

ГОСПРОМНАДЗОР МЧС РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
ОАО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ БЕЛАРУСЬ»
ОАО «ГОМЕЛЬТРАНСНЕФТЬ ДРУЖБА»
ОАО «ПОЛОЦКТРАНСНЕФТЬ ДРУЖБА»
ЧУП «ЗАПАД-ТРАНСНЕФТЕПРОДУКТ»
УО «ПОЛОЦКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

НАДЕЖНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

Материалы
VIII международной научно-технической конференции

(Новополоцк, 25 – 28 ноября 2014 г.)



Новополоцк
ПГУ
2014

УДК 622.69(082)

Редакционная коллегия:

В.К. Липский (председатель),
С.А. Захаревич, А.Н. Козик, Л.М. Спиридёнок,
А.Г. Кульбей (ответственный за выпуск)

Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта : материалы VIII междунар. науч.-техн. конф., Новополоцк, 25 – 28 ноября 2014 г. / УО «Полоц. гос. ун-т» ; под общ. ред. В.К. Липского ; редкол.: В.К. Липский (пред.) [и др.]. – Новополоцк: ПГУ, 2014. – 132 с.

ISBN 978-985-531-476-0.

Содержит материалы по проблемам обеспечения безопасности при эксплуатации и техническом обслуживании трубопроводов и оборудования нефтегазопроводов и нефтегазохранилищ, а также по экологическим, экономическим и правовым аспектам этой проблемы.

Предназначены для научных и инженерно-технических работников, занятых проектированием, сооружением и эксплуатацией трубопроводного транспорта, а также для преподавателей вузов, аспирантов, магистрантов и студентов.

СОДЕРЖАНИЕ

Н. Б. Адилова, К. Н. Тойшыбаев Методика оценки качества изоляционного покрытия подземных стальных трубопроводов	5
Я. М. Алиева Борьба с выносом песка при укреплении призабойной зоны смолами	9
А. И. Бондарчук Анализ технического состояния резервуарных парков Беларуси	12
А. Н. Воронин, В. К. Липский Подходы к описанию сети процессов эксплуатации магистрального нефтепровода с использованием системы функционального моделирования	17
А. А. Герасименко Моделирование процесса развития поверхностных дефектов в стенке РВС при сложном напряженном состоянии	21
М. А. Глазков, Л. Е. Землеруб, В. А. Климова Разгружающее взаимодействие каннелюрной стенки резервуара и вантового покрытия	25
М. И. Казымов Усталостное разрушение элементов конструкций, работающих на изгиб	27
Р. А. Кидун, В. В. Лаврентьев Вариант использования автоматизированной системы контроля и управления техническим состоянием и ремонтом в бизнес-процессе «Текущий ремонт нефтепровода»	34
Р. А. Кидун, В. В. Шман «Risk Expert». Программа расчета рисков эксплуатации трубопроводов	38
Р. А. Кидун, В. В. Шман Программа анализа состояния противокоррозионной защиты трубопроводов .	42
Д. А. Постоялко, Д. П. Комаровский Использование ГИС при обслуживании нефтепроводов	46
В. М. Кривчиков Внедрение сборно-разборных трубопроводов в войсках Красной Армии	49
А. Г. Кульбей, И. А. Леонович Разработка альтернативных способов построения полей индивидуального риска для промышленных объектов	53
И. А. Леонович, А. М. Ревазов Основные принципы формирования системы предупреждения аварийных и чрезвычайных ситуаций на КС МГ	58
В. К. Липский Подготовка инженерных кадров для магистрального трубопроводного транспорта	62

В. К. Липский, Л. М. Спиридёнок, Д. П. Комаровский, А. Г. Кульбей, А. И. Бондарчук Определение зоны влияния магистрального нефтепровода на реку	67
В. О. Некрасов, Р. Е. Левитин Обеспечение нормативных технических характеристик резервурных парков головных нефтеперекачивающих станций магистральных нефтепроводов	71
С. А. Никулин, Е. Л. Карнавский Применение подсистем дистанционного коррозионного мониторинга с расчетно-аналитическим блоком для обеспечения надежности и повышения эффективности работы системы электрохимической защиты	75
В. Е. Питолин Применение динамической балансировки центробежных насосов для снижения пульсаций давления в напорной магистрали	79
В. И. Поляков, С. А. Захаревич, В. М. Русь Оценка риска аварий при эксплуатации трубопроводных газораспределительных систем	83
А. Ю. Прокопенко, С. В. Нефёдов Метод прогнозирования роста протяженности коррозионно-опасных участков газопроводов, требующих проведения ремонтных мероприятий либо снижения рабочего давления	88
А. Ю. Прокопенко, С. В. Нефёдов Имитационный метод прогнозирования коррозионной поврежденности магистральных газопроводов	99
В. А. Пыстин Современные технические средства, используемые при защите магистральных трубопроводов от коррозии	107
М. С. Рагимова Некоторые особенности арматур для магистральных трубопроводов	110
М. В. Третьякова Обоснование выбора типа электрода при электроизмерениях на трубопроводах в условиях влияния наведенных токов промышленной частоты	114
А. Г. Фёдоров Исследование влияния кривизны наружной поверхности газопроводов на эффективность их ремонта муфтовыми технологиями	116
В. А. Фруцкий, А. Г. Кульбей Применение новых материалов для повышения надежности работы насосов	118
С. В. Цисевич Исторические аспекты и перспективы применения сборно-разборных полевых магистральных трубопроводов для обеспечения войск горючим	123
Р. А. Шестаков Исследование изменения режима перекачки по сложному нефтепроводу при отборе нефти	127

УДК 620.193.4:622.691.4

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА ИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ ПОДЗЕМНЫХ СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Н. Б. Адилова, К. Н. Тойшыбаев

РГП на ПХВ «Западно-Казахстанский аграрно-технический университет имени Жангир хана», Уральск, Казахстан

Трубопровод, изоляция, покрытие, свойства, метод

В процессе длительной эксплуатации подземных трубопроводов изоляционное покрытие стареет и постепенно теряет свои защитные свойства. При этом защитный ток все больше уходит в грунт, потенциал трубы падает, приближаясь к естественному потенциалу поляризации. Для поддержания потенциала на необходимом уровне требуется увеличивать мощность станций катодной защиты, что, в свою очередь, приводит к усилению неравномерности распределения потенциала вдоль трубопровода; местами происходит катодное отслоение покрытия от поверхности трубы.

Факторы, влияющие на старение изоляционного покрытия, действуют неодинаково вдоль трубопровода. Локальные свойства изоляционного покрытия (адгезия, переходное сопротивление) перестают характеризовать защитные свойства изоляционного покрытия трубопровода в целом или даже в пределах небольших участков длиной 10 м, 100 м, 1 км и так далее. Поэтому теряется ценность локальных измерений, выполненных в рамках шурфовых обследований, поскольку эти результаты не могут служить основой для расчетной оценки качества изоляционного покрытия трубопровода как целого объекта.

Так появляются несколько задач:

- 1) выбрать критерий качества изоляционного покрытия трубопровода при длительной эксплуатации;
- 2) разработать математический аппарат оценки качества изоляционного покрытия;
- 3) выбрать или разработать методы измерений на трубопроводе.

Как известно, современными нормами предусмотрены два уровня защиты от коррозии: пассивная и активная. Роль пассивной защиты выполняет собственно изоляционное покрытие, роль активной защиты – электрический потенциал (электрохимзащита). Исходя из этого, напраши-

вается следующее требование к изоляционному покрытию: покрытие должно быть таким, чтобы потери тока не помешали установлению заданных потенциалов на всем трубопроводе.

Поскольку защитные потенциалы задаются станциями катодной защиты (СКЗ), весь трубопровод целесообразно разбить на конечные участки, ограниченные смежными СКЗ. Если путем вариации режимов работы системы СКЗ удастся поддерживать необходимые потенциалы на каждом конечном участке трубопровода, то изоляционное покрытие трубопровода можно считать удовлетворительным, несмотря на накопленные дефекты.

Учитывая эти особенности, в качестве критерия качества изоляционного покрытия при дальнейшей эксплуатации следует выбрать интегральное переходное сопротивление на конечном участке трубопровода. Эту величину обозначим $R_{инт}$ с единицей измерения Ом. Чем ниже численное значение параметра $R_{инт}$, тем выше потеря защитного тока на этом участке и тем ниже качество изоляционного покрытия.

Для участка трубопровода с идеальным (новым) изоляционным покрытием, где еще нет разброса свойств, взаимосвязь интегрального переходного сопротивления изоляции $R_{инт}$ с удельным переходным сопротивлением изоляции $\rho_{из}$ выражается формулой

$$R_{инт} = \frac{\rho_{из}}{\Delta L \cdot \pi D}, \quad (1)$$

где ΔL – длина выбранного конечного участка трубопровода;

D – наружный диаметр трубопровода;

$\rho_{из}$ – удельное переходное сопротивление изоляционного покрытия – сопротивление единицы поверхности (Ом·м²).

Для старых трубопроводов, где локальные значения переходного сопротивления испытывают сильный разброс, пользоваться формулой (1) можно только условно:

$$R_{инт} = \frac{\tilde{\rho}_{из}}{\Delta L \cdot \pi D}, \quad (2)$$

где ΔL – длина выбранного конечного участка трубопровода;

D – наружный диаметр трубопровода;

$\tilde{\rho}_{из}$ – среднее по выбранному участку удельное переходное сопротивление изоляционного покрытия (Ом·м²).

Параметр $\tilde{\rho}_{из}$ нельзя путать со средним значением измеренных случайных значений переходного сопротивления покрытия при шурфовых обследованиях трубопровода. Для нового изоляционного покрытия параметры $\rho_{из}$ и $\tilde{\rho}_{из}$ совпадают, поскольку отсутствует разброс.

Параметры $R_{инт}$ и $\tilde{\rho}_{из}$ характеризуют как физическое старение изоляционных материалов, так и наличие дефектов покрытия на выбранном участке трубопровода. Поэтому оценку качества изоляционного покрытия рекомендуется выполнять по значениям параметров $R_{инт}$ и $\tilde{\rho}_{из}$. Однако критические значения интегрального переходного сопротивления $R_{инт}^*$ и среднего по выбранному участку удельного переходного сопротивления $\tilde{\rho}_{из}^*$ не являются постоянными, а зависят от ряда параметров: расстояния между СКЗ, режима работы СКЗ, размеров труб, свойств грунта.

Математический аппарат

Для решения второй задачи требуется разобраться с законами растекания тока в подземном трубопроводе, с неидеальным изоляционным покрытием, которое характеризуется параметрами $R_{инт}$ и $\tilde{\rho}_{из}$.

Здесь важно отметить, что полный потенциал U_{II} трубопровода («труба-земля») состоит из двух составляющих: естественного поляризационного потенциала $\varphi_{ест}$ и активной части потенциала φ , вызванного протекающими токами и омическим сопротивлением трубопровода и изоляционного покрытия. Поэтому для определения значения φ необходимо из измеренного значения U_{II} вычесть известное для данной стали значение $\varphi_{ест}$.

$$\varphi = U_{II} - \varphi_{ест}. \quad (3)$$

Методы определения

Определение переходного сопротивления изоляционного покрытия строящихся трубопроводов (или после капитального ремонта) описаны в соответствующих стандартах и строительных нормах [1 – 3]. Здесь будем рассматривать методы, относящиеся к трубопроводам с изношенным изоляционным покрытием, основанные на вышеприведенном математическом аппарате.

Метод 1. Определение переходного сопротивления участка действующего трубопровода на основе измерения потенциалов.

Для этого необходимо:

- измерить потенциалы на границах выбранного участка AB ;
- дополнительно измерить потенциал в одной или нескольких промежуточных точках.

Метод 2. Определение переходного сопротивления участка действующего трубопровода на основе измерения токов.

Для этого необходимо:

- измерить токи на границах выбранного участка AB ;
- дополнительно измерить токи в одной или нескольких промежуточных точках.

Таким образом, подготовлены основы для количественной оценки качества изоляционного покрытия подземных стальных трубопроводов после длительной эксплуатации на основе результатов электрометрических измерений.

Показано, что возрастание случайного разброса локальных характеристик изоляционного покрытия при длительной эксплуатации подземных трубопроводов создает проблему количественной оценки защитных свойств и остаточного ресурса покрытия протяженного участка в целом. Предлагается метод расчетной оценки качества изоляционного покрытия трубопроводов, основанный на интегральном переходном сопротивлении. Получено математическое обеспечение данного метода и приведен ряд примеров, которые показывают его эффективность.

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. – С. 12 – 14.
2. ГОСТ 9.602-2005. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии. – С. 7 – 12.
3. ВСН 012-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемки работ. Ч. 1. – С. 22 – 31.

БОРЬБА С ВЫНОСОМ ПЕСКА ПРИ УКРЕПЛЕНИИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СМОЛАМИ

Я. М. Алиева

*Азербайджанская Государственная Нефтяная Академия,
Баку, Азербайджан*

В практике добычи нефти и газа применяются различные средства и методы борьбы с выносом песка, включая механические и химические методы укрепления песка путем установки различного вида фильтров и закачки химических реагентов.

Ниже приводится подробное описание некоторых из указанных выше методов и средств борьбы с выносом песка из скважины.

Сущность метода состоит в закачке специального химического раствора для скрепления частиц песка в призабойной зоне пескопроявляющихся скважин. Наибольшее распространение получил раствор, содержащий эпоксидные соединения, растворитель и отвердитель. При попадании такого раствора в призабойную зону происходит реакция отверждения, вследствие которой вначале выделяется жидкая смола. Затем при реакции эпоксидной смолы с отвердителем образуется промежуточный продукт, который менее растворим в растворителе, чем смола и, следовательно, через некоторое время выделяется из раствора. Внешне это проявляется в появлении мельчайших капель жидкой смолы, которые со временем соединяются и образуют более крупные капли, оседающие в поровом пространстве и через некоторое время приходящие в соприкосновение с зернами песка. В результате действия капиллярных сил смола, распределившаяся в виде пленок, постепенно концентрируется в местах контакта зерен песка. Выделившаяся смола скапливается в виде висячих капель в местах контакта зерен, тогда как чистый растворитель остается в поровом пространстве. Последующее затверждение смолы приводит к прочному скреплению соприкасающихся зерен песка и минимальной потере проницаемости. Связанная вода, присутствующая в поровом пространстве песчаников, взаимодействует с раствором смолы и ухудшает миграцию жидкой смолы, выделившейся в местах контакта зерен песка. Поэтому вначале необходимо устранить связанную воду, что обычно достигается закачкой спиртового растворителя.

Для успешного закрепления песка необходимо выполнение следующих условий:

- небольшая толщина обрабатываемого интервала (не более 3 м);
- хорошее качество поверхности песчаника в пределах обрабатываемого интервала (полное отсутствие глинистой корки, отсутствие каверн);
- хорошее качество песка в пределах обрабатываемого интервала (однородность, ненарушенность, достаточная вертикальная проницаемость);
- отсутствие или значительный вынос песка до обработки;
- высокое пластовое давление.

Кроме того, остаются в силе требования, отмеченные ранее для песчано-жидкостных смесей.

Технологический процесс укрепления песка в призабойной зоне путем закачки смолы состоит в последовательной закачке буферных жидкостей для предварительной обработки пласта, смолообразующего раствора и жидкости для вытеснения смолы вглубь пласта (рис. 1).

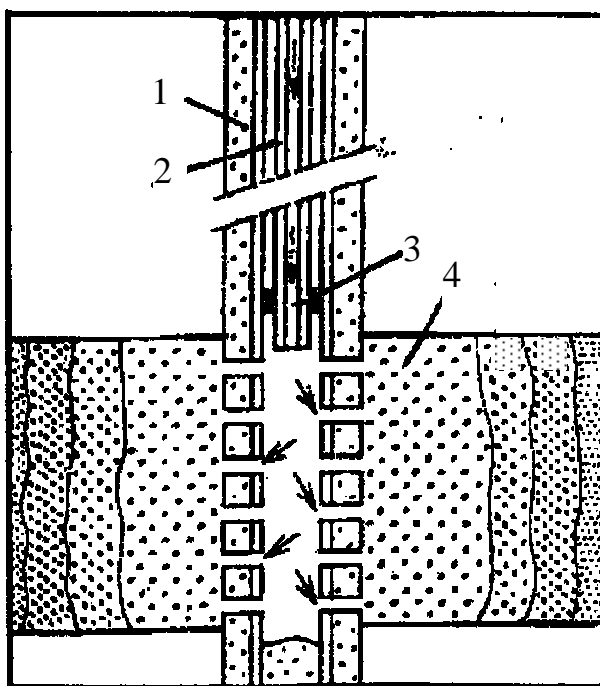


Рис. 1. Технологический процесс укрепления песка в призабойной зоне:

1 – цементное кольцо; 2 – лифтовые трубы; 3 – зона выбуривания из ствола скважины сцементированного материала; 4 – нецементированный пласт

Как правило, этот процесс состоит из следующих этапов:

1) глушение скважины, обычно осуществляемое с помощью нефти, минерализованной воды или другой жидкости, не оставляющей на поверхности пород непроницаемой корки. Когда используется буровой раствор, скважину следует промывать до тех пор, пока не будет полностью удалена глинистая корка;

2) удаление песка из ствола скважины;

3) спуск колонны насосно-компрессорных труб с пакером и хвостовиком;

4) последовательное нагнетание на забой скважины через колонну насосно-компрессорных труб:

а) спирта для удаления из порового пространства связанной воды;

б) промежуточной жидкости для изоляции раствора смолы от спирта;

в) раствора смолы со временем начала выделения смолы, достаточным для завершения закачки;

г) продавливание раствора смолы в пласт путем закачки специальной жидкости, например, дизельного топлива, минерализованной воды, отделенной от раствора загущенной жидкости и др.;

д) ввод скважины в эксплуатацию.

Закачка смол – более дорогостоящий метод борьбы с выносом песка по сравнению с блочным и намывным фильтрами, однако в сочетании с последними, т. е. при укреплении фильтров смолой, ее стоимость можно уменьшить, а эффективность их применения резко увеличить.

Оригинальная технология крепления рыхлых песков в призабойной зоне газовых скважин разработана в Нидерландах. Процесс основан на химической реакции тетраоксида кремния с находящейся в порах газового пласта связанной водой, в результате чего образуется аморфный кремнезем, цементирующий соседние зерна песка. Поскольку связанная вода находится в зонах контакта соседних зерен, образующийся силикатный цемент замещает ее в этих точках, придавая породе прочность без значительного снижения проницаемости. Тетраоксид кремния – бесцветная жидкость с температурой кипения 56°C , летучая, образует пары соляной кислоты при взаимодействии с парами воды, при работе требует специальных средств защиты, пожароопасна. Возможность применения тетраоксида кремния была опробована в лабораторных условиях в 1960 г., но из-за своих специфических свойств промышленного применения он не нашел. Новая технология «силикалок» отличается тем, что тетраоксид кремния вводится в скважину в газовой фазе в виде смеси с азотом без использования жидкости глушения. Объем реагента рассчитывается, исходя из объе-

ма связанной воды в зоне обработки. Масса его должна быть в 4,7 раза больше массы связанной воды, глубину проникновения принимают равной 0,6 – 0,9 м. Зная интервал перфорации, пористость и водонасыщенность, определяют массу связанной воды.

С увеличением количества связанной воды прочность лабораторных образцов повышается, а проницаемость понижается. Однако в пластовых условиях образующийся силикатный цемент может раствориться в пластовых водах, недонасыщенных аморфным кремнеземом. Для обводняющихся скважин данная технология не рекомендуется.

Для укрепления призабойной зоны цементным раствором с увеличением количества связанной воды прочность лабораторных образцов повышается, а проницаемость понижается. Однако в пластовых условиях образующийся силикатный цемент может раствориться в пластовых водах, недонасыщенных аморфным кремнеземом, поэтому данная технология не рекомендуется для обводняющихся скважин.

ЛИТЕРАТУРА

1. Вахитов, Г.Г. Термодинамика призабойной зоны нефтяного пласта / Г.Г. Вахитов, О.Л. Кузнецов, А.М. Симкин. – М. : Недра, 1978.
2. Крафт, Б.С. Прикладной курс технологии добычи нефти / Б.С. Крафт, М.Ф. Хокинс. – М. : Гостоптехиздат, 1963.
3. Пирсон, С.Д. Учение о нефтяном пласте / С.Д. Пирсон. – М. : Гостоптехиздат, 1961.

