газе. Установившийся ток / В. Л. Грановский. – Москва : Наука, 2011. – 29 с.

4. Долина, Л. Ф. Осадки сточных и питьевых вод: проблемы и решения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.twirpx.com/file/2057103/

5. Земенков, Ю. Д. Эксплуатация линейной части нефтегазопроводов: учеб. Пособие / Ю. Д. Земенков, Васильев Г. Г. – Тюмень : Издательство «Вектор Бук», 2003. - 7-9 с.

6. Катульский, Ю. Н. Сравнительная характеристика основных методов утилизации и переработки нефтесодержащих отходов / Ю. Н. Катульский // Ангарский государственный технический университет. – 2016. - №1. – С.386-393

7. Крапивина, С. А. Плазмохимические технологические процессы / С. А. Крапивина. – Липецк : Химия, 1981. – 247 с.

8. Штриплинг, Л. О. Основы очистки сточных вод и переработки твердых отходов: учебное пособие / Л. О. Штриплинг, Ф. П. Туренко. – Омск : Изд-во ОмГТУ, 2015. – 192 с.

9. Лукутцова, Н. П. Тяжелые металлы в шламах промышленных предприятий и возможные пути их использования в производстве стоительных материалов / Н. П. Лукутцова // Строительные материалы, оборудования. Технологии XXI века. – 2011. − № 11. − С. 10 – 11.

10. Лямин, В. А. Газификация древесины / В. А. Лямин. – Москва : «Лесная промышленность». 1967. – 202 с.

11. Мамыкин, П. С. Печи и сушила огнеупорных заводов.[Текст] / П. С. Мамыкин, П. В. Левченко, К. К. Огрело. – Свердловск : Металургиздат. Свердловское отделение. 1963. – 32 с.

12. Перспективные пути решения задач по утилизации углеводородсодержащих отходов на объектах транспорта углеводородных ресурсов / Я. В. Соколов, И. А. Чекардовская, В. А. Петряков // В сборнике: Нефтегазовый терминал Сборник научных трудов международной научно-технической конференции магистрантов им. профессора Н.А. Малюшина. Под общей редакцией М. А. Александрова. - 2018. - С. 265-269.

13. The study of mechanical effect on the characteristics of the pzt-system piezoelectric elements / V.I. Berg [et al] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering 10. Сер. "International Conference on Mechanical Engineering, Automation and Control Systems 2016". - 2017. – pp. 12-103.

14. Akulov, V. A. The use of foamed concrete for oil spill treatment and carbon capture / V.A. Akulov, V.A. Petryakov, N.A. Mostovaya N.A // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science Current Problems and Solutions. Сер. "Ecology and Safety in the Technosphere: Current Problems and Solutions". - 2017. – pp. 12-42.

УДК 532.69

Подорожников С.Ю, Пульдас Л.А., Кузина О.А.

Теплофизические свойства нефти и водных растворов поверхностно-активных веществ

ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет», г. Тюмень

Аннотация: В статье исследованы основные теплофизические параметры вытесняемых жидкостей при фильтрации в горной породе, характеризующие физико-химические свойства поверхностей раздела фаз, такие как межфазное натяжение, смачиваемость, вязкость. Также изложены методы их определения. Исследовано влияние температуры и концентрации ПАВ на способность снижать межфазное натяжение, а также влияние температуры на смачиваемость породы. Показано, что поверхностно-активные вещества (ПАВ) влияют на вязкость жидкости и это необходимо учитывать при теплофизических расчетах.

Abstract: The article examines the main thermophysical parameters of the displaced liquids during filtration in the rock, which characterize the physicochemical properties of the

interfaces between the phases, such as interfacial tension, wettability, and viscosity. Also, set out methods for their determination. The effect of temperature and surfactant concentration on the ability to reduce interfacial tension, as well as the effect of temperature on the wettability of the rock. It is shown, that surfactants affect the viscosity of a fluid and this must be taken into account in thermophysical calculations.

Ключевые слова: водные растворы ПАВ, поверхностное натяжение, смачиваемость, вязкость.

Keywords: water solutions of surfactants, surface tension, wettability, viscosity.

Введение. Существуют различные методы воздействия на пласт для увеличения нефтеотдачи [4]. Одним из наиболее распространенных методов является применение поверхностно-активных веществ. При данном методе значительно уменьшается величина межфазного взаимодействия между нефтью и водным раствором ПАВ, что положительно сказывается на нефтевытеснении. Основными факторами, влияющими на поверхностное натяжение, являются температура и концентрация водных растворов ПАВ.

Наиболее распространенными методами измерения поверхностного натяжения являются: метод отрыва кольца, метод пластины, метод вращающейся капли, метод висящей капли, метод максимального давления в пузырьке, метод объема капли [1]. Добавление ПАВ в воду также уменьшает краевые углы избирательного смачивания, т. е. повышает смачиваемость породы водой. Критерий смачиваемости является не менее важным при исследовании теплофизических свойств жидкостей в условиях фильтрации.

Объекты и методы исследования: Для приготовления водного раствора ПАВ использовалась модель пластовой воды с содержанием соли 15 г/л. В качестве ПАВ использовались реагенты: синтанол АЛМ-1, неонол АФ 9-12 и лаурилсульфат натрия. Все растворы ПАВ были приготовлены с концентрациями от 0,05 до 0,5 %. Для экспериментов была взята модель нефти со следующими реологическими характеристиками: плотность при 20 ºС ρ_{20} = 0,842 г/см³, вязкость μ_{20} = 15,2 мПа·с.

Межфазное натяжение измерялось на границе фаз «нефть – водный раствор ПАВ» по методу объема капли, соответствующему ГОСТу Р 50097-92. Вещества поверхностно-активные. Определение межфазного натяжения. Метод объема капли. Измерения вязкости жидкостей проводились на вибрационном вискозиметре фирмы A&D серии SV – 10.

Краевой угол смачивания определялся методом лежащей капли. Методика измерения краевых углов смачивания основана на помещении капли нефти на нижнюю поверхность пластины, подвешенную горизонтально и помещенную в кювету с водной фазой. В качестве платины вместо образца керна выступала кварцевая поверхность, которая моделирует условия смачивания стенок пор породы. При помощи микроскопа измерялся максимальный диаметр и высота капли. [5].

Результаты исследования: Были проведены экспериментальные опыты по влиянию концентрации и температуры на величину поверхностного натяжения на примере трех ПАВ отечественного производства. Результаты представлены на рис. 1 [2].

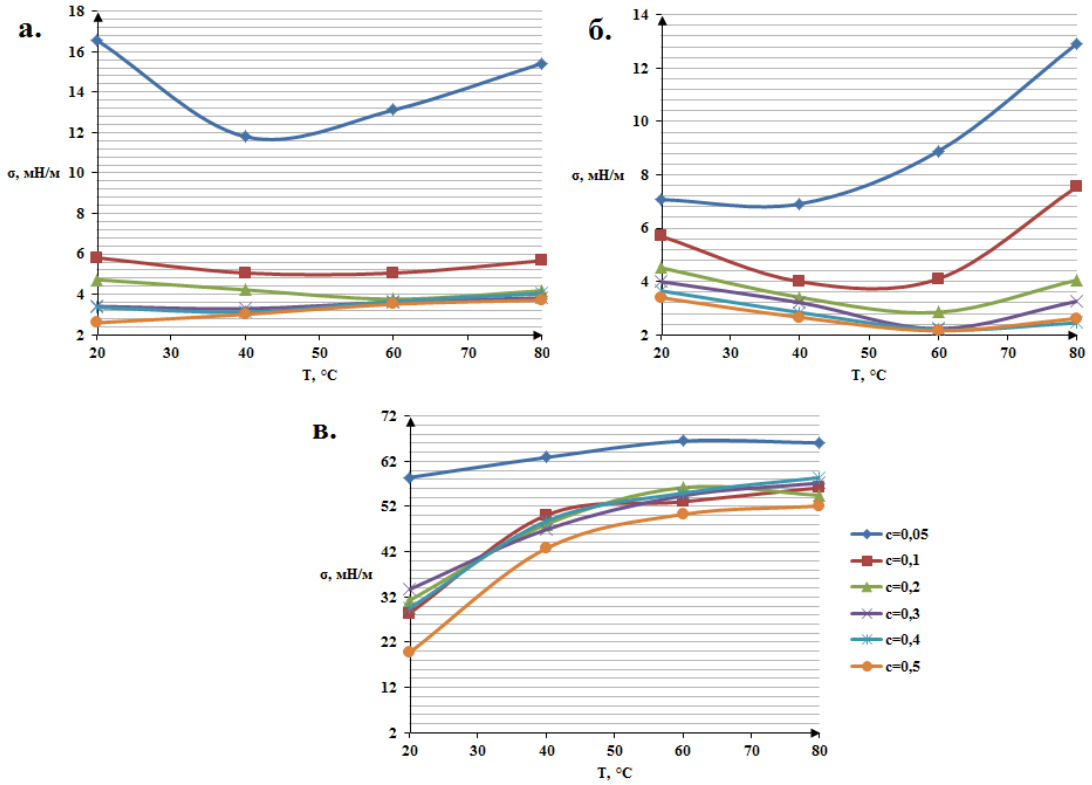


Рис. 1. Зависимости поверхностного натяжения от температуры для различных концентраций в диапазоне 0,05-0,5 % масс. для ПАВ: а) лаурилсульфат натрия; б) неонол АФ 9-12; в) АЛМ – 1.

Для реагента АФ 9-12 при 60 °С для высоких концентраций происходит перегиб кривой и поверхностное натяжение начинает плавно возрастать. Можно предположить, что неонол целесообразно использовать при температурах до 60 °С.

Также эксперименты показали, что концентрация 0,05 % масс. практически не эффективна и работать с такой концентрацией для любых ПАВ нецелесообразно.

При введении ПАВ изменяются краевые углы избирательного смачивания породы водой, что делает каплю нефти более сферической. Интенсивность смачивания характеризуется величиной краевого угла смачивания θ, образованного поверхностью твёрдого тела с касательной, проведённой к поверхности жидкости из точки её соприкосновения с поверхностью.

В таблице 1 приведены значения полученных краевых углов смачивания в зависимости от температуры и вытесняемого агента.

Таблица 1.

Краевые углы смачивания

Вытесняемый агент	Краевые углы смачивания, град.		
	Температура, ºС		
	40	60	80
Вода	104	110	133
Водный раствор синтанола АЛМ – 1	113	125	136
Водный раствор неонола АФ 9-12	123	119	137
Водный раствор лаурилсульфат натрия	133	140	139

Проведены измерения вязкости нефти и водных растворов ПАВ при трех различных температурах. Вязкость водных растворов близка к вязкости воды, однако они не равны, и необходимо учитывать это при расчетах фильтрационных течений. Ниже приведена таблица с результатами измеренных значений вязкости (табл. 2).

Таблица 2.

Динамические вязкости водных растворов ПАВ и нефти

№	Вытесняемый агент	Динамическая вязкость, мПа·с		
		Температура, ºС		
		20	30	50
1	Вода	1,00	0,87	0,77
2	Водный раствор синтанола АЛМ-1	0,88	0,73	0,59
3	Водный раствор неонола АФ 9-12	1,12	0,85	0,63
4	Водный раствор лаурилсульфат натрия	1,20	0,93	0,66
5	Нефть	15,2	11,0	6,4

Как видно из таблицы, вязкость водных растворов ПАВ может различаться до 25 % по сравнению с водой. Поэтому необходимо учитывать различия вязкости воды и водных растворов ПАВ при теплофизических расчетах фильтрации.

Заключение:

1. Исследованы теплофизические свойства различных отечественных водных растворов ПАВ при различных температурах и концентрациях, влияющие на вытеснение нефти из горной породы, такие как поверхностное натяжение, смачиваемость, вязкость.

2. На примере трех ПАВ отечественного производства исследовано влияние температуры и концентрации на изменение значения поверхностного натяжения на границе «нефть - водный раствор ПАВ». В зависимости от температуры и концентрации поверхностное натяжение снизилось до 30 раз.

3. Показано, что явление смачиваемости породы является важным в условиях фильтрации. Установлено, что для рассмотренных растворов в диапазоне температур 40 – 80 ºС краевой угол смачивания изменяется от

104 до 140 º. Краевой угол смачивания характеризует величину адгезионных сил, которые определяют энергию взаимодействия нефти с поверхностью горной породы. Также он влияет на капиллярное число, определяемое соотношением гидродинамических и капиллярных сил. Таким образом, его необходимо учитывать при расчете параметров фильтрации и нефтевытеснении.

4. Вязкость вытесняемых жидкостей является важным реологическим параметром. Разница вязкости воды и водных растворов ПАВ может достигать до 25 %, поэтому это необходимо учитывать при различных теплофизических расчетах.

Список литературы

1. Волков В. А. Коллоидная химия. Поверхностные явления и дисперсные системы/ В. А. Волков Москва. - Лань . 2015. - 672 с.

2. Григорьев Б. В. Влияние концентрации ПАВ водных растворов и температуры на коэффициент поверхностного натяжения / Б. В. Григорьев, Д. А. Важенин, О. А. Кузина // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. - 2016. - Том 2. № 3. - С. 35 - 48.

3. Кузина О. А. Влияние капиллярного числа и работы адгезии на вытеснение нефти водными растворами поверхностно-активных веществ / О. А. Кузина, Л. П. Семихина, А. Б. Шабаров, // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2019. Том 5. № 2.

4. Рузин Л. М., Морозюк О. А. Методы повышения нефтеотдачи пластов.: учеб. пособие. – Ухта: УГТУ, 2014. – 127 с.

5. Aslan, S.; Najafabadi, N.F.; Firoozabadi, A. Non-monotonicity of the contact angle from NaCl andMgCl2 concentrations in two petroleum fluids on atomistically smooth surfaces.Energy Fuels 2016, 30,2858-2864.

УДК 621.644.07

Скорняков В.С., Шагбанов И.Ф.,
Земенкова М.Ю., Чижевская Е.Л.

Оценка эксплуатационной надежности и безотказной работы газораспределительных сетей

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: В данной статье произведен анализ влияния различных негативных факторов на материал трубы, в результате которых происходят необратимые процессы, разрушающие тело газопровода, а также представлена методика количественной оценки вероятности безотказной эксплуатации, на примере участка межпоселкового отвода газораспределительной сети г. Кумертау, основанной на опытном определении технического состояния как самого трубопровода так и его элементов.

Abstract: This article analyzes the influence of various negative factors on the pipe material, as a result of which there are irreversible processes that destroy the body of the pipeline, as well as the method of quantitative assessment of the probability of failure-free opera-

tion of the gas distribution network, on the example of a typical section of the inter-settlement branch of Kumertau, based on the experimental determination of indicators of the technical condition of its individual elements

Ключевые слова: газопровод, газораспределительные сети, безопасность и надежность эксплуатации, количественная оценки вероятности безотказной работы, трубопровод, разрушение и отказы газораспределительных систем.

Key words: gas pipeline, gas distribution networks, safety and reliability of operation, quantitative assessment of probability of failure-free operation, pipeline, destruction and failures of gas distribution systems.

Проблема сохранения эксплуатационной надежности сложная комплексная задача, включающая в себя как технические, так и организационные и экономические аспекты. Обеспечение эксплуатационной надежности и продление срока службы газораспределительных сетей требует комплексного подхода к технологическим режимам работы, диагностики и ремонта дефектных участков и планово-предупредительных работ на основе инновационных разработок.

В результате эксплуатации оболочка трубопровода (особенно основного фонда газовых сетей) под действием внутреннего избыточного давления испытывает различного рода напряжения (осевые, точечные растягивающие или сжимающие), близкие к нормативной прочности материала трубы, которые зависят от таких факторов как взаимодействие трубы с грунтом (сила давления грунта), давление от транспортных средств,наличием отклонений от нормативных требований строительства, условий и технологических режимов эксплуатации, наличием дефектов металлургического, сварочно-монтажного характера, а так же в результате естественного процесса «старения». Трубопровод, уложенный в грунт, подвергается почвенной коррозии, а проходящий над землей – атмосферной. Сочетание всех данных факторов приводит к случайному характеру отказов и аварий, которые отображены в табл. 1 по данным ПАО «Газпром газораспределение Уфа» за период 2005-2015гг.

Исходя из данных таблицы 1 видно, что основные отказы происходят по причине внешних воздействий и коррозии, далее идут отказы по причине нарушения требований СМР и дефекты материала труб.

Таблица 1.

Причины и распределение отказов

Причина отказа	Доля от общего количества
Брак строительно-монтажных работ (СМР)	0,23
Механические повреждения трубопровода	0,10
Нарушение правил эксплуатации	0,08
Внешние воздействия, коррозионный и эрозионный износ	0,26
Дефекты труб, других элементов трубопровода	0,23
Причины природного и техногенного происхождения	0,10

Исходя из эксплуатационной практики, основными явлениями разрушения и отказов газораспределительных систем является концентрация различного рода напряжений как механического происхождения (вмятины, трещины, надрезы, дефекты сварных швов) так и в результате воздействия внешней агрессивной среды – коррозии. С учетом этого разрушение газораспределительной системы возможно даже при номинальных действующих силах и напряжениях только за счет изменения структуры металла под действием механизмов старения, различных видов коррозии, накоплении внутренних микродефектов (трещин, расслоений и т.д.) которые приводят к снижению сопротивления разрушению в ходе длительной эксплуатации.Кроме того, необходимо учитывать условия эксплуатации, а именно циклические колебания давления, объема, температуры перекачиваемого объекта и т.д.

Так, например, по опытным данным ПАО «Газпром газораспределение Уфа» обследования участка газораспределительной сети в г. Кумертау по ул. Авиаторов имеющего коррозионные пятна в течение 16 лет эксплуатации, а также результаты расчета долговечности данного участка трубы представлены в таблице 2.

Таблица 2.

Долговечность участка газопровода газораспределительной сети при коррозионной язве в центре коррозионного пятна длиной 0,05м и глубиной 0,0005м

Размеры коррозионной язвы $(t_к \cdot L) \cdot 10^{-3}$, м	Коэффициент концентрации напряжений	Число допустимых циклов	Долговечность, лет
3,6x2,4	4	1600	4,5
2x2	3	3500	9,7
1x2	2	15000	41,0

Определение долговечности производилось при следующих допущениях: увеличение коррозионных пятен в течение срока эксплуатации происходит с равномерной скоростью; глубина коррозионного пятна $t_к/\delta \geq 0.8$ требует ремонта или замены дефектного участка трубопровода. Расчетное давление разрушения трубы больше рабочего $p_f \geq p_{раб}$ и при этом разрушение трубы не произойдет; расчетная методика проводилась по соотношению длины $L_д$ и ширины B коррозионных пятен B=(0,3…1,0)L.

Долговечность данного участка определялась при условии возникновения коррозии через пять лет после начала эксплуатации. Исходя из того, что срок эксплуатации 16 лет то средняя скорость развития коррозии определенна за 11 лет.

При появлении коррозии через пять лет с начала эксплуатации скорость коррозии выше и допустимый срок эксплуатации уменьшается в среднем на 28%, если коррозия возникает через 10 лет с начала эксплуатации, то допустимый срок эксплуатации сокращается на 55%.

В результате проведённого анализа было выявлено, что при глубине коррозии 0,001м с учетом того что коррозия возникла с момента эксплуатации допустимый срок эксплуатации составит 27-33 года, а при задержке коррозии на пять лет срок эксплуатации составит 18-23года. При глубине коррозии 0,0015мсрок эксплуатации составит7-12 лет, а при задержке процесса коррозии на 5 лет составит 5-8 лет. Таким образом срок эксплуатации зависит от глубины коррозии чем от ее длины. Например, при глубине коррозии 0,001м и увеличении коррозийного пятна с 0,1 до 0,2 м приводит к уменьшению срока службы до 25 лет, а последующий рост пятна с 0,2 до 0,6м вызывает снижение срока эффективности до 20 лет.

Рассмотрим методику оценки безотказной эксплуатационной работы сети на примере межпоселкового отвода газораспределительной сети в г. Кумертау, которая базируется на основании опытного определения ее технического состояния и ее отдельных элементов (запорно-регулирующей арматуры). Структура анализируемой сети представлена в таблице ниже.

Таблица 3.

Структура анализируемой газораспределительной сети

Структура	Подземные со сроком службы:			Надземные со сроком службы:		
	До 10 лет	До 20 лет	До 30 лет	До10 лет	До 20 лет	До 30 лет
Газопровод стальной, км	23,1	13,2	54,1	1,7	9,2	13,8
Шаровые краны, шт	5	12	23	11	7	7

На основании опытного анализа было установлено, что причиной снижения эксплуатационной наработки и выходом из строя трубопровода является возникновение трещиноподобных дефектов которые под действием как внутренних, так и внешних факторов приводят к образованию несплошности тела трубы (нарушение герметичности), что в свою очередь ведет к потерям и утечкам транспортируемого газа.

В качестве основополагающего документа для оценки физико-механических свойств металла трубопровода в процессе старения использовалась методика, представленная в РД 12-411-01.

Таким образом изменение механических свойств материала трубопровода в зависимости от времени эксплуатации определяется по формуле:

$$(t) = \frac{\sigma_{T^0+ct+et^2}}{\sigma_B{}^0+at+bt^2} \qquad (1.1)$$

где: $\sigma_T{}^0$/ $\sigma_B{}^0$ – исходные значения свойств прочности металла трубопровода, $\sigma_T{}^0$ – предел текучести МПа, $\sigma_B{}^0$ – предел прочности МПа;

t – срок эксплуатации, год;

c, e, α, в – поправочные коэффициенты в соответствии с РД 12-411-01.

Увеличение отношения $\sigma_T^0/\ \sigma_B^0$ под действием процесса старения приводит к снижению вероятности безотказной эксплуатации газопровода:

$$\acute{P}(t)_{\text{старение}} = 1 - \frac{\varphi(t)-\varphi_0}{\varphi_0} \qquad (1.2)$$

где φ(t), φ_0 – значения отношения предела прочности к пределу текучести металла труб в зависимости от времени эксплуатации.

В таблице 4 отображены значения вышеуказанных показателей (см. ф-лы 1.1 и 1.2) труб, изготовленных из разных сталей.

Таблица 4.

Значения показателей пластичности и вероятности безотказной работы труб с разным сроком службы

	Срок эксплуатации, лет				
	0	10	20	30	40
Группа А (Ст2 (ГОСТ 380), сталь 10 (ГОСТ 1050))					
Отношение предела просности к пределу текучести	0,596685	0,599614	0,611587	0,632075	0,660461
Вероятность безотказной работы	1	0,995091	0,975025	0,94069	0,893115
Группа Б (сталь 20 (ГОСТ 1050), Ст3, Ст4 (ГОСТ 380))					
Отношение предела прочности к пределу текучести	0,624204	0,62545	0,636004	0,655139	0,682021
Вероятность безотказной работы	1	0,998004	0,981096	0,95044	0,907374

В результате старения тела трубы помимо увеличения склонности образования трещин происходит уменьшение коррозионной стойкости и увеличению дефектов в зависимости от срока эксплуатации.

Так, например, был проведен эксперимент, в котором образцы трубы из низкоуглеродистой и низко легированной стали подвергались старению в соответствии с ГОСТ 7268-82 и с различной степенью деформации в солевом растворе в течении 432 часов. Результаты данного эксперимента отображены на рисунке 1.

По результатам данного эксперимента можно сделать вывод что увеличении степени деформации ведет к увеличению скорости коррозии за счет увеличения неравновесности структуры стали.

На основании данных полученных в ходе проведения данного эксперимента были определенны показатели вероятности безотказной эксплуатации труб в зависимости от срока службы при наличии коррозионных дефектов.

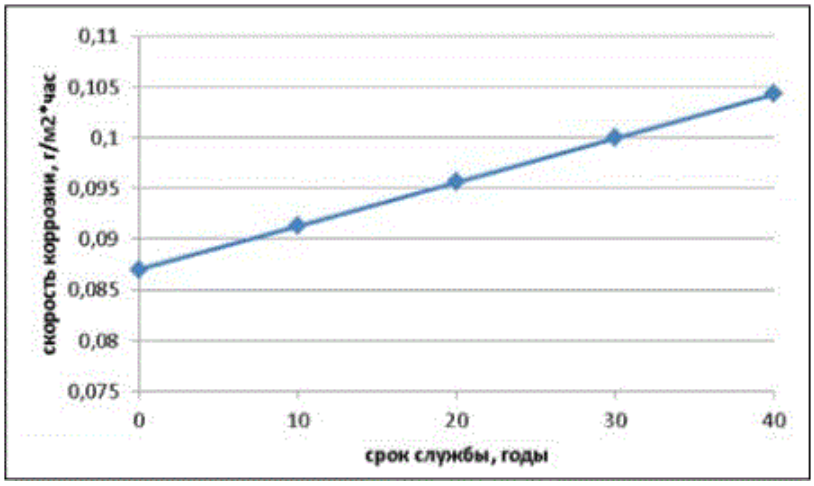


Рис. 1. Зависимость скорости коррозии от степени деформации металла

Таблица 5.

Значения скорости коррозии и вероятности безотказной работы труб с разным сроком службы

Характеристика	Срок эксплуатации, лет				
	0	10	20	30	40
Скорость коррозии	0,087	0,09129	0,09566	0,1	0,10433
Вероятность безотказной работы по коррозионному фактору	1	0,95	0,9	0,85	0,80
Группа А (Ст2 ГОСТ 380), сталь 10 (ГОСТ 1050))					
Вероятность безотсказной работы труб по факторам старения и коррозии металла	1	0,946	0,878	0,80	0,715
Группа Б (сталь 20 (ГОСТ 1050), Ст3, Ст4 (ГОСТ 380))					
Вероятность безотказной работы труб по факторам старения и коррозии металла	1	0,949	0,883	0,81	0,727

Таким образом по результатам данного анализа видно, что стали группы А более склонны к появлению коррозионных дефектов.