УДК 621.642

АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ БЕЛАРУСИ

А. И. Бондарчук

УО «Полоцкий государственный университет», Новополоцк, Беларусь

В процессе добычи, транспортировки и переработки нефти появляется необходимость в использовании емкости для промежуточного или длительного хранения продукта. В качестве объектов такого назначения используют резервуары разной конструкции (изготовленные из стали или железобетона), которые объединяют в группы по хранимому в них продукту, тем са-

мым образуя резервуарные парки. Всего в Беларуси находится в эксплуатации более 1500 резервуаров.

Анализ количества резервуаров. Все резервуарные парки предприятий, расположенных в Беларуси, можно распределить по ведомственной принадлежности:

- резервуарный парк предприятий по обеспечению нефтепродуктами (РУП «ПО «Белоруснефть»);
- предприятий по нефтепереработке (ОАО «Нафтан», ОАО «Мозырский НПЗ»);
- предприятий трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов (ОАО «Гомельтранснефть Дружба», ОАО «Полоцктранснефть Дружба», ЧУП «Запад-Транснефтепродукт»);
- другие предприятия (например, министерство обороны).

Резервуарные парки, относящиеся к последнему приведенному выше пункту, рассматривать нецелесообразно, т. к. объемы хранимого продукта на территории таких предприятий крайне малы.

Самый многочисленный резервуарный парк располагается на территориях предприятий по обеспечению нефтепродуктами, затем в порядке убывания – предприятий по нефтепереработке и предприятий трубопроводного транспорта согласно таблице. В данной таблице приведены сведения об общем количестве резервуаров, включая вертикальные, горизонтальные и железобетонные конструкции. Необходимо отметить, что в понятие «вертикальные резервуары» включены такие типы конструкций как вертикальные резервуары с понтоном и плавающей крышей.

Таблица

Количество резервуаров на предприятиях Беларуси

Распределение предприятий	Название предприятия	Количество резервуаров, %
Предприятия по обеспечению нефтепродуктами	РУП «ПО «Белоруснефть»	55,4
Предприятия по нефтепереработки	ОАО «Нафтан»	35,1
	ОАО «Мозырский НПЗ»	5,2
Предприятия трубопроводного транспорта нефти и нефтепродукта	ЧУП «Запад-Транснефтепродукт»	1,8
	ОАО «Гомельтранснефть Дружба»	1,6
	ОАО «Полоцктранснефть Дружба»	0,9

По конструктивному решению в Беларуси широко представлены металлические цилиндрические резервуары вертикального и горизонтального

исполнения. Согласно рисунку 1, самым распространенным типом является вертикальный резервуар, изготовленный из стали (сокращенно РВС). Около 77 % от всего количества резервуаров приходится на такой тип конструкции, включая резервуары с понтоном и плавающей крышей.

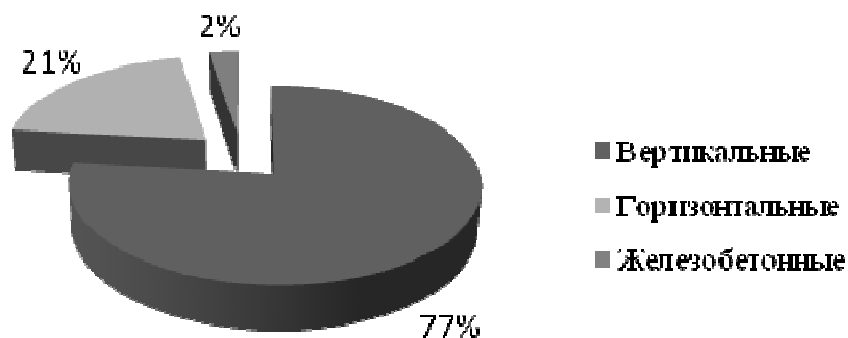


Рис. 1. Количество резервуаров в Беларуси по типам

Проведенный анализ о количестве резервуаров в промышленности Беларуси позволил выявить, что наиболее распространенным типом конструкции является вертикальный стальной резервуар. В этом случае проведем оценку технического состояния выбранных объектов промышленности.

В соответствии с действующими нормативными документами срок службы вертикальных стальных резервуаров составляет 20 – 25 лет, если другое значение не указано в проекте. Резервуар является технически сложным конструктивным сооружением. По этой причине параметры конструкции должны соответствовать критериям, установленным технической документацией, в течение всего времени его эксплуатации. По результатам анализа актов технического состояния среднее значение срока службы анализируемых объектов, расположенных на территории Беларуси, составило 40 лет.

Изучение актов обследования технического состояния показало, что превышение нормативного срока эксплуатации вертикальных стальных резервуаров способствует появлению и прогрессивному развитию отклонений параметров конструкций от значений, предусмотренных проектом.

Все дефекты резервуаров, влияющие на эксплуатационную надежность стальных вертикальных резервуаров, можно классифицировать по ряду признаков. Одним из них является классификация по процессу образования дефекта [1]:

- дефекты, появившиеся в процессе изготовления металлопроката – металлургические дефекты: задиры, нарушения геометрии проката, нерав-

номерное легирование, нарушение кристаллической структуры материала, неравномерная термическая обработка и др.;

- дефекты, появившиеся в процессе производства рулонных заготовок – заводские дефекты: свищи, непровары, гофры и др.;
- дефекты, появившиеся в процессе транспортировки: смятие части рулона, локальные вмятины на крае рулона (листа) и др.;
- дефекты, появившиеся в процессе монтажа – монтажные дефекты: некачественная подготовка основания, прожоги в местах установки временных креплений, остатки монтажных приспособлений и др.;
- дефекты, появившиеся в процессе эксплуатации резервуара – эксплуатационные дефекты: коррозионные дефекты и др.

По первым трем позициям дефекты устраняются после обнаружения при изготовлении металлоконструкций резервуара на производстве либо выбраковываются. Наиболее опасными являются монтажные и эксплуатационные дефекты, появившиеся при некачественном монтаже резервуаров на площадке и не выявленные в процессе контроля при сооружении.

Монтажные и эксплуатационные дефекты можно классифицировать по конструктивным элементам резервуара:

- основание;
- днище;
- окрайки днища;
- стенка;
- крыша;
- вспомогательные элементы (лестница, пожарный трубопровод и др.).

Используя акты обследования технического состояния вертикальных стальных резервуаров, был определен конструктивный элемент, который с учетом климатических условий в Беларуси и режимов эксплуатации в технологических процессах предприятий республики более всего подвергается образованию дефектов. Проведенный анализ актов позволил выявить, что стенка вертикального стального резервуара – это самый уязвимый элемент такой конструкции. Результаты анализа представлены на рисунке 2.

К наиболее часто встречающимся дефектам вертикального стального резервуара можно отнести следующие [1]:

- дефекты монтажных сварных швов;
- коррозионные повреждения;
- вырывы металла и остатки при варке монтажных приспособлений на стенке;

- хлопунуы;
- вмятины и выпучены;
- неравномерная осадка основания резервуара;
- недопустимые отклонения от вертикали.

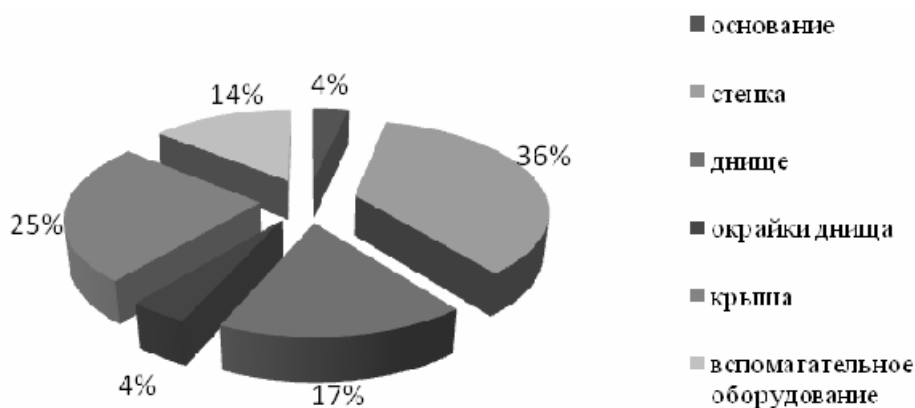


Рис. 2. Дефекты РВС по конструктивным элементам

Наряду свыше перечисленными дефектами коррозионные поврежде-ния являются самыми распространенным видом разрушения целостности оболочки. На их долю приходится около 50 % от всего количества дефектов у вертикальных стальных резервуаров. При этом акты обследования техни-ческого состояния РВС позволили определить, что коррозионный износ ме-талла конструкции встречается у 84 % резервуаров предприятий Беларуси, приведенных в таблице.

Самым распространенным видом является язвенная коррозия. Она обнаружена в 95 % случаев коррозионного повреждения металла верти-кальных резервуаров. При этом нужно отметить, что около 26 % язвенной коррозии привело к образованию сквозного отверстия в элементах конст-рукции. Согласно [2] возникновение такой ситуации является не допусти-мым в эксплуатации вертикального резервуара.

Анализ актов технического состояния позволил выявить, что самым распространенным типом конструкции в Беларуси является вертикальный стальной резервуар. Основная причина большого количества дефектов РВС связана с истечением его срока службы. Для обеспечения безопасной экс-плуатации резервуарных парков Беларуси необходимо разработать методы оценки коррозионных повреждений металла резервуара по геометрическим параметрам и на основе этой методики предложить оптимальный метод ре-монта. Внедрение методики оценки коррозионных повреждений при со-блюдении всех норм и правил технической документации позволит пред-

приятно поддержать надежность конструкций резервуарных парков, не увеличивая затраты на их эксплуатацию и устранение последствий аварий.

ЛИТЕРАТУРА

1. Спириденко, Л.М. Выбор методов ремонта вертикальных стальных резервуаров с учетом наличия дефектов / Л.М. Спириденко, А.И. Бондарчук // Труды молодых специалистов. Строительство. – Вып. № 52 – С. 161 – 163.
2. ТКП 169-2009 Правила технической эксплуатации резервуаров для нефти и нефтепродуктов.

УДК 682.476

ПОДХОДЫ К ОПИСАНИЮ СЕТИ ПРОЦЕССОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СИСТЕМЫ ФУНКЦИОНАЛЬНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

А. Н. Воронин, В. К. Липский

УО «Полоцкий государственный университет», Новополоцк, Беларусь

На этапе идентификации опасных факторов влияния при проведении оценки риска на объектах магистрального трубопроводного транспорта для наглядности и удобства процедуры предложено записывать модель сети функционирующих процессов на предприятии [1].

Процессы могут описываться различными методами и подходами. По результатам проведенного в [2] рассмотрения языка моделирования процессов для целей менеджмента качества было установлено, что при проведении оценки риска на объектах магистрального трубопроводного транспорта в качестве языка для описания процессов рационально принять язык описания бизнес-процессов IDEF0. Нотация IDEF0 была разработана на основе методологии структурного анализа и проектирования и успешно применяется в самых различных отраслях, зарекомендовав себя как эффективное средство формализованного описания, проектирования, анализа и улучшения деловых процессов сложных систем.

Одно из основных преимуществ методологии IDEF0 заключается в соответствии подхода требованиям международного стандарта ИСО

9001:2000 к описанию процессов систем менеджмента качества, а соответственно, и системы оценки безопасности [3]. Принимая во внимание то, что безопасность является одним из показателей качества, данную методику целесообразно применить и адаптировать к описанию сети процессов в рамках оценки их безопасности. Основной отличительной особенностью предложенного подхода является выделение и описание процессов, в которых происходит зарождение «потерь» безопасности, а также процессов, передающих эти «потери» другим процессам с помощью информационных и материальных связей, и процессов, принимающих «потери» безопасности.

Процессы прямым или косвенным образом влияют на безопасность и возникновение опасных ситуаций. К таким процессам, согласно идеологии документов ИСО серии 9000 [4] в рамках деятельности предприятия магистрального трубопроводного транспорта, относятся процессы жизненного цикла услуги, которые на безопасность оказывают прямое воздействие. В дополнение к таким процессам необходимо отнести управленческие процессы, процессы обеспечения, процессы измерения, которые при их нештатном функционировании оказывают косвенное влияние на возникновение опасной ситуации посредством принятия некомпетентных решений и распоряжений, неточных измерений, поставок некачественных материалов и т.д. В таком случае на предприятии по цепочке процессов происходит передача неграмотных решений, неверных сведений, недостаточно прочных материалов, что заканчивается возникновением аварийной ситуации в процессах жизненного цикла.

Выбор эксплуатации из всех стадий жизненного цикла, линейной части трубопровода из общего состава магистрального трубопроводного транспорта, нефти из всех видов транспортируемого углеводородного сырья при построении сети процессов функционирования магистрального трубопроводного транспорта явился не случайным.

При эксплуатации – самой продолжительной стадии жизненного цикла – может проявляться наибольшее количество опасностей, характерных для магистрального трубопроводного транспорта. При этом последствия промышленной опасности при эксплуатации могут достигать наибольших масштабов по причине содержания в объектах значительных количеств опасных веществ на данной стадии жизненного цикла. В эксплуатацию могут переходить опасные факторы, зарождающиеся на как ранних стадиях жизненного цикла, проектировании и строительстве, так и более поздних стадиях, капитальном ремонте, реконструкции и консервации.

При эксплуатации опасности в виде аварий могут проявляться в любой точке многокилометрового протяженного объекта в любой момент времени, т. е. случайным образом распределены по всей трассе трубопровода и площадочным сооружениям. В других стадиях жизненного цикла опасности проявляются преимущественно локально, т. е. в месте ведения работ с владением заведомой информации о времени ведения работ. По этой причине эксплуатация является самой потенциально опасной стадией жизненного цикла, и в то же время именно на данной стадии создается ценность услуги транспортирования углеводородного сырья.

На линейной части магистрального трубопровода в отличие от площадочных сооружений аварийные ситуации сложнее обнаружить в силу большой протяженности линейной части, заглубленности и отсутствия персонала. При обнаружении аварийной ситуации на линейной части трубопровода в отличие от площадочных сооружений требуются гораздо большие затраты времени для приезда аварийной бригады, доставки техники и ликвидации последствий.

Процесс эксплуатации линейной части магистрального нефтепровода в графической форме можно записать, базируясь на двух источниках информации.

В первом варианте описать эксплуатацию магистрального нефтепровода посредством диаграмм взаимосвязанных процессов с входами и выходами можно основываясь на деятельности реального предприятия магистрального трубопроводного транспорта. При данном способе необходимо проводить беседы и получать информацию от сотрудников всех должностных уровней предприятия и различных структурных отделов, что дает возможность системно увидеть процессы и механизм функционирования предприятия, существующие информационные потоки на предприятии, профессиональные отношения между сотрудниками в коллективе.

Во втором варианте источником информации при описании процессов на предприятии могут выступать технические нормативные правовые акты. На основе технических нормативных правовых актов организовывается деятельность предприятия. Все требования к содержанию работ, качеству сырья и квалификации персонала, виды работ, последовательность действий при организации и выполнении работ, содержащиеся в актах, определяют функционирование предприятия. Иными

словами, технические нормативные правовые акты являются вербальной моделью деятельности предприятия.

Технические нормативные правовые акты разрабатываются на основе консенсуса научных институтов, ведущих специалистов предприятий и отдельных министерств и специализированных ведомств с учетом включения последних достижений науки и техники, новых разработок в организации производства, современных требований безопасности. По этой причине адекватность модели деятельности предприятия или отдельных процессов его деятельности, отраженной в технических нормативных правовых актах, не вызывает сомнений.

Преимущество использования технических нормативных правовых актов в качестве основы для построения диаграммы процессов деятельности предприятия заключается в том, что акты представляют собой формализованные документы с лаконичным точным объективным содержанием, изложенным в системной форме. Использование в качестве источника информации для построения сети процессов результатов собеседований с персоналом предприятия может сопровождаться субъективизмом, несистемной подачей информации, значительными временными затратами. Исходя из этих предпосылок, был выбран первый вариант использования технических нормативных правовых актов в качестве источника информации для построения диаграммы процессов эксплуатации линейной части магистрального нефтепровода.

По каждой стадии жизненного цикла или базовому процессу в составе жизненного цикла разработан перечень технических нормативных правовых актов различного уровня иерархии. Эти акты содержат описания, организацию и требования к процессам, соблюдение которых выполняется предприятием. Предприятие осуществляет перенос записанных в актах требований на реальную деятельность, в которой проявляются различные виды опасностей. При проявлении большого количества опасностей в производственной деятельности и достижении нового уровня науки и техники осуществляется переработка технических нормативных правовых актов на предмет установления более совершенных требований к процессам. Технические нормативные правовые акты влияют на деятельность предприятий, и в то же время предприятия в ходе своей деятельности влияют на технические нормативные правовые акты, т. е. прослеживается четкая итеративная связь.

ЛИТЕРАТУРА

1. Воронин, А.Н. Оценка безопасности магистрального трубопроводного транспорта при техническом регулировании / А.Н. Воронин, В.К. Липский, П.С. Серенков // Вестн. Полоц. гос. ун-та. Сер. Ф, Строительство. Прикладные науки. – 2008. – № 6. – С. 145 – 150.
2. Серенков, П.С. Методы менеджмента качества. Методология описания сети процессов: монография / П.С. Серенков, А.Г. Курьян, В.Л. Соломахо. – Минск : БНТУ, 2006. – 484 с.
3. ТК РБ 4.2-МР-05-2002. Методика и порядок работ по определению, классификации и идентификации процессов. Описание процессов на базе методологии IDEF0. Методические рекомендации. – Минск : БелГИСС, 2002. – 52 с.
4. СТБ ИСО 9001-2001. Системы менеджмента качества. Требования. – Введ. 26.09.2001. – Минск : БелГИСС, 2001. – 23 с.

УДК 621.64:539.4

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА РАЗВИТИЯ ПОВЕРХНОСТНЫХ ДЕФЕКТОВ В СТЕНКЕ РВС ПРИ СЛОЖНОМ НАПРЯЖЕННОМ СОСТОЯНИИ

А. А. Герасименко

*ФГБОУ ВПО «Национальный минерально-сырьевой университет»
«Горный», Санкт-Петербург, Россия*

Возникновение дефектов в процессе эксплуатации стальных вертикальных резервуаров (РВС) является неизбежным процессом из-за коррозионного износа и малоциклового усталости металла. При этом наиболее опасными дефектами в стенке РВС принято считать усталостные трещины. Для того чтобы определить степень опасности дефекта, необходимо уметь предсказывать, как будет развиваться трещина при данных режимах эксплуатации и каким будет ее критический размер. С точки зрения механики разрушения скорость развития трещины в стенке резервуара зависит от напряженно-деформированного состояния (НДС) в вершине трещины, характеризующегося коэффициентом интенсивности напряжений (КИН). Следовательно, актуальной задачей является определение возможного срока безопасной эксплуатации РВС с учетом фактического напряженного состояния стенки резервуара с дефектом.

В представленной работе выполнена оценка полей напряжений при отсутствии и наличии дефектов в стенке резервуара с помощью метода конечных элементов. При моделировании НДС варьировались глубина проникновения и местоположение дефекта, уровень заполнения нефтепродуктом, что позволило получить аналитическую зависимость К-тарировочной функции для уравнения, связывающего скорость роста трещины и КИН.

Объектом исследования являлись РВС номинальным объемом 5000, 10000 и 20000 м³, ослабленные поверхностными несквозными трещинами.

Научная новизна работы заключается в том, что получены аналитические зависимости для расчета КИН первого пояса РВС, учитывающие геометрические параметры несквозной поверхностной трещины, конструктивные особенности резервуаров и условия эксплуатации.

Расчет КИН проводился для трещины с постоянным отношением глубины b к полудлине a : $b/a = 1/3$ (рис. 1). Моделировался продольный дефект, т. к. в цилиндрической оболочке, нагруженной внутренним давлением, максимальные главные напряжения реализуются вдоль образующей корпуса резервуара и способствуют раскрытию и росту трещины. Поскольку нижние пояса находятся в наиболее напряженных условиях, то трещина рассчитывалась в первом поясе на равном удалении между прямо-раздаточными патрубками и вне зоны влияния прямо-раздаточных патрубков на НДС.