Еще одним элементом анализируемого участка сети является запорная арматура основным дефектом (отказом) которой является потеря герметичности, возникающая в результате износа трущихся поверхностей (уплотнений) и изменении их геометрии.

Таким образом в результате опытного эксперимента запорной арматуры было определенно изменение геометрии шарового элемента в результате газообразивного износа, диаметром 100мм работающего при расходе газа величиной 0,1м^3/с. Значение протечки при скорости движения газа 1,5м/с и давлении 1,6МПа в зависимости от количества циклов «открыто-закрыто» отображено на рисунке 2 в зависимости от материала, а на рисунке 3 отображены результаты оценки объемного износа уплотнения шириной уплотняющей поверхности 5мм.

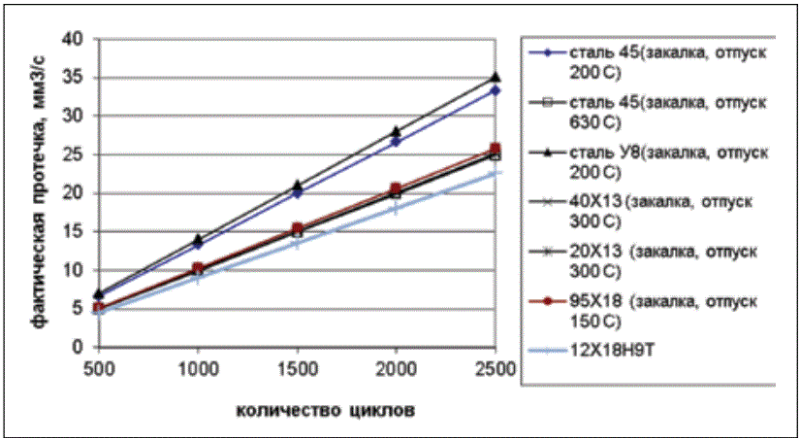


Рис. 2. Зависимость протечки в результате износа поверхности и нарушения геометрии шарового элемента по количеству циклов «открыто-закрыто»

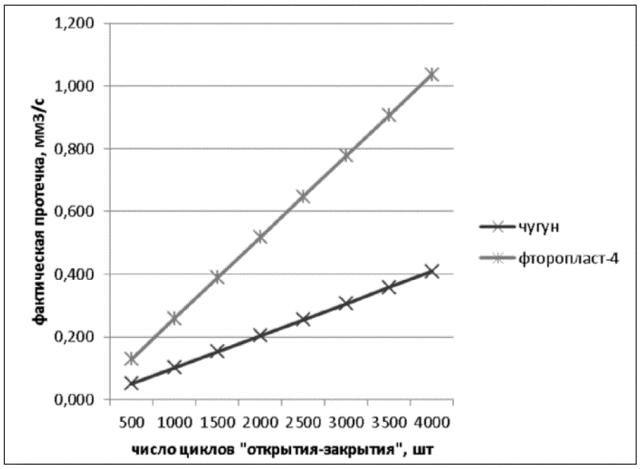


Рис. 3. Значение утечки от износа уплотнительного элемента по количеству циклов «открыто-закрыто»

На основании данных рисунков 2 и 3 определим значения вероятности безопасной эксплуатации запорной арматуры по формуле:

$$\acute{P}(t)_{\text{коррозия}} = 1 - \frac{q^{ш}(t) - q^{ш}{}_{0}}{q^{ш}{}_{0}} \qquad (1.3)$$

где: $q^{ш}(t)$, $q^{ш}{}_{0}$ – значения протечки от износа шарового и уплотнительного элементов и их исходного состояния.

Таблица 6.

Значения вероятности безотказной работы шарового элемента запорного устройства в результате его износа

Материал шарового элемента	Вероятность безотказной работы для разного количества циклов «открытия-закрытия»				
	500	1000	1500	2000	2500
20Х13 (закалка, отпуск 300 С)	0,95	0,89	0,84	0,79	0,74
12Х18Н9Т	0,95	0,91	0,86	0,81	0,77

На основании полученных результатов вероятность безотказной эксплуатации шарового элемента из стали 12Х18Н9Т с увеличением циклов «открыто-закрыто» снижается по сравнению со сталью 20Х13.

Оценка вероятности безотказной эксплуатации рассматриваемой газораспределительной сети с различным сроком службы ее отдельных участков сводится к определению долевого соотношения ($k^i_{\text{труба}}$) вероятности безотказной эксплуатации каждого из участков (l_i) в общей протяженности сети (L):

$$k^i_{\text{труба}}=l^i/L$$

Затем определить вероятности безотказной эксплуатации трубопровода в целом с учетом вклада каждого из участков с разным сроком службы:

$$P_{\text{труба}} = 1 - \sum k^i \text{ труба}(\frac{\varphi^i(t)-\varphi_0}{\varphi_0}) \quad (1.4)$$

Таким образом на основании результатов, представленных в таблицах 4 и 5 была произведена оценка вероятности безотказной эксплуатации запорной арматуры (таблица 7) и трубопровода из стали 2 (таблице 8) по аналогичной методике.

Таблица 7.

Значения вероятности безотказной работы запорной арматуры газораспределительной сети

Структура	Подземные со сроком службы, лет			Надземные со сроком службы, лет			Вероятность безотказной работы
	10	20	30	10	20	30	
Шаровые краны, шт	23	12	5	11	7	7	0,882
Долевок соотношение группы	0,35	0,18	0,08	0,17	0,11	0,11	
Вероятность безотказной работы группы 20Х13 + фторопласт-4	0,95	0,89	0,84	0,95	0,89	0,84	
Показатель технического состояния участка	0,073	0,164	0,297	0,161	0,096	0,090	
Вероятность безотказной работы группы 12Х18Н9Т+фторопласт-4	0,95	0,91	0,86	0,95	0,91	0,86	0,897
Показатель технического состояния участка	0,073	0,167	0,304	0,161	0,098	0,093	

Таблица 8.

Значения вероятности безотказной работы трубопроводной части газопроводной сети

Структура	Подземные со сроком службы, лет			Надземные со сроком службы, лет			Вероятность безотказной работы
	10	20	30	10	20	30	
Трубопроводы стальные, км	23,1	13,2	54,1	1,7	9,2	13,8	0,782

Долевое соотношение участка	0,20	0,11	0,47	0,01	0,08	0,12	
Вероятность безотказной работы участка	0,946	0,878	0,8	0,995	0,975	0,940	
Показатель технического состояния участка	0,190	0,101	0,376	0,015	0,078	0,113	

Вероятность безотказной эксплуатации межпоселкового отвода г. Кумертау в настоящий период времени, при последовательном соединении рабочих элементов газопровода (рисунок 4) определим по формуле:

$$P_c(t) = P_1(t) \cdot P_2(t) \dots \cdot P_i(t) \dots \cdot P_n(t) = \prod_{i=1}^{n} P_i(t) \quad (1.5)$$

где Pi (t) – вероятность безотказной работы i-го элемента;

n – количество элементов в системе

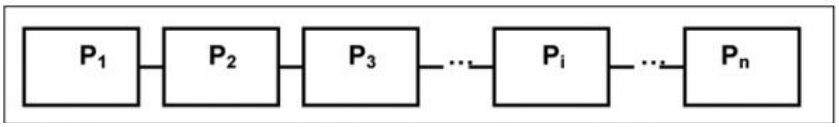


Рис. 4. Схема отвода с последовательным соединением элементов

На основании проведенных экспериментов и оценки вероятности безотказной эксплуатации участка сети с использованием запорной арматуры из стали 20Х13, составила 0,74, а при использовании арматуры из стали 12Х18Н9Т, вероятность повысится до 0,78.

Таким образом, проведенные исследования показали принципиальную возможность определения вероятности безотказной эксплуатации газораспределительной сети, на основании опытных данных по техническому состоянию отдельных элементов.

Список литературы

1. Брюханов, О. Н. Газоснабжение / О. Н. Брюханов. – Москва : Издательский центр "Академия", 2008. – 448 с.

2. Влацкая, И. В. Телеметрия как средство поддержки принятия решений в газораспределительной системе / И. В. Влацкая, П. В. Белоновский // Компьютерная интеграция производства и ИПИ-технологии : VI всерос. науч.-практ. конф. 15-16 окт. 2013. – Оренбург, 2013. – С. 119-122.

3. Дейнеко, С. В. Обеспечение надежности систем трубопроводного транспорта нефти и газа / С. В. Дейнеко. – Москва : Издательство «Техника», ТУМА ГРУПП, 2011. – 176 с.

4. Исмайылов, Г. Г. Некоторые пути повышения эффективности функционирования трубопроводных систем / Г. Г. Исмайылов // Научные труды НИПИ "Нефтегаз" : труды НИПИ "Нефтегаз". - Уфа, 2010. – С. 53-57.

5. Матюшечкин, В. Н., Презентация «Вопросы мониторинга технического состояния газораспределительных систем» Санкт-Петербург, 2010.

6. Научно-методическое обеспечение системы поддержания работоспособности длительно эксплуатируемых газопроводов : труды ООО «ЭКСИКОМ». – Москва : ООО «ЭКСИКОМ», 2016. – 332 с.

7. Одинцов, С. И. Аварийность на магистральных газопроводах / С. И. Одинцов. - Москва : Лань, 2016. – 240 с.

8. Чурикова, Л.А. Выбор и обоснование критериев оценки степени опасности дефектов нефтепроводов / Л. А. Чурикова, А. К. Сулейменов // Молодой ученый. – 2016. – №5. – С. 104-107.

9. Обоснование возможности восстановления несущей способности газопроводов без остановки транспорта газа / В. М. Шарыгин [и др.] // Вести газовой науки. – 2014. - №1. - С. 77-84.

УДК 621.644.07

Скорнякова П.Ю., Земенкова М.Ю.

Организация и оценка эксплуатационной надежности и технического состояния газораспределительных сетей на основе систем контроля и мониторинга в режиме реального времени

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: В данной статье рассмотрены актуальный вопрос обеспечения оценки и контроля надежности эксплуатации газораспределительных сетей в результате роста их протяженности, технической наработки, увеличения нагрузки, перераспределение потоков газа, что приводит к образованию узких мест и дефициту пропускной способности газовой сети. Все это в свою очередь, приводит к снижению технической надежности и возможности подключения к существующей сети газораспределения новых потребителей

Abstract: this article discusses the topical issue of ensuring the assessment and monitoring of reliability of operation of gas distribution networks in the result of the increase in their length, technical developments, increasing the load, the redistribution of flows of gas, which leads to the formation of bottlenecks and missing capacity of the gas network. All this, in turn, leads to a decrease in technical reliability and the possibility of connecting new consumers to the existing gas distribution network

Ключевые слова: газопровод, газораспределительные сети, безопасность и надежность эксплуатации, алгоритм оценки технического состояния, системы мониторинга.

Keywords: gas pipeline, gas distribution networks, safety and reliability of operation, algorithm of technical condition assessment, monitoring systems.

Наиболее острой проблемой на сегодняшний день является вопрос обеспечения и контроля надежности эксплуатации газораспределительных сетей. Современные газовые сети на настоящий день имеют высокую техническую наработку и большую загруженность в связи с растущим потреблением газа, что приводит к уменьшению показателя их надежности

эксплуатации, возникает перераспределение потоков газа, образуются узкие места и дефицит пропускной способности газовой сети, что, в свою очередь, приводит к снижению технической надежности и возможности подключения к существующей сети газораспределения новых потребителей, а это препятствует социально-экономическому развитию.

С ростом протяженности газораспределительных сетей и увеличением мощности городских систем газа потребления, уменьшается надежность газораспределительных сетей. В ряде случаев развитие сетей происходит не как единая система газоснабжения, а как отдельный элемент что приводит к занижению диаметров и давления трубопровода и как следствие нормативных значений газораспределительных систем. Все это отрицательно сказывается на надежности газоснабжения потребителей газа.

На основании анализа ПАО «Газпром газораспределение Уфа» г. Кумертау выполнен анализ структуры и возрастного состава элементов газораспределительной сети. Общая протяженность подземных трубопровод 76% и надземных 24%. Соотношение газопроводов по давлению следующее: 10% составляют сети высокого давления давлением 0,3-1,2 МПа, 15% среднего давления от 3,0-3,5 кПа до 0,3 МПа и 75% низкого давления до 3,0 кПа. Возрастной состав газораспределительных сетей варьируется от нуля до 50 лет.

На рисунке 1 отображена динамика количества заявок аварий и отказов на наружных системах газораспределения и потребления г. Кумертау за период 2018 г.

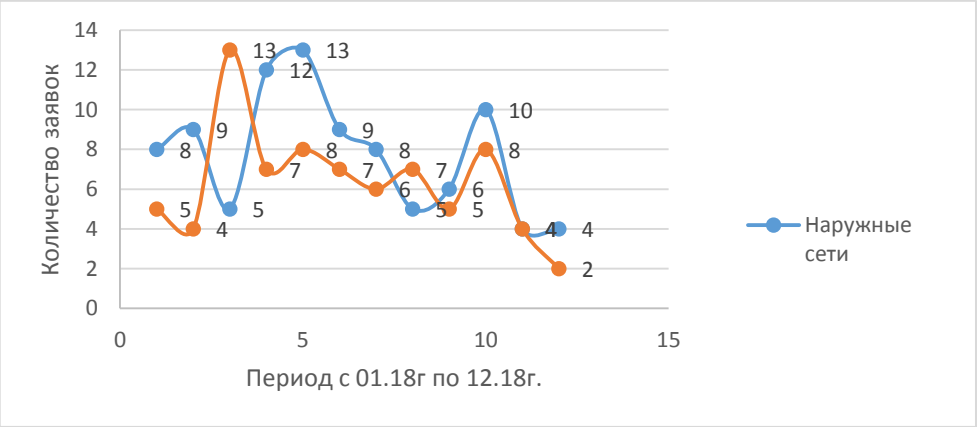


Рис. 1. Динамика количества заявок аварий и отказов сетей газораспределения и потребления

На основании анализа заявок и работ, проведенных ПАО «Газпром газораспределение Уфа» г. Кумертау для восстановления работоспособности газораспределительных сетей можно сделать заключение что 52% аварий являются последствиями физического износа, 30% воздействия антропогенного характера (воздействие человека) и 18% природного воздейст-

вия (коррозия, воздействие температурного перепада, деформаций грунта и т.д.).

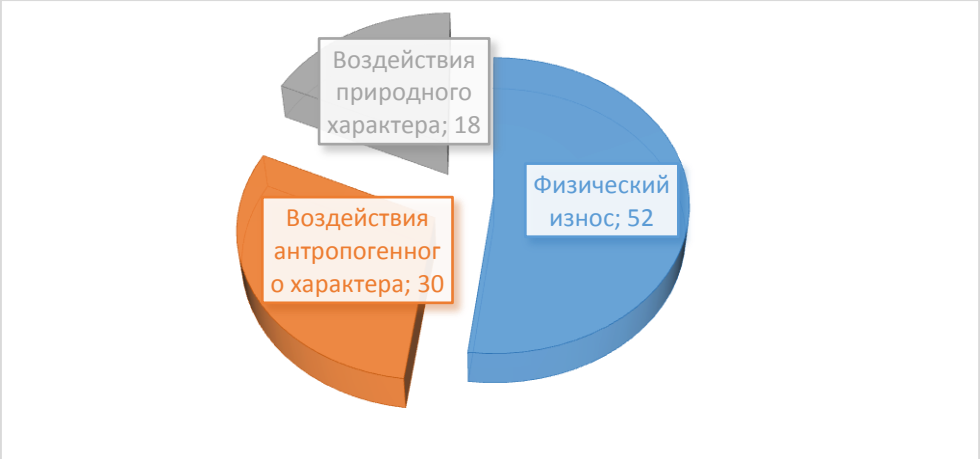


Рис. 2. Основные причины аварийности газораспределительных сетей

На основании проведенного статистического анализа, результаты которого представлены на рисунке 3 из которого видно, что основными объектами аварий являются газопроводное системы как подземные и наружные, так и внутридомовые.

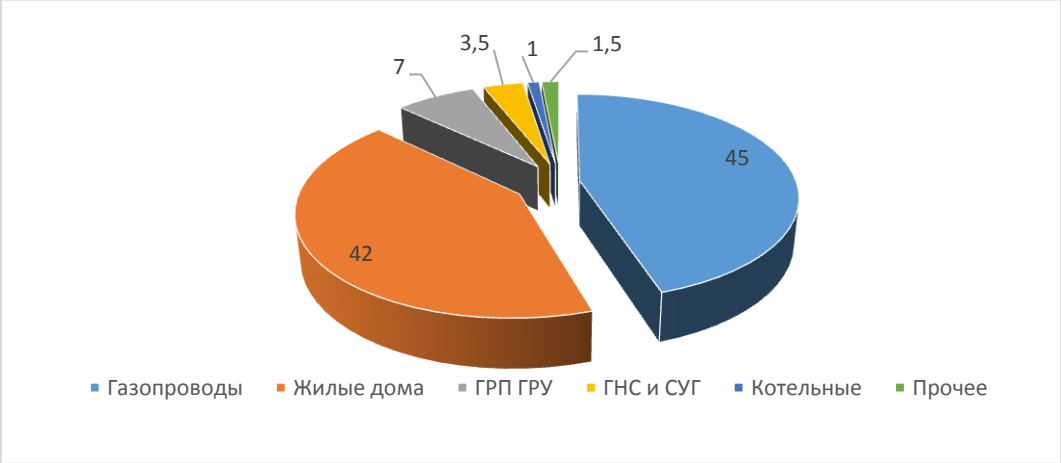


Рис. 3. Диаграмма процентного распределения аварий по газовому хозяйству ПАО «Газпром газораспределение Уфа»

Из представленной диаграммы на рисунке 3 видно, что количество аварий по газопроводным сетям составляет 36-48%, ГРП и ГРУ от 1,8 до 7.1%, аварии по жилимому комплексу 55,7-46,1% из которых 23% пришлось на внутридомовые газопроводы, аварии по котельным установкам составили 1,1-0,7%, ГНС и наружные установки СУГ – 3.9-1.1% и прочее 1,5%. Причинами данных аварий являются: неисправности арматуры, нарушение ПТЭ, разрывы стыков и трещины трубопроводов в результате механических и коррозионных воздействий, отсутствие или отказы автоматики безопасности и т.д.

Снижение количества отказов и контроль безопасности и надежности эксплуатации газораспределительных систем комплексная задача, которая должна решаться сразу по нескольким направлениям - модернизация основного фонда газораспределительных сетей с внедрением прогрессивных научных разработок в области оборудования и материалов для устройства сетей и их защиты от воздействия как внешних, так и внутренних факторов, внедрение систем телемеханики для мониторинга всех физических параметров работы сети в режиме реального времени и разработки программного модуля для расчета и оценки гарантированного ресурса и безопасной эксплуатации.

К преимуществам данных систем контроля можно отнести следующие качества:

- повышение уровня безопасности и контроль надежности работы;
- защита от постороннего вмешательства (врезок);
- контроль и диагностика технического состояния трубопровода без остановки его работы и разрушения;
- оперативное обнаружение и устранение дефектных участков трубопровода;
- централизованный контроль работы и технического состояния территориально распределенной сети из одного рабочего места.

Суть системы мониторинга состоит в контроле технологических параметров работы газопроводной сети (давление, температура и т.д.) и определении состояния труб, сварных швов, изоляции, утечек и т.д.

Общий принцип архитектуры (рис. 4), автоматизированной системы контроля работы газораспределительной сети базируется на использовании программного и аппаратного обеспечения верхнего уровня – SCADA.

В зависимости от применяемых методов контроля, быстродействия и точности выполнения тех или иных алгоритмов и функций системы телемеханики может выноситься на уровень контроллеров (средний уровень). Другим методом архитектуры данной системы может быть принцип из центральной системы верхнего уровня и различных модулей линейной части трубопровода. Низшим уровнем обоих архитектур являются различного рода датчики и сенсоры для считывания информации по работе и состоянию газораспределительной сети и ее элементов.

Помимо обычных датчиков контроля давления, температуры и расхода данные системы оборудуются разнообразным оборудованием для контроля и диагностики технического состояния газораспределительного трубопровода исходя из различного физического действия: ультразвуковые, основанные на законах распространения, преломления и отражения упругих волн частотой 0,5-2,5 МГц., инфразвуковые, позволяющие обнаруживать и регистрировать на больших расстояниях колебания среды, связанные с различными дефектами трубы; вибрационные, производят замер и контроль механических колебаний определенной частоты в стенках трубопровода и т.д.

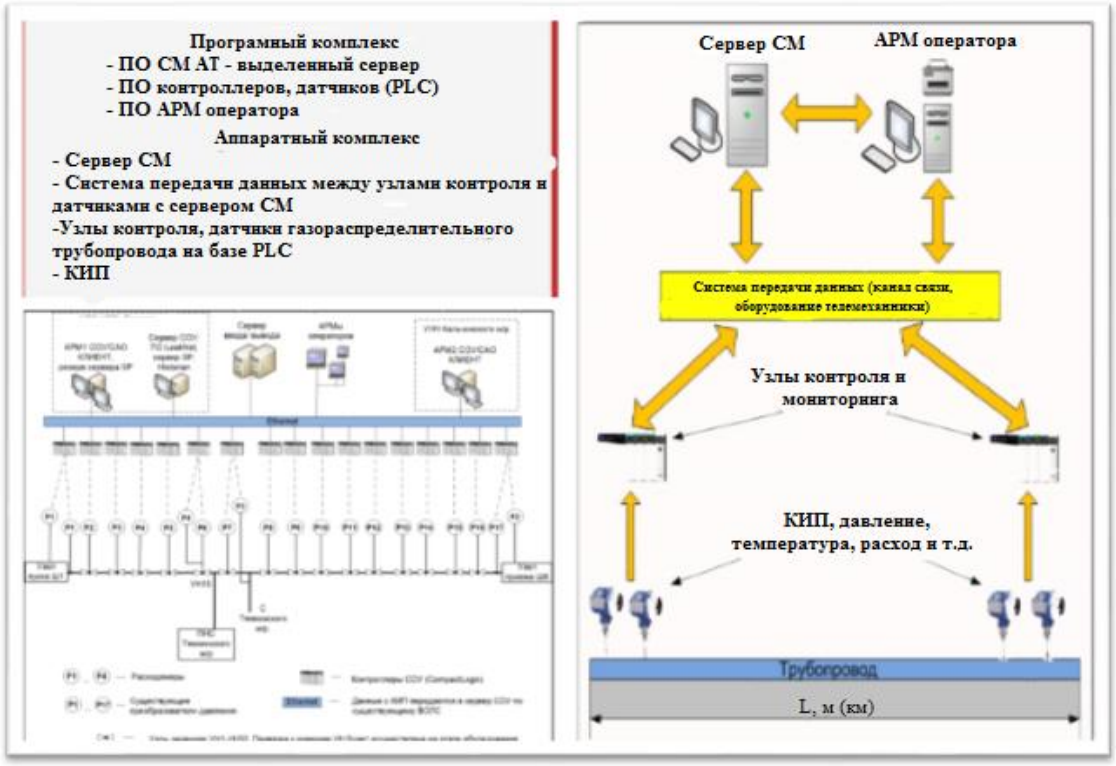


Рис. 4. Примерная архитектура системы контроля и мониторинга

Данные системы бывают простые и сложные в зависимости от количества методов их комбинаций и принципов по обнаружению дефектов и оценке надежности и безопасности эксплуатации на которых они базируются.

Функции такой системы состоят в непрерывном мониторинге с регистрацией и передачей сигналов от датчиков за проявлением недопустимых явлений при эксплуатации газораспределительной сети, на информационно-вычислительный комплекс для обработки сигналов с последующим моделированием ситуации на АРМ. Выдача сигнала тревоги при обнаружении дефекта с последующей ее локализацией. Отображение параметров внешнего и внутреннего воздействия с привязкой к технологической схеме газораспределительной сети карте местности. Непрерывная передача и обработка данных в режиме реального времени и т.д.

Исходными данными для анализа безопасности и надежности эксплуатации газораспределительных сетей на основе оценки их технического состояния являются данные по технической диагностике и ревизии, данных систем мониторинга работы данных сетей и возникновения тех или иных отказов с учетом комплексного влияния разнообразных факторов которые прямо или косвенно влияют на техническое состояние газопроводной сети.

Состав и алгоритм работы при оценке технического состояния подземных газораспределительных сетей представлен ниже на рисунке 5. Ба-

зовые данные для определения и оценки технического состояния формируются на основе сбора и систематизации в ГРО результатов мониторинга и диагностических работ по конкретному участку сети.

На рисунках 6-7 представлена структура формирования исходных данных для проведения оценки надежности эксплуатации и технического состояния сети.