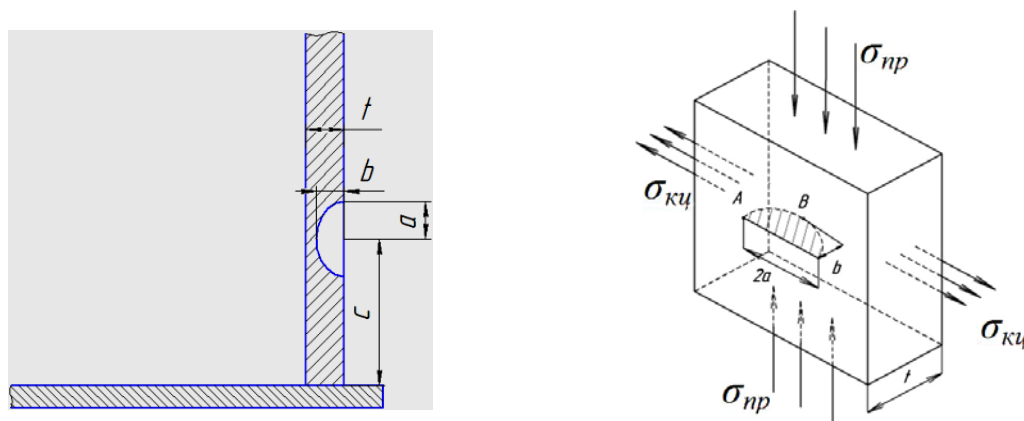


Рис. 1. Схематичное изображение моделируемой части стенки резервуара с поверхностной несквозной трещиной

Для расчета КИН первоначально необходимо было определить номинальное НДС конструкции. Задача решалась в упругой постановке в условиях статического нагружения. Моделировалась ¼ конструкции резервуара конечными элементами типа Shell, при этом учитывались различная толщина поясов стенки и усиливающий лист прямо-раздаточных патрубков.

К модели резервуара прикладывались следующие нагрузки и закрепления: жесткое закрепление по нижней кромке первого пояса; условия симметрии на боковые сечения резервуара; нагрузка от собственного веса стенки; распределенная нагрузка от веса крыши, оборудования и равномерно распределенного снега; гидростатическое давление; нагрузка по давлению в газовой полости резервуара.

Верификация конечно-элементной модели РВС проводилась путем сравнения полученных эпюр распределения кольцевых и продольных напряжений со значениями, рассчитанными по рекомендациям «Руководство по безопасности вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов» [1].

Расчет КИН по фронту трещины проводился с использованием методики подмоделирования. Моделировалась часть стенки резервуара размером 400×400 мм, в которой отдельно создавалась трещина. На границы подмодели интерполировались граничные условия из полной модели резервуара. Трещина моделировалась регулярной гексаэдрической конечно-элементной сеткой (рис. 2). Техника, используемая при расчете КИН, верифицировалась на готовых опубликованных решениях. Погрешность вычислений не превышала 2%.

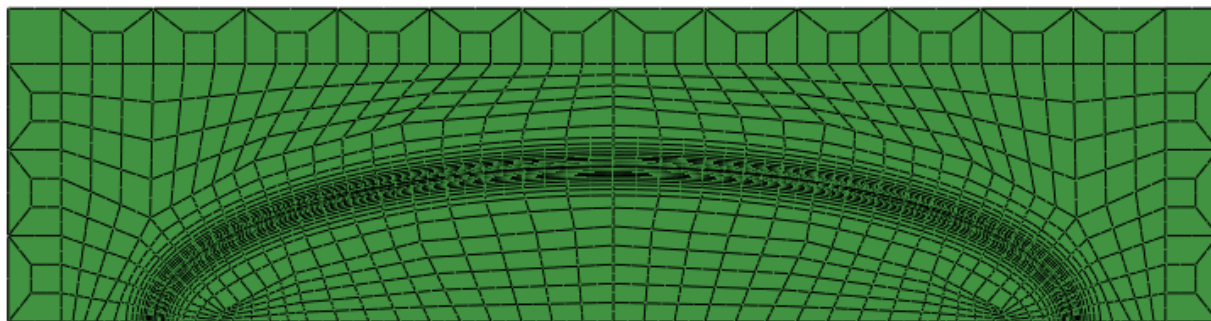


Рис. 2. Конечно-элементная модель поверхностной трещины

На рисунке 3 представлено изменение КИН вдоль фронта трещины в процессе роста дефекта для РВС-10000 при максимальном наполнении резервуара. Трещина моделировалась на расстоянии $c = 0,4h_n$, что составляет 796 мм от днища до центра трещины, между патрубками. Для этого же случая на рисунке 4 показана зависимость КИН самой глубокой точки фронта поверхностной полуэллиптической трещины от отношения глубины трещины к толщине стенки. Установлено, что КИН возрастает с увеличением уровня налива нефтепродукта, глубины и длины трещины.

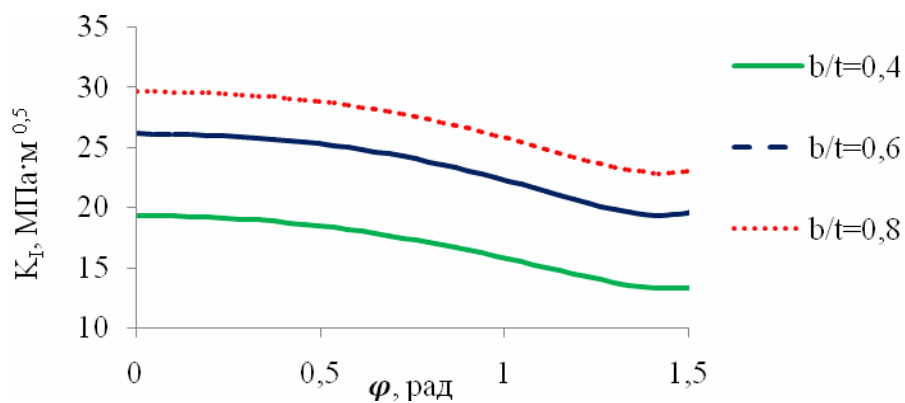


Рис. 3. Распределение КИН вдоль фронта трещины при $b/a = 1/3$ и $c = 0,4h_n$

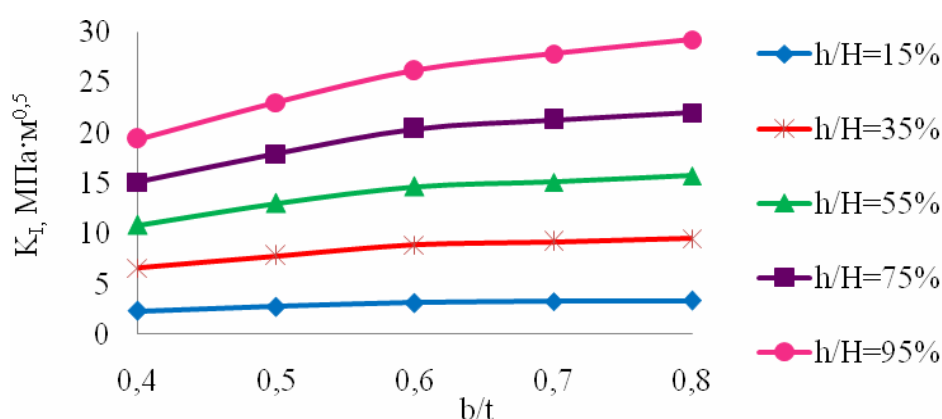


Рис. 4. КИН самой глубокой точки фронта трещины при $b/a = 1/3$ и $c = 0,4h_n$

Для оценки остаточного ресурса резервуара были определены аналитические выражения К-тарировочных функций путем нормирования значений КИН на величину $\sigma^{FEM} \sqrt{\pi b}$. Установлено, что в общем виде К-тарировочные функции могут быть описаны с коэффициентом детерминации 0,991 полиномом второго порядка

$$Y_I(b/t, c, h/H) = a + d \cdot (h/H) + e \cdot (b/t) + f \cdot (h/H)^2 + i \cdot (h/H) \cdot (b/t) + j \cdot (b/t)^2, \quad (1)$$

где a, d, e, f, i, j – коэффициенты, зависящие от типоразмера РВС и месторасположения дефекта.

Таким образом, аналитическое выражение КИН можно представить в следующем виде

$$K_I = \sigma^{FEM} \cdot \sqrt{\pi b} \cdot Y_I(b/t, c, h/H). \quad (2)$$

Таким образом, проведен анализ напряженно-деформированного состояния стальных вертикальных резервуаров при эксплуатационных условиях нагружения и дефектах. Получены К-тарировочные функции первых поясов резервуаров, учитывающие изменение геометрических параметров поверхностной трещины в процессе эксплуатации и конструктивные особенности резервуаров. Использование полученных К-тарировочных функций позволяет повысить точность расчета КИН для поверхностных трещин различной формы в плане по сравнению с традиционным методом расчета на 10 – 20 %.

ЛИТЕРАТУРА

1. Руководство по безопасности вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов. – Сер. 03. – Вып. 69. – М.: ЗАО «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 240 с.

УДК 622.692

РАЗГРУЖАЮЩЕЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ КАННЕЛЮРНОЙ СТЕНКИ РЕЗЕРВУАРА И ВАНТОВОГО ПОКРЫТИЯ

М. А. Глазков, Л. Е. Землеруб, В. А. Климова

*ФГБОУ ВПО «Самарский государственный технический университет»,
Самара, Россия*

Недостатками конструкций вертикального стального цилиндрического резервуара (РВС, РВСП) являются работа стенки на растяжение при заполнении резервуара и относительно большой расход материала на сооружение стенки для обеспечения достаточной прочности конструкции. Кроме того, уторный узел (соединение стенки резервуара с окрайкой днища с помощью сварки тавровым швом) в таком резервуаре работает как «пластический шарнир», а консоль окрайки испытывает напряжения близкие к пределу текучести материала. Для компенсации напряжений, возникающих от изгибающего момента при опорожнении резервуара, днище резервуара и основание под ним приходится сооружать в виде конуса. Увеличение объема, а соответственно и диаметра резервуара приводит к снижению устойчивости стенки резервуара, а также вызывает ряд трудностей

при устройстве покрытия. Проблему крыш для резервуаров больших размеров пытаются решить с помощью плавающих крыш или алюминиевых конструкций стационарных крыш и понтонов. Однако данные виды покрытий не всегда выдерживают нагрузки, что приводит к возникновению аварийных ситуаций.

В работе рассматривается конструкция вертикального стального резервуара со стенкой каннелюрного типа (РВС-К) и висячим покрытием.

Стенка такого резервуара состоит из стальных листов, обращенных выпуклостью внутрь резервуара. Кольцевой участок стенки, состоящий из листов одинаковой толщины, называется поясом стенки резервуара, при этом высота пояса равна ширине одного листа. Каннелюрная панель представляет собой вертикальный участок стенки. Высота панели равна суммарной высоте поясов, а ширина панели – длине хорды дуги листа. Место стыка панелей называются ребрами стенки каннелюрного резервуара. С внутренней стороны стыка каннелюрных панелей приварена накладка шириной 400 мм. Накладка образует с панелями трехгранную балку, увеличивающую жесткость конструкции. При заполнении резервуара продуктом стеновые панели сжимаются за счет распора, возникающего в поперечном направлении от гидростатического давления. В меридиональном направлении такая стенка вследствие большой жесткости работает как балка, имеющая две или более опор. опрокидывающие усилия в ребрах стенки, возникающие от гидростатического давления жидкости внутри резервуара, снижаются за счет натяжения вантового покрытия.

В соответствии с расчетами выбрано вантовое покрытие комбинированного типа с вертикальными жесткими распорками и зигзагообразной канатной решеткой с внутренним и внешним опорными кольцами. Благодаря решетке, покрытие становится геометрически неизменяемым, увеличивается общая жесткость, что позволяет применять различные виды кровельных настилов, а вертикальные распорки позволяют достичь требуемого радиуса кривизны покрытия. Кровля выполняется из стальных или алюминиевых листов, перспективны резинотканевые и композиционные материалы. Итак, у покрытий подобной конструкции большие преимущества по причинам малого веса, относительной легкости монтажных работ и большого спектра применимых кровель.

Для оптимизации геометрии конструкции в программном комплексе ANSYS был выполнен ряд расчетов напряженно-деформированного состояния резервуара с учетом пластического деформирования материала при различных размерах и расположении колец жесткости.

Результаты расчетов показывают, что такая конструкция позволила переместить максимальные напряжения в стенке из зоны уторного узла на середину высоты стеновых панелей, причем сами стеновые панели работают на сжатие, а кольцо жесткости, установленное на середине высоты панелей, работает на растяжение. В зоне уторного узла отсутствует так называемый «пластический шарнир», все элементы конструкции упруго деформируются, напряжения элементов намного ниже предела текучести. Кроме того, места максимальных напряжений находятся вне контакта с продуктом, что позволит сократить сроки ремонта, увеличить межремонтный период. Днище у такого резервуара плоское – без конуса.

Анализ технических характеристик показал перспективность его применения ввиду очевидных преимуществ перед используемыми ныне:

- гарантированное увеличение прочности и устойчивости резервуара, достаточные для эксплуатации в сейсмоопасных районах;
- повышение безопасности в случае аварийной ситуации;
- уменьшение площади застройки;
- увеличенная срока службы и межремонтных периодов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Абовский, Н.П. Управляемые конструкции и системы : учеб.-метод. комплекс / Н.П. Абовский, А.В. Максимов. – Красноярск : ИПК СФУ, 2009. – 149 с.
2. Горелов, А.С. Неоднородные грунтовые основания и их влияние на работу вертикальных стальных резервуаров / А.С. Горелов. – СПб. : ООО «Недра», 2009. – 220 с.
3. Павилайнен, В.Я. Расчет оболочек в многоволновых системах / В.Я. Павилайнен. – Л. : Стройиздат, 1973. – 134 с.

УДК 622.276.76

УСТАЛОСТНОЕ РАЗРУШЕНИЕ ЭЛЕМЕНТОВ КОНСТРУКЦИЙ, РАБОТАЮЩИХ НА ИЗГИБ

М. И. Казымов

*Азербайджанская Государственная Нефтяная Академия,
Баку, Азербайджан*

Передвижные агрегаты, типа KORO 80/100 и др., насосные установки типа 4АН-700 и др., для выполнения спускоподъемных работ и закачки жидкости в скважину при гидравлическом разрыве пласта часто, проезжая по грунтовым дорогам подвергаются повторяющимся нагрузкам.

В результате элементы конструкций этих агрегатов (пружинные амортизаторы, балки, крюки и др.) могут разрушаться под действием напряженного состояния, когда путь нагружения не выходит за рамки поверхности текучести в пространстве напряжений.

Поэтому определение предела выносливости, числа циклов, вызывающих разрушение элементов конструкций, работающих на чистый изгиб в зависимости от изгибающего момента, момента сопротивления поперечного сечения и механических характеристик материала бруса является актуальным вопросом.

Известно, что когда передвижные агрегаты типа (КОРО80/100, 4АН700 и др.) используемые в нефтяной промышленности, передвигаются по грунтовым дорогам, они подвергаются повторяющимся нагружениям. В результате элементы конструкции, находящиеся на самоходных устройствах, могут разрушаться под действием напряженного состояния, когда путь нагружения не выходит за рамки поверхности текучести в пространстве напряжений. Многие элементы конструкций, находящиеся на самоходных устройствах, при их перемещении работают на изгиб. К таким элементам можно отнести амортизаторы из плоских пластина и пружинные амортизаторы, шасси автомобиля, которые можно моделировать как балки на упругих основаниях. Кроме этих элементов, повторяющимся нагружениям подвергаются также крюки подъемных кранов передвижных агрегатов, которые моделируются как брус большой кривизны [2].

Рассмотрим чистый изгиб.

Настоящая работа посвящена выявлению условий, способствующих минимизации усталостных разрушений элементов конструкций, работающих на чистый изгиб.

Как известно, под чистым изгибом понимается такой вид нагружения, при котором в поперечных сечениях бруса возникают только изгибающие моменты, а поперечные силы равны нулю. При этом изгибающий момент по длине бруса не меняется, т. е. $M_{из} = const$. Если материал бруса однородный, при чистом изгибе ось бруса получает форму дуги окружности [2].

Известно также, что при чистом изгибе в поперечных сечениях действует только нормальное напряжение и продольные волокна не оказывают влияние друг на друга т. е. в продольных сечениях напряжение равно нулю. При чистом изгибе на брус действуют пары сил. Поэтому одна часть бруса растягивается, а другая часть сжимается. Следовательно, существует линия, которая не растягивается и не сжимается. Геометрическое место точек, где нормальное напряжение σ равно нулю, называется нейтральной линией.

Систему координат выберем так, чтобы ось z направлялась по нейтральной линии, а плоскость oxy совпала с поперечным сечением бруса, причем плоскость действия пар сил совпала с плоскостью oyz , а ось x была перпендикулярна к плоскости изгиба балки, т. е. изгиб бруса происходил вокруг оси x . В такой системе координат, как известно, нормальное напряжение в поперечном сечении имеет вид [2]

$$\sigma = \frac{My}{J_x}, \quad (1)$$

где M – изгибающий момент в поперечном сечении; J_x – момент инерции поперечного сечения относительно оси x , σ – нормальное напряжение с координатой y .

Тогда из зависимости (1) имеем

$$\sigma_{\max} = \frac{My_{\max}}{J_x} = \frac{M}{W_x}, \quad (2)$$

где

$$W_x = \frac{J_x}{y_{\max}}, \quad (3)$$

W_x – момент сопротивления относительно оси x .

Как видно из (2), чем больше момент сопротивления поперечного сечения, тем меньше максимальное значение нормального напряжения. Наиболее экономичными являются такие формы поперечных сечений, для которых с наименьшей затратой материала получается наибольшая величина момента сопротивления W_x . Чтобы форма сечения была рациональной, необходимо, очевидно, по возможности распределять площадь сечения подальше от нейтральной оси. Сечения двутавров и швеллеров выбирались именно исходя из этой идеи.

Условие прочности при чистом изгибе имеет вид

$$\sigma_{\max} = \frac{M}{W_x} \leq [\sigma] \quad (4)$$

где $[\sigma]$ – допускаемое напряжение при растяжении.

Из (4)

$$W_x \geq \frac{M}{[\sigma]}. \quad (5)$$

Из условия выбираются поперечные размеры бруса, позволяющие обеспечить прочность балки при изгибе.

Известно, что при циклическом нагружении брус может разрушаться при напряжениях более низких, чем напряжения, вызванные действием статических нагрузок [4].

В работе [1] получено выражение для числа циклов, вызывающих разрушение элемента конструкции при произвольном нагружении в следующем виде:

$$N = \frac{2\sigma_g^2}{\left[J_1^2 + 2(1+\nu)J_2 - (1+\nu)\sigma_{ij}\sigma'_{ij} + \nu J_1 J_1' \right] (1-k_0)}, \quad (6)$$

где N – число циклов, необходимых для разрушения материала; σ_g – предел выносливости; ν – коэффициент Пуассона материала; J_1, J_2 – соответственно первый и второй инварианты тензора напряжения, компонентами которого являются; σ_{ij}, J_1' – первый инвариант тензора напряжений; $\sigma'_{ij}, \sigma_{ij}$ и σ'_{ij} – напряжения состояния соответственно в начале и в конце нагружения [3].

$$K_0 = \sqrt{\frac{2\sigma_g^2}{J_1^2 + 2(1+\nu)J_2} - 1}. \quad (7)$$

В (6) по повторяющимся индексам i и j производится суммирование от 1 до 3. В частности, если после снятия внешних воздействий напряженное состояние исчезает, то $\sigma'_{ij} = 0$ и равенство (6) получает вид

$$N = \frac{2\sigma_b^2}{\left[J_1^2 + 2(1+\nu)J_2 \right] (1-k_0)}. \quad (8)$$

Для рассматриваемого случая $\sigma_{11} = \sigma; \sigma_{12} = \sigma_{22} = \sigma_{23} = \sigma_{33} = \sigma_{13} = 0;$
 $J_1 = \sigma_{11} + \sigma_{22} + \sigma_{33} = \sigma; J_2 = \sigma_{11}\sigma_{22} + \sigma_{11}\sigma_{33} + \sigma_{22}\sigma_{33} = 0; k_0 = \sqrt{\frac{2\sigma_g^2}{\sigma^2} - 1}.$

Подставляя эти выражения в (8) имеем

$$N = \frac{2\sigma_g^2}{\sigma^2 \left(1 - \sqrt{\frac{2\sigma_g^2}{\sigma^2} - 1} \right)} = \frac{2\sigma_g^2}{\sigma \left(\sigma - \sqrt{2\sigma_0^2 - \sigma^2} \right)}. \quad (9)$$

Когда знаменатель дроби в правой стороне равенства (9) стремится к нулю, оставаясь положительным (потому, что N – число циклов и является натуральным числом), число циклов N стремится к бесконечности, т. е. усталостное разрушение не происходит.

$$\sigma = \sqrt{2\sigma_e^2 - \sigma^2} \geq 0,$$

откуда

$$\sigma \leq \sigma_e. \quad (10)$$

Действительно усталостное разрушение не происходит в том случае, если

$$0 \leq \sigma \leq \sigma_e. \quad (11)$$

Равенство (9) перепишем в следующем виде:

$$N = \frac{2\sigma_e^2}{\sigma^2 - \sigma\sqrt{2\sigma_e^2 - \sigma^2}}. \quad (12)$$

Известно, что

$$\sigma_e^2 = 2\sigma_e^2, \quad (13)$$

где σ_e – предел упругости.

Если в частном случае $\sigma = \sigma_e$, т. е. $\sigma^2 = 2\sigma_e^2$, то из (12) получается $N = 1$. Это означает, что если напряжение равно пределу упругости, то после первого же цикла начнется пластическая деформация.

Если подставим (2) в (9), для N получаем

$$N = \frac{2\sigma_e^2}{\frac{M}{W_x} \left(\frac{M}{W_x} - \sqrt{2\sigma_e^2 - \frac{M^2}{W_x^2}} \right)}. \quad (14)$$

Из (14)

$$N = \frac{2\sigma_e^2 W_x^2}{M \left(M - \sqrt{2W_x^2 \sigma_e^2 - M^2} \right)}. \quad (15)$$

Введем обозначение

$$A^2 = 2\sigma_e^2 W_x^2. \quad (16)$$

С учетом (16) из (15) имеем

$$N = \frac{A^2}{M \left(M - \sqrt{A^2 - M^2} \right)}. \quad (17)$$

Из (17)

$$A^2 = \frac{\left(1 + \frac{2}{N} \right) N^2 M^2 + N^2 M^2 \sqrt{1 + \frac{4}{N} - \frac{4}{N^2}}}{2}. \quad (18)$$

Учитывая, что число циклов, необходимых для усталостного разрушения, измеряется миллионами, то можно считать, что

$$\frac{4}{N^2} \ll \frac{2}{N} \ll 1.$$

Тогда (18) имеет вид

$$A^2 = N^2 M^2. \quad (19)$$

Подставляя (19) в (16), получаем

$$N^2 M^2 = 2 \sigma_{\epsilon}^2 W_x^2,$$

откуда

$$NM = \sqrt{2} \sigma_{\epsilon} W_x$$

или

$$W_x = \frac{NM}{\sqrt{2} \sigma_{\epsilon}}. \quad (20)$$

Задавая число циклов всегда из (20), можно выбирать поперечные размеры бруса, обеспечивающие прочность элемента конструкции.

Например, для бруса прямоугольного сечения со сторонами a и b , согласно [2]

$$W_x = \frac{ab^2}{6}. \quad (21)$$

Подставляя (21) в (20), имеем

$$\frac{ab^2}{6} = \frac{NM}{\sqrt{2} \sigma_{\epsilon}}.$$

Если $a = kb$, где $k = const$, то из последнего равенства

$$b = \sqrt[3]{\frac{6NM}{\sqrt{2k}\sigma_g}}.$$

Если брус имеет круговое поперечное сечение, то из [2] имеем

$$W_x = \frac{\pi D^3}{32}. \quad (22)$$

Подставляя (22) в (20), получаем

$$D = \sqrt{\frac{32NM}{\pi\sqrt{2}\sigma_g}}.$$

Выводы:

1. Теоретически доказано, что если напряжение не превышает предела выносливости, то брус, работающий на чистый изгиб, может не разрушаясь работать бесконечно долго.

2. Если выполняется условие $\sigma = \sqrt{2}\sigma_g$, то после первого же цикла в бресе возникает пластическая деформация;

3. Получено аналитическое выражение для числа циклов, необходимых для разрушения бруса, работающего на чистый изгиб в зависимости от изгибающего момента, момента сопротивления поперечного сечения и механических характеристик материала бруса.

4. Получено выражение для момента сопротивления поперечного сечения бруса в зависимости от числа циклов, действующего момента и механических характеристик материала бруса.

5. Выбраны поперечные размеры бруса прямоугольного поперечного сечения и круглого поперечного сечения в зависимости от числа циклов, действующего момента предела выносливости.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гульгезли А.С. Новая энергетическая теория выносливости при асимметричном нагружении / А.С. Гульгезли // Материалы Респ. науч. конф., посвященной 100-летию Ю.А. Амензаде, Баку, 22 мая 2014 г. / Азербайдж. гос. нефтяная акад. – Баку, 2014. – С. 136.

2. Феодосьев В.И. Сопротивление материалов / В.И. Феодосьев. – М. : Наука, 1970. – 544 с.

3. Гульгезли А.С. Пластичность и ползучесть при повторном нагружении Lap Lambert Saabrucken / А.С. Гульгезли. – 2012. – 170 с.

4. Гасанов, Р.А. Новый энергетический подход к теории выносливости / Р.А. Гасанов, А.С. Гульгезли, Ю.А. Оруджев // Известия высш. техн. учеб. заведений Азербайджана. – 2009. – № 2. – С. 23 – 25.

УДК 519.688

**ВАРИАНТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ
КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ
И РЕМОНТОМ В БИЗНЕС-ПРОЦЕССЕ
«ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ НЕФТЕПРОВОДА»**

Р. А. Кидун, В.В. Лаврентьев

ЗАО «Нефтегазсистема», Гомель, Беларусь

Многолетнее сотрудничество ЗАО «Нефтегазсистема» Беларусь и АО «КазТрансОйл» Казахстан в процессе эксплуатации автоматизированной системы контроля и управления техническим состоянием и ремонтом (АСК и УТСиР) трубопроводных систем прошло этапы использования АСК и УТСиР от замкнутой чисто информационной аналитической системы до взаимодействия АСК и УТСиР с ERP (SAP) в рамках бизнес-процесса «Текущий ремонт нефтепровода».

В рамках бизнес-процесса «Текущий ремонт нефтепровода» существует взаимодействие трех систем: АСК и УТСиР, система управления ресурсами ERP (SAP) и интеграционная платформа (ИП). Обмен данными между системами выполняется сообщениями в формате XML.

Схема взаимодействия этих систем следующая:

1. Формирование заявки на ремонт дефектов трубопроводов.

1.1. В среде АСК и УТСиР специалисты служб эксплуатации магистральных нефтепроводов с помощью модуля INPIPE и модуля Rehabilitation Expert (RehabEx) выбирают дефекты, которые необходимо отремонтировать, и формируют заявки на ремонт этих дефектов. С помощью WEB-сервисов заявки передаются в ИП.

1.2. В ИП к заявке добавляется информация от системы технического обслуживания и ремонта оборудования (ТОРО) – технологические номера оборудования. С помощью WEB-сервисов заявки передаются в SAP.

1.3. После выполнения ремонта специалисты ремонтной организации закрывают заявку в SAP.

2. Оформление результатов по заявке на ремонт дефектов трубопроводов.

2.1. После закрытия заявки в SAP, она передается с помощью WEB-сервисов в ИП.

2.2. В ИП заявка с помощью WEB-сервисов транслируется в АСК и УТСиР.

2.3. При поступлении заявки в АСК и УТСиР в базе данных АСК и УТСиР формируется информация о выполненном ремонте дефектов трубопровода.

Схема взаимодействия приведена на рисунке 1.

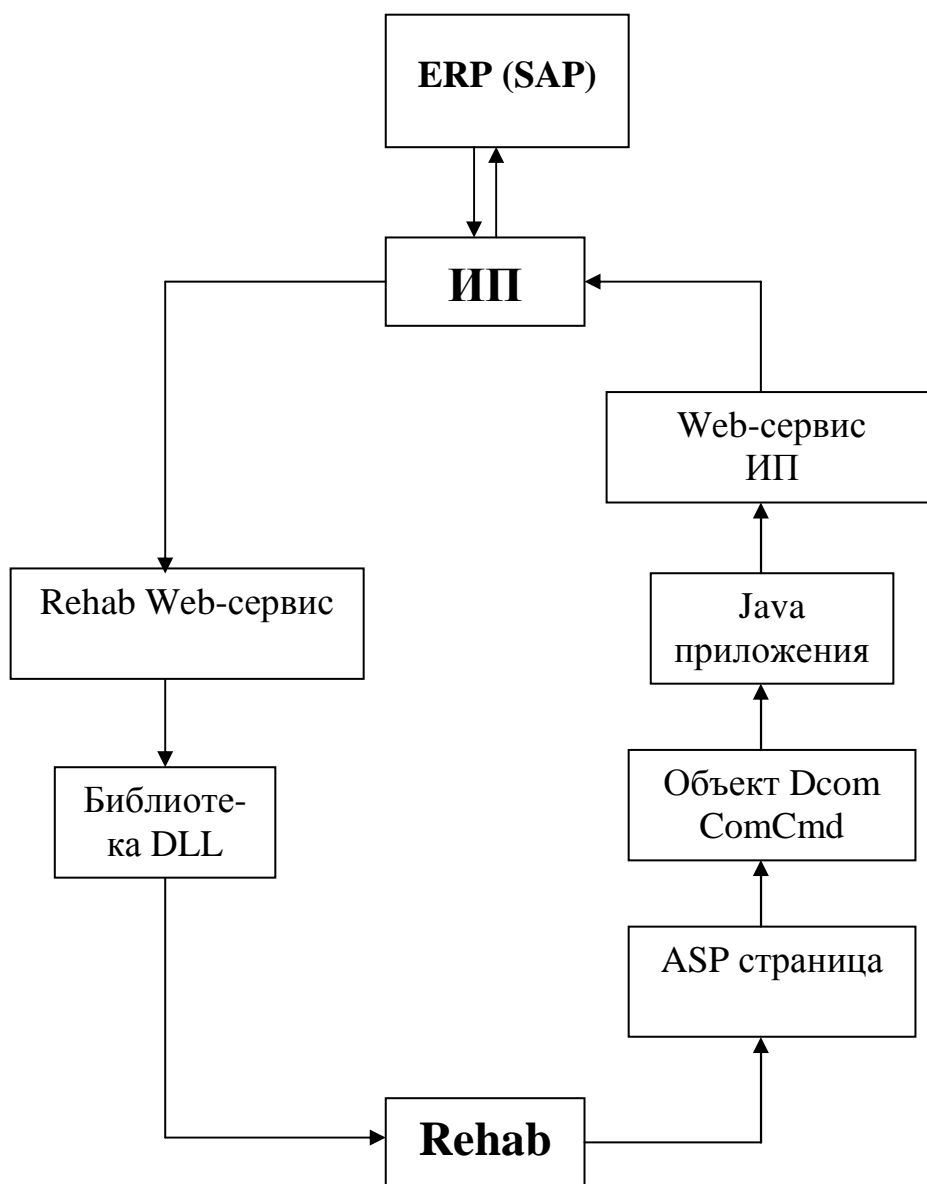


Рис. 1. Схема взаимодействия

В рамках бизнес-процесса «Текущий ремонт нефтепровода» специалисты служб эксплуатации магистральных нефтепроводов постоянно используют модуль INPIPE и модуль Rehabilitation Expert.

Модуль INPIPE обеспечивает анализ и графическую интерпретацию данных пропуска внутритрубных инспекционных снарядов-дефектоскопов. Данные внутритрубных инспекций (ВТИ) различных фирм представлены в единообразной форме. До реализации бизнес-процесса модуль INPIPE был основным средством по вводу данных из отчетов ВТИ, по анализу и отбору дефектов для ремонта и по регистрации сведений о выполненных ремонтах. Основные функции модуля INPIPE:

- ввод и классификация дефектов и особенностей.
- сопоставление (привязка) данных из отчетов о внутритрубной диагностике с имеющимися данным геодезической съемки местности и расчет GPS координат.
- расчеты разрушающих давлений и предельно-допустимых давлений для дефектов по методикам.
- регистрация сведений по устранению дефектов трубопровода, получение статистики о выполненных ремонтах, генерация отчетов.
- привязка произвольных документов (фото, акты, отчеты) к ремонтам и дефектам.
- различные виды графического представления распределения и состава совокупности дефектов по участку трубопровода.
- экспорт результатов отбора дефектов по заданным критериям в Word и Excel.

Модуль RehabEx обеспечивает формирование стратегии ремонтов по данным внутритрубных обследований. Первоначально модуль RehabEx рекомендовалось использовать как средство для планирования ремонтов, оценки ресурсов на выполнение ремонтов, временной оценки развития коррозии и роста дефектов. Реализация бизнес-процесса «Текущий ремонт нефтепровода» потребовала пересмотра функций модуля RehabEx для использования его в производственном процессе службы эксплуатации магистральных нефтепроводов. Была переработана стратегия формирования заявок на ремонт дефектов, добавлены по результатам практической работы режимы выборки дефектов для ремонта, переработаны формы информационных материалов для отчетов, введен контроль пересечения ремонтных зон. В результате получился закольцованный процесс формирования заявок на ремонт дефектов (служба эксплуатации) из базы данных АСК и УТСиР и закрытие этих заявок (служба ремонта) с регистрацией выполненного ремонта в той же базе данных АСК и УТСиР, где хранятся отчеты ВТИ. Реализация бизнес-процесса «Текущий ремонт нефтепровода» позволила освободить специалистов службы эксплуатации от регистрации

выполненного ремонта в базе данных АСК и УТСиР и практически исключить вероятность внесения ошибочных сведений о ремонтах дефектов. Основные функции модуля RehabEx:

- анализ имеющихся дефектов.
- проведение сопоставления данных двух (последовательных) пропусков дефектоскопа для одного и того же участка трубопровода, обеспечение идентификации, анализа и оценки развития дефектов, а также проведение расчета скорости роста коррозии.
- отбор дефектов для ремонта по различным критериям.
- назначение ремонтов для дефектов, формирование заявки на ремонт с указанием метода ремонта.
- отправка заявки на ремонт в SAP.
- формирование информационных материалов (отчетов) по планированию ремонтов и по выполненным ремонтам.
- мониторинг статуса ремонтов в целях контроля и отчетности.

Фрагмент таблицы мониторинга (рис. 2) и фрагмент отчета (рис. 3) приведены ниже.

Участок	Метод ремонта	Статус ремонта	Дефект	Километраж (м)	Дистанция (м)	Дата рекомендации	Дата утверждения	Дата отправки в SAP	Крайняя дата ремонта	Фактическая дата ремонта
	"Бутылочная" приварная муфта	Отправлен в SAP	203956	1 002 062,27	43 259,87			14.03.2013 14:40:54	16.03.2013	
	"Галтельная" приварная муфта	Рекомендован	200020	1 002 110,81	435,22				21.06.2013	
	"Обжимная" приварная муфта	Рекомендован	660	1 006 735,94	5 151,24				03.09.2013	
	"CLOCK SPRING"	Рекомендован	19	14,90	14,80	24.12.2013 12:56			24.12.2013	
	"Бутылочная" приварная муфта	Отправлен в SAP	96	239,34	237,66			14.03.2013 12:18:50	31.03.2013	
	Заварка (наплавка)	Выполнен	480	4 640,94	4 613,10			11.07.2013 15:11:15	11.07.2013	11.07.2013
	"ДИАМАНТ"	Отправлен в SAP	692	5 074,93	5 045,78			13.03.2013 14:56:35	31.03.2013	
	"Обжимная" приварная муфта	Выполнен	19904	12 668,64	12 620,27			19.07.2013 14:49:36	11.07.2013	03.07.2013
	"Обжимная" приварная муфта	Выполнен	22269	23 526,83	23 443,08			11.07.2013 14:57:48	11.07.2013	11.07.2013
	"Обжимная" приварная муфта	Выполнен	22416	24 070,01	23 984,68			19.07.2013 15:35:12	11.07.2013	11.07.2013

Рис. 2. Мониторинг статуса ремонтов

Сведения о ремонтах

НУ	Участок	Пропуск	Дата из плана	Километраж	Дистанция	№	Метод	Статус	Рекомендов	Дата рекоменд	Отправлен в SAP	Дата отправки в	Дата выполнения
			24.12.2013	15,039	14,932	19	"CLOCK	Рекомендо	ZHN	24.12.2013 12:56			
			31.03.2013	239,633	237,927	96	"Бутылочная"	Отправлен в SAP	EAS				
			11.07.2013	4640,942	4613,1	480	Заварка (наплавка)	Выполнен	ZHN		ZHN	11.07.2013 15:11	11.07.2013
			31.03.2013	5074,929	5045,783	692	"ДИАМАНТ"	Отправлен	EAS		EAS	13.03.2013 14:56	
			22.06.2013	6323,179	6272,063	1865	Шлифованн	Рекомендо	EAS				
			28.09.2013	144557,802	30,962	45	Композитн	Рекомендо	EAS	27.09.2013 16:06			
			31.07.2013	382633,032	91318,532	19097	"Обжимная"	Выполнен	KRG	25.09.2013 14:40	KRG	26.09.2013 11:28	20.09.2013
			31.07.2013	382633,032	91318,532	19097	"Обжимная"	Выполнен	KRG	25.09.2013 14:40	KRG	26.09.2013 11:28	20.09.2013

Рис. 3. Отчет по ремонтам

«RISK EXPERT». ПРОГРАММА РАСЧЕТА РИСКОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ

Р. А. Кидун, В. В. Шман

ЗАО «Нефтегазсистема», Гомель, Беларусь

Компания «Нефтегазсистема» разработала комплекс программ управления целостностью трубопроводов (Pipeline Integrity Management System (PiMS)), с помощью которого управленческий персонал трубопроводной компании («Оператор») может организовать единое информационное пространство, проводить комплексный анализ технического состояния трубопроводов, оценивать риски эксплуатации, рационально планировать ремонты и инспекции. В состав системы PiMS входит программа "Risk Expert", в которой реализована оценка вероятности аварии и воздействие ее последствий на внешнюю среду.

Программа Risks Expert служит для оценки относительных рисков эксплуатации трубопровода: производит автоматическую балльную оценку факторов риска, рассчитывает профиль риска, оценивает взаимное влияние факторов риска и определяет условия снижения индекса риска в целом. Данная программа является инструментом для назначения приоритетов в процессе формирования планов технического обслуживания и инспекций трубопроводов.

Формирование оценки риска состоит из следующих этапов:

- идентификация угроз и потенциального воздействия трубопровода на внешнюю среду.
- первоначальный сбор данных, их анализ.
- первоначальная оценка риска.
- управление риском.

На этапе **«Идентификация угроз и потенциального воздействия трубопровода на внешнюю среду»** оператор трубопроводной компании определяет перечень факторов риска, которые являются угрозой для трубопровода на некотором интервале его трассы, либо интервал трубопровода, который несет в себе угрозу окружающей среде в случае аварии. В качестве примера приведем следующий набор факторов риска, которые могут быть сгруппированы по группам. Каждая группа и фактор имеют свои коэффициенты значимости, кроме того, для каждого фактора риска созда-

ется набор балльных оценок от 0 до 10. В результате программа формирует так называемое дерево риска.

Состав групп и факторов риска [1] определяется оператором в зависимости от конкретных условий эксплуатации собственных трубопроводов, от наличия фактически существующих данных, которые могут быть использованы программой.

На этапе «Первоначальный сбор данных, их анализ» программа позволяет установить соответствие между реально существующим набором данных в информационной системе и определенным фактором риска (угрозой). В случае, когда в дереве риска определен фактор, для которого отсутствует информация в базе данных, но ее подготовка и использование возможна и желательна, в программе существует интерфейс для загрузки таких данных в формате Excel-файлов.