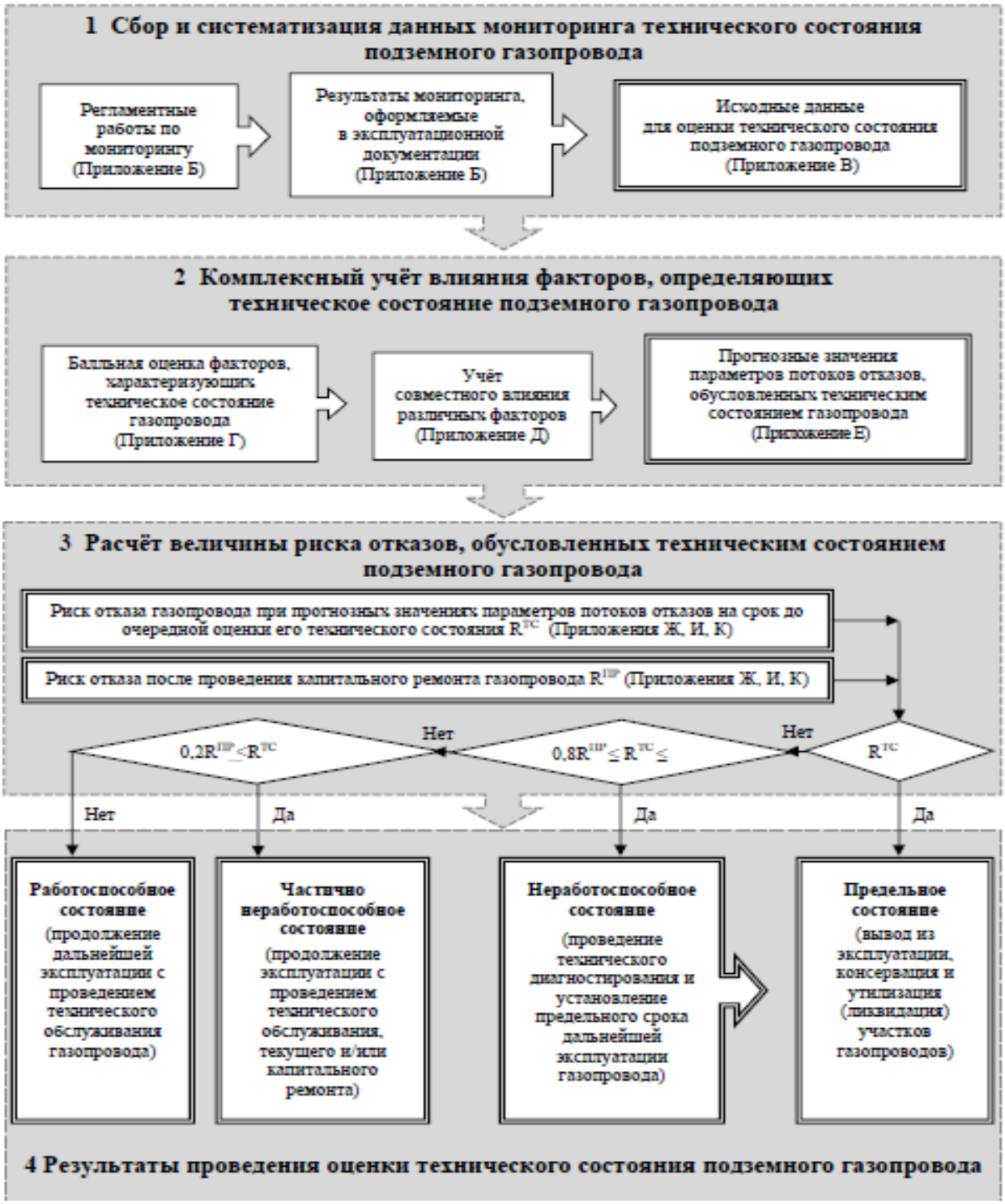


Рис. 5. Состав и алгоритм работы при оценке технического состояния подземного газопровода

Рис. 6. Схема компоновки исходных данных для оценки технического состояния подземных газопроводов

Рис. 7. Схема компоновки исходных данных для оценки технического состояния наземных газопроводов

Применение в оценке бальной системы позволяет учесть большое количество разнообразных факторов, которые определяют условия эксплуатации газораспределительных систем, а также различной степени достоверности информации о состоянии исследуемого газопровода.

Данную бальную оценку определяют на основании формулы:

$$\mathrm{B}_{\text{гп}} = \sum_{i=1}^{I} a_i \cdot \sum_{j=1}^{J} \beta_{ij} \cdot b_{ijk} \qquad (1.1)$$

где a_i - весовая доля i группы факторов:

β_{ij} – весовая доля j-го фактора в i-й группе;

b_{ijk}–значение балльной оценки j-го фактора в i-й группе, в зависимости от степени влияния оцениваемого фактора на техническое состояние газопровода принимается в диапазоне от 0 до 10.

В случаях различия конструктивно-технологических показателей ГЗ балльную оценку определяют для каждого участка или элемента участка с последующим усреднением оценки пропорционально протяжённости участка.

Величину бальной оценки надежности и состояния ГЗ с учетом сочетания различных факторов определяют по формуле:

$$\mathrm{B_{ГП}}^{\mathrm{CB}} = \mathrm{B_{ГП}} \cdot k^{\mathrm{CB}} \quad (1.2)$$

$\mathrm{B_{ГП}}$ – интегральная балльная оценка технического состояния газопровода;

k^{CB} – коэффициент, учитывающий совместное влияние различных факторов при их возможных сочетаниях (комбинациях).

Прогнозируемые значения отказов определяются по формуле:

$$\omega_i^{\mathrm{TC}} = \omega_i^{\mathrm{CP}} \cdot \frac{\mathrm{B_{ГП}^{CB}}}{\mathrm{B^{CP}}} \quad (1.3)$$

ω_i^{TC} – прогнозное значение параметра потока i-х отказов газопровода, отказ/(км/год);

ω_i^{CP} – - среднестатистическое значение параметра потока i-х отказов, обнаруженных на сетях газораспределения, отказ/(км/год);

Внедрение и развитие таких систем позволит создать единый механизм контроля и принятия решений по эксплуатационной надежности, а также управлением к планированию ТО и Р исходя из фактического состояния газопроводной сети, условий эксплуатации и т.д. и контроль технического состояния и целостности газопроводной системы.

Список литературы

1. Автоматизация управления технологическими процессами в газораспределительных сетях: проблемы, тенденции и перспективы / В. Г. Крымский [и др.]. – Уфа, 2013. - Т. 9. - № 2. - С. 70-79.

2. Влацкая, И. В. Телеметрия как средство поддержки принятия решений в газораспределительной системе / И. В. Влацкая, П. В. Белоновский // Компьютерная интеграция производства и ИПИ-технологии : VI всерос. науч. -практ. конф. 15-16 окт. 2013. – Оренбург, 2013. – С. 119-122.

3. Концепция технического развития газораспределительных систем: труды ОАО «Газпром промгаз». – Москва : ОАО «Газпром промгаз», 2009. – 152 с.

4. Методика оценки технического состояния стальных и полиэтиленовых газопроводов: труды ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ. - Санкт-Петербург : ООО «ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ», 2016. – 122 с.

5. Матюшечкин, В. Н., Презентация «Вопросы мониторинга технического состояния газораспределительных систем» Санкт-Петербург, 2010.

Одинцов, С. И.. Аварийность на магистральных газопроводах / С. И. Одинцов. - Москва : Лань, 2016. – 240 с.

6. Панов, М. Я. Оперативное управление городской системой газоснабжения с использованием современных ультразвуковых методов замера расхода газа / М. Я. Панов, Г. Н. Мартыненко // Научный вестник ВГАСУ. Строительство и архитектура. – 2008. - №3(11). - С. 100-105.

7. Система управления техническим состоянием и целостностью трубопроводов: труды ЗАО «АМТ». - Москва : ЗАО «АМТ», 2016. – 185 с.

8. Федорова, О.Б. Формирование программ регионального развития: организационный аспект [Текст]/О.Б. Федорова, Е.Л. Чижевская//Известия высших учебных заведений. Социология. Экономика. Политика. -2009. -№ 2. -С. 38-41.

УДК 681.5

Счастный В.В., Власенко Ю.Г., Новосёлова К.А., Казыханов А.И.

Исследование напряженно-деформированного состояния трубопровода подверженного ручейковой коррозии в условиях болота

Омский государственный технический университет, г. Омск

Аннотация: в ходе работы был проведен анализ состояния трубопровода, проложенного через болотистую местность III степени, подверженного ручейковой коррозии. В программном продукте Ansys определено оптимальное давление для конкретного случая, позволяющего обеспечить безаварийную работу трубопровода до проведения ремонтных работ.

Abstract: in the course of research, an analysis of the state of the pipeline, laid through marshy terrain of III degree, subjected to streamlet corrosion was carried out. Ansys software product determines the optimal pressure for a particular case, which allows ensuring trouble-free operation of the pipeline prior to repairs.

Ключевые слова: трубопровод, коррозия, напряженно-деформированное состояние, болотистая местность, Ansys.

Keywords: pipeline, corrosion, stress-strain state, marshland, Ansys.

Промысловые трубопроводы (ТП) являются одним из важнейших элементов обустройства нефтяных месторождений, они обеспечивают процесс сбора и транспортировки нефтегазоводяной эмульсии от устья скважины до пункта сбора. В связи с растущими темпами добычи нефти в России вопрос о разработке новых месторождений и поддержании высокого уровня добычи углеводородного сырья на ранее разработанных место-

рождениях становится особенно актуальным, поэтому проблема технического состояния промысловых ТП, находящихся в эксплуатации, выходит на первые позиции.

Больше всего нефти в России добывается на территории Западной Сибири, климатические условия которой характеризуются большим перепадом температур, большим количеством осадков, а также наличием обширных болот. Поэтому при проектировании и эксплуатации промысловых ТП необходимо учитывать все возможные факторы, оказывающие влияние на безопасную и безаварийную работу.

Одним из важнейших факторов, влияющих на работу промысловых ТП, является ручейковая коррозия. Ручейковая коррозия, как правило, образуется по верхней или нижней образующей трубы в виде ручейков.

Для анализа напряжений, появляющихся в промысловом трубопроводе при ручейковой коррозии, был выбран нефтегазосборный трубопровод внешним диаметром 426 мм с толщиной стенки 8 мм, рабочее давление 4,0 МПа месторождения, расположенного в Нефтеюганском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, средняя плотность перекачиваемого пластового флюида равна 900 кг/м^3.

Трасса данного трубопровода проходит через болото III типа, характеризующееся тем, что оно заполнено растекающимся торфом и водой с плавающей торфяной коркой. Данный трубопровод имеет положительную плавучесть, поэтому для обеспечения заданного положения трубопровода и его закрепления в траншее необходима балластировка: вид утяжелителей – утяжелитель бетонный охватывающий 530 (УБО-530) массой 834 кг, шаг – 4,06 м.

Принятая геометрия для упрощения расчета напряжений нефтегазосборного трубопровода с ручейковой коррозией на нижней образующей трубы представлена на рисунке 1. Параметры ручейковой коррозии: ширина – 3 мм, глубина – 2 мм.

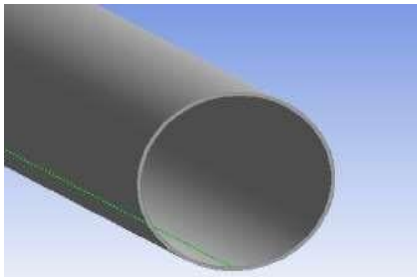


Рис. 1. Принятая геометрия трубы с ручейковой коррозией

После учета нагрузок для трубопровода длиной 4,06 м: выталкивающая сила (5,7 кН), сила тяжести от собственного веса трубы (3,3 кН), сила тяжести от собственного веса продукта (4,7 кН), внутреннее давление (4,0 МПа), проведен расчет напряжений и деформаций в программном комплексе Ansys. Результаты расчета приведены на рисунках 2, 3а и 3б.

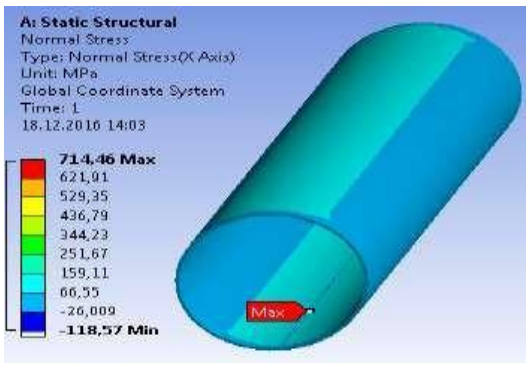


Рис. 2. Напряжения в трубопроводе с ручейковой коррозией при внутреннем давлении 4,0 МПа

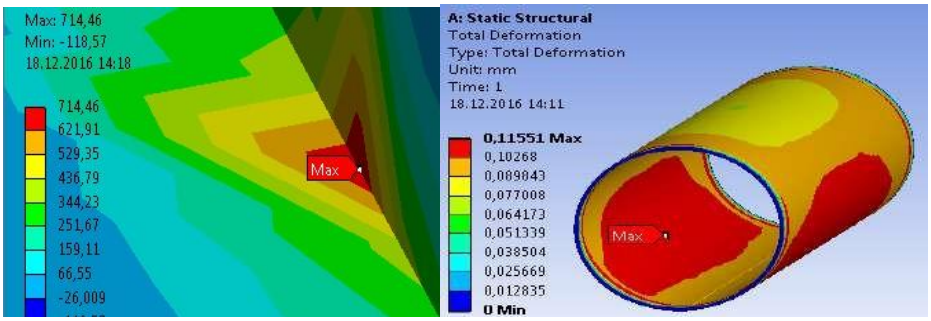


Рис. 3. а – Локация максимальных напряжений в нижней части трубы с ручейковой коррозией; б – Деформации в ТП при внутреннем давлении 4,0 МПа

Исходя из полученных в ходе расчетов в программном комплексе Ansys результатов видно: что при рабочем давлении 4,0 МПа нефтегазосборных трубопровод с ручейковой коррозией по нижней образующей испытывает напряжений порядка 700 МПа. Так как марка стали, из которой изготовлен трубопровод, имеет предел прочности 490 МПа, то произойдет разрушение стенки трубопровода. Данный сценарий событий повлечет как экологический ущерб для окружающей среды, так и экономический – для эксплуатирующей организации.

Для того, чтобы избежать данных последствий разрыва стенки трубопровода, предлагается понизить рабочее давление в нефтегазосборном трубопроводе до 2,5 МПа до момента проведения работ по его ремонту. Результаты напряженно-деформированного состояния трубопровода с ручейковой коррозией по нижней образующей с внутренним давлением 2,5 МПа представлены на рисунке 4.

По результатам расчета напряженно-деформированного состояния трубопровода с ручейковой коррозией по нижней образующей с внутренним давлением 2,5 МПа следует, что испытываемые напряжения в зоне ручейковой коррозии уменьшились до 450 МПа. Поэтому понижение рабочего внутреннего давления с 4,0 МПа до 2,5 МПа позволит обеспечить безаварийную работу нефтегазосборного трубопровода до проведения работ по его ремонту.

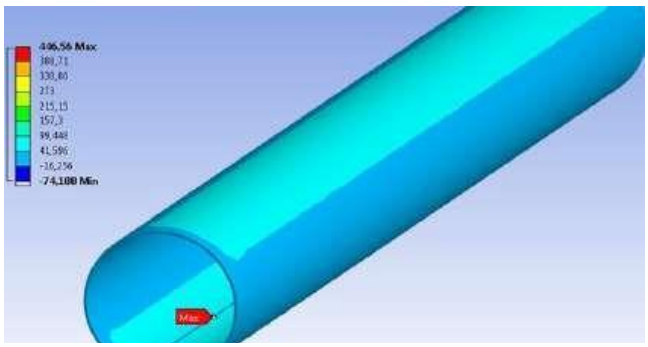


Рис. 4. Напряжения в ТП с ручейковой коррозией при внутреннем давлении 2,5 МПа

Список литературы

1. Басарыгин, Ю. М. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации / Ю. М. Басарыгин, В. Ф. Будников, А. И. Булатов. – Москва: Недра-Бизнесцентр, 2004. - Т. 6. – 399 с.

2. Добыча нефтяного сырья. Основные показатели [Электронный ресурс]: Официальный сайт Министерства энергетики Российской Федерации. – Режим доступа: http://minenergo.gov.ru.

3. Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых нефтегазопроводов [Текст]: СП 34-116-97: утв. Минтопэнерго РФ 23.12.97: ввод. в действие с 01.04.1998. – Москва : ВСН, 1998. – 206 с.

УДК 330.524:620.9

Тараскин А.В.

Повышение энергетической эффективности газораспределительных станций

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: Роль энергии в XXI веке становится все более значимой. С целью повышения энергоэффективности современного производства газораспределительных станций предлагается разработка предложений по использованию турбодетандеров с заданными технико-экономическими параметрами.

Abstract: The role of energy in the 21st century is becoming increasingly significant. In order to improve the energy efficiency of modern production of gas distribution stations, it is proposed to develop proposals for the use of turboexpanders with specified technical and economic parameters.

Ключевые слова: Энергетическая эффективность, энергосбережение, турбодетандер, природный газ, избыточное давление, электрическая энергия.

Keywords: Energy efficiency, energy saving, turboexpander, natural gas, overpressure, electrical energy.

В настоящее время наблюдается резкое повышение роли энергии в XXI веке. Для того чтобы реализовать энергетическую стратегию России

нужно повышать уровень экономичности электроснабжения, сокращать потери природного газа, снижать его затраты при добыче, подготовке и транспорте газа. Таким образом, энергосбережение является одним из важнейших факторов в производстве.

Для утилизации энергии избыточного давления природного газа на газораспределительных станциях предлагается использовать турбодетандерные установки, которые по многим показателям соответствуют задачам экономии энергетических ресурсов [1], а самое главное могут способствовать улучшению экологической обстановки. Разработка предложений по использованию турбодетандеров с заданными технико-экономическими параметрами для повышения энергетической эффективности газораспределительной сети является актуальным вопросом современного производства.

Использование турбодетандера позволяет утилизировать энергию избыточного давления газа, что на сегодняшний день является перспективным, так как определяет эффективность и экономичность систем подготовки и транспорта газа. Основное назначение турбодетандера – утилизация избыточного давления. Это достигается организацией процесса расширения газа, протекающего через турбодетандер, с производством внешней работы, в результате чего происходит уменьшение давления и температуры газа. Кроме того, турбодетандеры находят применение в устройствах для разделения воздуха, ожижения азота, находящегося под давлением. Применение турбодетандеров в установках для расширения газа позволяет утилизировать избыток энергии, который образуется при перекачке через распределительные станции. Это объясняется тем, что в турбине происходит процесс преобразования энергии, количество которой прямо связано с мощностью энергетического потенциала газового потока.

Многие производители имеют опыт использования турбодетандерных установок для выработки электрической энергии на газораспределительных пунктах (рис.3), используя для этого снижение давления природного газа, что и является одним из путей сбережения энергии. Давление природного газа, за счёт дросселирования, снижается на газорегуляторных пунктах и газораспределительных станциях.

Современные действующие и разрабатываемые утилизационные турбодетандерные установки имеют различные виды и технологические схемы установок [2 – 5]. Сведения о технических характеристиках, особенностях утилизационных установок в различных странах, конструкции утилизационных турбодетандерных установок, применяемых в России, приведены в данной статье [5].

Для снабжения газом населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных предприятий от магистрального газопровода сооружаются отводы, по которым газ поступает на газораспределительные станции. Они размещаются на огражденной площадке вне черты перспективной застройки города, населенного пункта или предприятия (рис.2).

Независимо от пропускной способности, числа потребителей, давления на входе и выходе, характера изменения расхода газа, технологическая схема ГРС состоит из следующих основных узлов (рис.1):

–переключения;

–очистки газа;

–предотвращения гидратообразований;

–редуцирования высокого давления газа;

–измерения расхода газа;

–одоризации газа.

Газораспределительная станция кроме основных технологических узлов имеет следующие вспомогательные сооружения:

–здания или шкафные блоки и огражденную территорию;

–сантехнические устройства (вентиляцию, отопление, водоснабжение и канализацию);

–электротехнические устройства (электрооборудование, электроосвещение, грозозащиту и защиту от разрядов статического электричества);

–устройства связи с диспетчером линейного производственного управления (ЛПУ) и потребителем газа;

–устройства электрохимической защиты [5] .

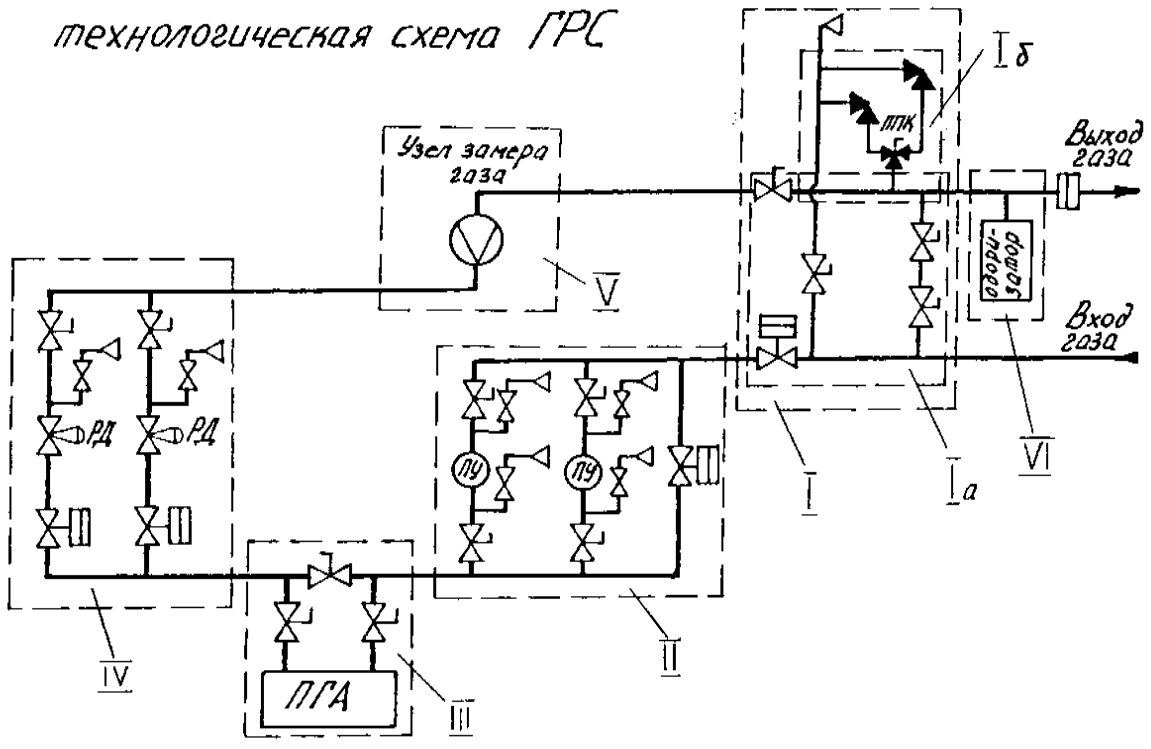


Рис.1. Схема газораспределительной станции:
I, Iа, Iб - узел переключения ГРС; II - узел очистки газа; III - узел подогрева газа для предотвращения гидратообразований; IV - узел редуцирования газа; V- узел замера газа; VI - узел одоризации газа.

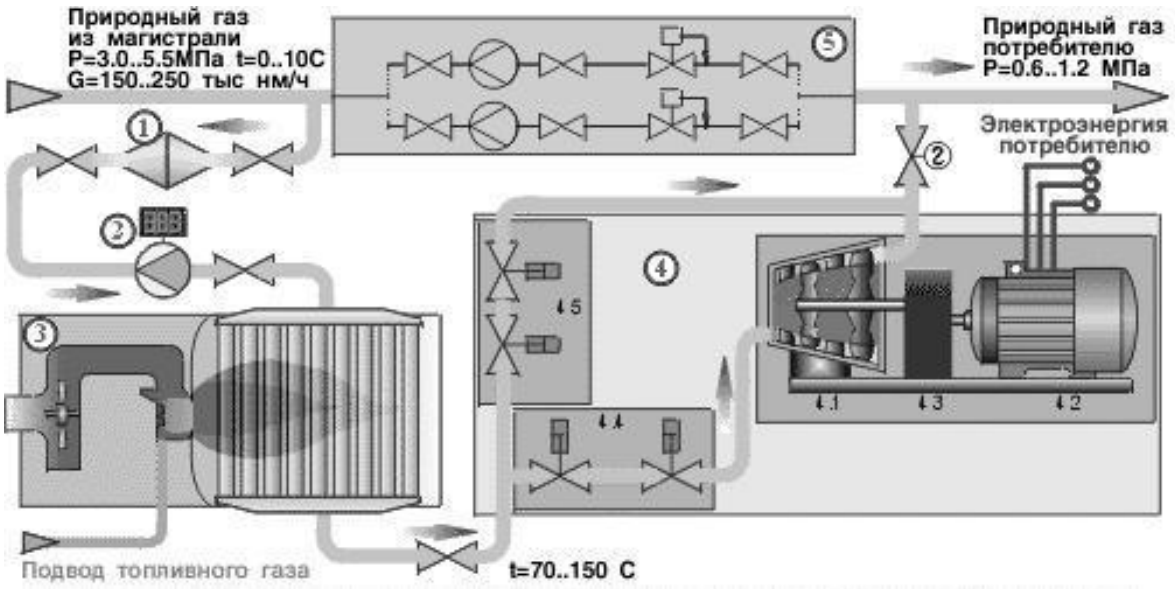


Рис.2. Технологическая схема ГРС для одного потребителя:
1 – фильтр; 2 – счетчик расхода газа; 3 – котел-подогреватель; 4 – детандер-генераторный агрегат; 4.1 – детандер; 4.2 – генератор; 4.3 – редуктор; 4.4 – блок дозирующего клапана; 4.5 – блок регулятора давления; 5 – газораспределительная станция.