На этапе «Первоначальная оценка риска» программа рассчитывает индексы риска, как для выбранного трубопровода, так и по всем трубопроводам компании. В первом случае результатом является распределение риска по трассе выбранного трубопровода, во втором случае – ранжирование трубопроводов по показателям риска (минимум, максимум, среднее значение, удельное значение).

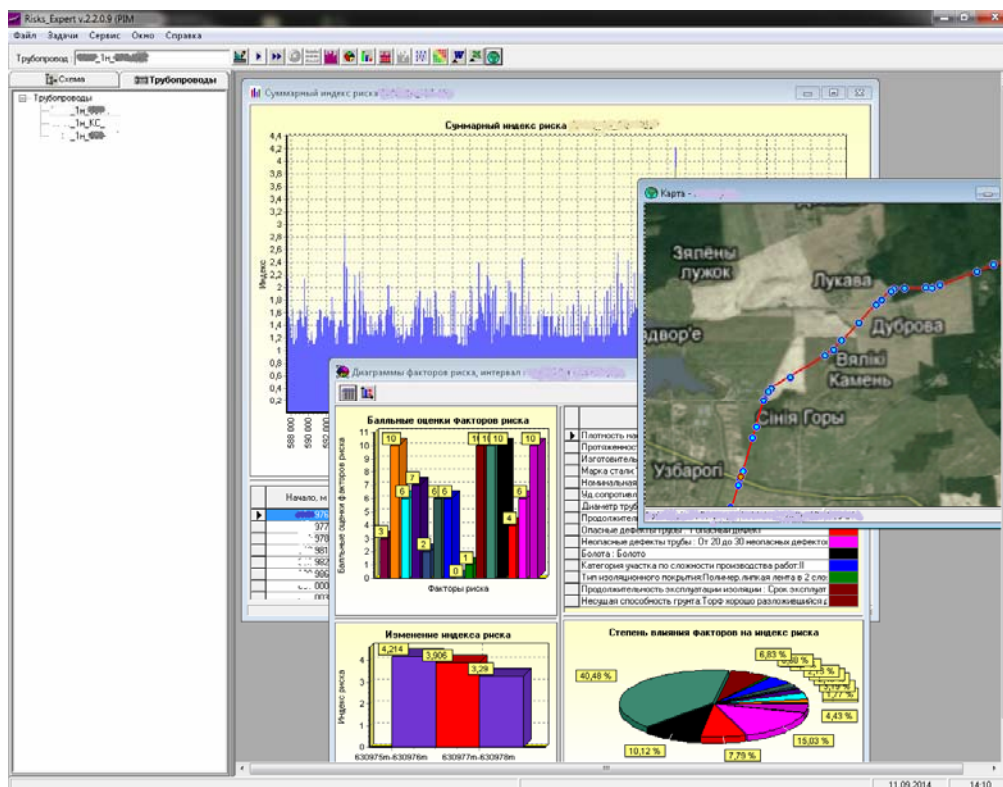


Рис. 1. Распределение риска по выбранному участку

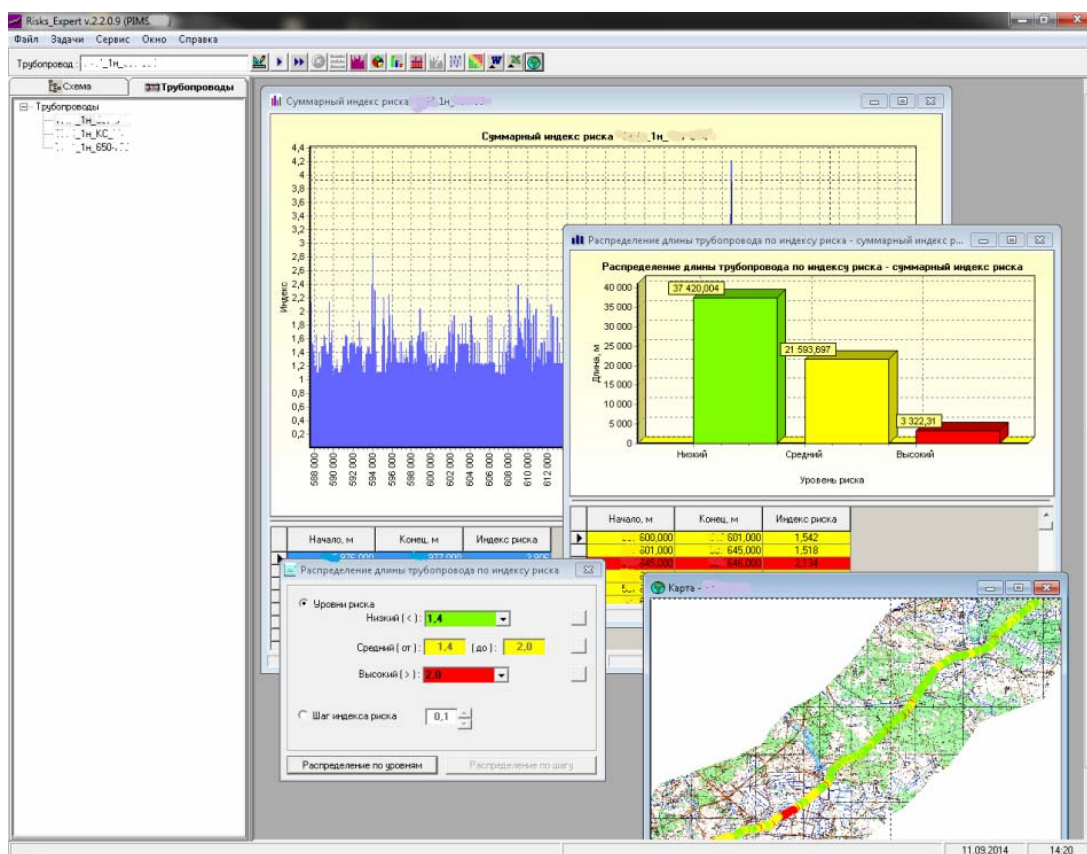


Рис. 2. Распределение риска по уровням для выбранного участка

Анализ распределения риска по всем трубопроводам компании позволяет выделить те трубопроводы, которым надо уделить внимание в первую очередь. Значение их риска таково, что возможность аварии у них выше, чем у других трубопроводов, где относительный риск ниже.

На этапе «**Управление риском**» оператор трубопроводной компании получает возможность назначать набор мероприятий для снижения риска по выбранным трубопроводам. В программе существуют несколько возможных вариантов назначения мероприятий – по максимальному значению риска или по средне взвешенному значению. В первом случае программа назначает мероприятия в местах, где риск превышает некоторое заданное значение, во втором случае – во всех местах проявления определенного балльного значения фактора риска, например, назначить мероприятия по снижению риска в местах, где плотность дефектов превышает 100 на 10 м длины трубопровода.

Кроме назначенных мероприятий по снижению риска программа позволяет рассчитывать периодичность обследования трубопроводов с тем, чтобы держать руку на пульсе самых проблемных трубопроводов.

Для визуализации результатов расчета показателей риска разработана специальная форма, в которой отображается фрагмент карты местности с выбранным трубопроводом, и далее, в зависимости от выбранного показателя, отображаются результаты расчетов в виде областей [2]. А это – потенциально опасные участки (ПОУ), зоны поражения, области потенциального, индивидуального, коллективного, социального, допустимого риска.

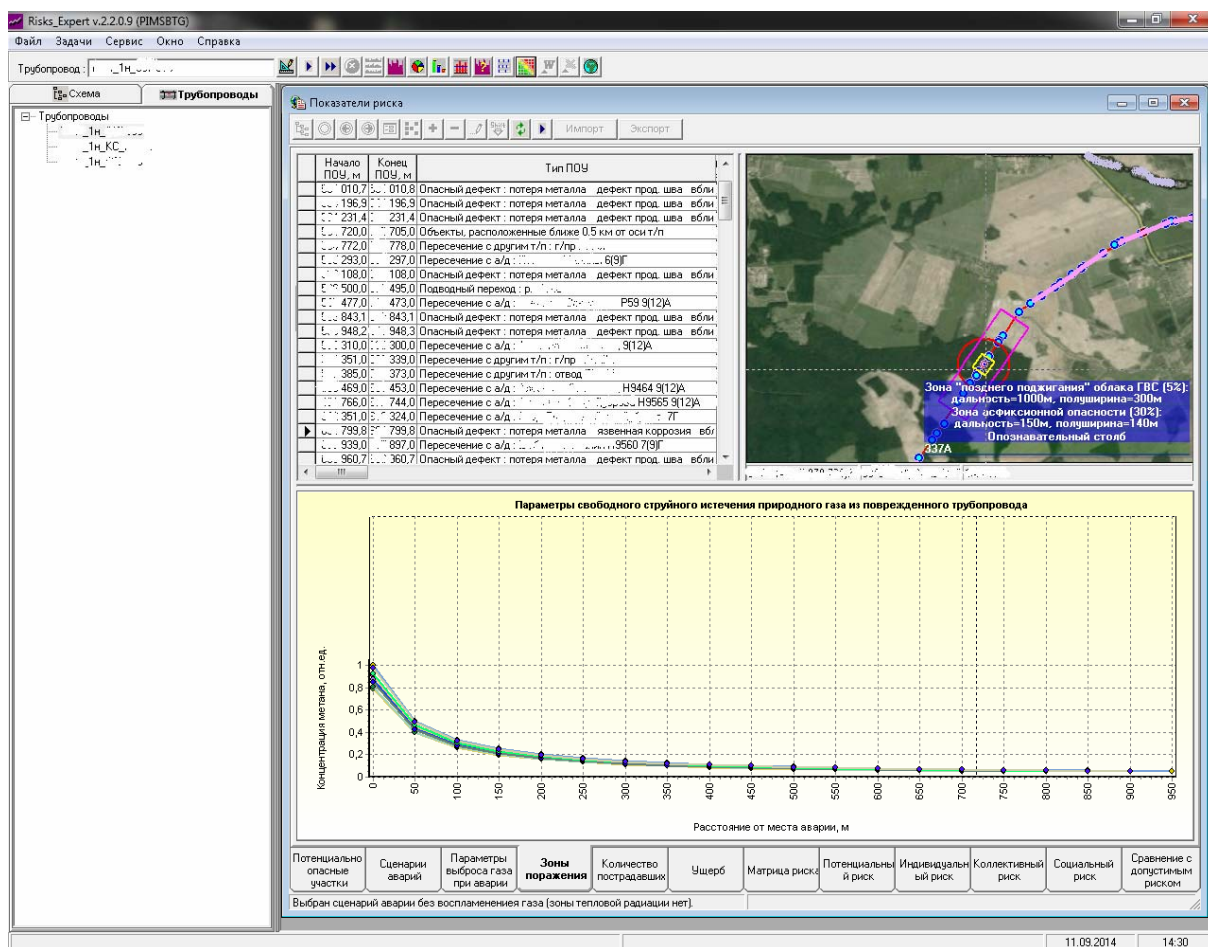


Рис. 3. Зоны поражения в пределах выбранного ПОУ

ЛИТЕРАТУРА

1. Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах. Руководящий документ. – 2002.
2. Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром».

ПРОГРАММА АНАЛИЗА СОСТОЯНИЯ ПРОТИВОКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ

Р. А. Кидун, В. В. Шман

ЗАО «Нефтегазсистема», Гомель, Беларусь

Многолетняя международная практика эксплуатации трубопроводного транспорта свидетельствует: наличие коррозионных повреждений на трубопроводах, оснащенных комплексной противокоррозионной защитой (изоляционное покрытие и электрохимическая защита), – неизбежно, ибо воздействие грунтовой коррозии на металл трубы зависит от многих факторов и условий, встречающихся вдоль трасс магистральных трубопроводов. Определяющими факторами, влияющими на количественные характеристики коррозионных повреждений и в конечном итоге снижающими надежность трубопроводного транспорта, являются:

- коррозионная обстановка вдоль трассы трубопровода;
- состояние комплексной противокоррозионной защиты (ПКЗ);
- параметры и технологические режимы эксплуатации трубопроводов.

С течением времени эти условия меняются, сама труба как физическое тело подвергается коррозионному воздействию, что приводит к необходимости решения вопроса о дальнейшей судьбе не только участка трубопровода, но и трубопроводной системы в целом. При этом требуется анализировать большой объем информации, полученной разными методами на протяжении длительного времени. Процесс этот растянут во времени. От момента вхождения комплексной защиты в тот или иной вид состояния до момента принятия решения о проведении профилактических или ремонтных работ проходит столько времени, что специалисту, принимающему такие решения, трудно выработать оптимальный пакет управляющих мероприятий. Для обеспечения принятия таких решений и разработана программа «СМ Expert». Программа входит в состав системы управления техническим состоянием трубопроводов («PIMSlider»), разработанной ЗАО «Нефтегазсистема» (www.ogs.gomel.by).

Программа позволяет анализировать результаты электрометрических измерений по трубопроводу: сезонные измерения защитного потенциала «труба-земля» на контрольно-измерительных пунктах (КИП), задвижках,

в местах установки защитных кожухов, данные режимов работы станций катодной защиты (СКЗ), измерений от приборов MoData, UpScan для оценки, сопоставления и сравнения с архивными данными.

В состав функциональных задач программы входят:

- Оценка потенциальной коррозионной опасности. Учитывая условия прохождения трассы трубопровода (места пересечения с реками, болотами, солончаками, места с удельным сопротивлением грунта $< 10 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, автомобильными и железными дорогами и др. факторы), программа определяет потенциальные коррозионно-опасные места на трассе выбранного участка трубопровода (рис. 1).

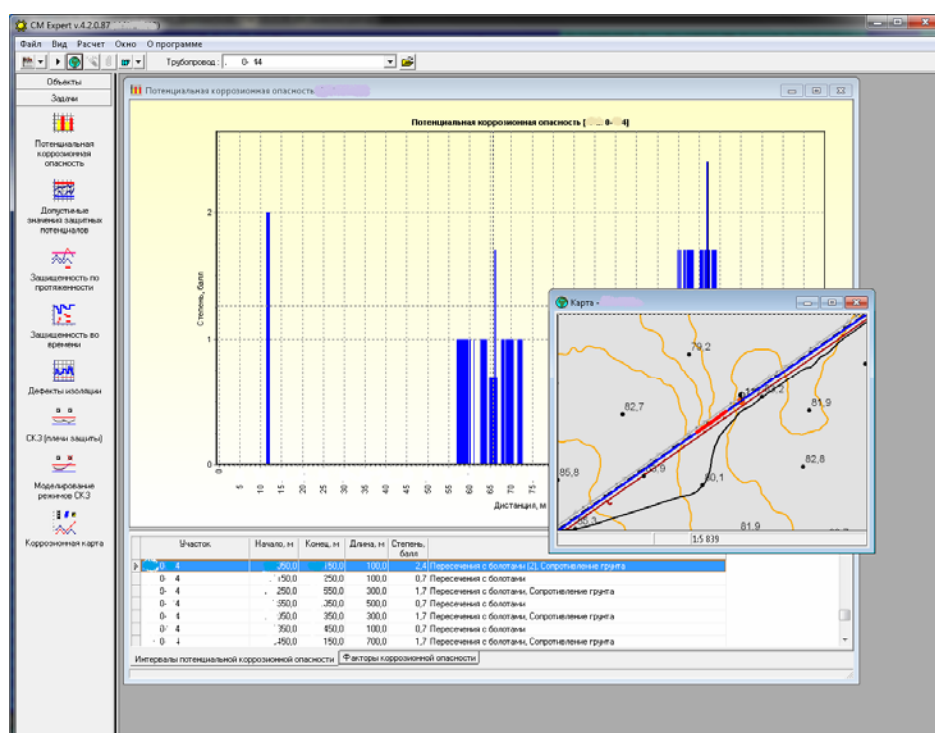


Рис. 1. Потенциально-коррозионные интервалы трубопровода

- Определение защищенности трубопровода по протяженности и во времени. Сопоставляя значения измеренной вдоль трассы трубопровода разности потенциалов «труба-земля» с минимально допустимым значением, программа определяет места с незащищенным значением потенциала, а используя полученные результаты на заданную глубину, программа решает вторую часть задачи.

- Оценка состояния изоляционного покрытия. Для решения данной задачи используются данные приборов UpScan, MoData. Обработывая результаты приборных обследований и эксплуатационные данные, програм-

ма «СМ Expert» выявляет места повреждений защитного покрытия трубопровода. Кроме того, на основании этих данных определяются интегральные электрические характеристики изоляционного покрытия (рис. 2).

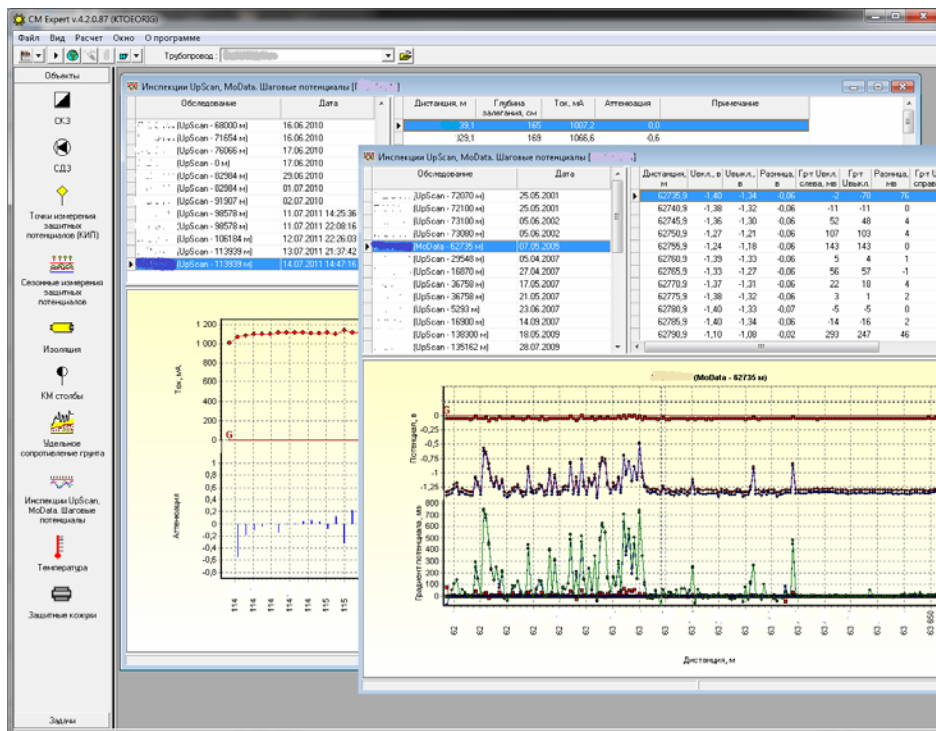


Рис. 2. Измерения приборов UpScan, MoData

- Задачи «Плечи защиты» и «Моделирование режимов СКЗ» выполняют оценку существующей системы противокоррозионной защиты трубопроводов с целью обеспечения необходимого уровня. Используя параметры фактически работающих станций катодной защиты, рассчитываются плечи защиты и суммарный защитный потенциал вдоль трассы трубопровода. Изменяя значения тока и потенциала в точке дренажа, а также виртуально выключая и включая СКЗ, пользователь может оценить текущий уровень катодной защиты трубопровода (рис. 3).

- Коррозионная карта трубопровода. Эта функция позволяет интерпретировать данные о трубопроводе, изоляционном покрытии, пересечениях с трубопроводом, удельном электрическом сопротивлении грунта, результатах 2-х последних сезонных измерений защитного потенциала «труба-земля» и соответствующие им режимы работы СКЗ, данные приборной диагностики MoData, UpScan, данные о дефектах изоляции и внешних дефектах трубы (рис. 4).

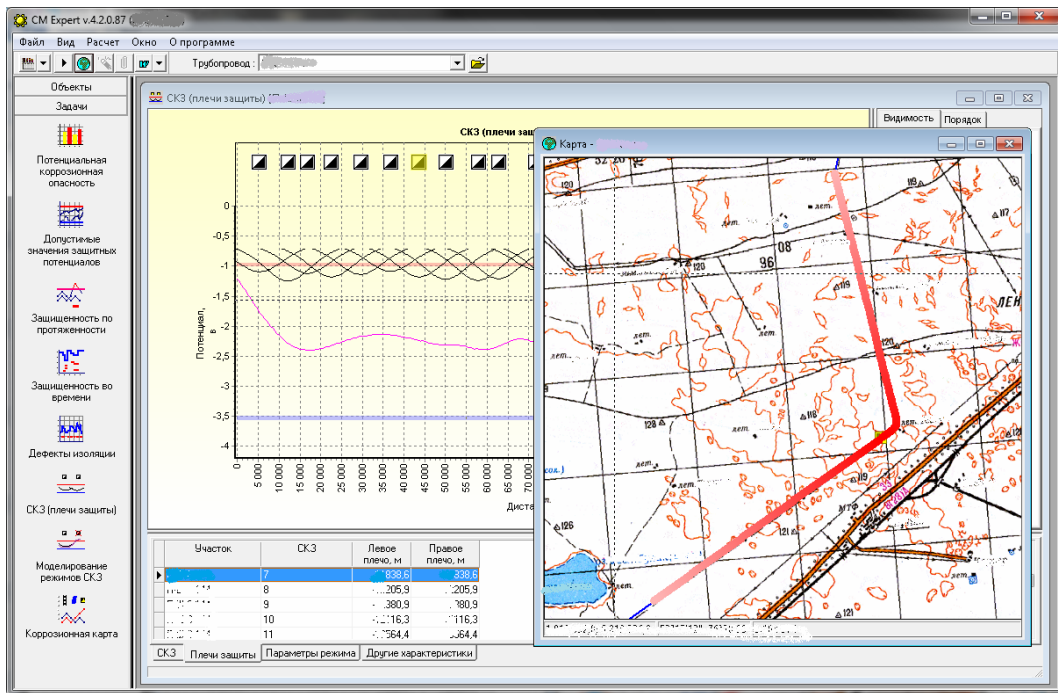


Рис. 3. Плечи защиты выбранного трубопровода

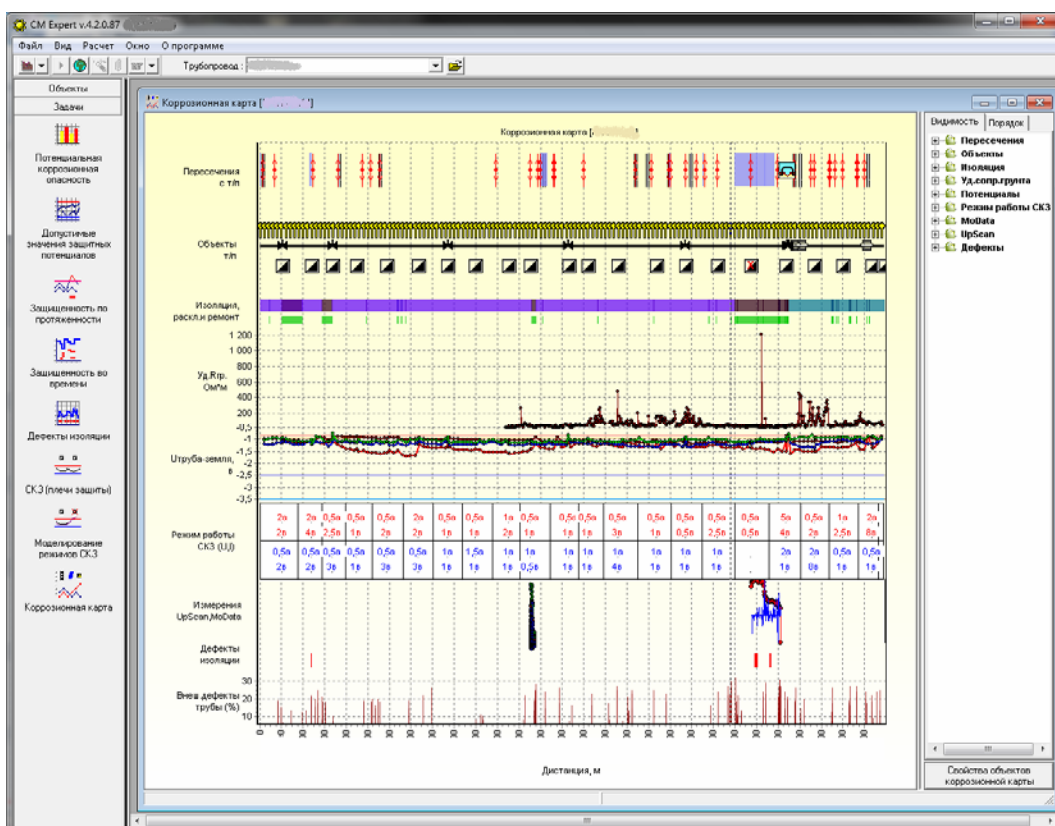


Рис. 4. Коррозийная карта трубопровода

УДК 502.2: 504.5

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГИС ПРИ ОБСЛУЖИВАНИИ НЕФТЕПРОВОДОВ

Д. А. Постоялко, Д. П. Комаровский

УО «Полоцкого государственного университета», Новополоцк, Беларусь

Геонформационные системы встречаются практически во всех отраслях мирового хозяйства, и нефтяная отрасль не исключение.

ГИС – это не просто картографическая программа, это комплекс аналитических инструментов, позволяющий решать многие задачи.

ГИС позволяет систематизировать информацию о нефтепроводах в единой системе координат, установить связи между природными и хозяйственными объектами. Преимущество ГИС – это способность объединять в себе данные разных субъектов хозяйств. Все данные хранятся в большой базе геоданных, позволяющих быстро найти любую информацию по любому объекту предприятия.

Для программ ГИС предусмотрены различные модули и надстройки, позволяющие проводить тщательный анализ.

Если происходит авария на нефтепроводе, то с помощью инструментов ГИС можно построить направления движения нефтяного пятна учитывая рельеф местности (рис. 1). Далее можно усложнять анализ, пользуясь группами инструментов «Гидрология», «Математические». Это позволит добавить в анализ характеристики почвы, растительность, метеоусловия и т. д., что значительно повысит качество расчетов.

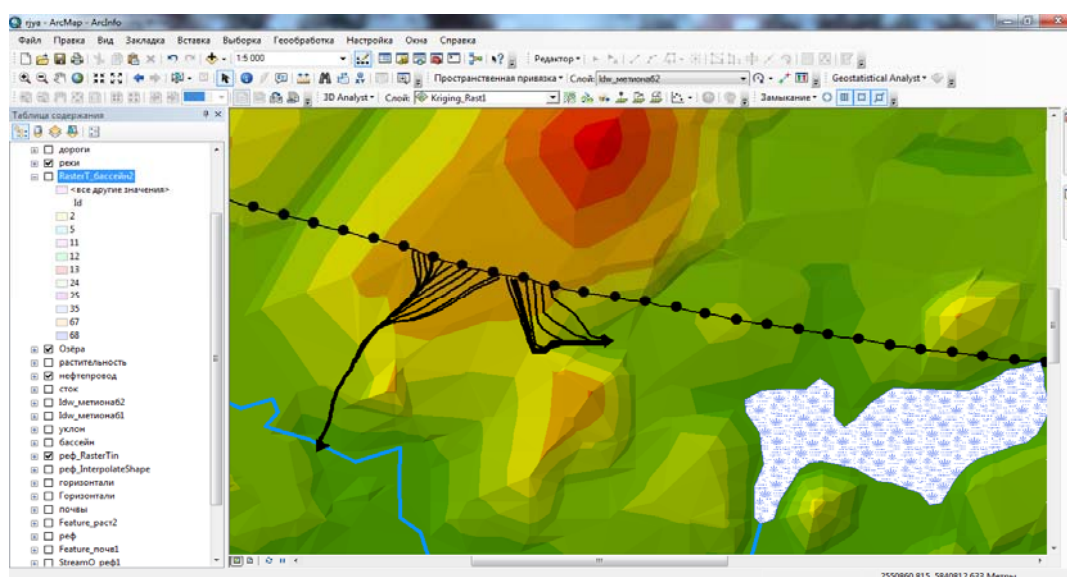


Рис. 1. Траектория движения нефти

Программы ГИС позволяют определить оптимальный маршрут движения аварийной бригады к месту ликвидации аварийного разлива нефти. Имея дорожную сеть и ее характеристику, зная время на сбор бригады и скорость ее движения, время на развертывание аварийного оборудования, можно смоделировать кратчайший и быстрый путь (рис. 2). Помимо этого, с помощью GPS-навигации, можно отслеживать передвижение и местоположение бригад, что повысит эффективность контроля за их работой.

Используя инструменты из групп «Математические» и «Алгебра карт», можно вычислить зоны затопления в половодье или в паводок.

Существует два подхода к моделированию затопления: геометрический и гидродинамический. При геометрическом подходе определяются границы водной поверхности путем сопоставления наклонного уровня воды (уровень реки + уровень подъема воды) и высоты рельефа. Затем по определенным правилам из границ формируются полигоны зон затопления, определяются глубины затопления (рис. 3).

Это довольно статичная картина происходящего, поскольку в ней не учитывается предыдущее состояние поверхности суши. Кроме того, в ней нельзя оценить скорость и направление течений. Эти вопросы решает гидродинамический подход, в котором с использованием системы дифференциальных уравнений, известных как уравнения мелкой воды, определяются потоки движения жидкости в динамике пространства и времени. Безусловно, гидродинамический подход обеспечивает более точное решение. Но для ввода исходных данных необходимо проводить гидрологические изыскания, чтобы получить информацию о характеристиках поверхности, гидрологических зависимостях и др. Да и сами вычисления требуют значительно больше ресурсов.

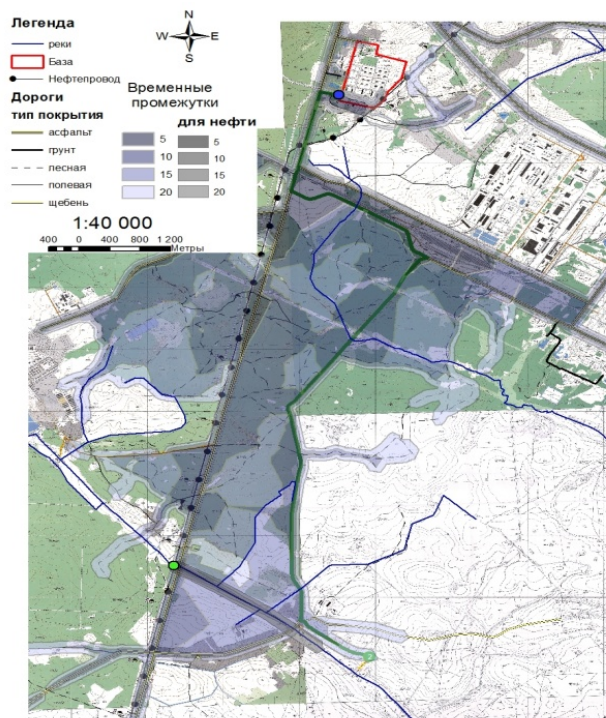


Рис. 2. Модель движения бригады

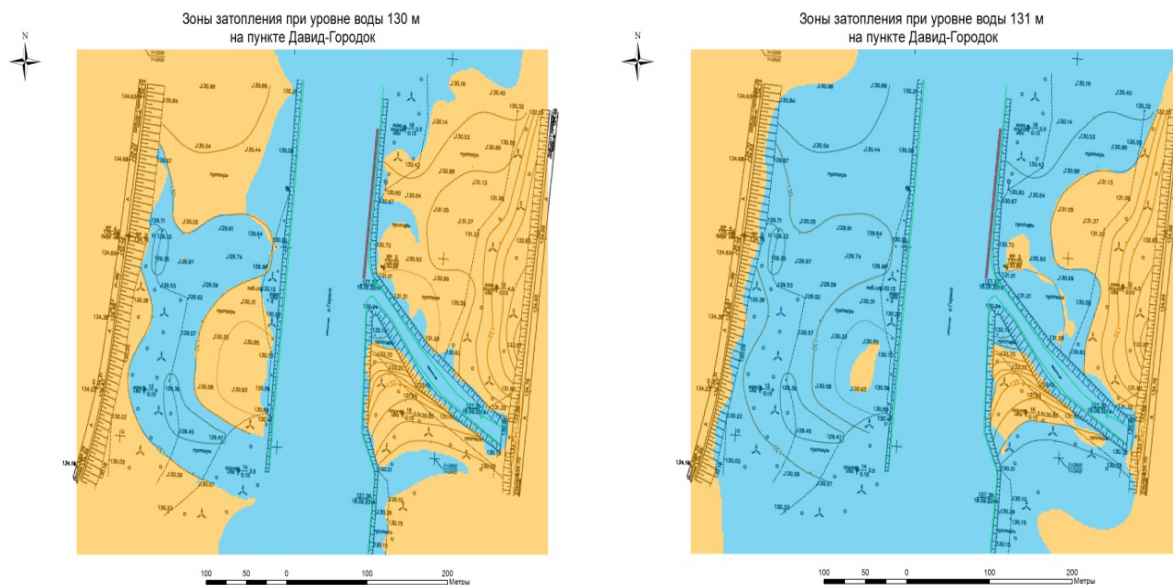


Рис. 3. Зоны затопления в период половодья

Существует ряд гидрологических пакетов, с помощью которых можно проводить гидродинамические расчеты:

1. HEC-RAS.
2. MIKE Zero.
3. SMS.
4. XPSWMM.
5. ISIS.

Как и любые объекты, инженерные коммуникации хранятся в базе данных. Отображение в ГИС послойное, поэтому в 3D-модели можно

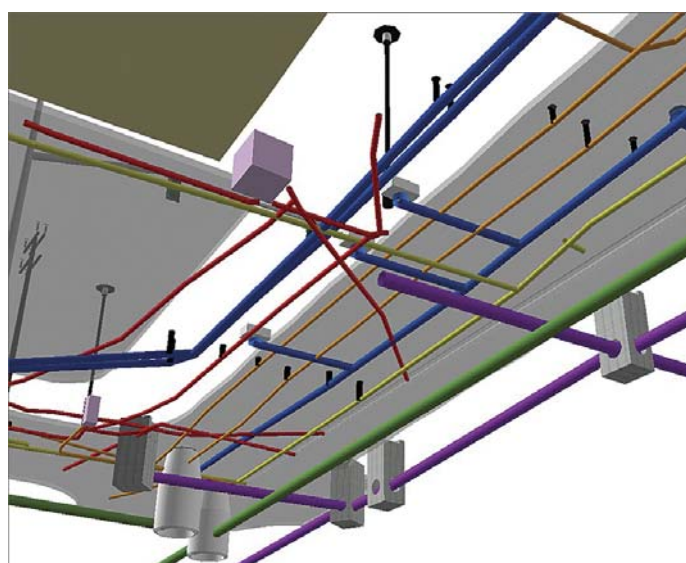


Рис. 4. 3-мерная модель инженерных коммуникаций

рассмотреть коммуникации на много лучше, чем в 2-мерном виде (рис. 4).

ГИС не только отображает, но и позволяет производить расчеты, планирование, моделирование нештатных ситуаций.

На организацию ГИС необходимо затратить время и средства. По оценкам экспертов, оптимальный срок для получения максимальных преимуществ от

внедрения ГИС составляет 3 года. Созданная ГИС теперь может в любой момент решить ряд очень важных задач. При этом будут учтены различные геофакторы: рельеф местности, тип растительности, грунты, время года и т. д.

УДК 355.146

ВНЕДРЕНИЕ СБОРНО-РАЗБОРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В ВОЙСКАХ КРАСНОЙ АРМИИ

В. М. Кривчиков

*УО «Гродненский государственный университет имени Янки Купалы»,
Гродно, Беларусь*

Рост потребности частей и соединений Красной Армии в нефтепродуктах, обусловленный увеличением количества техники, поставил горючее в разряд важнейшего вида материальных средств, непосредственно влияющего на ход и исход боевых действий. Первые нефтепродукты перевозились только наземным или водным транспортом. С ростом потребности войск в горючем потребовались более эффективные пути решения этой проблемы. Все больше стал проявляться дефицит транспортных возможностей по подаче топлива войскам, что потребовало начать поиск альтернативных путей обеспечения горючим частей и соединений Красной Армии.

В современных вооруженных силах задачи по транспортировке топлива на большие расстояния с успехом выполняют военные трубопроводы, состоящие на вооружении трубопроводных войск.

В 1930-е гг. идею применения трубопроводов для поставки топлива частям Красной Армии начало разрабатывать только что созданное Управление снабжения горючим. Это происходило на фоне развития трубопроводного транспорта СССР. В эти годы по стране было проложено более 4,1 тыс. км стационарных магистральных трубопроводов, что в значительной степени сократило не только время, но и материальные затраты на развитие железнодорожного, морского и речного транспорта для перевозки нефти и нефтепродуктов из районов добычи и переработки (Баку, Грозный) на восток и в центр страны [1, с. 532].

Начальник Управления снабжения Красной Армии горючим Н.Н. Мовчин, разрабатывая в 1933–1934 гг. систему снабжения армии горючим, считал это дело «первоклассной важности, по своей значимости стоящее выше всех прочих отраслей боевого снабжения армии». Одним из направлений претворения этого в жизнь он считал, что в стране надо, кроме прочего, иметь подготовленную сеть нефте- и продуктопроводов [2, с. 153].

1 декабря 1933 г. Н.Н. Мовчин обратился к Наркому по военным и морским делам СССР К.Е. Ворошилову с письмом. В нем был представлен проект основных номенклатур заказа на топливное оборудование, подлежащих включению в постановление Правительства. Указанного оборудования на вооружении армии практически не имелось, а производство их для промышленности было дело новое. На восьмой позиции перечисленных материальных средств значился комплект полевого магистрального трубопровода на 50 км.

На основании письма был составлен план-заказ на 1934 г., представленный Управлением 13 января 1934 г. Это был первый в истории службы горючего план, разработанный с учетом растущих потребностей армии в технике и вооружении. Кроме топлива, групповых заправщиков топлива, различных резервуаров в заказе, в гордом одиночестве присутствовал 1 комплект полевого бензопровода на 50 км – предтеча могучих и многочисленных полевых магистральных трубопроводов нашего времени [2, с. 96, 105].

Вопросы применения трубопроводов изучались и рассматривались в ходе учений войск Красной Армии. Так, 14-15 июля 1936 г. в районе оз. Светлого прошли учения на тему «Поджог и уничтожение склада горючего путем бомбометания с воздуха, тушение пожара и восстановление склада». В проведении учений использовались 5 самолетов Р-5; противопожарные средства согласно перечню СКУ РККА; цели для бомбометания – подземные и надземные хранилища УСГ РККА; оцепление и пост связи. Целями бомбометания являлись элементы головного склада горючего: резервуары емкостью 17 м³, контейнеры, бочки, а также заглубленные в грунт на глубину 1 м резервуары емкостью 17, 26 и 88 м³, обвязка резервуаров складским трубопроводом общей длиной 353 м, трубы соединенные муфтами типа «Виктолик». Всего было сброшено 200 авиабомб. Массового возгорания не было. Живучесть заглубленных резервуаров и трубопроводной обвязки были признаны достаточно высокой.

Особый интерес представляет анализ двустороннего оперативно-тактического учения войск Белорусского военного округа в сентябре 1936 г. В нем участвовало рекордное для того времени количество техники и вооружения: более 1300 танков, 632 самолета, 2276 различных машин. Применялись крупные соединения механизированных войск, авиации. Осуществлялись массовые перевозки войск и военной техники не только по железной дороге, но и автотранспортом, переброска войск авиацией. Разыгрывались боевые действия механизированных соединений на большую глубину. Все эти этапы маневров надо было обеспечить горючим не только в ходе учения, для чего потребовались невиданные ранее объемы, но и в еще больших количествах – в период подготовки к учениям войск, на перевозки техники и войск после учений и т.д. По итогам учений был проведен анализ работы службы горючего и для ликвидации недостатков на 1937 г. были спланированы 9 учений по службе. Тематика одного из учений звучала следующим образом: «Монтаж 10-ти километрового 3-дюймового бензопровода с участками пересеченной местности и 1-2 водными преградами». В примечаниях расшифровывалось: 5 километров металлического и 5 километров мягкого бензопровода [2, с. 131].