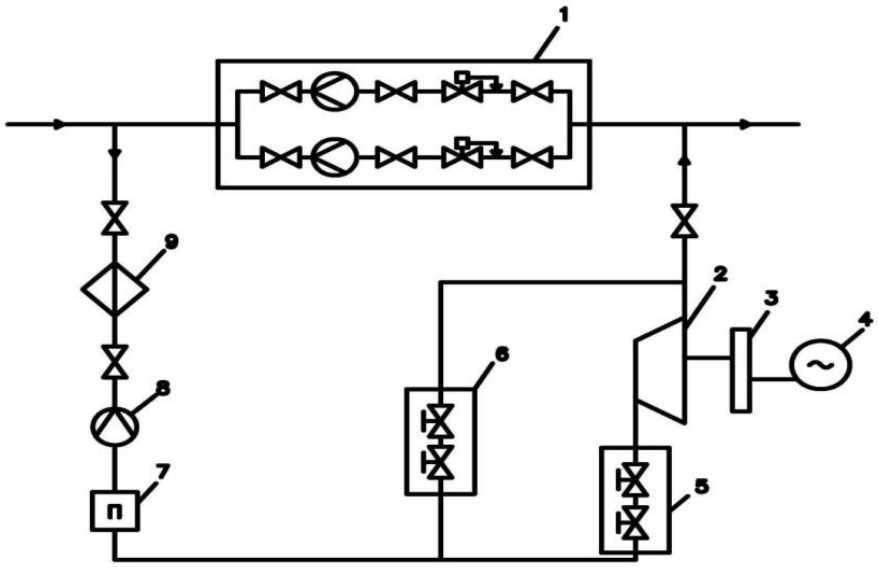


Рис.3. Схема подключения ДГА на газораспределительной станции:
1 – газораспределительная станция; 2 – турбодетандер; 3 – редуктор; 4 – генератор; 5 – блок клапана; 6 – блок регулятора давления; 7 – подогреватель газа; 8 – расходомерный узел; 9 – фильтр.

Практическая реализация повышения энергетической эффективности производства на объектах газораспределительных станций основана не только на системном и комплексном проведении мероприятий по энергосбережению, но и на применении турбодетандерных установок, которые обеспечивают стабильную динамику энергоемкости при транспортировке природного газа.

Список литературы

1. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности: федеральный закон Рос. Федерации от 23 ноября 2009 г. №261-ФЗ.

2. Усманов, Р. Р. Повышение эффективности работы оборудования ГРС ООО «Газпром трансгаз Уфа» в реализации энергосберегающих проектов / Р. Р. Усманов, А. И. Асадуллин, М. В. Чучкалов // Территория нефтегаз. – 2004. - № 12. – 70 с.

3. Харисов, И. С. Методика проведения экспериментальных исследований ступеней турбоустановок малой мощности / В. А. Рассохин, Н. А. Забелин, Ю. В. Матвеев // Научно-технические ведомости СПбГПУ. – 2012. – № 1(142). – С. 119-123.

4. Харисов, И. С. Разработка и создание автономных энергетических установок малой мощности с расширительной турбиной / С. Н. Беседин, И. С. Харисов // Газотурбинные технологии. – 2010. – №1(82). – С. 10-13.

5. Разработка и создание нового класса автономных энергетических установок малой мощности для магистральных газопроводов, компрессорных и газораспределительных станций / И. С. Харисов [и др.] // Изд. Наука и техника в газовой промышленности. – 2010. – № 4. – С. 96-103.

УДК 620.9

Тараскин А.В.

Использование турбодетандеров на газораспределительных станциях

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: В процессе транспортировки газа затрачивается огромное количество энергии, как для сжатия газа, так и для других технологических операций. С целью компенсации затраченной энергии и выработки дополнительной электроэнергии необходимо рассматривать вопросы по технологии использования турбодетандеров на газораспределительных станциях.

Abstract: In the process of gas transportation, a huge amount of energy is expended, both for gas compression and for other technological operations. In order to compensate for the energy expended and generate additional electricity, it is necessary to consider issues related to the technology of using turbine expanders at gas distribution stations.

Ключевые слова: Энергетическая эффективность, энергосбережение, турбодетандер, природный газ, избыточное давление, электрическая энергия.

Keywords: Energy efficiency, energy saving, turboexpander, natural gas, overpressure, electrical energy.

Трубопроводный транспорт природного газа является наиболее продвинутым видом транспорта. Он надёжен, характеризуется меньшим экологическим воздействием на окружающую среду, независим от климатических условий, также в большинстве случаев экономичен и обеспечивает высокую поставку газа потребителям.

Компрессоры в газоперекачивающих агрегатах служат для сжатия

газовоздушной смеси, повышения ее энергии и температуры. На совершение этого действия тратится около половины и более мощности. Современное оборудование представляет собой сложную систему для возмещения потерь давления газа, при этом сохраняет требуемое давление по длине газопровода. Газ транспортируется по газопроводам с очень большим давлением, превышающим требуемое давление конечному потребителю, поэтому между сетью распределения газа и потребителями расположены газораспределительные станции. Подогреватель газа используется для возмещения температурных потерь в клапане – дросселя.

Безусловно, энергия потребляется в процессе сжатия газа до давления в трубопроводе и поддержания этого давления на требуемом уровне в процессе его транспортировки и его расширения для восстановления его температуры после охлаждения в результате этого расширения. Восстановить эту энергию возможно путем замены дроссельных клапанов турбодетандером. Это позволит вырабатывать электроэнергию, часть которой должна будет затрачена на подогрев газа. Безопасная работа антикоррозийного и теплоизоляционного покрытий газопровода зависит от температуры газа за турбиной (не менее +5 ^{0}C и не более 40 ^{0}C). Подогрев газа повышает внутреннюю энергию, мощность и КПД турбодетандера. Известно, что подогрев газа от 0 ^{0}C до +80 ^{0}C может повысить мощность турбодетандера на 30 - 35 %. Существует несколько типов турбодетандеров: ротационные, поршневые, винтовые и турбинные, которые могут быть использованы для данной цели. Турбинные турбодетандеры способны работать с большим количеством газа и большими перепадами его давлений, благодаря этому являются наиболее целесообразными для ГРС.

Мощность турбодетандера зависит от фактически используемого перепада давления, температуры, скорости потока, расхода газа и внутреннего КПД. Чем выше эти показатели, тем больше электрическая мощность турбодетандеров.

На рис. 1 представлена работающая схема ГРС. На схеме показан: газопровод магистрального типа с высоким давлением под номером 1, газовый нагреватель под номером 2, турбодетандер с электромашиной 3 с турбиной 4 и электрогенератором 5, газопровод потребительский под номером 6 интервального давления, преобразователь 7, газовый нагреватель 8, турбодетандер с электромашиной 9 с турбиной 10 и электрогенератором 11, потребительский газопровод 12 низкого давления 2 кг/см^2, преобразователь 13, станция аккумулятора 14 и инвертор напряжения 15.

ГРС находится между магистральным газопроводом 1 высокого давления и газопроводом потребительским 12 низкого давления. Турбодетандеры с электромашиной 3 и 9 установлены каскадным видом. Электрогенератор 5 находится на валу турбины 4, а электрический генератор 11 - на валу турбины 10. Газовый нагреватель 2 расположен на входе турбины 4 и газовый нагреватель 8 - на входе турбины 10. Выход турбины 4 объединён

с газопроводом потребительским под номером 6 промежуточного давления. Электрические генераторы под номерами 5 и 11 сделаны с редуктором напряжения. Они через преобразователи под номерами 7 и 13 присоединены к аккумуляторной станции номером 14. Инвертор напряжения под номером 15 объединён со станцией аккумуляторной под номером 14.

Совмещенные роторы под номерами 3 и 9 электромашинных турбодетандеров находятся в корпусе с системой магнитного подвеса. Нагреватели турбодетандеров перед входом под номерами 2 и 8 электрические или сделаны с подогревом от тепла сжигаемого газа. Преобразователи 7 и 13 выполнены с вероятностью преобразования переменного напряжения с изменяющейся частотой. Инвертор напряжения под номером 15 сделан перед выходом напряжением промышленной частотой и соединён к сети для снабжения собственных нужд газораспределительной станции и питания близлежащих потребителей электроэнергии.

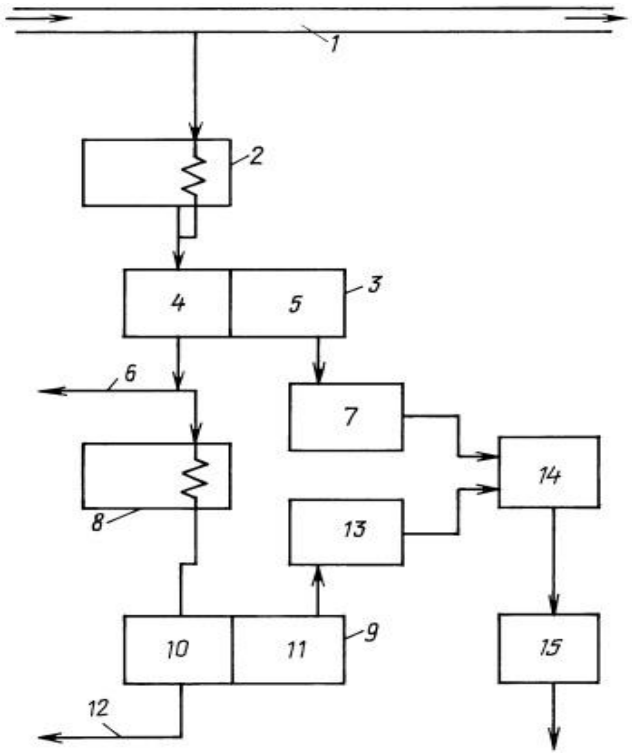


Рис.1. Схема ГРС, оснащенная турбодетандером

Электромашинные турбодетандеры под номерами 3 и 9 имеют: внешний корпус в виде трубы, турбину с неподвижной частью, неподвижные статоры электромагнитных подшипников, установленных во внутреннем корпусе, электрические генераторы и нужные элементы охлаждения. Барабанные части турбины, роторные части электрогенератора, электромагнитных подшипников расположены на комбинированном роторе агрегата. В процессе работы ГРС природный газ из магистрального газопрово-

да 1 поступает с большим давлением в нагреватель под номером 2. Здесь происходит подогрев. Если температура входного газа поднимается на 100 ^{o}C, то электрическая мощность турбодетандера перед выходом станет больше на 30 %. Подогретый газ направляется в турбину 4 турбодетандера 3 первой ступени снижения давления и приводит в движение ротор, при этом обеспечивает данное давление газа 12 кг/см^2 в потребительском газопроводе 12. Электрогенератор 5 преобразует энергии ротора в электрическую энергию переменного тока. От режима работы турбодетандера 3 изменяется напряжение и частота тока. Система магнитного подвеса устраняет потери на трение и износ вращающихся узлов турбодетандера 3. Таким образом, работает и вторая ступень редуцирования давления газа с нагревателем 8 и турбодетандером 9. В потребительский газопровод 12 направляется газ с давлением 2 кг/см^2.

Рабочая частота вращения ротора турбодетандеров 3 и 9 высокооборотные - 30000 об/мин. С увеличением рабочей частоты удельная мощность электрогенераторов 5 и 11 повышается, а габариты уменьшается.

Для преобразования и стабилизации, данных электроэнергии до величины, соответствующих требованиям потребителей, настройки режимов работы турбодетандеров 3 и 9, рассчитан регулятор напряжения, при необходимости изменяет напряжение возбудителя. Для этой же цели служит система вторичного преобразования электроэнергии.

Преобразователи под номерами 7 и 13 изменяют напряжения изменяющейся частоты в постоянное напряжение. Аккумуляторная станция 14 при изменении нагрузки режимов работы турбодетандеров под номерами 3 и 9 управляет буферными режимами. Инвертор напряжения под номером 15 напряжение постоянного тока превращает в напряжение переменного тока промышленной частоты. Расчеты показывают, что при потреблении природного газа 1 кг/с турбодетандеры под номерами 3 и 9 вырабатывают электрическую энергию мощностью 500 кВт.

Список литературы

1. Агабабов, В. С. Методика оценки влияния детандер-генераторного агрегата на тепловую экономичность ТЭЦ / В. С. Агабабов // Теплоэнергетика. – 2002. – №5. – С. 48–52.

2. Сравнение различных способов подогрева газа в детандер-генераторном агрегате / В. С. Агабабов [и др.] // Теплоэнергетика. – 2003. – №6. – С. 46–50.

3. Гельман, М. В. Электроэнергия из газовой трубы / М. В. Гельман // Промышленные ведомости. – 2003. – №6. – С. 13-18.

4. Гремзин, А. К. Использование сжиженного природного газа в качестве энергоносителя - задача государственной важности / А. К. Гремзин, А. В. Громов, Н. С. Мельникова // Холодильная техника. – 1999. – №9. – С. 6-8.

5. Опыт эксплуатации детандер-генераторного агрегата на ТЭЦ-21 Мосэнерго / Ю.Л. Гуськов [и др.] // Электрические станции. – 2003. – №12. – С. 15-17.

УДК 621.9:51-74

Темпель Ю.А.

Способ металлообработки деталей насосного оборудования для сжиженных углеводородных газов, основанный на математическом моделировании

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: В статье представлен разработанный способ управления геометрической точностью деталей нефтегазовой промышленности при их металлообработке на станках с числовым программным управлением. Построена математическая модель формообразования поверхности деталей класса – вал. С использованием компьютерных технологий смоделирован процесс обработки и проведен эксперимент, подтверждающий адекватность построенной математической модели и результативность использования предлагаемого способа.

Abstract: The article presents the developed method of controlling the geometrical accuracy of the parts of the oil and gas industry during their metalworking on machines with numerical control. A mathematical model of shaping the surface of class parts — a shaft — has been built. With the use of computer technology, the processing process was modeled and an experiment was carried out confirming the adequacy of the constructed mathematical model and the effectiveness of the use of the proposed method.

Ключевые слова: сжиженный углеводородный газ, насосное оборудование, математическое моделирование, металлообработка, геометрическая точность деталей.

Keywords: liquefied petroleum gas, pump equipment, mathematical modeling, metal working, geometrical accuracy of details.

Развитие рынка сжиженных углеводородных газов (СУГ) привело к увеличению спроса на оборудование, предназначенного для газоснабжения потребителей СУГ: резервуары, испарители, насосы, запорная и предохранительная арматура.

Насосное оборудование нефтегазовой отрасли предназначено для перекачки и транспортировки нефти и нефтепродуктов, к которым относятся мазут, углеводороды, бензин, керосин и другие жидкости. Поэтому насосы должны обеспечивать безопасность и эффективность процесса перекачивания нефтепродуктов, это самое распространенное оборудование для данной отрасли. Основным отличием нефтегазовых насосов можно назвать то, что они способны работать абсолютно в любых условиях эксплуатации [2]. В связи с этим, от качества и точности изготовления деталей данных агрегатов зависит работоспособность и безопасность в процессе эксплуатации.

Насосы, предназначенные для перекачки газовых сред, еще называют компрессорами. В системах нефтепереработки передвижение жидких сред в ходе технологического процесса осуществляется под действием сил, обусловленных работой насосов. Существует несколько видов насосного

оборудования: центробежные, поршневые, роторные, струйные насосы. Самые распространенные – центробежные и поршневые. Различия между разными насосами заключаются в принципе создания давления.

С точки зрения промышленной безопасности противопоставлять разные виды насосов не имеет смысла, так как выбор насоса на практике делается не по критерию безопасности, а исходя из технологической необходимости – функционала, который требуется под конкретные задачи.

Все насосное оборудование сертифицируется на соответствие техническим регламентам и диагностирование насосно-компрессорного оборудования носит комплексный характер и в общем случае включают: анализ технический документации, контроль основных параметров, характеризующих работоспособность оборудования, вибродиагностику механических характеристик металла валов и рабочих колес, толщинометрию стенок корпуса, неразрушающий контроль потенциально опасных участков основных деталей методом ультразвуковой дефектоскопии, цветным или магнито-порошковым методами, балансировку роторов, прочностные испытания корпусов, расчет остаточного ресурса оборудования [3].

Работы по диагностированию позволяют сделать вывод о том, что к наиболее часто возникающим дефектам насосов можно отнести износ уплотнений. Также к наиболее уязвимым узлам относятся подшипники качения и скольжения и истирание валов. Причем, наибольшее число отказов, уменьшение эксплуатационной надежности, срока службы и износ подшипников, возникает вследствие вибрации насосных агрегатов. Вибрации как нежелательное явление также приводят к деформации роторов и поломке корпуса [1].

Для восстановления эффективности и работоспособности насосов изготавливают ремкомплекты для насосов для перекачки сжиженного газа, которые включают в себя следующие запасные части: прокладки, торцевое уплотнение, рабочее колесо, вал насоса, лопасть, лопатка, кольцевое уплотнение, подшипник, шиберный толкатель, шибер, набор торцевого уплотнения вала, опорный подшипник, шпонка вала, рабочая камера, корпус насоса, шкив к насосу, комплект пластин (лопатки) к насосу, шестерня насоса, кольцо уплотнительное, букса сальника, корпус подшипника, плита, крышка, ротор, комплект шиберов.

В связи с выше сказанным, обеспечение надежности, а в частности долговечности и сохраняемости деталей насосного оборудования нефтегазовой промышленности, является важной задачей для предприятий машиностроения.

Цель работы заключатся в изучении погрешностей и факторов, оказывающих влияние на возникновение данных погрешностей в процессе металлообработки деталей на станках с числовым программным управлением и компенсация этих погрешностей для повышения качества обрабатываемой поверхности.

Методами исследования, применяемыми в данной работе, послужили методы аналитической статистики, математического анализа. А также был проведен эксперимент двух партий деталей с использованием современного станочного оборудования. Геометрический контроль деталей партии производился с применением координатно-измерительной машины на базе лабораторий ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет».

Предлагаемый способ обработки деталей позволяет управлять геометрической точностью, с одновременным снижением временных затрат. В способе реализован один из методов моделирования, который приобретает широкое применение при проектировании и производстве различных объектов – математическое и компьютерное моделирование с использованием различных современных программных продуктов.

Эксперимент по реализации способа показал высокую результативность его применения по сравнению с традиционным способ металлообработки. Поскольку сравнительный анализ двух партий деталей (первая партия деталей обрабатывалась по предлагаемому способу, вторая партия – традиционно) по такому показателю эффективности металлообработки как надежность технологической операции, позволяет сделать вывод о снижении количества вероятностного брака.

Список литературы

1. Логиновских, В. М. Исследование крутильных колебаний валов насосных агрегатов / В. М. Логиновских, Д. А. Черенцов, С. П. Пирогов // Трубопроводный транспорт углеводородов : материалы Всерос. науч.- практ. конф. с междунар. участием. – Омск : Изд.-во ОмГТУ. – 2017. – С. 28-31.

2. Насосы нефтегазовой отрасли [Электронный ресурс] // Нефтегаз-2020. 20-я юбилейная международная выставка «Оборудование и технологии нефтегазового комплекса». – Режим доступа: https://www.neftegaz-expo.ru/ru/articles/nasosy-neftegazovoj-otrasli/.

3. Промышленная безопасность насоса [Электронный ресурс] // Единый стандарт. Центр сертификации и лицензирования – Режим доступа: https://1cert.ru/stati/promyshlennaya-bezopasnost-nasosa.

УДК 621.644.073

Толмачев А.А., Толмачева Л.А., Иванов В.А.

Применение альтернативы стальным трубам в нефтегазовой отрасли

Тюменский индустриальный университет, г.Тюмень

Аннотация: Обоснована необходимость применения современных материалов при строительстве нефтегазопроводов. Предложен обзор возможности применения в нефтегазовой отрасли труб из различных полимерных материалов.

Abstract: The necessity of the use of modern materials in the construction of oil and gas pipelines. A review of the possibility of using pipes from various polymeric materials in the oil and gas industry is proposed.

Ключевые слова: полимерные трубы, нефтепромысел, трубопроводы, комбинированные трубы.

Keywords: polymer pipes, oil fields, pipelines, combined pipes.

По данным за 2017 год общая протяженность действующих нефте-, газопроводов в Российской Федерации (включая те нефте-, газопроводы, часть которых пролегает и на территории иностранных государств) составляет более 257 тыс.км. При этом диаметр этих трубопроводов имеет большую вариабельность: от 114 до 1420 мм. Большая часть этих трубопроводов была смонтирована еще в 70-80 годах XX века. При условии того, что срок эксплуатации даже современных стальных труб согласно нормативной документации не должен превышать 33 года, использование нефте-, газопроводов, построенных в те года, требует особого внимания.[8]

Анализ ежегодных отчетов Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору с 2004 по 2017 года показал, что основной причиной возникновения аварийных ситуаций на нефтепромыслах остается разгерметизация и разрушение технических устройств в результате физического износа, коррозии металла трубы или растрескивания под напряжением. Ежегодно, в соответствии с данными Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору, на нефтепромыслах происходит до 70 тыс. отказов трубопроводов. Только по данным «Роснефти» за 2017 год на российской территории у компании было зафиксировано 5312 случаев отказов трубопроводов с разливами нефти: всего было разлито 684,3 т нефти и нефтепродуктов. Но кроме этой крупнейшей компании на территории России производственную деятельность осуществляют такие корпорации как ЛУКОЙЛ, «Газпром нефть», «Сургутнефтегаз», British Petroleum, Shell и многие другие, у которых также возникают проблемы с отказами трубопроводов в ходе их эксплуатации. Нефтяные компании вынуждены тратить значительные средства на ремонт ветхих трубопроводов и рекультивацию загрязненных земель. Например, только в 2017 году на реконструкцию трубопроводов компании «Роснефть», ЛУКОЙЛ и «Сургутнефтегаз» суммарно потратили 16,5 млрд. руб., а в 2018 году эта сумма выросла до 22,13 млрд. руб.[3,7]

Одним из решений по снижению аварийности трубопроводов может быть применение альтернативы стальным трубам на нефтегазовых промыслах. Это поможет сократить энерго- и трудозатраты нефтедобывающих компаний, а также снизить риск возникновения экологических бедствий, связанных с разливами нефти.

Во второй половине двадцатого века началось применение труб из термопластов (поливинилхлорида и полиэтилена) для сооружения низконапорных трубопроводных систем. Впервые трубы из термопластов для

подземных самотечных трубопроводов были применены в Германии и Голландии. В Скандинавии трубы из поливинилхлорида стали применяться с конца 1960-х годов для строительства подземных трубопроводов. В России трубопроводы из винипласта (современное название – непластифицированный поливинилхлорид или НПВХ) отечественного производства применялись в качестве технологических трубопроводов и только с 1957 года. Трубопроводы из НПВХ были применены благодаря разработкам института Мосинжпроект для водоводов и напорной канализации, а позже и для строительства подземных газопроводов. Причинами применения таких труб стала их коррозионная стойкость, высокая степень герметичности при сварном соединении, дешевизна. Однако широкого распространения в СССР, а позже и в России трубы из поливинилхлорида, полиэтилена на нефтегазовом промысле не получили. В первую очередь это связано с тем, что ранее трубы, изготовленные из термопластов, имели относительно низкую несущая способность и, как следствие, низкое рабочее давление транспортируемой среды (не более 1,0 МПа). Со временем показатели отечественной трубной продукции удалось улучшить и те же полиэтиленовые трубы марки ПЭ 100 стали выдерживать рабочее давление транспортируемой среды до 2,5 МПа. Но по сравнению с аналогами из стальных труб этого было недостаточно.[1,2]

Еще одной альтернативой применения стальных труб в нефтегазовой промышленности являлись стеклопластиковые трубы, применение которых было обусловлено такими преимуществами как малая масса, высокая коррозионная стойкость и удельная прочность. Выпуск данных труб был налажен в середине двадцатого века. Однако стеклопластиковые трубы «проигрывали» стальным по себестоимости производства. Для нефтегазовой промышленности они были все еще очень дорогими. Но технологический прогресс в конце двадцатого века позволил снизить затраты на производство стеклопластиковых труб, что обусловило их активное применение за рубежом, но не в России. Например, одной из первых такая компания как Ameron (США) освоила выпуск стеклопластиковых труб высокого давления (до 30 МПа) для нефтепромыслов. Производство стеклопластиковых труб было налажено в Европе, Японии, КНР. В результате то, что сейчас в США, Японии и ряде европейских государств стало стандартным решением для устройства трубопроводных систем, в России не нашло популярности из-за консерватизма проектных и строительно-монтажных организаций, а также нерешенная до недавнего времени проблема стандартизации.[5]

В настоящее время ряд российских компаний (например, группа компаний «Алетернатива», ООО «РеноТЭК», ООО «БиоПласт», ООО «Технологии стеклопластиковых трубопроводов», ООО НПП «Завод стеклопластиковых труб» и др.) изготавливают стеклопластиковые трубы различных диаметров с учетом потребительского спроса, в том числе и нефте-

газовой отрасли. Характеристики большинства труб предусматривают высокое рабочее давление не менее 25 МПа и минимальный срок службы 50 лет. Однако применение в нефтегазовой отрасли ограничено вследствие проблем с разъемными соединениями труб, что делает эти места трубопроводов уязвимыми.[4,6,7]

Объединяя технологические решения по применению полиэтиленовых труб и стеклопластиковых трубопроводов, была разработана новая технология изготовления стеклопластиковых комбинированных труб: на наружную поверхность полиэтиленовой или полипропиленовой трубы наматывается стеклопластиковая оболочка с обеспечением адгезионной связи между поверхностями. Данное технологическое решение позволило получить равнопрочное соединение труб друг с другом и, как следствие, герметичность трубопроводов даже при высоком рабочем давлении при использовании для транспортировки водогазонефтяных эмульсий, сточных вод нефтепромыслов (до 20,0 МПа), для попутного нефтяного газа (до 4,0 МПа). При этом прогнозируемый срок эксплуатации стеклопластиковых комбинированных труб составляет не менее 50 лет.[6]

Еще одной альтернативой стальным трубам стали гибкие полимерно-металлические трубы (ГПМТ). Конструкция ГПМТ состоит из слоев высокопрочной стали, перемежаемых полимерными оболочками, что дает устойчивость к температурным перепадам, изменению давления в трубопроводе, динамике потока транспортируемой жидкости, подвижкам грунтов. Кроме того, использование ГМПТ значительно сокращает объемы строительно-монтажных работ из-за большой длины, гибкости отдельных секций и малого радиуса изгиба. Высокая пропускная способность в сравнении с традиционными стальными трубами, химическая стойкость и срок службы более сорока лет являются несомненными преимуществами применения гибких полимерно-металлических труб в нефтегазовой промышленности.[4]

В процессе эксплуатации трубопроводов ГПМТ было выявлено, что гидравлические удары выдерживают в 1,5-2 раза меньше, чем в стальных трубах из-за меньшего модуля упругости полимерных материалов. Не происходит разрушения трубопровода и при замерзании в нем воды из-за высокой упруго-деформационной способности конструкции. К преимуществам использования ГПМТ при строительстве и эксплуатации трубопроводов в нефтегазовой промышленности можно отнести и минимальное образование конденсата на наружной поверхности и наледи на внутренних поверхностях труб, адаптацию к любому составу грунтов и рельефу местности, низкую электропроводимость полимерных материалов. Учитывая все вышеперечисленное, трубы из ГПМТ являются достойной альтернативой стальным трубам.[6]

Недостатки использования данных труб были выявлены в ходе эксплуатации трубопроводов из ГПМТ: трубопроводы высокого давления, с

пульсирующим давлением подвержены изменениям глубины залегания, вплоть до выхода на поверхность траншеи. Это приводит не только к возможности их деформации от механических воздействий, но и является причиной разрушения труб вследствие их большого изгиба: перекрестная спиральная навивка металлокорда сползает и образует ослабленные зоны во внутренней оболочке. Кроме того, анализ российского рынка на начало 2019 года показал, что цены на трубы из ГПМТ в среднем выше цен стальных труб в среднем в пять раз, что делает их использование крайне дорогостоящим (даже несмотря на то, что при их использовании сокращаются затраты на строительно-монтажные работы).[6]

Таким образом, на сегодняшний день приемлемой альтернативой стальным трубам на нефтегазовом промысле пока являются только стеклопластиковые трубы комбинированные и гибкие полимерно-металлические трубы. Трубам стеклопластиковым комбинированным еще требуется совершенствование и модификация внутренней поверхности с целью снижения отрицательного воздействия углеводородов на полиэтилен и исключение отложения парафинов, а также увеличение их несущей способности для преодоления порога по рабочему давлению в 4,0 МПа. Что касается труб из ГПМТ, то их основная проблема дороговизна изготовления, которая мешает их широкому применению в нефтегазовой отрасли.