Определенный опыт по организации снабжения ГСМ действующей армии был получен в ходе воссоединения западной Беларуси с БССР в 1939 г. Интересные идеи высказал комкор А.И. Ерёменко, будучи командиром 6-го кавалерийского корпуса. Когда корпус вышел в район г. Белостока, было организовано снабжение горючим по воздуху: сбрасывали горючее на парашютах. Из этого практического опыта А.И. Ерёменко сделал вывод, что такой способ может применяться только как исключение. А.И. Ерёменко предложил «подумать о бензопроводах, которые можно было бы тянуть за частями на 180 – 200 км» [3, с. 41].

Вопросы возможного применения трубопроводов в ходе боевых действий нашли отражение в материалах совещания высшего руководящего состава Красной Армии, прошедшего 23 – 31 декабря 1940 г. в Москве.

Командующий Северо-Кавказским военным округом генерал-лейтенант Ф.И. Кузнецов в своем выступлении отмечал: «Если верить печати, то на Западе применяется такой способ подачи горючего. Немцы прокладывали вслед за продвигающимися войсками временный бензопровод. Насколько это будет реально? Если подсчитать как следует, то можно согласиться, что этот вопрос заслуживает весьма серьезного внимания и может быть успешно решен. Надо освободить дивизионные тылы для под-

воза основных видов снабжения, боеприпасов и горючего, потребность в которых будет возрастать в зависимости от обстановки [2, с. 267].

Командир 3 механизированного корпуса генерал-лейтенант А.И. Ерёмченко отмечал, что «нам нужна повозка, перевозящая 20 т бензина, это неплохо применяли немцы. Имеющаяся литература говорит о бензопроводе на 180 км, который тянулся вслед за частями. Над этим вопросом надо крепко подумать».

Обеспеченность техническими средствами службы на 22 июня 1941 г. составила: по бензоперекачивающим станциям – 37,4 %, по бензомотопомпам – 64 %, по ручным насосам – 32 %, по автомобильным цистернам и автотопливозаправщикам – 17,5 %, по передвижным средствам хранения – 24 %. И только обеспеченность складскими разборными трубопроводами и стальными бочками была близка к плановой [4, с. 56].

Великая Отечественная война дала толчок к применению трубопроводов в интересах войск. Уже в начале войны на Ленинградском фронте сложилось особо тяжелое положение с топливом, а переправа его баржами через Ладожское озеро не была эффективной. Было принято решение опрочладке трубопровода по дну Ладожского озера. Работы велись под непрерывным огнем противника, но трубопровод был построен за 43 дня.

В ходе войны для подачи горючего войскам начал использоваться трубопроводный транспорт, с его помощью на территории СССР и стран, освобождаемых Красной Армией, развертывались сборно-разборные магистральные трубопроводы.

Таким образом, 1933–1934 гг. в частях Красной Армии было положено начало по применению сборно-разборных трубопроводов для перемещения топлива. Первоначально это были проектные изыскания и опытные образцы на учениях. Практическое развитие применения военных трубопроводов получило в годы Великой Отечественной войны.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бочков, Е.А. Развитие системы тылового обеспечения Красной Армии в межвоенный период 1921–1941 гг. : дис. ... д-ра ист. наук : 07.00.02 / Е.А. Бочков. – СПб., 2007. – 737 с.
2. Ширшов, Г.М. Комкор Николай Мовчин / Г.М. Ширшов. – М. : Гралия С, 2006. – 288 с.
3. Ерёмченко, А.И. В начале войны / А.И. Ерёмченко. – М. : Наука, 1964. – 512 с.
4. Служба горючего Советских Вооруженных Сил (исторический очерк) / под общ. ред. И.Н. Базанова. – Ульяновск, 1986. – 293 с.

**РАЗРАБОТКА АЛЬТЕРНАТИВНЫХ СПОСОБОВ
ПОСТРОЕНИЯ ПОЛЕЙ ИНДИВИДУАЛЬНОГО РИСКА
ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ОБЪЕКТОВ**

А.Г. Кульбей, И. А. Леонович

УО «Полоцкий государственный университет», Новополоцк, Беларусь

Методика расчета индивидуального риска ТКП 474-2013 основывается на нахождении вероятности поражения человека, рабочее место которого располагается на определенном удалении от эпицентра развития определенного сценария возможной аварии. Любой промышленный объект имеет достаточно большое количество оборудования, которое может быть источником сразу нескольких возможных сценариев развития аварии. Большое количество аварийно-опасных объектов и наличие нескольких сценариев развития аварий для одного и того же объекта создает сложности для определения индивидуального риска для персонала от всех аварий на опасном промышленном объекте. Количество необходимых расчетов значительно увеличивается по мере роста численности персонала промышленного объекта.

Серьезным недостатком существующей методики расчета индивидуального риска является то, что вероятность поражения, а следовательно, и индивидуальный риск персонала основывается на предположении постоянного нахождения персонала на рабочем месте. Однако необходимо учитывать некоторое рабочее время персонала, проводимое вне рабочего места, особенно у специалистов, связанных с осмотром и ремонтом оборудования.

Авторами осуществлено введение в методику расчета уточняющего полинома по приведению дискретных значений «пробит»-функции к функциональной зависимости, позволяющей автоматизировать процесс вычислений вероятностей возможного поражения персонала производственного объекта.

Для преодоления этих недостатков метода определения индивидуального риска оптимальным является построение полей суммарного индивидуального риска для всей территории промышленного объекта. Такой метод позволит оценить риск персонала независимо от их рабочего места,

выделить зоны с максимальными и минимальными значениями индивидуального риска, основываясь на которых можно принимать решения о расположении дополнительных защитных сооружений и убежищ на территории промышленного объекта.

Сущность предлагаемого метода составляет построение расчетной сетки с определенным шагом, которая полностью покрывает территорию предприятия.

Выбор шага и конфигурации расчетной сетки зависит от общей площади объекта и его расположения на местности. Чем меньше шаг сетки, тем больше расчетов необходимо сделать. Расчетная сетка с большим шагом 15 – 20 метров подходит для крупных объектов со значительной площадью, а шаг 5 – 10 метров – для небольших промышленных объектов, с небольшим предполагаемым ущербом от возможных сценариев аварий. Если необходимо детально, с большой точностью, определить значения индивидуального риска для любой точки территории промышленного объекта, необходимо выбирать шаг сетки равный 1 – 5 м.

Следующим этапом построения поля индивидуального риска является позиционирование эпицентра развития возможного сценария аварии относительно расчетной сетки. Расчет выполняется в программной среде Microsoft Excel.

Сущностью позиционирования эпицентра аварии относительно расчетной сетки является определение расстояния от эпицентра до каждой точки рабочей сетки, образованной пересечением ее прямых. Полученная таблица расстояний – это основа для всех дальнейших расчетов.

Опираясь на известные расстояния до каждой точки сетки можно, согласно методике [1], определить значение вероятности поражения персонала для каждой точки расчетной сетки. Первым этапом расчета является определение перепада давления согласно формуле (1).

$$\Delta P = P_0 \left(0,8 \cdot \frac{m_{np}^{0,33}}{r} + 3 \cdot \frac{m_{np}^{0,66}}{r^2} + 5 \cdot \frac{m_{np}}{r^3} \right), \quad (1)$$

где P_0 – атмосферное давление, кПа (допускается принимать равным 101 кПа);

r – расстояние от геометрического центра газопаровоздушного облака, м;
 m_{np} – приведенная масса газа или пара, кг.

Применение данной формулы основывается на известном постоянном значении приведенной массы газопаровоздушной смеси, а также известном расстоянии до эпицентра взрыва. Однако для построения полей риска необходимо провести данный расчет для каждой точки расчетной сетки. Количество необходимых расчетов крайне велико, поэтому расчет ведется в табличном виде Microsoft Excel.

Следующим этапом расчета является определение «пробит»-функции на основе определенных значений перепада давления и импульса волны давления по формуле (2).

$$P_r = 5 - 0,26 \cdot \ln(V), \quad (2)$$

где
$$V = \left(\frac{17500}{\Delta P} \right)^{8,4} + \left(\frac{290}{i} \right)^{9,3}.$$

Расчет «пробит»-функции ведется в табличном виде для всех точек расчетной сетки, что является одной из особенностей методики определения вероятности поражения персонала [1]. Для дальнейшего расчета необходимо представить табличную зависимость в виде эмпирической формулы, полинома n -й степени.

Анализируя значения вероятности поражения персонала, полученные с использованием аппроксимирующей зависимости полиномов 5-й и 6-й степени, можно сделать заключение о том, что полином 5-й степени является более точным и пригодным для дальнейшего использования. Аппроксимирующая зависимость представлена в формуле (3)

$$y = 0,2529x^5 - 6,3903x^4 + 59,921x^3 - 256,15x^2 + 510,63x - 386,28. \quad (3)$$

Следующим этапом является расчет вероятности поражения персонала по формуле (3) по точкам расчетной сетки. Пример результатов приведен на рисунке 1.

Вследствие использования аппроксимирующей функции, на расчетной сетке будут располагаться две области с аномальными значениями вероятности поражения персонала. Первая область расположена вокруг эпицентра, значение вероятности поражения в этой области превышает 100 %, для дальнейшего расчета необходимо все значения в этой области сделать равными 100 %. Вторая область расположена на значительном удалении от эпицентра, значение вероятности поражения в этой области меньше 1,

а при дальнейшем удалении меньше 0. Согласно табличному определению вероятности поражения от значения «пробит»-функции, минимальное возможное значение вероятности поражения составляет 1%, следовательно все значения вероятности меньше 1 равны 0.

	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z	AA	AB	AC	AD	AE	AF	AG	AH	AI
241	-5,17508	-4,07391	-3,1853	-2,47716	-1,92077	-1,4912	-1,1675	-0,93276	-0,77409	-0,68245	-0,65249	-0,68245	-0,77409	-0,93276	-1,1675	-1,4912	-1,92077	-2,47716
242	-3,13588	-2,25689	-1,56652	-1,03155	-0,62282	-0,31557	-0,08956	0,071023	0,177871	0,238931	0,258786	0,238931	0,177871	0,071023	-0,08956	-0,31557	-0,62282	-1,03155
243	-1,60464	-0,93276	-0,42329	-0,04235	0,238931	0,444114	0,591519	0,694593	0,762578	0,801292	0,813869	0,801292	0,762578	0,694593	0,591519	0,444114	0,238931	-0,04235
244	-0,50707	-0,01914	0,335765	0,591519	0,775649	0,909097	1,006502	1,077032	1,125613	1,154362	1,163912	1,154362	1,125613	1,077032	1,006502	0,909097	0,775649	0,591519
245	0,238931	0,575994	0,813869	0,985605	1,115979	1,221295	1,310012	1,384208	1,441715	1,478572	1,491308	1,478572	1,441715	1,384208	1,310012	1,221295	1,115979	0,985605
246	0,722325	0,953499	1,125613	1,269936	1,40668	1,544786	1,682985	1,812197	1,919037	1,989887	2,014727	1,989887	1,919037	1,812197	1,682985	1,544786	1,40668	1,269936
247	1,037179	1,221295	1,395362	1,587858	1,812197	2,06635	2,334403	2,590265	2,803245	2,944675	2,994261	2,944675	2,803245	2,590265	2,334403	2,06635	1,812197	1,587858
248	1,279836	1,491308	1,754146	2,093168	2,512412	2,994261	3,501461	3,982581	4,380672	4,6439	4,735988	4,6439	4,380672	3,982581	3,501461	2,994261	2,512412	2,093168
249	1,544786	1,874696	2,334403	2,944675	3,6975	4,554017	5,446732	6,287178	6,979063	7,435178	7,594526	7,435178	6,979063	6,287178	5,446732	4,554017	3,6975	2,944675
250	1,919037	2,474958	3,261856	4,297114	5,558375	6,979063	8,449991	9,829522	10,96309	11,70983	11,97065	11,70983	10,96309	9,829522	8,449991	6,979063	5,558375	4,297114
251	2,474958	3,378666	4,6439	6,287178	8,270764	10,49366	12,79092	14,94607	16,71931	17,88912	18,29809	17,88912	16,71931	14,94607	12,79092	10,49366	8,270764	6,287178
252	3,261856	4,6439	6,554145	9,013614	11,97065	15,28409	18,71698	21,94991	24,62064	26,38821	27,00724	26,38821	24,62064	21,94991	18,71698	15,28409	11,97065	9,013614
253	4,297114	6,287178	9,013614	12,51105	16,71931	21,45383	26,38821	31,06526	34,95119	37,53363	38,43996	37,53363	34,95119	31,06526	26,38821	21,45383	16,71931	12,51105
254	5,558375	8,270764	11,97065	16,71931	22,45823	28,95981	35,78989	42,31079	47,75635	51,38436	52,65853	51,38436	47,75635	42,31079	35,78989	28,95981	22,45823	16,71931
255	6,979063	10,49366	15,28409	21,45383	28,95981	37,53363	46,60923	55,3087	62,55853	67,35241	69,02394	67,35241	62,55853	55,3087	46,60923	37,53363	28,95981	21,45383
256	8,449991	12,79092	18,71698	26,38821	35,78989	46,60923	58,0993	69,02394	77,8725	83,44015	85,29518	83,44015	77,8725	69,02394	58,0993	46,60923	35,78989	26,38821
257	9,829522	14,94607	21,94991	31,06526	42,31079	55,3087	69,02394	81,57743	90,6427	95,05532	96,10028	95,05532	90,6427	81,57743	69,02394	55,3087	42,31079	31,06526
258	10,96309	16,71931	24,62064	34,95119	47,75635	62,55853	77,8725	90,6427	96,81589	96,39351	95,96093	96,39351	96,81589	90,6427	77,8725	62,55853	47,75635	34,95119
259	11,70983	17,88912	26,38821	37,53363	51,38436	67,35241	83,44015	95,05532	96,39351	113,6244	220,8635	113,6244	96,39351	95,05532	83,44015	67,35241	51,38436	37,53363
260	11,97065	18,29809	27,00724	38,43996	52,65853	69,02394	85,29518	96,10028	95,96093	220,8635	420,8635	220,8635	95,96093	96,10028	85,29518	69,02394	52,65853	38,43996
261	11,70983	17,88912	26,38821	37,53363	51,38436	67,35241	83,44015	95,05532	96,39351	113,6244	220,8635	113,6244	96,39351	95,05532	83,44015	67,35241	51,38436	37,53363
262	10,96309	16,71931	24,62064	34,95119	47,75635	62,55853	77,8725	90,6427	96,81589	96,39351	95,96093	96,39351	96,81589	90,6427	77,8725	62,55853	47,75635	34,95119
263	9,829522	14,94607	21,94991	31,06526	42,31079	55,3087	69,02394	81,57743	90,6427	95,05532	96,10028	95,05532	90,6427	81,57743	69,02394	55,3087	42,31079	31,06526
264	8,449991	12,79092	18,71698	26,38821	35,78989	46,60923	58,0993	69,02394	77,8725	83,44015	85,29518	83,44015	77,8725	69,02394	58,0993	46,60923	35,78989	26,38821
265	6,979063	10,49366	15,28409	21,45383	28,95981	37,53363	46,60923	55,3087	62,55853	67,35241	69,02394	67,35241	62,55853	55,3087	46,60923	37,53363	28,95981	21,45383
266	5,558375	8,270764	11,97065	16,71931	22,45823	28,95981	35,78989	42,31079	47,75635	51,38436	52,65853	51,38436	47,75635	42,31079	35,78989	28,95981	22,45823	16,71931
267	4,297114	6,287178	9,013614	12,51105	16,71931	21,45383	26,38821	31,06526	34,95119	37,53363	38,43996	37,53363	34,95119	31,06526	26,38821	21,45383	16,71931	12,51105
268	3,261856	4,6439	6,554145	9,013614	11,97065	15,28409	18,71698	21,94991	24,62064	26,38821	27,00724	26,38821	24,62064	21,94991	18,71698	15,28409	11,97065	9,013614
269	2,474958	3,378666	4,6439	6,287178	8,270764	10,49366	12,79092	14,94607	16,71931	17,88912	18,29809	17,88912	16,71931	14,94607	12,79092	10,49366	8,270764	6,287178
270	1,919037	2,474958	3,261856	4,297114	5,558375	6,979063	8,449991	9,829522	10,96309	11,70983	11,97065	11,70983	10,96309	9,829522	8,449991	6,979063	5,558375	4,297114
271	1,544786	1,874696	2,334403	2,944675	3,6975	4,554017	5,446732	6,287178	6,979063	7,435178	7,594526	7,435178	6,979063	6,287178	5,446732	4,554017	3,6975	2,944675
272	1,279836	1,491308	1,754146	2,093168	2,512412	2,994261	3,501461	3,982581	4,380672	4,6439	4,735988	4,6439	4,380672	3,982581	3,501461	2,994261	2,512412	2,093168
273	1,037179	1,221295	1,395362	1,587858	1,812197	2,06635	2,334403	2,590265	2,803245	2,944675	2,994261	2,944675	2,803245	2,590265	2,334403	2,06635	1,812197	1,587858
274	0,722325	0,953499	1,125613	1,269936	1,40668	1,544786	1,682985	1,812197	1,919037	1,989887	2,014727	1,989887	1,919037	1,812197	1,682985	1,544786	1,40668	1,269936
275	v16	v17	v18	v19	v20	v21	v22	v23	v24	v25	v26	v27	v28	v29	v30	v31	v32	v33

Рис. 1. Значение вероятности поражения персонала

Для расчета индивидуального риска персонала необходимо значение вероятности поражения персонала умножить на значение вероятности появления определенного сценария аварии.

Для определения суммарного значения индивидуального риска необходимо просуммировать значения индивидуального риска для каждого возможного сценария развития аварии.

Заключительным этапом расчета является перенос значений суммарного индивидуального риска на расчетную сетку, построение полей суммарного индивидуального риска. Пример поля суммарного индивидуального риска представлен на рисунке 2.

Ломанный контур полей риска образуется из-за построения поля на основе рассчитанных значений индивидуального риска точек сетки.

Используя данную методику, были построены поля индивидуального риска для нефтеперекачивающих станций.

Используя данную методику определения и построения полей суммарного индивидуального риска для промышленных объектов, можно проанализировать значение суммарного индивидуального риска для каждой точки территории объекта, определить участки территории с наибольшим и наименьшим индивидуальным риском. Данная методика позволяет визуализировать поле индивидуального риска, наглядно представить и соотнести риск с местоположением на территории промышленного объекта.