Список литературы

1. Александрович, А. И. Решение трехмерной упругопластической задачи для конечного отрезка толстостенной трубы методом локальных функционалов / А. И. Александрович, П. А. Кувшинов // Известия Российской академии наук. Механика твердого тела. - 2004. - № 4. - С. 76.

2. Бухин, В. Е. Полиэтиленовые распределительные газопроводы в России / В. Е. Бухин, В. Ю. Карин // Трубопроводы и экология. – 2002 - № 1. - С. 26-28.

3 Ежегодные отчеты о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору. [Электронный ресурс] // Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору. - Режим доступа: http//www.gosnadzor.ru/public/annual_reports (дата обращения 01.04.2019)

4. Иванов, В. А. Решения по надежности систем обустройства нефтяных месторождений западной Сибири / В. А. Иванов, С. М. Соколов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. - № 6. - С. 73-77.

5. Карпович, О. И. Намотка цилиндрических изделий и криволинейных стержней из армированного ПЭТФ [Электронный ресурс] / О. И. Карпович, А. Л. Наркевич, Е. А. Купраш // Намотка цилиндрических изделий и криволинейных стержней из армированного ПЭТФ. - Режим доступа: http://mplast.by/encyklopedia/namotka-tsilindricheskih-izdeliy-i-krivolineynyih-sterzhney-iz-armirovannogo-petf/

6. Ращепкин, А. К. Исследование работоспособности металлопластовых труб / А. К. Ращепкин // Проблемы строительного комплекса России. – Уфа : УГНТУ, 2005. – С. 96-97.

7. Отчет в области устойчивого развития 2017 [Электронный ресурс] // Роснефть. - Режим доступа: http://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/RN_SR2018_rus_web_1.pdf

8. Российский статистический ежегодник 2018 [Электронный ресурс] // Росстат. - Режим доступа: http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/publications/catalog/doc_1135087342078.

УДК 620.193

Томилова А.К., Моторина Д.С.

Защита трубопроводов от коррозии

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: Транспорт углеводородного сырья для нефтегазовых компаний вызывает ряд трудностей, связанных с образованием коррозионных повреждений трубопроводов. Предлагается реализовать ряд практических мер, которые значительно уменьшат возможность образования и развития коррозии.

Abstract: Transportation of hydrocarbon raw materials for oil and gas companies causes a number of difficulties associated with the formation of corrosion damage to pipelines. It is proposed to implement a number of practical measures that will significantly reduce the possibility of the formation and development of corrosion.

Ключевые слова: Коррозия, трубопровод, надежность, агрессивная среда, изоляция.

Keywords: Corrosion, pipeline, reliability, aggressive environment, insulation.

Транспортировка нефти и газа по магистральным трубопроводам вызывает необходимость в обеспечении надежной работы трубопроводных систем. Компании терпят гигантские убытки от аварийных ситуаций в процессе коррозии трубопровода [1]. Сложности, вызванные коррозионными разрушениями имеют все шансы нанести не только большой финансовый вред по причине потери продукта и нарушения непрерывности производственного процесса в смежных отраслях, но могут привести к загрязнениям окружающей среды, появлениям пожаров и служить угрозой жизни людей.

В процессе транспортировки нефти протекает реакция со сложной газожидкостной системой [2]. Помимо этого, сточные воды считаются агрессивной средой, приводящей к коррозионным разрушениям.

В то же время в результате температурного скачка в грунте, прилегающем к системе, происходит перемещение влаги, что собственно ведет к образованию благоприятных условий для коррозионных процессов. При транспорте огромных объемов нефти и газа высокого давления нужно гарантировать надежность магистральных трубопроводов.

Коррозию можно систематизировать как сплошную и местную. Сплошная находится в зависимости от скорости распространения и под-

разделяется на равномерную и неравномерную. Местная находится в зависимости от механизма протекания реакции, проявляется в виде язв, пятен, точечной, межкристаллитной, избирательной, подповерхностной, и в виде растрескивания.

Исходя из механизма коррозионных процессов, подбирается более действенный способ по предотвращению раннего старения трубопровода. Уже на этапах постройки и эксплуатации, так и на этапе проектирования трубопроводных систем - необходимо реализовать ряд практических мер, которые значительно уменьшат возможность образования и развития коррозионных процессов. При этом основная масса из данных мер не потребует значимых денежных расходов.

При выборе магистрали газопровода следует принимать во внимание, что ведущее воздействие на процесс образования коррозионных повреждений оказывают химический, ионный и микробиологический состав грунтов, их обводненность, показатель pH, наличие углекислого газа и кислорода, естественный потенциал коррозии стали в грунтовой среде, реальная концентрация носителей ионов водорода H^+ и др.

В случае выявления большой вероятности коррозионных повреждений, проводится лабораторное изучение выбранной трубной стали по методике проверки разрывных образцов до разрушения в условиях медленной деструкции в грунтовой среде с наложением защитного электрического потенциала [3].

Коррозионные процессы металлов, у которых катодная реакция проходит с участием растворенного в электролите кислорода, называется коррозией с кислородной деполяризацией. Данный вид коррозии свойственен для обводненных территорий.

Стадии катодного процесса:

1) Растворение кислорода воздуха в электролите;

2) Перенос растворенного молекулярного кислорода в объеме электролита к поверхности металла;

3) Ионизация кислорода на катодных участках поверхности:

при pH ≥ 7 $O_2 + 4e + 2H_2O \rightarrow 4OH^-$ (1)

при pH < 7 $O_2 + 4e + 4H^+ \rightarrow 2H_2O$ (2)

4) Массоперенос ионов OH^- от металла в глубь электролита.

Стадийность процесса образования язвы в аэрируемой среде:

1) Растворение кислорода воздуха в электролите, перенос растворенного молекулярного кислорода в объеме электролита к поверхности металла;

2) Образование малорастворимого гидроксида железа $Fe(OH)_3$, покрывающего анодные участки поверхности металла, возникновение деаэрирования участков поверхности;

3) Образование концентрационного элемента:

- Анодный процесс протекает скрыто под слоем продуктов коррозии;
- Катодный процесс протекает свободно при непрерывном действии кислорода воздуха;

4) Возникновение питтинга и его автокаталитический рост;

5) Образование язвы.

Особое значение в замедлении процессов коррозионного растрескивания [4] под напряжением трубных сталей содержит понижение переменного элемента напряжения в стенке трубопровода. По сведениям американских экспертов, пороговые напряжения, вызывающие коррозию, очень понижаются при частотах колебаний 10~4…10~6 Гц и изменении амплитуды нагрузки в границах 1,5…5,0%.

В случае если есть большая возможность коррозионных повреждений выбранной стали подтверждается, то меняется линия газопровода, критический участок с агрессивным грунтом при этом минуется. Также имеет возможность реализация выбора иной марки трубной стали, либо произведение искусственного изменения конфигурации состава грунта на небезопасных участках небольшой длины.

При строительстве магистральных трубопроводов нужно отменить нанесение изоляции труб в трассовых условиях и применять трубы с изоляцией, нанесенной только в промышленных условиях [5]. Для изоляции же сварных соединений подходящий вариант - использовать подтвердившие собственную высочайшую надежность и обширно применяемые за рубежом термоусаживающиеся муфты.

Многообещающим направлением является разработка многофункциональной изоляции, наносимой в промышленных условиях. Она обязана обладать несколькими слоями или включать в себя компоненты, каждый из которых имеет максимальные защитные свойства от влияния наружных факторов - продуктов жизнедеятельности сульфатвосстанавливающих бактерий, агрессивных ионов, растворенных в воде газов.

Список литературы

1. Коррозионное растрескивание магистральных газопроводов / М. З. Асадуллин [и др.] // Газовая промышленность. - 2000. – №2. – С. 38-39.

2. Быков, В. Ф. Стресс-коррозия на газопроводе Комсомольское – Челябинск / В. Ф. Быков // Газовая промышленность. - 1999. - №3. - С. 52-54.

3. Волгина, Н. И. Разработка метода и критериев устойчивости к стресс-коррозии металла магистральных газопроводов: автореф. дис…канд. техн. наук: 05.16.01 / Н. И. Волгина ; МГВМИ. - Москва, 1997. – 120 с.

4. Прогнозирование коррозионно-механических разрушений магистральных трубопроводов. Научный, технический, социальный вклад газовиков XX века в развитие научно-технического прогресса / А. Г. Гареев [и др.]. - ИРЦ Газпром, 1997. - 170 с.

5. Противокоррозионная защита трубопроводов и резервуаров / Е. И. Дизеноко [и др.]. – Москва, 1968. - 199 с.

6. Сергеева, Т. К. Механизм стресс-коррозионного растрескивания труб на магистральных газопроводах России / Т. К. Сергеева // Основные причины процессов коррозионного растрескивания под напряжение: ИРЦ Газпром. – Москва, 1996. – С. 27-35.

7. Транспорт скважинной продукции: учебное пособие / Н. В. Чухарева [и др.] // Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 354 с.

8. Васильев Г.Г., Гульков А.Н., Земенков Ю.Д., Прохоров А.Д. Эксплуатация оборудования и объектов газовой промышленности в 2-х томах: учебное пособие./Общая ред. Ю.Д. Земенков. - Т. 2. М.: «Инфра-Инженерия», 2008. -624 с.

УДК 620.193

Томилова А.К.

Стресс – коррозионные факторы разрушения магистральных газопроводов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: При транспорте углеводородов возникают проблемы, связанные с образованием коррозии. Одной из самых опасных ее видов является стресс-коррозия. Рассмотрены сооружения, наиболее подверженные стресс - коррозии, описаны факторы, влияющие на ее появление и предложены меры по предупреждению стресс - коррозии.

Abstract: When transporting hydrocarbons, problems arise with the formation of corrosion. One of its most dangerous types is stress corrosion. The structures most susceptible to stress corrosion are considered, the factors influencing its appearance are described, and measures are proposed to prevent stress corrosion.

Ключевые слова: Стресс-коррозия, магистральный газопровод, защита, авария, фактор.

Keywords: Stress corrosion, gas pipeline, protection, accident, factor.

Система магистральных нефте- и газопроводов оказывает существенное влияние на экологическую обстановку, что особенно заметно при авариях. Поэтому изучение механизмов явлений, приводящих к авариям, имеет важное научное и практическое значение.

Анализируя опыт эксплуатации магистральных трубопроводов, можно выделить три наиболее значимые причины их разрушения: коррозионный износ, усталость (или малоцикловое разрушение), стресс-коррозия. Все другие явления менее значительны, но могут оказывать ускоряющее действие на те, или иные механизмы разрушения (например, старение металла, которое выражается в снижении пластичности, ускоряет усталость).

Наиболее опасное из перечисленных явлений на магистральных трубопроводах – стресс-коррозия. При стресс-коррозии металл газопроводов неравномерно охрупчивается и растрескивается, в большинстве случаев

начиная с наружной поверхности. На некоторых участках за 20 - 25 лет эксплуатации глубина трещин достигает половины толщины стенки, что соответствует исчерпанию всех запасов прочности, предусмотренных нормами и проектами. После этого происходит разрыв трубы, выброс газа под большим давлением, самовозгорание с высотой пламени до нескольких десятков метров.

Основными факторами, влияющими на возникновение стресс - коррозии, являются: высокая прочность применяемых сталей, условия эксплуатации подземных газопроводов, особенности взаимодействия системы изоляционных покрытий и катодной защиты [9].

Проблема аварийности подземных магистральных газопроводов по причине стресс-коррозии стала наиболее важной в системе транспорта газа за последние 15 лет.

На основании статистических данных и исследований в этой области, были выделены факторы, при сочетании которых возникают условия для образования стресс-коррозии на магистральных газопроводах.

Установлено следующее:

1. Стресс-коррозии, в основном, подвергаются магистральные газопроводы;
2. Вероятность стресс-коррозионных повреждений и аварий возрастает с увеличением диаметра газопровода, повышением прочности применяемых для изготовления труб сталей и повышением уровня механических напряжений в местах образования дефектов и в наиболее агрессивных средах;
3. Стресс-коррозия образуется с наружной поверхности труб, как правило, в зонах дефектов изоляционного покрытия;
4. Металл труб на участках образования трещин и на близлежащих поверхностях, имеет пониженную эластичность;
5. Срок эксплуатации магистральных газопроводов, в процессе которого обнаруживаются трещины.

Продолжительность периода до образования трещин зависит от:

1. Исходных свойств стали;
2. Свойств сварных швов и околошовной зоны;
3. Свойств изоляционного покрытия;
4. Характера распределения, цикличности действующих нагрузок уровня механических напряжений в металле стенок трубопровода;
5. Физико-химического влияния на подземный трубопровод окружающего его грунта.

В результате анализа статистических данных по ряду исследований, выяснено, что стресс-коррозии практически не подвергаются следующие трубопроводы:

1. Магистральные и иные нефтепроводы и продуктопроводы, вне зависимости от их параметров и состава среду, за исключением промысло-

вых и нефтезаводских трубопроводов, используемых для транспорта сероводородсодержащих продуктов;

2. Газопроводы, имеющие диаметр менее 720 мм;

3. Водоводы с очищенной от коррозионно-активных компонентов водой;

4. Любые трубопроводы для неагрессивных сред или их участки, проложенные надземным способом;

5. Газопроводы, температура стенок которых имеет температуру менее -5^{o}C, когда нет необходимости в применении электрохимической защиты и системы не подвержены воздействию блуждающих токов;

6. Газопроводы подземной прокладки, не имеющие электрохимической защиты и изоляции, если они не подвержены воздействию блуждающих токов и эксплуатируются в условиях, при которых скорость коррозии металла труб минимальна, что позволяет производить безаварийное использование в течение расчетного периода;

7. Газопроводы подземной прокладки, не имеющие электрохимической защиты, но защищенные изоляцией различных типов, если они не подвергаются воздействию блуждающих токов.

Анализ перечисленных факторов позволяет сделать вывод, что вероятность возникновения стресс-коррозии стальных газопроводов подземной прокладки, увеличивается, если их свойства (особенно в сочетании), изменяются в следующих направлениях:

I. Увеличение диаметра трубопровода более 720 мм;

II. Повышение прочности стали;

III. Увеличение количества примесей в стали;

IV. Увеличение механических напряжений в стенках трубы во время монтажа, и в процессе дальнейшего использования;

V. Разрушение изолирующего покрытия в течение эксплуатационного периода;

VI. Увеличение защитного потенциала трубопровода выше 1,5 В, при повышении неравномерности его распределения по длине защищаемого участка.

Возможно, снизить влияние некоторых факторов (III, IV), тем не менее, нельзя радикально изменить уровень максимальных напряжений в трубах подземных газопроводов. Основная причина состоит в том, что в большинстве климатических зон России глубина промерзания почвы больше глубин прокладки газопровода. Из этого следует, что минимум 2 раза в год металл подвержен механическим нагрузкам. Другие из перечисленных факторов (I, II, V, VI) исключить практически невозможно, либо нецелесообразно. Далее рассмотрим подробнее влияние перечисленных факторов.

Фактор I.

Трубы большого диаметра используются для обеспечения транспортировки больших объемов газа. Какова вероятность аварий по причине стресс-коррозии на трубопроводах диаметром 1420 мм?

Из статистических данных и расчетов следует, что при увеличении диаметра газопровода, постоянном давлении и одной и той же марке стали, соотношение между диаметром и толщиной стенок меняется таким образом, что снижается теплопроводность между верхней и нижней образующей. Это приводит к тому, что при одинаковой скорости замерзания или оттаивания грунта, увеличивается уровень внутренних напряжений.

Фактор II.

Применение стали высокой прочности позволяет экономить значительные объемы металла.

Повышение прочностных показателей стали достигается следующими методами:

- Повышение концентрации легирующих элементов;
- Использование термических или термомеханических обработок;
- Применение указанных способов в совокупности.

В результате, сталь приобретает структуру с высокой плотностью дислокаций на единицу объема. Данная структура требуется для достижения максимальной прочности, при эффективном сопротивлении хрупкому разрушению.

Факторы V и VI.

При рассмотрении условий эксплуатации покрытий подземных газопроводов, имеющих электрохимическую защиту, нужно учитывать совокупность взаимного влияния факторов:

- Механических V;
- Физико-химических VI.

Фактор V.

Выше было сказано, что металл подземных трубопроводов в зонах периодического замерзания – оттаивания сталкивается с циклическими температурными нагрузками, это может приводить к усталостному разрушению участков с пониженной пластичностью. При этом циклические нагрузки вызывают деформацию и разрушение изоляционного покрытия, так как их механические и теплофизические свойства отличаются от соответствующих свойств стали трубопроводов. Зачастую покрытия разрушаются в местах, изготовленных из железобетона и чугуна, а также в зонах контакта с анкерными устройствами [7].

Вероятность повреждений изоляции балластирующими устройствами и анкерами, может быть снижена, если при закреплении трубопроводов применять гибкие эластичные контейнеры типа КТ или ПКБУ. Полностью исключить влияние механического разрушения изоляционного покрытия, на данный момент, нет возможности.

Фактор VI.

Физико-химические воздействия на изоляцию и металл происходит при совокупном влиянии водных растворов почвенного электролита и внешнего электрического тока. Активность данных процессов зависит от величины защитного потенциала установок катодной защиты, степени обводненности почвы, температуры изоляционного покрытия и стенки газопровода, состава водорастворимых компонентов грунта.

Наиболее интенсивно процесс стресс-коррозии протекает в условиях, когда участок подземного газопровода находится в условиях переменного уровня грунтовых вод.

В зонах имеющих разрушившееся покрытие многократно снижается величина электрического сопротивления участка между грунтом и поверхностью трубы. Также возникает скачок потенциала в этой зоне, в результате чего металл пассивируется. Поверхность металла на протяжении участка отслоившейся изоляции, покрывается тонким слоем почвенного электролита, имеющего высокое электрическое сопротивление. Поэтому на первоначальном этапе величина защитного потенциала в зонах, значительно отдаленных от границы разрушившейся изоляции, заметно ниже нормативного значения.

В процессе эксплуатации подземных газопроводов происходитзначительное понижение электрического сопротивления изоляции, что снижает ее защитные свойства [10]. Установлено, что одной из первоначальных причин этого явления в условиях комплексной противокоррозионной защиты является электроосмос. Электроосмотическое движение жидкости через капилляры или поры изоляционного покрытия происходит под влиянием внешнего электрического поля. Интенсивность процесса значительно возрастает, если защитные потенциалы завышены.

Наиболее отрицательное воздействие электроосмотических явлений проявляется в местах дефектов изоляции, в зонах установки термоусадочных манжет и т.п.

Выделение водорода также вызывает усиление отслоение покрытия. При предельно допустимой величине защитного потенциала величины силы тока под отслоившимся покрытием для защиты металла недостаточно, поэтому полностью ликвидировать ионизацию атомов металла практически невозможно. По итогу начинают развиваться процессы коррозии под изоляционным покрытием в месте его отслоения.

В результате анализа причин образования стресс-коррозии магистральных газопроводов подземной прокладки установлено:

1. Стресс-коррозия газопроводов подземной прокладки, изготовленных из трубных сталей группы прочности К52 и более и имеющих защитное наружное покрытие поверхности и электро-химическую защиту, при расположении трубопровода в районах с зоной промерзания грунта ниже глубины прокладки трубопровода.

2. Необходимыми и достаточными условиями для возникновения стресс-коррозии магистральных трубопроводов подземной прокладки являются:

- Высокая группа прочности трубопроводной стали;
- Прокладка газопровода в районах с глубиной промерзания грунта ниже глубины прокладки газопровода;
- Проектирование, строительство, пусконаладочные работы и эксплуатацию газопроводов выполняют в соответствии с действующими нормативными документами.

Список литературы

1. Агиней, Р. В. Исследование критериев ЭХЗ в отслаивании изоляционного покрытия газопровода / Р. В. Агиней, Ю. В. Александров // Коррозия. - Территория нефтегаз. – 2013. - №1(24).

2. Воздействие катодной поляризации на стальную поверхность под пленочным покрытием / А. М. Зиневич [и др.]. - Строительство трубопроводов. – 1979. - №8. - С. 25-27.

3. Инструкция по расчету и проектированию электрохимической защиты от коррозии магистральных газопроводов. ВНИИГАЗ. - Москва, 2004. - 37 с.

4. Климов П. В. Исследование и разработка методов торможения стресс-коррозии на магистральных газопроводах: автореф. дис. … док. техн. наук: 25.00.19 / П. В. Климов ; Уфа, 2012. - С. 6-7.

5. Руководство по эксплуатации систем коррозионного мониторинга магистральных трубопроводов (для опытно-промышленной апробации). ВНИИГАЗ. - Москва, 2004. - 36 с.

6. Руководство по эксплуатации средств противокоррозионной защиты подземных газопроводов. ВНИИГАЗ. Том 1. 1985.

7. Савеня, С. Н. Методы диагностики стресс-коррозионных повреждений трубных сталей / С. Н. Савеня // Вестник ВолГАСУ Сер. Техн. Науки. – 2006. - Вып. 6(20). - С. 4-5.

8. Стресс-коррозия на магистральных газопроводах и человеческий фактор / М. Ф. Сурганов [и др.] // Территория Нефтегаз. - 2010. - №8. - С.12-13.

9. Юшманов, В. Н. Совершенствование методов предотвращения стресс-коррозии металла труб магистральных газопроводов: автореф. дис. … кан. техн. наук: 25.00.19 / В. Н. Юшманов ; Ухта, 2012. - С. 3-4.

УДК 622.69

Фёдоров В.А., Антошкин М.В., Лакомкина Е.И., Новосёлова К.А.

Моделирование предупреждения гидратообразования в газопроводах

Омский государственный технический университет, г. Омск

Аннотация: в ходе работы произведен анализ различных условий образований газовых гидратов в газопроводах, их характеристик и методов борьбы в зависимости от

климатических условий и режимов эксплуатации газопровода. В результате представлен метод эффективного решения проблемы предупреждения гидратообразования с максимальным учетом тех факторов, которые присутствуют при эксплуатации трубопроводных систем на современном этапе их развития.

Annotation: in the course of research, the analysis of various conditions of formation of gas hydrates in gas pipelines, their characteristics and control methods was carried out, depending on the climatic conditions and operating conditions of the gas pipeline. As a result, a method is presented to effectively solve the problem of preventing hydrate formation with maximum consideration of those factors that are present during the operation of pipeline systems at the present stage of their development.

Ключевые слова: газопровод, гидраты, условия гидратообразования, моделирование.

Keywords: gas pipeline, hydrates, hydrate formation conditions, modeling.

Для численного моделирования образования газовых гидратов, образующихся на поверхности трубы, будет использоваться итерационно-интерполяционный метод [1].

В работе рассматривается сечение круглой трубы, на внешней поверхности которой происходит теплообмен с окружающей средой, а внутренняя поверхность обтекается потоком газа, содержащим водяной пар. Процесс образования гидратов считается равновесным и моделируется как фазовый переход 1-го рода (происходит при постоянной температуре, определяемой по кривой фазового равновесия). Все теплофизические параметры задачи считаются постоянными. Таким образом, образование гидратов идет только за счет охлаждения трубы. Процессы теплообмена в стенке трубы и слое гидрата описываются уравнением теплопроводности с постоянными коэффициентами, записанным в цилиндрической системе координат [2]:

$$r\frac{\partial T}{\partial t} + rv_r\frac{\partial T}{\partial r} = \frac{\partial}{\partial r}\left(\frac{r\lambda}{\rho c_p}\frac{\partial T}{\partial r}\right), \quad (1)$$

где t – время; r – радиальная координата, отсчитываемая от оси трубы; λ – коэффициент теплопроводности; ρ – плотность, c_p – удельная теплоемкость; v_r – температура; v_r – скорость движения среды [3].

В начальный момент времени температура стенки полагается постоянной и равной температуре газового потока.

$$T_{t=0} = T_0 \quad (2)$$

На внешней поверхности трубы выставляются граничные условия 1-3 рода, записанные в обобщенном виде [4]:

$$\alpha_w\left(r\lambda\frac{\partial T}{\partial r}\right) + \beta_w T\Big|_{r=r_w} = f_w. \quad (3)$$

В частности, если трубопровод находится в грунте, то выставляется граничное условие 1-го рода:

$$\alpha_w = 0,\ \beta_w = 1, f_w = T_w. \tag{4}$$

На границе контакта «труба – слой гидратов» выставляются условия сопряжения (равенство тепловых потоков и температур) [1]:

$$\lambda_i \frac{\partial T}{\partial x}\Big|_{x=x_i-0} = \lambda_{i+1} \frac{\partial T}{\partial x}\Big|_{x=x_i+0},$$
$$T|_{x=x_i-0} = T|_{x=x_i+0},\ i = \overline{1, N-1}. \tag{5}$$

На поверхности слоя гидратов задается условие 1-го рода, а скорость движения границы слоя гидратов определяется из соотношения Стефана:

$$T|_{r=r_e} = T_e,$$
$$v_g = -\frac{\lambda_g}{p_g Q_g} \frac{\partial T}{\partial r}\Big|_{r=r_e}, \tag{6}$$

где v_g, λ_g, ρ_g, Q_g – линейная скорость гидратообразования, коэффициент теплопроводности гидратов, плотность гидратов, удельная теплота гидратообразования. Индексы «*w*», «*e*» отвечают внешней поверхности трубы и внутренней поверхности слоя гидратов.

Данная задача решалась численно итерационно-интерполяционным методом [1]. Приведем разностную схему, применявшуюся в расчетах. Запишем исходные уравнения и граничные условия в общем виде [1]:

$$\frac{\partial}{\partial x}\left(a_1 \frac{\partial F}{\partial x}\right) = -a_2 \frac{\partial F}{\partial x} + a_4 + a_6 \frac{\partial F}{\partial t},$$
$$\alpha_w \left(a_1 \frac{\partial F}{\partial x}\right) + \beta_w F\Big|_{x=x_w} = f_w, \tag{7}$$
$$\alpha_0 \left(a_1 \frac{\partial F}{\partial x}\right) + \beta_0 F\Big|_{x=0} = f_0.$$

Разобьем область решения $[0, x_w]$ неравномерной сеткой на N отрезков, так чтобы узлы сетки совпадали с местами контактов слоев. На i-ом интервале с шагом $h_i = x_i - x_{i-1}$ искомую функцию F и коэффициенты a_i представим в виде многочлена 1-ой степени. Проинтегрировав в подобном узле уравнение (7) по x влево и вправо от узла и усредняя коэффициент при конвективном члене как сумму удвоенного значения в узле и соседней точке, поделенную на три, получим следующие выражения для потоков в i-ом узле сетки слева и справа:

$$a_1 \frac{\partial F}{\partial x}\Big|_{x=x_{i-0}} = (F_i - F_{i-1})\left[\frac{\underline{a}_{1,i} + a_{1,i-1}}{2h_i} - \frac{a_{2,i-1} + 2\underline{a}_{2,i}}{6}\right] + \frac{h_i \underline{a}_{4,i}}{2} + \frac{h_i \underline{a}_{6,i}}{2} \frac{(F_i - F_{i,t})}{\tau},$$

$$a_1 \frac{\partial F}{\partial x}\Big|_{x=x_{i+0}} = (F_{i+1} - F_i)\left[\frac{\underline{a}_{1,i+1}+\bar{a}_{1,i}}{2h_{i+1}} - \frac{a_{2,i+1}+2\bar{a}_{2,i}}{6}\right] - \frac{h_{i+1}\bar{a}_{4,i}}{2} - \frac{h_{i+1}\bar{a}_{6,i}}{2}\frac{(F_i - F_{i,t})}{\tau}, \qquad (8)$$

где $\boldsymbol{\tau}$ – шаг по времени; нижний индекс «t» – означает значение на предыдущем слое по времени, черта снизу соответствует значению слева от узла, черта сверху – справа.

Приравнивая потоки в узлах сетки, получим следующую систему линейных алгебраических уравнений:

$$\begin{gathered}
A_i F_{i-1} - C_i F_i + B_i F_{i+1} = -D_i, \qquad i = \overline{1, N-1}, \\
A_i = \tau\left[h_{i+1}\left(\underline{a}_{1,i} + a_{1,i-1}\right) - \beta_i\left(2\underline{a}_{2,i} + a_{2,i-1}\right)\right], \\
B_i = \tau\left[h_i\left(\bar{a}_{1,i} + a_{1,i+1}\right) - \beta_i\left(2\bar{a}_{2,i} + a_{2,i+1}\right)\right], \\
C_i = A_i + B_i + \frac{\bar{a}_{6,i} + \underline{a}_{6,i}}{2}\gamma_i, \\
D_i = \gamma_i\left[\frac{\bar{a}_{6,i}+\underline{a}_{6,i}}{2}F_{i,t} - \tau\frac{\bar{a}_{4,i}+\underline{a}_{4,i}}{2}\right], \\
S_6 = \frac{\bar{a}_{6,i} + \underline{a}_{6,i}}{2}\gamma_i, \qquad S_4 = \frac{\bar{a}_{4,i} + \underline{a}_{4,i}}{2}\gamma_i, \\
C_i = A_i + B_i + S_6, \\
D_i = S_6 F_{i,t} - \tau S_4, \\
\beta_i = \frac{h_i h_{i+1}}{3}, \qquad \gamma_i = h_i h_{i+1}(h_i + h_{i+1}).
\end{gathered} \qquad (9)$$

Таким образом, исходная задача (7) сводится к системе алгебраических уравнений (9). Данная система имеет трехдиагональную матрицу и может быть решена методом скалярной прогонки. На первом этапе вычисляются прогоночные коэффициенты:

$$\begin{gathered}
M_N = \frac{A_N}{C_N}, \\
P_N = \frac{D_N}{C_N}, \\
M_i = \frac{A_i}{(C_i - B_i M_{i+1})}, \\
P_i = \frac{B_i P_{i+1} + D_i}{C_i - B_i M_{i+1}}, \qquad i = \overline{N-1, 1},
\end{gathered} \qquad (10)$$

на втором этапе вычисляются значение функции в узлах сетки:

$$\begin{gathered}
F_0 = \frac{B_0 P_1 + D_0}{C_0 - B_0 M_1}, \\
F_i = M_i F_{i-1} + P_i, \ i = \overline{1, N},
\end{gathered} \qquad (11)$$

Так как скорость движения границы слоя гидратов заранее не известна, то используются итерации на каждом временном слое.

Условие сходимости имеет вид:

$$\left|\frac{T^k - T^{k-1}}{T^k}\right| < \varepsilon, \quad (12)$$

где k – номер итерации, ε – относительная точность.

В настоящее время стремление к минимизации себестоимости добычи и транспорта газа имеет особое место, поэтому актуальной задачей является совершенствование существующих, а также разработка новых способов предупреждения гидратообразования и данный метод, который учитывает комплексное влияние всех процессов, протекающих при эксплуатации газопровода, поможет эффективно решит вышеописанные проблемы.

Список литературы

1. Итерационно-интерполяционный метод и его приложения / А. М. Гришин [и др.]. – Томск : Изд-во ТГУ, 2004. – 318 с.

2. Шагапов, В. П. Математическое моделирование течения углеводородного газа в трубопроводе с учетом гидратообразования на стенках трубы / В. П. Шагапов, Р. Р. Урзанов, Н. Г. Мускаев // Вестник УГАТУ. – 2011. – Т.15, №4 (44). – С. 164-168.

4. Юдаев, Б. Н. Теплопередача / Б. Н. Юдаев. – Москва : «Высшая школа», 1973. – 360 с.

5. Михеев, М. А. Основы теплопередачи / М. А. Михеев, И. М. Михеева. – Москва : Энергия, 1977. – 344 с.

УДК 66.081

Холостов Р. А.

Разработка концепта подвижной системы очистки грунта

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: Исследование представляет собой изучение объектов хранения и транспортировки нефти, которые могут приносить экологический ущерб литосфере. Анализ современных способов очистки нефтезагрязненных грунтов, изучение методов ликвидации нефтяных разливов при помощи различных физико-химических средств и выявление наиболее рентабельного из них для использования в подвижной установке. В ходе работы была разработана 2D модель для очистки грунта от жидких углеводородов и описан ее функционал. Выявлены ее преимущества в сравнение с современными средства очистки грунта.

Abstract: The study is a study of oil storage and transportation facilities that can cause environmental damage to the lithosphere. Analysis of modern methods of purification of oil-contaminated soils, the study of methods of liquidation of oil spills using a variety of physical and chemical means and identify the most cost-effective of them for use in a mobile installation. In the course of the work, a 2D model for soil purification from liquid hydrocarbons and a functional description were developed. Its advantages in comparison with modern means of cleaning of soil are revealed.

Ключевые слова: система очистки нефти, акустический метод очистки грунта транспортировка нефти.

Keywords: oil purification system, acoustic method of soil purification oil transportation.

Магистральный трубопроводный транспорт является важнейшей составляющей топливно-энергетического комплекса России. В стране создана разветвленная сеть магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и газопроводов, которые проходят по территории большинства субъектов Российской Федерации. Объем транспортируемой по трубопроводам нефти составляет 93% от общего объема транспортировки. В общем объеме грузооборота трубопроводного транспорта доля газа составляет 55,4%, нефти - 40,3%, нефтепродуктов - 4,3%.

Трубопровод - это магистраль из стальных труб диаметром до 1500 мм. Укладывают на глубину до 2,5 метров. Нефтепроводы оснащены оборудованием для обезвоживания и дегазации нефти, оборудованием для подогрева вязких сортов нефти. Для поддержания необходимого давления устанавливают специальные перекачивающие станции. В начале магистрали - головные, затем через каждые 100 - 150 км - промежуточные. Протяженность магистральных трубопроводов России составляет 217 тыс.

В течение всего срока эксплуатации трубопроводы испытывают динамические нагрузки (пульсации давления и связанные с ними вибрации, гидроудары и т.д.). Они возникают при работе нагнетательных установок, срабатывании запорной трубопроводной арматуры, случайно возникают при ошибочных действиях обслуживающего персонала, аварийных отключениях электропитания, ложных срабатываниях технологических защит и т.п.

Охватить весь комплекс проблем, связанных с загрязнением почвенных биоценозов, задача очень сложная и многообразная. В почве, населенной несчётным множеством организмов, - от бактерий до млекопитающих, включительно, - процессы обмена столь многообразны и сложны, что мы еще только подходим к их пониманию.

В связи с этим, представляется очень актуальной и насущной проблема загрязнения почв нефтью.

Таким образом, невозможно полностью исключить вероятность новых аварий, разливов нефти. Вследствие этого необходима разработка новых экономически-рентабельных средств для максимальной минимизации экологического ущерба в ходе аварий линейной части магистрального нефтепровода.

Почва - это связующее звено между атмосферой, гидросферой, литосферой и живыми организмами и играет важную роль в процессах обмена веществами и энергией между компонентами биосферы. Почва - это средоточие жизни, среда обитания многих живых организмов.

"Дыхание" почвы существенно изменяет состав приземного слоя атмосферы. Почвенная влага, формируясь из атмосферных осадков, в даль-

нейшем определяет химический состав грунтовых, речных, озерных и в значительной мере морских вод. В почве постоянно и одновременно протекают химические, физические и биологические процессы. Немаловажную роль здесь играют процессы ферментативного и каталитического окисления, восстановления и гидролиза. В результате почва обогащается необходимыми неорганическими и органическими веществами, происходит химический круговорот веществ - сущность развития почвы, ее плодородия. Под плодородием понимают свойство почвы удовлетворять потребности растений в элементах питания и воде, снабжать корневые системы необходимым количеством воздуха и теплоты, обеспечивая тем самым нормальную жизнедеятельность растений.[1]

Нефтяное загрязнение создает новую экологическую обстановку, что приводит к глубокому изменению всех звеньев естественных биоценозов или их полной трансформации. Общая особенность всех нефтезагрязненных почв - изменение численности и ограничение видового разнообразия педобионтов (почвенной мезо - и микрофауны и микрофлоры). Типы ответных реакций разных групп педобионтов на загрязнение неоднозначны.[2]

Использование нефти человеком, ее добыча, транспортировка и хранение во внутренних морских водах и на суше отрицательно влияет на развитие всех элементов окружающей среды, особенно морских жителей акватории.

В настоящее время существует выбор различных методов по снижению и предотвращению нефтяных загрязнений почв. В общем виде можно представить их классификацию следующим образом:

- механический;
- физико-химический;
- микробиологический;
- агротехнический.

Сжигание - самый быстрый и дешевый способ борьбы с разливами большого количества нефти и нефтепродуктов.

Оно считается экстренной мерой и применяется только тогда, когда существует угроза прорыва нефти в водный источник. В зависимости от типа нефтяного продукта ликвидируется от 1/2 до 2/3 разлива, оставшаяся часть проникает в почву. Из-за недостаточно высокой температуры в атмосферу попадают продукты возгонки и неполного окисления нефти; землю после сжигания необходимо отправлять на свалку, так, например, в Москве каждый год вывозят более 70 тысяч т. сгоревшей земли.

К такому методу, как сжигание почвы, прибегают в редких случаях, так как оно предполагает образование канцерогенных веществ, и сводит к минимуму возможность практического применения этого метода вблизи промышленных объектов и населенных пунктов. При этом нефть не подлежит утилизации, что приводит к большим материальным тратам.

Водная процедура обработки почв проходит в промывных барабанах с применением ПАВ, детергентов, моющих веществ и т.д. После промывные воды отстаиваются в специальных прудах или гидроизолированных емкостях, затем там проводится их разделение и очистка.

Дренирование почвы - это еще один способ промывания почвы от нефтяных продуктов на месте с помощью дренажных систем. Он может проходить в сочетании с микробиологическими методами.

Среди многих способов промышленной очистки грунтов важную роль следует отвести электрохимическому способу. Его принцип основан на использовании поля постоянного электрического тока и предполагает применение соответствующих устройств для очистки почвы от нефтяных продуктов. Применение данного способа показывает хорошие результаты. К примеру, под действием поля постоянного электрического тока из водонасыщенных глин, поврежденных нефтепродуктом, ликвидируется 50% загрязнителей.

Выбор определенного метода напрямую зависит от следующих факторов: уровень загрязнения, состав нефти, продолжительность загрязнения, свойства почвы, ландшафтные и климатические условия. Как правило, используется комплексный подход в решении данных вопросов.[3]

Ультразвуковая очистка загрязнённого грунта является сложным физико-химическим процессом, основанным на ряде эффектов, возникающих в жидкости при введении в неё мощных ультразвуковых колебаний. Наибольшее влияние на процесс очистки оказывает кавитация, характеризующаяся захлопыванием микропузырьков в рабочей жидкости – воде и образованием интенсивных ударных воздействий. Следствием этих воздействий является ослабление и разрушение адгезионных связей между нефтезагрязнителем и грунтом, в результате нефтезагрязнитель всплывает на поверхность рабочей жидкости. Технический результат – очистка грунтовых сред любой степени загрязненности от нефтяных продуктов.[1]

Анализ технических условий сбора нефти и физико-химических закономерностей сорбции позволяет сформировать следующий вывод: метод ультразвуковой очистки является потенциально эффективным методом для очистки грунтовых сред любой степени загрязненности от нефтяных продуктов.

Развитие оборудования в данной сфере не стоит на месте. На данный момент известны мобильные системы для очистки грунта от жидких углеводородов, например, «Установка очистки грунта от нефтепродуктов серии МСГ», она представляет собой модульные комплексы, смонтированные на базе морских контейнеров, позволяющих проводить работы в автономном режиме и имеющие возможность мобильной транспортировки к месту проведения необходимого комплекса работа.[4]

Из минусов данной установки стоит отметить:

- на месте развертки должны быть подведены все коммуникации;

- для работы необходимо большое количество технической воды;
- на месте развертки должны быть установлены каменные плиты;
- для работы необходимо 4 человека личного состава для ведения технологического процесса, вследствие малой автоматизации.[5]

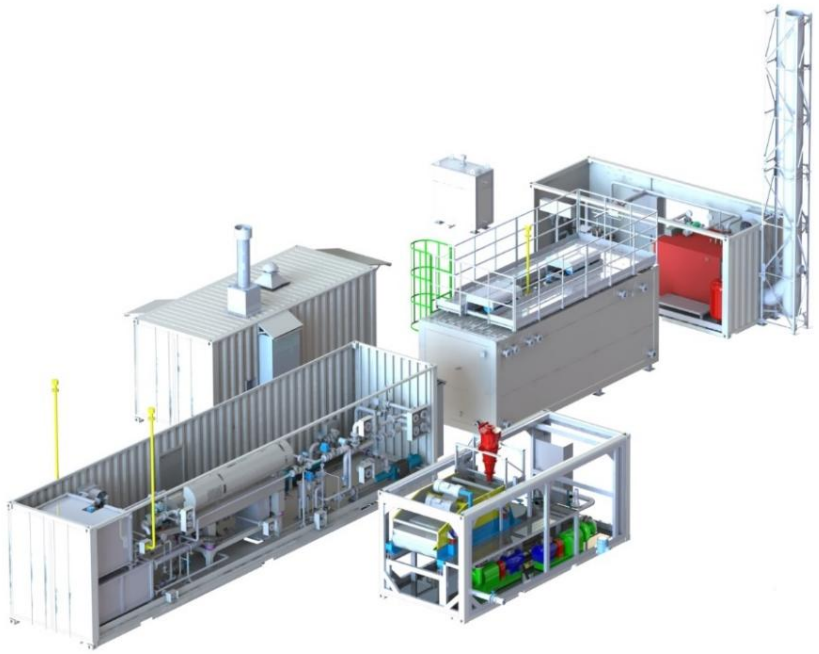


Рис. 1. Схема мобильной установки МСГ

Следовательно, необходима разработка подвижной системы, для работы которой необходимо было бы 1-2 человека и отсутствие в необходимости подвода всех коммуникаций.

В исследовании предложено сделать передвижной комплекс, который бы смог очищать грунт используя меньше ресурсов, как людских, так и материальных.

В программной среде AutoCAD на основе всей имеющейся теоретической информации был создан 2D концепт подвижной системы очистки грунта.

Загрязненная нефтепродуктами почва попадает в погружной отсек установки благодаря стороннему экскаватору, затем по конвейеру грунт движется до отсека очистки. Следующим шагом становится заполнение очистного отсека специальной рабочей жидкостью, после этого включаются акустические установки, которые установлены под конвейером. Вследствие кавитации нефть выходит наружу, т.к. ее плотность ниже плотности воды, и уходит через боковую полость для слива. Очищенный уже грунт движется дальше по конвейеру и выходит наружу. В случае условий слабой видимости на кабине оператора установлены специальные проблесковые маячки и фары.

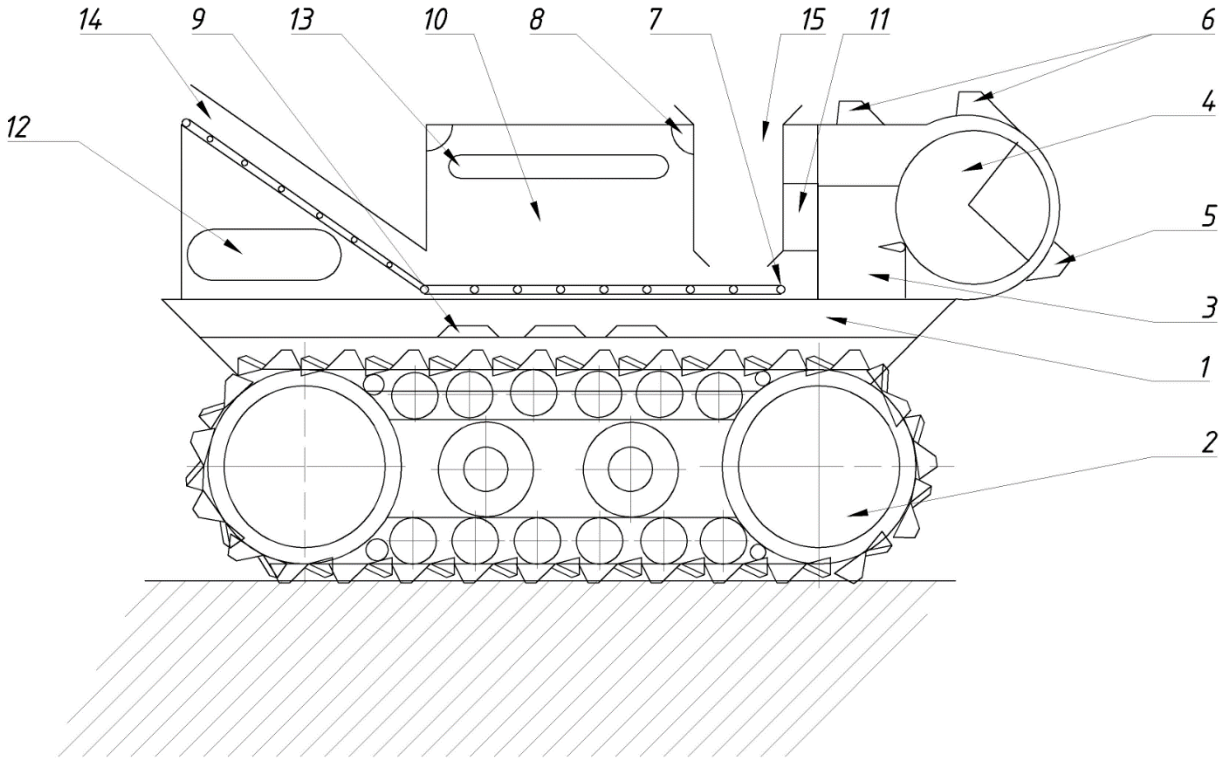


Рис. 2. Концептуальная 2D схема мобильной установки очистки нефтезагрязненного грунта:
1 – корпус; 2 – движитель гусеничный; 3 – входная дверь для оператора и водителя; 4 – кабина визуального контроля; 5 – фары освещения наружной среды; 6 – проблесковые огоньки; 7 – конвейер; 8 – камера визуального контроля; 9 – акустические излучатели; 10 – очистки грунта; 11 – мотор конвейера; 12 – цистерна с адсорбентом/рабочей жидкостью; 13 – боковая полость для слива; 14 – отсек выгрузки очищенного грунта; 15 – отсек загрузки нефтезагрязненного грунта.

Для работы требуется лишь два человека – это оператор и водитель, также гусеничный движитель позволяет добираться в труднодоступные места, что исключает проблему с использованием твердых плит, которая присутствует в мобильной установке МСГ. В качестве рабочей жидкости может использоваться вода, что снижает цену технического процесса очистки грунта от нефтепродуктов. Установленные световые маячки позволяют работать установке не только при хорошем дневном освещении.

В результате исследования произведен технико-экологический анализ известных способов очистки грунта от нефтяных загрязнений и выявлены их основные недостатки, также так же изучены физико-химические методы очистки грунта от жидких углеводородов и выявлен наиболее удобный для использования в мобильных системах очистки грунта. В итоге в программной среде AutoCAD создан 2D концепт подвижной системы очистки грунта от жидких углеводородов и описан ее функционал.

Список литературы

1. Долгих, О. Г. Применение инновационных технологий в процессе очистки нефтезагрязненных почв / О. Г. Долгих // Научный потенциал студенчества – будущему России : СевКавГТУ, 2012. – С. 112.

2. Наплекова, Н. Н. Эколого-экономические аспекты утилизации нефтяных разливов / Н. Н. Наплекова, Т. В. Галанина. – Кемерово : Кузбас-свузиздат, 2001. – С. 125-152.

3. Пиковский, Ю. И. Природные и техногенные потоки углеводородов в окружающей среде: монография / Ю. И. Пиковский. – Москва : Изд-во МГУ, 1993. – С. 208.

4. Филоменко, Ю. Я. Влияние нефтезагрязнения окружающей среды на ростовые и физиологические характеристики живых организмов / Ю. Я. Филоненко, И. В. Глазунова, А. В. Бондаренко. – Липецк : ЛЭГИ, 2009. – С. 65-103.

5. Юдаков, А. А. Системы очистки грунта от нефти / А. А. Юдаков, Т. В. Ксеник, А. В. Перфильев // Экология грунта. - 2014. - №5-6. – С. 64-65.

УДК 621.644.3

Чебанец Ю.А.

Использование полимерно-армированного трубопровода в качестве замены проектного промыслового трубопровода

АО «Мессояханефтегаз», г. Тюмень

Аннотация: Подчёркнута актуальность использования полимерно-армированных трубопроводов для создания эффективных систем сбора и транспорта углеводородных продуктов. Определены задачи исследования.

Abatract: The relevance of using polymer-reinforced pipelines to create efficient systems for collecting and transporting hydrocarbon products is emphasized. Identified research objectives.

Ключевые слова: полимерно-армированные трубы, мобильность, эксплуатационная надёжность.

Keywords: polymer-reinforced pipes, mobility, operational reliability.

В настоящее время Россия, обладающая в арктических районах Западной Сибири уникальной сырьевой базой для развития нефтегазохимии, не имеет крупных систем сбора и транспорта углеводородных продуктов.

Освоение арктических месторождений требует сооружения разветвленной трубопроводной сети, включая системы нефтегазосбора, обратной закачки жидкостей в нефтегазоносные пласты, транспортировки сырья от месторождения к приемо-сдаточным пунктам, в сложных гидрометеорологических условиях

Сложность условий строительства в Арктике определяет необходимость поиска новых технологий. По каждому району строительства необходимо вести дифференцированную оценку условий строительства, тщательно подбирать технологии. Одной из осваиваемых сегодня, перспек-

тивных технологий является применение полимерно-армированных трубопроводов (ПАТ) в качестве замены традиционно применяемых на промыслах металлических промысловых трубопроводов.

Предприятием ООО «Псковгеокабель» разработаны выкидные трубопроводы гибкие высокого давления. Применяя такие трубы, можно существенно улучшить эксплуатационные характеристики трубопроводной сети, а также кратно снизить трудозатраты при разработке месторождений.

Целью исследований является анализ технологических процессов прокладки наземных трубопроводов, пагубно не влияющих на природоохранные зоны на Арктических месторождениях, а также оценка эксплуатационной надёжности ПАТ.

Полимерно-армированные трубопроводы могут использоваться для транспортировки самого разного сырья: газонасыщенной или обводнённой нефти, систем закачки пластовых вод, растворов солей и химических реагентов. Они мобильны при сборке, безопасны в эксплуатации и не оказывают техногенного воздействия на вечномерзлые грунты Арктики в силу низкого коэффициента теплопроводности материала. Их применение позволяет быстро вовлекать в разработку малодебитные, нерентабельные, труднодоступные и законсервированные разведочные скважины.

ПАТ могут работать как в условиях статических, так и динамических нагрузок [1,2]. Материалы, из которых изготавливают оболочки ПАТ, инертны по отношению к сероводороду и углекислому газу, основные характеристики в таблице 1.

Таблица 1.

Основные параметры и характеристики ПАТ

Наименование	Номинальный внутренний диаметр	Номинальный наружный диаметр	Максимальное рабочее давление, атм.	Разрушающее давление, атм.	Минимальный радиус изгиба при хранении	Минимальный радиус изгиба при статических нагруз-	Минимальный радиус изгиба при динамических на-	Максимальное усилие при намотке	Максимальное усилие при растяжении	Разрушающее усилие при растяжении	Максимальная длина гибкой трубы на барабане
	мм	мм	атм	атм	мм	мм	мм	кН	кН	кН	м
ПАТ 100/125-100	100	125	100	240	1150	1150	1440	2,4	50	75,7	700
ПАТ 125/160-100	125	160	100	235	1200	1200	1500	5,0	80	120,7	350

По данным заводов-изготовителей срок службы ПАТ при соблюдении требований технических условий и правил эксплуатации - не менее 20 лет.

Полимерные трубы диаметром 100−125 мм, по которым проходит нефть от скважин до центрального пункта сбора, состоит из четырех слоев (рис. 1). Внутренняя оболочка выполнена армирующим методом из высокопрочной металлической ленты, которая повышает сопротивление трубы внешнему и внутреннему давлению. Следующий, противоизносный, слой минимизирует риск повреждения конструкции и обеспечивает отвод газа. Внешняя оболочка гибких труб изготовлена из полимерного материала и гарантирует максимальную степень защиты от влияния ультрафиолетового излучения и механических повреждений. Одним из эффективнейших способов уменьшения коэффициента теплопередачи, является применение дополнительной промежуточной теплоизоляционной оболочки из вспененного полиэтилена. Оболочка толщиной в 3 - 6 мм уменьшает теплопотери на 30 - 60 %. Зачастую даже применение дополнительной теплоизолирующей оболочки не решает проблемы охлаждения транспортируемой жидкости. Охлаждение жидкости может привести к загустению и даже к полному ее замерзанию. Для работы в таких условиях может быть применена трубопроводная система с подогревом. При этом нагревательные проводники размещены в стенке трубы под теплоизолирующей оболочкой, что существенно увеличивает КПД нагрева. При такой конструкции трубопровода достаточно удельной мощности подогрева в 10 Вт/м, чтобы компенсировать теплопотери и сохранить работоспособность трубопровода даже при -60

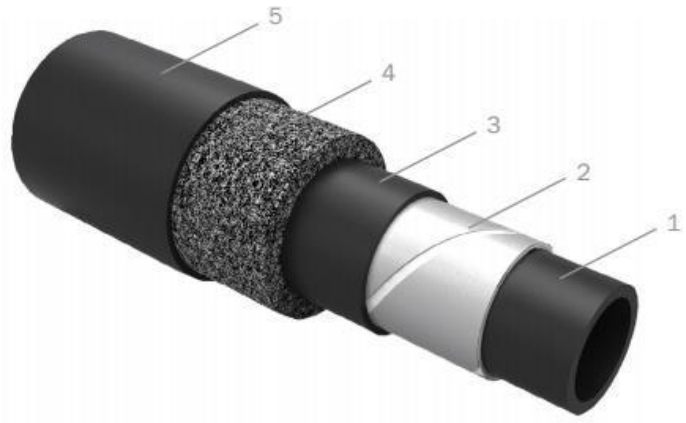


Рис.1. Устройство полимерно-армированной трубы
1 - полимерная труба (гидроканал) 2 - армирующие элементы 3 - промежуточная полимерная оболочка 4 - теплоизоляционный слой 5 - наружная полимерная оболочка

У дочерней компании Газпромнефти и Роснефти, «Мессояханефтегаз» имеется положительное заключение от «Главгосэкспертизы» на ис-

пользование полимерно-армированных трубопроводов. Организация «Мессояханефтегаз» использует данную технологию более трех лет. Благодаря комплексу ПАТ и характерным технологиям (рис.2) существенно сократились сроки строительно-монтажных работ и повысилась рентабельность добычи на самом северном материковом нефтепромысле страны. Срок строительства трубопровода зависит от погодных условий, прокладку высоконапорных трубных систем (ВТС) при температурах от минус 15 до минус 40 ^{o}C допускается производить только с предварительным подогревом ВТС до температуры стенки выше минус 15 ^{o}C.

Рис.2 Технология растягивания ПАТ и фланцевое соединение

В зависимости от температуры окружающей среды время подогрева ВТС выбирается следующим образом: при диапазоне температур от минус 20 до минус 30 ^{o}C время подогрева должно составлять не менее 8 часов, при диапазоне температур от минус 30 до минус 40 ^{o}C время подогрева должно составлять не менее 10 часов. После проведения процесса подогрева гибких труб, входящих в состав ВТС необходимо измерить температуру стенок гибких труб с помощью пирометра как минимум в трех противоположных точках окружности барабана. Если температура стенки составит более минус 15 ^{o}C, то допускается производить монтаж ВТС, в противном случае процесс предварительного подогрева необходимо произвести повторно.

Заключение. ПАТ являются отличным аналогом проектных металлических трубопроводов. Данные трубопроводы технологичны, безопасны в эксплуатации и не оказывают техногенного воздействия на вечномерзлые грунты Арктики, а также имеют высокую коррозионную стойкость в агрессивных рабочих средах.

Список литературы

1. ТУ 2248-005-54112451-04. Трубы и соединительные детали полимерные армированные (ПАТ и ПАСД). - Москва : Техдокумент.ру, 2005. - 29 с.

2. СН 550-82. Инструкция по проектированию технологических трубопроводов из пластмассовых труб. – Москва : Стройиздат, 2013. - 24 с.

УДК 622.691.4

Чекардовская И.А., Чекардовский С.М., Чекардовский М.Н.

Исследования турбодетандеров компрессорных станций магистральных газопроводов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: В данной статье представлены возобновляемые и не возобновляемые источники энергии. Приведена тепловая схема турбодетандерного энергоутилизационного комплекса на ГРС и принцип её работы. Указана совокупность расходов для расчета экономического эффекта при использовании турбодетандеров.

Abstact: This article presents renewable and non-renewable energy sources. The schematic diagram of the turbo-expander installation and the sequence of its work. The thermal scheme of the turbine-expander power utilization complex at the GDS and the principle of its operation are given. Indicated a set of costs to calculate the economic effect of the use of turbo-expanders.

Ключевые слова: возобновляемые и не возобновляемые источники энергии, ГРС, принципиальная схема турбодетандера, тепловая схема турбодетандерного энергоутилизационного комплекса на ГРС, экономический эффект.

Keywords: renewable and non-renewable energy sources, GDS, schematic diagram of a turbodetander, thermal scheme of a turbodetander energy utilization complex on GDS, economic effect.

Общие запасы энергии на земном шаре оцениваются энергетическими ресурсами, которые можно разделить на две большие группы: не возобновляемые и возобновляемые. К первой группе относится, в частности, органическое топливо, образовавшееся из остатков растительного и животного происхождения под давлением и без доступа воздуха в течение длительного времени.

По агрегатному состоянию топливо делится на твёрдое, жидкое и газообразное, а по способу получения – на естественное, добываемое из недр земли, и искусственное, получаемое в результате переработки естественного топлива [1].

К возобновляемым источникам относят все виды энергии, непрерывно действующие в биосфере Земли: солнечную, ветровую, энергию океана, гидроэнергию рек и т.п. Использование возобновляемых источников энергии не приводит к дополнительному нагреванию планеты. Кроме того, такие виды энергии можно назвать безотходными и не загрязняющими среду обитания.

Не возобновляемые источники - ископаемые виды топлива, ядерная и термоядерная энергия. Важное различие этих источников состоит в их влиянии на биосферу. Энергетика, основанная на не возобновляемых источниках, приводит к дополнительному нагреву среды обитания. Эти виды источников называют иногда добавляющими: их энергия добавляется к энергии нагревания планеты, которая обеспечивается Солнцем и загрязняет среду обитания [2].

Одним из направлений снижения технологических потерь при транспорте природного газа является рациональное использование энергии, теряемой при снижении давления природного газа на газораспределительной станции (ГРС)
магистральных газопроводов при подготовке и подаче природного газа городским потребителям.

Снижение давления газа выполняется за счет дросселирования технологического газа. Использовать энергию газового потока, высвобождаемую при снижении давления газа, можно путем применения турбодетандера, представляющего собой газовую турбину, работающую на перепаде давления дросселируемого природного газа.

Турбодетандером называется утилизационная (т.е. не потребляющая топлива) расширительная турбина, механически связанная с потребителем ее мощности, например электрогенератором, компрессором и т.п.

В газовой промышленности турбодетандеры используются [3]:

1. для пуска газотурбинной установки газоперекачивающего агрегата, а также для проворачивания ее ротора при остановке (с целью его охлаждения);

2. охлаждения природного газа в установках его «промысловой» подготовки для транспорта по трубопроводной системе (удаление влаги путем ее вымораживания и т.п.);

3. для привода компрессора высокого давления с целью подачи газа в пиковые хранилища;

5. для выработки электроэнергии на ГРС системы транспорта природного газа к его потребителям с использованием в турбине перепада давлений газа между трубопроводами высокого и низкого давления.

Применение турбодетандера позволяет получить полезную мощность, используемую, например, для выработки электроэнергии. Задача расчета турбодетандера состоит в определении термогазодинамических параметров и размеров проточной части, частоты вращения, мощности на валу.

Порядок термогазодинамических расчетов показан на примере турбоде-тандера, работающего на природном газе. Следует иметь в виду, что многие специалисты выполняют расчет турбодетандера, работающего на воздухе. Примерный состав газа, характеристики компонентов природного газа, транспортируемого по магистральному газопроводу и поступающему

на ГРС, алгоритм расчета турбодетандера и результаты приведены в статье [4, 5].

Применение турбодетандера на ГРС позволяет получать электрическую энергию за счет разницы давления на входе и выходе в установке. Разработанный метод адаптирован для природного газа, так как существующие методики основываются на расчетах для воздуха. Адаптация выполнена с учетом теплоперепадов в турбодетандерной установке (ТДУ); плотности природного газа; степени расширения газа.

Модернизация существующей методики позволяет сформировать корректные исходные данные для конструкторского расчета ТДУ [4].

Рассчитанные термогазодинамические и конструкторские параметры ТДУ, для конкретной ГРС, позволят подобрать необходимое количество турбодетандеров.

При проектировании турбодетандерных установок на газораспределительных станциях, расположенных в энергодефицитных регионах, целесообразно строительство рядом с ГРС газотурбинной электростанции (ГТЭ).

Объединение турбодетандера с теплообменником газотурбинного двигателя электростанции, который предназначен для подогрева природного газа на входе в ТДУ, позволит обеспечить производство электроэнергии этим комплексом с КПД от 65 до 75 % [6] и снизит вероятность обледенения входной части турбодетандера. Поэтому исследования, направленные на совершенствование методов проектирования ТДУ на ГРС связаны с энергоресурсосберегающей стратегией России и являются актуальными.

Задача расчета турбодетандера состоит в определении термогазодинамических параметров и размеров проточной части, частоты вращения, мощности на валу [4].

В процессе расширения газа на ГРС и газорегуляторных пунктах (ГРП) энергия потребляется для восстановления его температуры после охлаждения в результате этого расширения.

Восстановление этой энергии на ГРС и крупных ГРП возможно путем замены дроссельных клапанов турбодетандером, что позволяет генерировать электричество или произвести другую полезную работу.

Однако следует отметить, что при этом часть этой энергии должна быть затрачена на подогрев газа.

Газ должен быть подогрет для предотвращения выпадения из него газогидратов в проточную часть турбины, приводящего к снижению ее надежности. Для этого необходимо, чтобы температура газа за турбиной составляла не менее плюс 5°С ÷ плюс 10°С. Кроме того, необходимо, чтобы она не превышала допустимую температуру, гарантирующую надежную работу теплоизоляционного и антикоррозийного покрытий газопровода (не более + 4°С).

Подогрев газа повышает его внутреннюю энергию и, тем самым, мощность турбодетандера. Повышается также КПД турбодетандера.

Подогрев газа от 0°С до плюс 80°С повышает мощность турбодетандера на 30 - 35%.

Существует несколько типов турбодетандеров, которые могут быть использованы для указанной цели, в том числе: ротационные, поршневые, винтовые и турбинные. Последние из упомянутых являются наиболее целесообразными для ГРС, т.к. способны работать с большим количеством газа и большими перепадами его давлений (в соотношениях до 5 : 1).

Мощность турбодетандера зависит от количества газа, его температуры и перепада давлений. Эта мощность может быть использована не только для выработки электричества, но и в других, указанных выше, целях.

Турбодетандеры не являются новой технологией на мировом рынке. Эти механизмы, в пределах мощностей от 1 до 6 МВт, производятся такими всемирно известными международными компаниями как АББ и Атлас Копко.

На схеме рисунка 1 представлена принципиальная схема турбодетандерной установки указанных выше фирм [3].

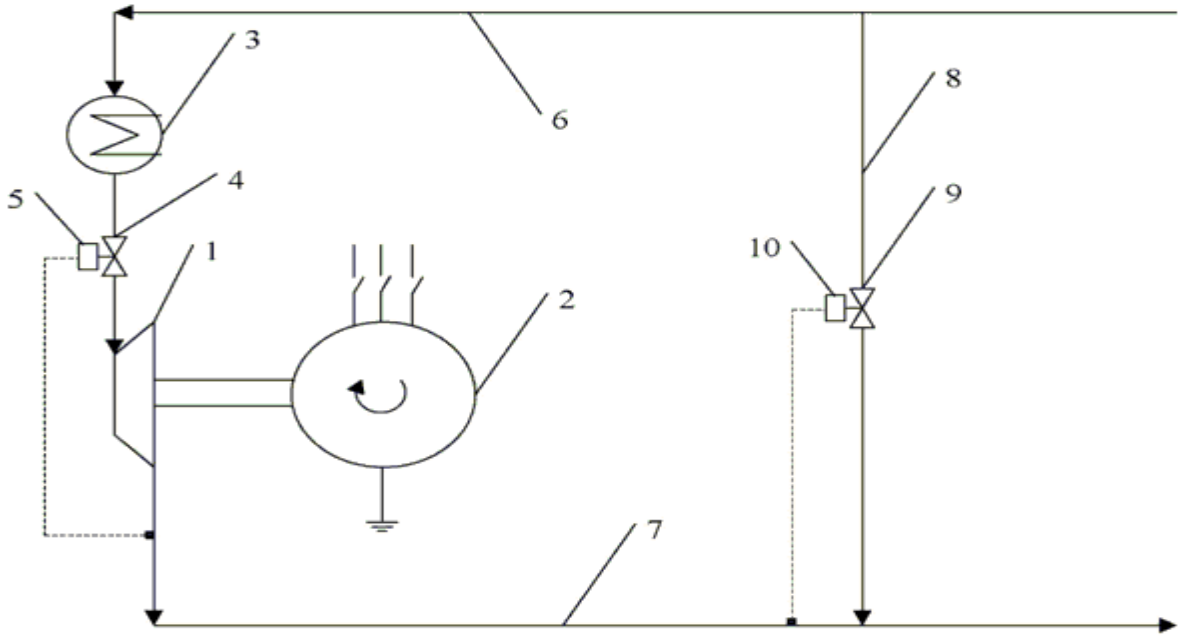


Рис. 1. Принципиальная схема турбодетандерной установки
1 - турбодетандер; 2 - генератор; 3 - подогреватель газа; 4 - управляемый регулирующий клапан; 5 - регулятор давления; 6 - газопровод высокого давления; 7 - газопровод низкого давления; 8 - байпасный трубопровод; 9 - управляемый регулирующий клапан; 10 - регулятор давления

Природный газ поступает к установке по газопроводу высокого давления 6, проходит подогреватель 3, регулирующий клапан 4 и расширяется в турбине 1. Отдав свою энергию турбине 1, газ через газопровод низкого

давления 6 поступает к потребителю. Мощность турбины 1 передается генератору 2, производящему электрический ток. Природный газ нагревается в подогревателе 3 для предотвращения выпадения из него влаги и тяжелых фракций (гидратов, пропана, бутана и т.п.). Для этого необходимо, чтобы температура газа за турбиной составляла около 5^0С. Регулирующий клапан 4 турбины 1, управляемый регулятором давления 5, поддерживает необходимое потребителю значение давления газа после турбины 1 в газопроводе низкого давления 7. Байпасный трубопровод 8 используется в процессе пуска установки, ее нормального и аварийного выводов из действия. В этих случаях байпасный клапан 9, управляемый регулятором давления 10, поддерживает необходимое потребителю значение давления газа в газопроводе низкого давления 7.

Таким образом, турбодетандеры утилизируют собственные энергетические ресурсы газотранспортной системы (полезно не используемый перепад давлений газа) и достаточно просты в эксплуатации. Однако существуют два больших препятствия для внедрения этой технологии, а именно: пригодность участка (ГРС, ГРП) для возможного размещения турбодетандера и законодательные барьеры. Выбор ГРС (ГРП) для размещения турбодетандера важен с многих точек зрения, основной из которых является экономика. Кроме того, важными соображениями при выборе участка являются: доступность близлежащей электросети или другого рынка для электричества, требования к нормативному уровню шума с точки зрения удаленности от жилья, наличие земельного участка для размещения установки, величина сезонных изменений расхода и давления газа.

Природный газ на входе в турбодетандер должен подогреваться в теплообменнике за счет тепла выхлопных газов газотурбинного двигателя, эксплуатирующегося на компрессорной станции (КС), если она находится в непосредственной близости от ГРС. При значительной удаленности ГРС от КС рекомендуется устанавливать газотурбинную электростанцию, включающую газотурбинный двигатель с теплообменным аппаратом для подогрева природного газа перед поступлением в ТДУ.

Подогрев газа на входе в ТДУ осуществляется за счет тепла выхлопных газов газотурбинного двигателя электростанции, которая может быть сооружена параллельно турбодетандерным установкам. Вариант подогрева газа на входе в ТДУ представлен на рисунке 2.

Экономический эффект от реализации модернизированного энергокомплекса на ГРС определяется: снижением себестоимости вырабатываемой электроэнергии, расходы на производство которой ниже цены электроэнергии, приобретаемой у энергоснабжающей компании; прибылью от реализации потребителям тепловой энергии.

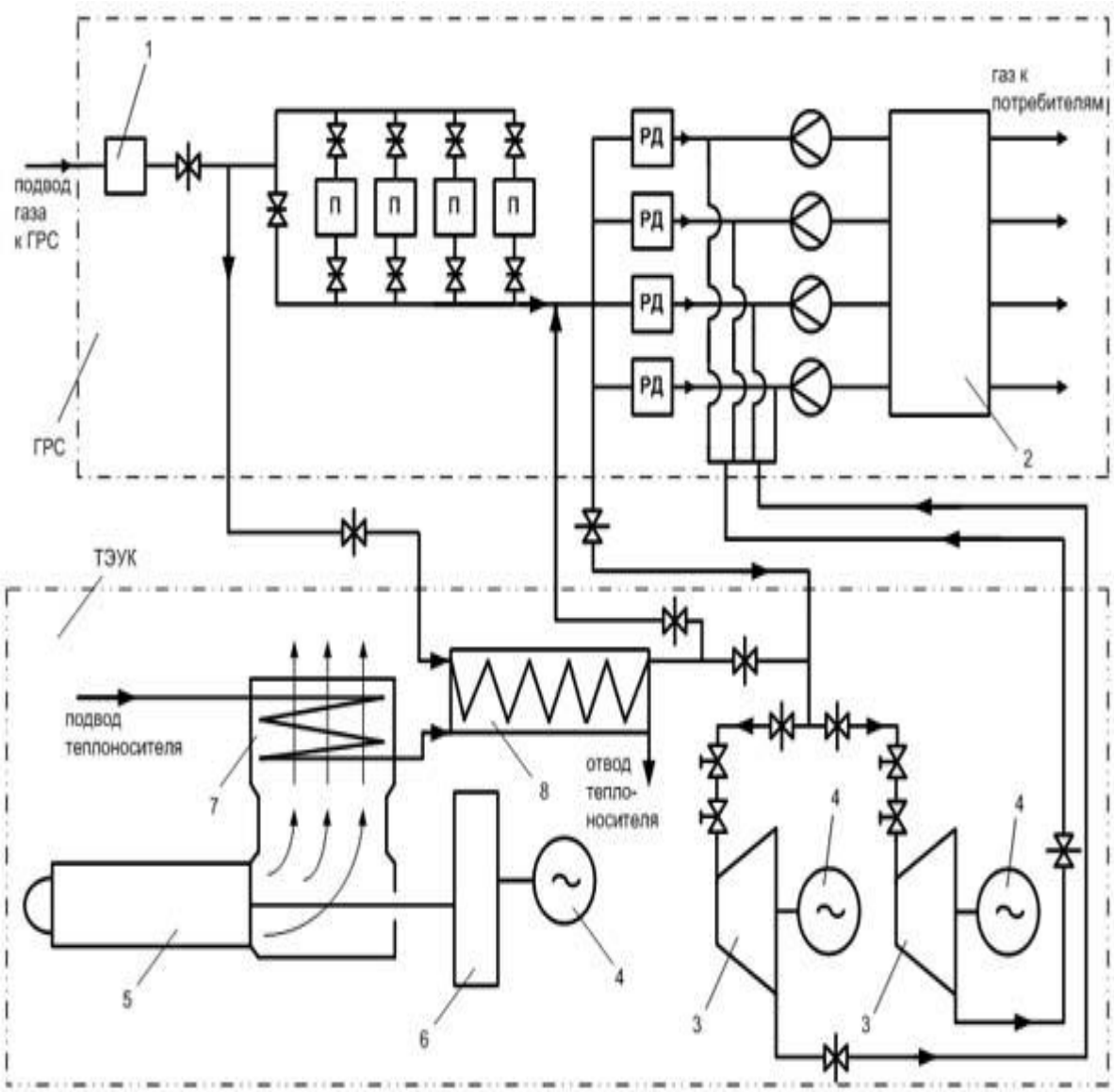


Рис. 2. Тепловая схема турбодетандерного энергоутилизационного комплекса на ГРС: 1 - установка очистки газа; 2 - блок отключающих устройств; 3 - турбодетандер; 4 - электрогенератор; 5 – газотурбинный двигатель; 6 - редуктор; 7 - котел-утилизатор; 8 - теплообменник ГТЭ, представленная на схеме газотурбинным двигателем; П – подогреватель газа; РД – регулятор давления.

Совокупность расходов, образующихся в процессе производства энергокомплексом и реализации (условной реализации) тепловой и электрической энергии, состоит из:

- расходов на электроэнергию (часть вырабатываемой энергокомплексом электроэнергии используется для собственных нужд);
- расходов на тепловую энергию (часть производимого энергокомплексом тепла потребляется на подогрев газа на входе в турбодетандер);
- расходов на топливный газ, воду (подготовленная вода необходима для реализации потенциала тепла выхлопных газов газотурбинного двигателя);

- расходов на материалы, ремонт, заработную плату обслуживающего персонала;

- амортизационные отчисления, а также налоговые платежи (единый социальный налог и отчисления на страхование от несчастных случаев и профессиональных заболеваний, налог на имущество и налог на прибыль организаций, налог на добавленную стоимость).

Однако существуют два больших препятствия для внедрения турбодетандерного энергоутилизационного комплекса на ГРС, а именно: пригодность участка (ГРС, ГРП) для возможного размещения турбодетандера и законодательные барьеры.

Выбор ГРС (ГРП) для размещения турбодетандера важен с многих точек зрения, основной из которых является экономика. Кроме того, важными соображениями при выборе участка являются:

- доступность близлежащей электросети или другого рынка для электричества;

- требования к воздушному шуму с точки зрения удаленности от жилья;

- наличие земельного участка для размещения установки;

- величина сезонных изменений расхода и давления газа.

Выводы

1. Проектирование, производство, монтаж, наладка, эксплуатация, исследование и диагностика эффективности работы турбодетандерных установок позволят обеспечить рабочие места и повысить импортозамещение установок.

2. Методика авторов адаптирована для природного газа, так как существующие методики основываются на расчетах для воздуха.

Список литературы

1. Чекардовская, И. А. Жизненный цикл энергии. Энергетический менеджмент и принятие оптимальных решений: учебное пособие / И. А. Чекардовская. – Тамбов, 2014. – 192 с.

2. Гуров, В. И. Турбодетандеры нового поколения / В. И. Гуров // Конверсия в машиностроении : межотрасл. информ.-аналит. науч.-техн. и обществ. журн. ученых и инженеров конверсируемого машиностроения. - 2006. - N 4. - С. 33-35 .

3. Модернизированный алгоритм расчета турбодетандеров газораспределительных станций / С. М. Чекардовский [и др.] // Научный журнал «Научное обозрение» №12. – Саратов : ООО «Буква», 2015. - С. 128-134.

4. Upgraded algorithm for calculating the turbo-expander of gas distribution stations / Chekardovskiy S [et al] // MATEC Web of Conferences 15. Сер. "15th International Conference "Topical Problems of Architecture, Civil Engineering, Energy Efficiency and Ecology - 2016", TPACEE 2016", 2016.

5. Мальханов, В. П. Турбодетандерные агрегаты в системах подготовки и распределения природного газа / В. П. Мальханов // Нефть и газ, 2004. - С. 57-58.

6. Степанец, А. А. Энергосберегающие турбодетандерные установки / А. А. Степанец // Под ред. А. Д. Трухния. – Москва : ООО «Недра - Бизнесцентр», 1999. - 258 с.

7. Васильев Г.Г., Гульков А.Н., Земенков Ю.Д., Прохоров А.Д. Эксплуатация оборудования и объектов газовой промышленности в 2-х томах: учебное пособие./Общая ред. Ю.Д. Земенков. - Т. 2. М.: «Инфра-Инженерия», 2008. -624 с.

8. Энерготехнологические комплексы при проектировании и эксплуатации объектов транспорта и хранения углеводородного сырья: учебное пособие/под общей ред. Земенкова Ю.Д., Шпилевого В.А.-Тюмень: из-во «Вектор Бук», 2014. -215 с

УДК 622.692

Шиповалов А.Н., Подорожников С.Ю.

Оценка существующих методик определения необходимого количества метанола для предотвращения гидратообразования на ПХГ

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: в статье приведен обзор и сравнительная характеристика методик определения необходимого количества метанола для предотвращения гидратообразования на ПХГ, а также показаны преимущества и недостатки рассмотренных методик.

Abstract: the article provides an overview and comparative characteristics of methods for determining the required amount of methanol to prevent hydrate formation on pcgs, as well as the advantages and disadvantages of the methods considered.

Ключевые слова: гидратообразование, метанол, подземное хранилище газа.

Key words: hydrate formation, methanol, underground gas storage.

Основным методом борьбы с гидратообразованием в системах добычи, подготовки и транспортировки природного газа является метод предупреждения гидратообразования и гидратоотложения основанный на использовании ингибиторов гидратообразования, а именно метанола.

В настоящее время существуют различные методики расчета параметров технологии с использованием метанола. Известны работы авторов В.А. Истомина, В.Г. Квон, Б.В. Дегтярева, Ю.Ф. Макогона, Э.Б. Бухгалтера, Г.В. Пономарева и др. Авторы публикаций отмечают, что при периодической закачке в пласт с изменением условий эксплуатации необходимо создание гибких методик, позволяющих учитывать динамику условий, периодичностъ закачки, концентрацию метанола и взаимосвязь параметров процесса.

В результате анализа и сравнения разных методик, представляется возможным выделить их сильные и слабые стороны, оценить значимость, требующихся для расчета, исходных данных и определить величины, полученные в ходе расчета по той или иной методике.

Результаты анализа данных методик приведены в табл. 1, в которой не приведены данные по методике Э.Б. Бухгалтера, так как данная методика схожа с методикой, предложенной Ю.Ф. Макогоном, и разделяет с ней ее преимущества и недостатки.

Таблица 1

Результаты анализа существующих методик определения необходимого количества метанола

Автор	Необходимые исходные данные	Позволяет определить	Преимущества	Недостатки
Истомин В.А.	$G^{(1)}, G^{(2)}, g_k^{(1)}, g_k^{(2)}$, кг/1000м^3 $x_1^{(1)}, x_2^{(1)}, r_1^{(1)}, r_2^{(1)}$, масс.% $r_1^{(2)}, r_2^{(2)}$, масс.% $W^{(1)}, W^{(2)}$, кг/1000м^3 $Q_1^{(1)}, Q_1^{(2)}$, кг/1000м^3 P,МПа	$x_1^{(2)}, x_2^{(2)}$, масс.% G, кг/1000м^3, $\Delta t, ^0C$	1)Пригодна для расчета количества смешанного ингибитора 2)Учитывает возможность поступления вместе с газом ингибитора с предыдущего технологического участка	1) Сложность 2) Не учитывает влияние состава газа (учитывает только принадлежность к залежи) 3) Необходимость расчета параметров гидратообразования
ВРД 39-1.13-010-2000	C_1, масс.% ; $q_{г1}$, кг/1000м^3, q_{k1}, кг/1000м^3 .	$q_{г2}$, кг/1000м^3; $q_{к2}$, кг/1000м^3. ΔW,кг/1000м^3; C_2, масс.% ; G, кг/1000м^3.	1) Простота 2) Малое количество необходимых исходных данных	1) Не учитывает влияние состава газа 2) Необходимость расчета параметров гидратообразования
Макогон Ю.Ф.	C_1, масс.% ; Δ; q_k, г/м^3 .	C_2, масс.%; ΔW, г/м^3; G, г/м^3 .	1) Косвенно учитывает состав газа 2) Малое количество необходимых исходных данных 3) Простота	Низкая точность, т.к. все коэффициенты находятся графически

Используя уникальные физико-химические свойства метанола, в частности, его способность смешиваться в любых концентрациях и переходить в паровую фазу, не теряя при этом своих первоначальных свойств, и циклический режим эксплуатации подземного хранилища (закачка газа в пласт – отбор газа из пласта), была разработана технология подачи метанола в период закачки в призабойную зону пласта отдельных скважин, технологический режим работы которых сопровождается с образованием гидратов в период отбора. Практически этот предупреждающий метод обеспечения продолжительной безгидратной эксплуатации скважин значительно эффективней, чем методы ликвидации уже возникшей проблемы.

Технологией метода предусмотрена закачка метанола в пласт перед завершением сезона заполнения хранилища газом. Подача ингибитора гидратообразования происходит в поток газа скважин, технологический режим работы которых характеризуется как гидратный. На стадии разработки технологии установлено, что подавать метанол на забой скважин необходимо за один – два месяца перед окончанием сезона закачки газа в ПХГ.

Список литературы

1. Аспекты технологической надежности и экономической эффективности эксплуатации подземных хранилищ природного газа Западной Сибири: монография / А.Н. Шиповалов и др. - ТюмГНГУ, Тюмень, 2012. – 344 с.

2. Шиповалов А.Н. Совершенствование ингибиторной технологии борьбы с гидратообразованием в газовых скважинах. / А.Н. Шиповалов, и др. //Трубопроводный транспорт: теория и практика. – Москва: ВНИИСТ, 2010. – № 6. – с. 25-28.

3. Шиповалов А.Н. Анализ современных методов предупреждения и борьбы с гидратообразованием в газовых промысловых системах. / А.Н. Шиповалов и др. // Нефтегазовый терминал. – Тюмень. ГОУ ВПО «ТюмГНГУ», 2011. - № 4. с. 83-86.

УДК 62-112.5

Штайн Г.В., Вохмин Д.М., Юдин В.В.

Улучшение экологических показателей бензинового двигателя, на основе применения универсального элемента конструкции

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: В данной статье рассмотрены некоторый тип достижения более высоких экологических показателей автомобиля с бензиновым двигателем, по принципу унификации элемента двигателя и использования устройства изменения давления.

Abstract: In this article some type of achievement of higher ecological indicators of the car with the gasoline engine, on the principle of unification of an element of the engine and use of the device of change of pressure is considered.

Ключевые слова: автомобиль, двигатель, экологические показатели, обратный клапан.

Keywords: car, engine, environmental performance, check valve.

В условиях массового производства, перед производителями автомобилей все чаще и чаще возникает вопрос об удовлетворение потребителя, а также получении максимальной выгоды при производстве своих автомобилей. Поэтому перед производителем стоит задача о максимальной унификации двигателя внутреннего сгорания, и снижения для затрат на его производство.

Так в современном двигателестроении появляются целые семейства двигателей, состоящих из двигателей различных объемов, создаваемых при помощи различных методов унификации деталей и узлов ДВС. Практически все автомобильные производители работают с данным методом. Где-то он более развит, и включает в себя практически все узлы и агрегаты, а где-то унификация ограничивается лишь, частью деталей, а наиболее дорогие детали такие как – коллектора, головки и блоки цилиндров разно унифицированы. Конечно можно сделать вывод, о том, что чем выше унификация двигателя внутреннего сгорания, тем больше потребностей мы сможем удовлетворить, а соответственно и получить максимальную выгоду, при минимальных затратах.

Наиболее развитые производители серийных автомобилей имеют одинаковые по высоте блоки цилиндров, что позволяет унифицировать впускные и выпускные коллектора, за счет чего значительно снижается производство двигателя.

Одним из наиболее популярным в нашей стране, является принцип унификация двигателя под различные виды топлива.

Так на наших дорогах можно увидеть разные автомобили, которые изначально были сделаны под использование бензинового или дизельного топлива, но после унификации использует в виде топлива газ.

В первую очередь для использования ГБО заменяется система впрыска топлива. Устанавливаются электромагнитные форсунки которые обеспечивают впрыск газа. Работа данных форсунок регулируется посредством специального газового блока управления.

Таким образом, автомобиль получает унифицированную топливную систему, при которой может эксплуатироваться как на одном, так и на другом виде топлива, получая значительную экономию от его использования, а также улучшения свои экологические показатели, поскольку за счет применения альтернативного вида топлива, такого как газ, существенно снижаются выбросы CO появляющиеся при работе двигателя на обычном топливе.

Следует сделать вывод, о том, что данная проблема актуальна, и имеет большой спектр развития. Исходя из ужесточения требований и

норм к экологичности, увеличения спроса покупателей, а также в стремлении получить наибольшую выгоду и мощность при наименьших вложениях.

В данном случае будет разрабатываться, двигатель с универсальной поршневой группой, которая по необходимости при замене позволит использовать данный агрегат на другом топливе. Также в данном двигателе будет разработана отдельная головка блока цилиндров, на каждый цилиндр, в конечном итоге данный двигатель будет иметь возможность сборки и разборки и дальнейшем использовании с уменьшением кол-ва цилиндров.

Однако для применения и использования данной технологии необходимо решить ряд мер и задач, в первую очередь, разобравшись, то каким образом регламентируются выбросы и то, как при минимальных изменениях конструкции добиться их снижения.

При работе автомобильного двигателя выделяются вещества, оказывающие вредное влияние на человека и окружающую природу. Один автомобиль ежегодно поглощает из атмосферы в среднем более 4 т кислорода, выбрасывая при этом с отработанными газами примерно 800 кг угарного газа, 40 кг оксидов азота и почти 200 кг различных углеродов.

В повседневной практике контроль экологической безопасности, главным образом по CO, должен производиться в первую очередь по легковым автомобилям с бензиновыми двигателями.

Для этого в процессе ежегодных государственных технических осмотров осуществляется обязательная проверка всех автомобилей, на выбросы по CO и CH на двух режимах холостого хода n_{min} и повышенной $n_{пов}$ = 3000 об/мин частотах вращения коленчатого вала, как это предусмотрено последним Российским ГОСТом Р 52033-2003 (в сокращенном виде представлен в табл. 1).

Таблица 1.

Расчетный баланс загрязнения атмосферы в крупных городах России выхлопными газами автомобилей с учетом их относительной вредности

Компонент загрязнения атмосферы	Относительная вредность, кг/кг	Доля загрязнения атмосферы с учетом вредности, %, для автомобилей:		Общепринятая связь с заболеваниями, и ранг этих заболеваний по летальным исходам
		дизельных	бензиновых	
CO	1,0	0,3	6,1	Сердечно-сосудистые, I-е место
C_nH_m без ароматич.	1,5	0,2	1,6	Диапазон выбросов не считается вредным
NO_x	42,3	26,8	25,2	Дыхательных путей и лёгких, невысокий ранг;
Сажа	200 (500)	25,0	14,5	Онкологические II-е место
Итого, %:		52,3	47,7	

В настоящее время в России уже находится большое количество легковых автомобилей стандартов Евро-2-3,4,5 соблюдение которых должно контролироваться в эксплуатации.

Стоит отметить, что данный способ исследования не совершенен, и нуждается в доработке, а именно применения трехкомпонентного катализатора на основе платины при замере выбросов на испытуемом автомобиле.

Однако существует способ, при котором возможно добиться существенного снижения выбросов, а также получения дополнительной эффективности от работы выхлопных газов. Для этого необходимо создать оптимальный процесс организации смесеобразования, поскольку смесеобразование играет одну из важнейших ролей если речь идет о выбросах двигателя внутреннего сгорания.

Результатом оптимального процесса организации смесеобразования: состав топливовоздушной смеси в районе зоны возгорания должен быть близок к стехиометрическому.

Получается, что рабочий процесс, когда бензин и чистый воздух находятся в соотношении 1:14,7 является оптимальным для сгорания. В то же время смесь находится в состоянии бедной, если принять, что до 85 % объема могут занимать инертные отработавшие газы, попадающие в цилиндр без рециркуляции.

В остальном объеме цилиндра должна находиться гомогенная смесь. Распределение остаточных, газов желательно в пристеночной зоне и в щелевых зазорах камеры сгорания, когда при попадании в которую смесь не сгорает при любой своей концентрации.

Изменять количество отработанных газов в камере сгорания ДВС возможно несколькими способами:

- изменением давления в системе отработанных газов;
- сдвиг фаз открытия и закрытия выпускных клапанов;
- изменением времени и высоты их открытия.

Осуществить предлагаемый способ возможно с помощью устройств изменения давления: какого-либо мощностного клапана, дроссельной заслонки, нагнетателей и резонаторов.

Для снижения потерь, вызванных охлаждением отработанных газов, во впускном тракте установлен обратный клапан, не позволяющий газам попасть в тракт пуска.

Также, это решение позволит в зоне воспламенения в составе смеси или воздуха количества отработанных газов создать в районе зоны возгорания состав топливовоздушной смеси, близкий к стехиометрическому, а соответственно, улучшить условия воспламенения рабочей смеси.

В качестве такого обратного клапана может быть использован хорошо обратный клапан лепестковый типа, или подобный этому клапан.

Таким образом, достоинства предполагаемой работы ДВС:

1. Снижение вредных выбросов, за счет повышения давления, а значит и температуры отработанных газов в выходном тракте позволит улучшить работу катализаторов.

2. Снижение насосных и тепловых потерь за счет того, что будут заменены части воздуха на горячие отработанные газы для ДВС с внутренним смесеобразованием.

3. Изменение коэффициента сжатия в зависимости от режима работы ДВС и улучшение условий воспламенения смеси за счет создания в районе зоны возгорания состава близкого к оптимальному для сгорания.

Список литературы

1. Вредные вещества вырабатываемые при работе ДВС [Электронный ресурс] / paruem.ru. - Режим доступа: http://paruem.ru/osnovy-teorii-teplovyx-processov-i-mashin/vrednye-veshhestva-vybrasyvaemye-pri-rabote-dvs.

2. Улучшение экологических показателей автомобильных двигателей [Электронный ресурс] / Научно-культурологический журнал RELGA. - Режим доступа: http://www.relga.ru/Environ/WebObjects/tguwww.woa/wa/Main?textid=213&level1=main&level2=articles.

УДК 656.13/73.31.41

Кулахметова А.З., Якупов А.У., Тарасова О.В.

Анализ методик расчета времени безопасной остановки подземного нефтепровода

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: Рассмотрены методики нахождения времени охлаждения нефти в остановленном трубопроводе, которые позволяют определить время безопасной остановки трубопровода.

Abstract: Methods for finding the oil cooling time in a stopped pipeline are considered, which allow determining the time to safely stop the pipeline.

Ключевые слова: подземный трубопровод, температура нефти, время остывания, грунт, безопасное время остановки перекачки, методики.

Keywords: Underground pipeline, oil temperature, cooling time, soil, time of safe pausing of oil pumping, methods.

Проведение теплового расчета трубопровода является важной задачей трубопроводного транспорта для обеспечения надежности и безопасности, особенно при прокладке в районах Крайнего Севера [1]. Так как большинство нефтепроводов в России пролегает в суровых климатических условиях, расчет темпа остывания нефти в трубопроводе определяет безопаснее время его остановки. При длительной остановке высоковязкие нефтепродукты могут застыть, что приведет к значительным экономическим

затратам. Таким образом, правильный расчет времени остывания нефти и нефтепродукта позволяет определить период, при котором возобновление перекачки не будет иметь осложнений.

В настоящее время существует несколько методик определения времени остывания нефти в трубопроводе. Тепловой расчет безопасного времени остановки нефтепровода, описанный в РД 39-30-139-79, разработан доктором технических наук, профессором Вадимом Ивановичем Черникиным [2].

В данной методике процесс нагрева системы «грунт – трубопровод» определяется в большей степени скоростью нагрева грунта, окружающего трубопровод. В свою очередь, теплом нефтепродукта пренебрегают, так как оно мало относительно тепла, аккумулированного в грунте. Окружающий трубопровод грунт считается изотропным с неизменными физическими константами. Таким образом, процесс охлаждения нефтепродукта обусловлен скоростью охлаждения грунта.

Процесс остывания характеризуется темпом охлаждения или безразмерной температурой, определяемой по следующей формуле:

$$\theta = 1 - \frac{E_i(-h_0^2/R_2^2 \cdot F_0) - E_i(-1/4F_0)}{2\,ln(2h_0/R_2)}, \quad (1)$$

где E_i – знак интегральной показательной функции; h_0 – глубина заложения трубопровода, считая по оси, м; R_2 – наружный радиус трубопровода, м; F_0– параметр Фурье, рассчитываемый по формуле:

$$F_0 = \frac{a' \cdot T_{ост}}{R_2^2}, \quad (2)$$

где a' – коэффициент температуропроводности, м^2/с; $T_{ост}$ – продолжительность процесса остывания трубы, с.

При $h_0/R_2^2 \geq 4$ величина $E_i(-h_0^2/R_2^2 \cdot F_0)$ практически стремится к нулю. При данном допущении формула примет следующий вид:

$$\partial = 1 + \frac{E_i(-1/4F_0)}{2\,ln(2h_0/R_2)} \quad (3)$$

При остывании трубопровода процесс изменения температуры нефтепродукта по длине описывается зависимостью:

$$t = t_0 + \Theta(t_н - t_к)e^{-Шу\frac{l}{L}}, \quad (4)$$

где t_0 – температура внешней среды вокруг трубопровода; $t_н$ – начальная температура жидкости; $t_к$ – конечная температура жидкости; Шу – параметр Шухова; l – текущая длина участка; L – полная длина участка.

Если во время остановки $T_{ост}$=0, то $\Theta = 1$ и имеем закон Шухова для распределения температуры нефти по длине трубопровода для стационарного режима.

Значение коэффициента теплоотдачи от трубы в грунт в процессе остывания описывается формулой:

$$a_2 = \frac{a_{2\infty}}{1 + 4F_0}, \quad (5)$$

где $a_{2\infty}$ – коэффициент теплоотдачи от трубы в грунт в наружной поверхности трубопровода в окружающую среду при стационарном режиме теплообмена, определяемый по формуле:

$$a_{2\infty} = \frac{2\lambda_{кр}}{D_2 \, ln \frac{4h_0}{D_2}}, \quad (6)$$

где $\lambda_{кр}$ – критическое значение коэффициента теплопроводности.

Данная формула используется только при $h_0/D_2 \geq 3$. При меньшей относительной глубине заложения, а также при глубине засыпки трубы меньше 0,7 м необходимо учитывать тепловое сопротивление на границе «грунт - воздух».

Еще одна методика описана в книге Александра Леонидовича Ястребова «Инженерные коммуникации на вечномерзлых грунтах» [3]. При расчете времени остывания жидкости в трубопроводе принято, что теплопотери не зависят от расхода, так как тепло трения сказывается, лишь при скоростях движения более 2 м/сек. Время остывания жидкости при подземной прокладке трубопровода будет рассчитываться по формуле:

$$\tau_{ост} = \frac{d_1^2 \gamma c}{8\lambda_т} ln\left(\frac{2h}{d_2} + \sqrt{\frac{4h^2}{d_2^2} - 1}\right) ln \frac{\lambda_т t_{нач} - \lambda_м t_г}{\lambda_т t_{кон} - \lambda_м t_г}, \quad (7)$$

где d_1 – внутренний диаметр трубопровода, м; d_2 – внешний диаметр трубопровода, м; $\lambda_т$ – коэффициент теплопроводности талого грунта, ккал/ч·град; $\lambda_м$ – коэффициент теплопроводности мерзлого грунта, ккал/ ч·град; $t_г$ – температура грунта на глубине заложения оси трубы, если предположить, что труба отсутствует, град; h – глубина заложения трубы от поверхности, м; γ – объемный вес жидкости, кг/м^3; с – удельная теплоемкость жидкости, ккал/кг·град; $t_{нач}$ –температура жидкости в момент начала остывания, град; $t_{кон}$ – конечная температура жидкости, град.

В том случае, когда трубопровод работал продолжительное время с постоянным расходом, вокруг трубы образуется талая зона, а прилегающий мерзлый грунт будет существенно прогрет. Время остывания жидкости можно будет рассчитать по данной формуле:

$$\tau_{\text{ост}} = -\frac{\rho G_{\text{в}} d_2^2}{8\lambda_{\text{м}} t_{\text{г}}}\left\{\left[\frac{(d_2+2\xi)^2}{d_2^2}-1\right] ln\frac{6{,}8h}{d_2} - -\frac{(d_2+2\xi)^2}{d_2^2} ln\frac{(d_2+2\xi)^2}{d_2^2}\right\}, \qquad (8)$$

где ρ=80 ккал/кг – теплота плавления льда; ξ – толщина талого слоя грунта вокруг трубы, м; $G_{\text{в}}$ – вес воды и льда в единице объема грунта, кг/м^3, определяемый по формуле:

$$G_{\text{в}} = \frac{W}{1+W}\gamma_0, \qquad (9)$$

где W – весовая влажность грунта в долях единицы; γ_0 – объемный вес мерзлого грунта, кг\м^3. В формуле (8) остальные обозначения те же, что и в формуле (7).

Формулу (8) следует использовать при эксплуатации трубопровода более 5 лет, при условии, что большую часть этого времени он работает с постоянным расходом. Для начального периода эксплуатации трубопровода или при его работе с перерывами, следует применять формулу (7).

Рассмотренные основные методики расчета времени безопасной остановки подземного нефтепровода имеют значительные недостатки. Существуют погрешности вычислений по формуле (1) с результатами экспериментов проведенных на опытно-промышленной установке. Предприняты попытки сравнить результаты расчета по аналитической формуле с результатами численного моделирования [4], где так же были получены расхождения по результатам решения. Автором [4] получены расчетные временные интервалы безопасной остановки нефтепровода, которые меньше продолжительности времени отводимого по плану ликвидации возможных аварий для объектов магистрального нефтепровода, где предусмотрено увеличении времени на 30-50% в зависимости от сложности трассы.

Необходимо провести уточнение расчетной формулы для определения времени безопасной остановки подземного нефтепровода. Рассмотреть учет дополнительных факторов и параметров, которые могут повлиять на время остывания подземного нефтепровода.

Надежность трубопроводов закладывается на стадии проектирования при проведении расчетов. Совершенствование расчетных методик, которые повысят точность полученных результатов, позволят обеспечить надежности и безопасности трубопроводов, прокладываемых в суровых климатических условиях Крайнего Севера и Арктики.

Список литературы

1. Трубопроводный транспорт нефти и газа: Учеб. Для вузов [Текст] / Р. А. Алиев [и др.] – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : Недра, 1988. – 368 с.

2. Черникин, В. И. Перекачка вязких и застывающих нефтей [Текст] / В. И. Черникин. – Москва : Гостоптехиздат, 1958. – 168 с.

3. Ястребов, А. Л. Инженерные коммуникации на вечномерзлых грунтах [Текст] / А. Л. Ястребов. – Ленинград : Издательство литературы по строительству, 1972. – 175 с.

4. Сулейманов, В. А. Оценка времени безопасной остановки нефтепровода, по которому перекачивается высокозастывающая нефть [Текст] / Научно-технический сборник ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ. – 2018. – №2. – С. 36–43.

5. Смирнов В.В. Применение метода граничных элементов для расчета напряженно-деформированного состояния надземных магистральных нефтепроводов, проложенных на многолетнемерзлых грунтах/В.В. Смирнов, Ю.Д. Земенков//Трубопроводный транспорт: теория и практика. -2013. -№ 4. -С. 18-23.

6. Гаррис Н.А., Максимова С.А. Регламент эксплуатации магистрального трубопровода при условии сохранности окружающей среды//Нефтяное хозяйство. -1990. -№ 1. -С. 63-64.

Научное издание

НЕФТЕГАЗОВЫЙ ТЕРМИНАЛ
Выпуск 17

Материалы
Международной научно-технической конференции
«Транспорт и хранение углеводородного сырья»
(25-26 апреля 2019 года)

Том 1

Технический редактор
Е. В. Огудова

В авторской редакции

Подписано в печать 30.09.2019. Формат 60х90 1/16. Усл. печ. л. 21,93.
Тираж 500 экз. Заказ № 1605/1606.

Библиотечно-издательский комплекс
федерального государственного бюджетного образовательного
учреждения высшего образования
«Тюменский индустриальный университет».
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса.
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.