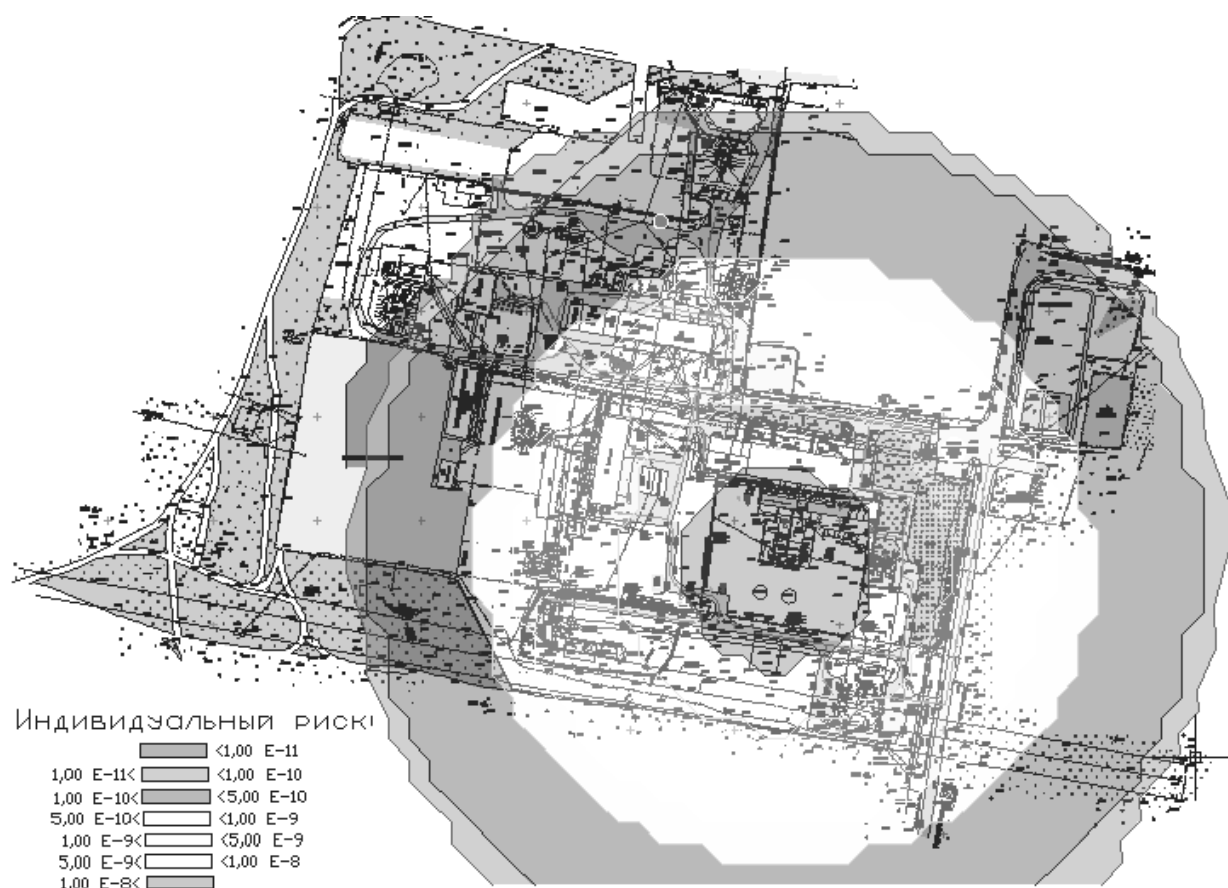


Рис. 2. Поля суммарного индивидуального риска

ЛИТЕРАТУРА

1. ТКП 474-2013. Категорирование помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.

ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ФОРМИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ АВАРИЙНЫХ И ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ НА КС МГ

И. А. Леонович, А. М. Ревазов

*Российский государственный университет нефти и газа
имени И.М. Губкина, Москва, Российская Федерация*

Компрессорные станции магистральных газопроводов (МГ) в соответствии с НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» классифицируются как взрывопожароопасные объекты. Опасность возникновения пожаров на компрессорных станциях МГ определяется, прежде всего, физико-химическими свойствами природного газа, который при несоблюдении определенных требований безопасности взрывается, воспламеняется и приводит к техногенным авариям, связанным с распространением пожара. Для объектов транспорта газа степень их пожарной опасности зависит от особенностей технологического процесса транспорта, а именно:

- значительных объемов горючих газов в технологических частях трубопроводов и оборудовании компрессорных станций (КС);
- высокого значения показателей рабочего давления;
- большого количества горюче-смазочных материалов (турбинного масла), необходимого для работы газоперекачивающего агрегата на КС.

Как показывает анализ статистических данных и опыт эксплуатации, среди основных причин возникновения аварийных ситуаций на компрессорных станциях можно выделить следующие:

- воспламенение масла в компрессорном цехе при разрывах маслопроводов и его попадание на горячие поверхности газоперекачивающего агрегата;
- разрушение обвязочных газопроводов компрессорного цеха;
- попадание посторонних предметов в полость нагнетателя;
- поступление воспламеняющихся веществ через неплотности в запорно-регулирующей арматуре;
- нарушения технологического процесса, правил пожарной безопасности обслуживающим или эксплуатационным персоналом (человеческий фактор).

Для анализа причин возникновения аварийных ситуаций на КС МГ необходимо идентифицировать качественный и количественный состав элементов технологического оборудования, которые наиболее подвержены риску возникновения аварий (см. рис. 1) [1].

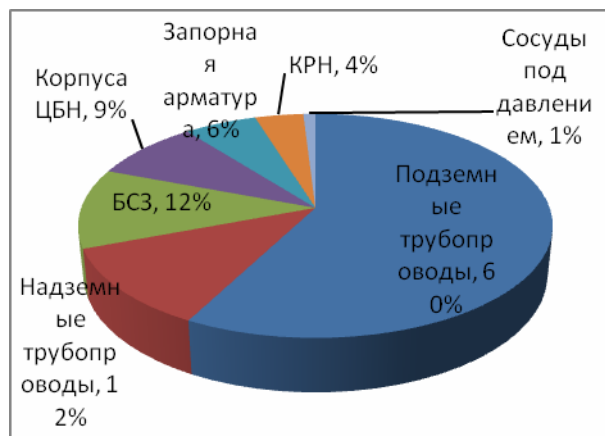


Рис. 1. Распределение дефектов по узлам технологического оборудования

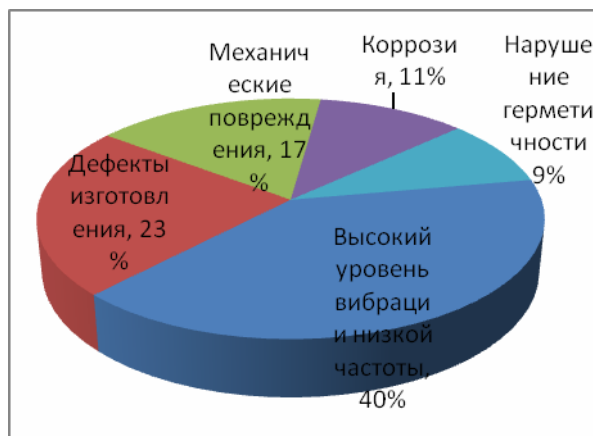


Рис. 2. Основные причины отказов технологических трубопроводов

Наиболее тяжелые последствия аварийных ситуаций связаны с разрушением элементов компрессорных установок и последующим истечением газа. Непосредственными причинами аварий и взрывов компрессорных установок, как показывает практика, могут быть:

- чрезмерное повышение температуры сжатого воздуха и перегревание частей компрессорной установки;
- пыльность и влажность засасываемого воздуха;
- разряды статического электричества;
- быстрое повышение давления воздуха в компрессорной установке выше допустимого;
- неправильный монтаж компрессорной установки;
- неправильная эксплуатация компрессорной установки и неудовлетворительный уход за ней.

Говоря о частоте происхождения аварий, следует выделить трубопроводы обвязки, в частности, подземные трубопроводы (см. рис. 1), на которые приходится 60 % общего количества дефектов. Поэтому в соответствии с тем же принципом, что и для всего комплекса оборудования и агрегатов КС, необходимо выполнить статистический анализ основных причин отказов технологических трубопроводов (рис. 2). На основании проведенного нами анализа большинство аварий, связанных с разгерме-

тизацией трубопроводов на КС, происходит в результате повышенной вибрации. Источником возникновения вибрации трубопроводов являются вынужденные колебания, возникающие вследствие пульсации потока рабочей среды, а также механического воздействия на конструкцию от вибрации компрессоров.

В качестве основной причины возникновения вибраций большинство специалистов на данный момент считают наличие неуравновешенных сил инерции поступательно и вращательно-движущихся масс [2, 3].

Общим недостатком существующего на данный момент нормативно-технического обеспечения безопасности компрессорных станций МГ является подход, при котором обеспечение безопасности реализации проектов объектов трубопроводного транспорта, рассматривается только на стадии эксплуатации, исходя из конечного состояния системы. В соответствии с данным подходом считается, что безопасность опасного производственного объекта в стадии эксплуатации обеспечена, если соблюдаются все требования нормативно-технических документов и требований. В тоже время набирающие популярность «риск»-ориентированные подходы к обеспечению безопасности указывают на постоянно существующую возможность реализации аварийной и чрезвычайной ситуаций, вероятность которых выражена и определена в «карте» риска, которая может быть составлена для любого промышленного объекта, в том числе и для КС.

Таким образом, в системе предупреждения аварийных и чрезвычайных ситуаций основой является разработка мероприятий по обеспечению безопасной реализации проекта и минимизации влияния негативных последствий наступления опасных событий.

Предупреждение чрезвычайных ситуаций и реагирование на отрицательные последствия их возникновения производится в трех направлениях:

- устранение угрожающего события, т. е. устранение потенциальных причин возникновения чрезвычайной ситуации. Невозможно устранить все риски возникновения чрезвычайных ситуаций, присущие проектам КС МГ, но некоторые из них можно устранить с наименьшими потерями для реализации проекта;

- уменьшение ожидаемых потерь при чрезвычайной ситуации путем уменьшения вероятности возникновения риска чрезвычайной ситуации либо через уменьшение потенциальных потерь (например, через страхование), либо через то и другое. При использовании данного мето-

да риски могут быть заранее существенно уменьшены через привлечение внешних организаций к проекту;

- принятие последствий может быть активным (через разработку мероприятий на случай наступления события возникновения чрезвычайной ситуации), или пассивным (в план закладывается большая продолжительность строительства).

В процессе оценки рисков необходимо определить перечень событий, требующих внимания и оперативного реагирования, и перечень событий, на которые можно не обращать особого внимания. На основе составленного перечня, определяются методы и средства оперативного реагирования на последствия рисков событий возникновения чрезвычайной ситуации.

Состав плана оперативного реагирования при возникновении аварийных или чрезвычайных ситуаций должен содержать:

- распределение ответственностей по управлению различными видами рисков А и ЧС в процессе реализации проекта КС;
- мероприятия по адаптации при необходимости первоначальных оценок рисков чрезвычайных ситуаций и, соответственно, управленческих, организационных и технологических решений;
- мероприятия по реализации оперативного плана действий в чрезвычайных ситуациях;
- мероприятия по использованию резервов для предупреждения чрезвычайных ситуаций.

ЛИТЕРАТУРА

1. Диагностическое обслуживание магистральных газопроводов : учеб. пособие / А.М. Ангалев, Б.Н. Антипов, С.П. Зарицкий, А.С. Лопатин. – М. : МАКС Пресс, 2009. – 112 с.

2. Ревазов, А.М. Анализ чрезвычайных и аварийных ситуаций на объектах магистрально газопроводного транспорта и меры по предупреждению их возникновения и снижению последствий / А.М. Ревазов // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2010. – № 1. – С.68 – 72.

3. Ангалев, А.М. Исследования вибрации и пульсации газа в системах «центробежный нагнетатель – трубопровод» / А.М. Ангалев, Л.И. Соколинский, А.С. Лопатин. // Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2009. – № 4. – С. 74 – 85.

4. Ревазов, А.М. Анализ аварийности на компрессорных станциях магистральных газопроводов / А.М. Ревазов, И.А. Леонович // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2014. – № 2. – с. 26 – 33.

ПОДГОТОВКА ИНЖЕНЕРНЫХ КАДРОВ ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

В. К. Липский

УО «Полоцкий государственный университет», Новополоцк, Беларусь

На территории Беларуси действует развитая система магистрального трубопроводного транспорта, которая силами четырех операторов обеспечивает значимые, даже по мировым меркам, объемы транспортирования всех видов углеводородных энергоносителей.

Это делает магистральный трубопроводный транспорт очень важным элементом национальной экономики, функционирование которого направлено на обеспечение энергетической, ресурсно-сырьевой, экономической и финансовой независимости нашей страны.

Для успешного выполнения этой стратегической роли инженерно-технологические комплексы проходящих по Беларуси магистральных трубопроводов постоянно обновляются, в них используются передовые технологии, что обеспечивает их конкурентоспособность и экономическую целесообразность функционирования и в целом – привлекательность белорусского транзитного коридора.

Важным условием, необходимым для обеспечения требуемого инженерно-технологического уровня магистральных трубопроводов, является комплектование персонала предприятий высококвалифицированными специалистами, обладающими компетенциями на уровне современных требований и способных решать инновационные задачи.

Беларусь, получив в начале 90-х годов в наследие от Советского Союза мощную сеть магистральных трубопроводов, располагала ограниченной системой обеспечения научно-технического и кадрового сопровождения ее деятельности. В то время в высших учебных заведениях Беларуси не осуществлялась подготовка инженеров трубопроводного транспорта.

Такая ситуация создавала угрозы для эффективности и безопасности функционирования предприятий отрасли. И если недостаток национальных проектных и научно-исследовательских организаций может компенсироваться за счет импорта услуг в проектной сфере и привлечения зарубежных подрядчиков, то кадровое обеспечение предприятий отрасли подобным образом решить невозможно.

Одновременное действие этих двух обстоятельств создало системную проблему, решение которой осуществлялось в последующий период.

Одним из первых и очень важным шагом в решении этой проблемы была организация в 1995 г. впервые в Беларуси подготовки инженеров по трубопроводному транспорту, которая была поручена Полоцкому государственному университету на базе кафедры гидравлики, созданной еще в 1977 г. (тогда – Новополоцкий политехнический институт).

С первых дней своего существования кафедра гидравлики начала активное научно-техническое сотрудничество с научными и проектными организациями, трубопроводными предприятиями и нефтяными вузами Москвы, Уфы, Баку и других городов СССР. Это позволило к 1995 г. сформировать на кафедре группу специалистов, компетентных в области магистрального трубопроводного транспорта и способных осуществлять подготовку инженеров для этой отрасли.

Сразу после открытия новой специальности начался процесс позиционирования кафедры в отрасли. Ключевую роль в этом процессе сыграл Госпромнадзор МЧС РБ, руководство и специалисты которого рассматривали кафедру как элемент интеллектуальной инфраструктуры отрасли трубопроводного транспорта.

Первым шагом на этом пути было присвоение кафедре статуса головной организации «...в части подготовки и повышения квалификации инженерных кадров для магистрального трубопроводного транспорта, разработки отраслевых нормативных документов и унификации их с нормативно-технической базой сопредельных государств, выполнения функции научно-информационного центра с выпуском отраслевого информационно-технического бюллетеня, проведения и координации НИОКР по проблемам трубопроводного транспорта» [1].

Благодаря помощи родственных кафедр ведущих нефтегазовых вузов СНГ, активной поддержки ее со стороны Госпромнадзора МЧС РБ и трубопроводных предприятий страны кафедра стала успешным учебным и научным подразделением, функционирующим в сфере магистрального трубопроводного транспорта.

За эти годы были решены основные, фундаментальные задачи обеспечивающие результативность деятельности кафедры:

1. Сформировался квалифицированный и работоспособный научно-педагогический коллектив кафедры. Сотрудники кафедры подготовили и защитили по тематике трубопроводного транспорта семь кандидатских и одну докторскую диссертацию. Четыре преподавателя кафедры сейчас

готовят свои диссертации к защите, два преподавателя очно учатся в аспирантуре РГУНГ им. Губкина в Москве.

2. На кафедре создан необходимый комплекс учебно-методического, организационно-методического и материально-технического обеспечения для обучения студентов очного и заочного отделения, магистрантов, аспирантов и слушателей ФПК:

- кафедрой разработаны и на постоянной основе обновляются Государственный образовательный стандарт по специальности и все виды организационно-методических документов;

- по всем специальным и общетехническим дисциплинам кафедры разработаны и изданы учебно-методические комплексы, включающие в себя весь набор учебных материалов по изучаемой дисциплине;

- на кафедре созданы и полномасштабно действуют магистратура, аспирантура, заочное отделение и очень активно работает институт повышения квалификации.

В настоящее время кафедра способна обеспечить подготовку инженерных кадров по специальности «Проектирование, сооружение и эксплуатация нефтегазопроводов и нефтегазохранилищ». Всего за время существования кафедры на дневном отделении подготовлено 306 инженеров, при этом не известны случаи претензий работодателей по качеству подготовленных на кафедре специалистов.

В то же время, несмотря на то, что суммарное число рабочих мест специалистов, которые должны занимать инженеры по трубопроводному транспорту, в четырех трубопроводных организациях составляет несколько тысяч, количество выпускников, ежегодно приглашаемых на работу в трубопроводные организации, мало, и это является основной проблемой во взаимоотношениях кафедры и трубопроводных организаций.

За последние девять лет кафедра выпустила 169 инженеров, из которых только 65 человек были направлены в трубопроводные организации. В различные годы процент выпускников, направленных на работу в трубопроводные предприятия, колебался от 19 до 61% и в среднем за этот период составил всего 38 %. Бывают периоды, когда трубопроводные организации по несколько лет подряд не принимают на работу ни одного молодого специалиста.

Таким образом, значительное число молодых специалистов не имеют возможности начать свою профессиональную деятельность на трубопроводных предприятиях. В перспективе это приведет к снижению кадрового потенциала отрасли транспорта и хранения углеводородного сырья.

В целом результаты большой работы, которая была проделана по организации в нашей стране подготовки инженеров трубопроводного транспорта, и созданные в этой сфере возможности зачастую используются недостаточно. Такое положение не способствует тому, чтобы на предприятиях формировались корпоративные инженерные школы, в которых бы действовали и регулировались перспективы профессионального роста инженерных кадров

Существуют и ряд других проблем в сфере подготовки инженеров трубопроводного транспорта, решение которых во многом зависит от нашего взаимодействия с операторами. Это в первую очередь – содержание и организация производственных практик. Подготовка инженеров должна быть максимально приближена к производству. Это общеизвестно и это много раз подчеркивал Президент страны [2].

В учебном процессе эта задача решается путем проведения производственных практик. К сожалению, на предприятиях нашей отрасли организация и содержание таких практик не всегда являются удовлетворительными.

Другой формой практической подготовки инженеров являются лабораторные практикумы по специальным дисциплинам. На кафедре сформирован учебно-лабораторный комплекс по всем специальным дисциплинам, однако он нуждается в совершенствовании.

Финансовые ресурсы многопрофильного университета не позволяют полномасштабно оснащать современным и дорогостоящим оборудованием учебные лаборатории инженерных специальностей. Трубопроводные организации, реализуя свою заинтересованность в подготовке современных инженеров, могут принимать участие в оснащении учебных лабораторий. К примеру, это сделали «Газпром трансгаз Беларусь» и ЧУП «Запад-Транснефтепродукт». Такая деятельность нуждается в продолжении и координации.

В контексте деятельности кафедры, направленной на поддержку усилий предприятий по их комплектованию высококвалифицированными инженерными кадрами, следует рассматривать и работу кафедр по переподготовке и повышению квалификации инженерных и руководящих кадров.

Это направление деятельности кафедры получило большое развитие и осуществляется по двум направлениям:

1) переподготовка инженеров, при которой работники предприятий, имеющие высшее техническое образование по другим специальностям,

получают квалификацию инженера по одной из по пяти специальностей трубопроводного профиля. За время работы кафедры дипломы о переподготовке получили 409 специалистов;

2) повышение квалификации инженерно-технических работников и руководящих кадров на кратковременных курсах по широкому кругу тем, отражающих все виды деятельности трубопроводных организаций. Всего курсы, в зависимости от потребностей предприятий, проводятся более чем по 40 темам. Всего за 1998 – 2014 гг. повышение квалификации на курсах прошли 3022 специалиста.

Опыт взаимодействия кафедры с предприятиями отрасли в области подготовки кадров позволяет сформулировать определенные рекомендации. Сформировавшийся механизм взаимодействия нуждается в дальнейшем развитии и совершенствовании. Этот механизм должен сделать кафедру активным партнером в деятельности предприятий трубопроводного транспорта по их комплектованию высококвалифицированными инженерными кадрами.

Безусловно, что такое партнерское сотрудничество должно быть одним из элементов, действующих на предприятиях, системы организации и стимулирования профессионального и карьерного роста инженерно-технических кадров.

Эта совместная работа должна носить системный, всеохватывающий характер и состоять из таких элементов, как:

– совместная профориентационная работа в школах своего региона, направленная на целевое формирование контингента абитуриентов для поступления на трубопроводную специальность с перспективой их работы на конкретном предприятии;

– непрерывный мониторинг состава студентов, обучающихся на специальности, с целью их раннего отбора по совокупности признаков и организации их целевой практической подготовки в процессе обучения на кафедре.

ЛИТЕРАТУРА

1. Протокол совещания в МЧС РБ от 23.02.96 г., подписанный министром И.А. Кеником.

2. В Беларуси пора уходить от «вчерашних подходов» в образовании и подготовке кадров // [Электронный ресурс]. – 2014. Режим доступа: <http://www.interfax.by/news/belarus/1169502>.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗОНЫ ВЛИЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА НА РЕКУ

**В. К. Липский, Л. М. Спиридёнок, Д. П. Комаровский,
А. Г. Кульбей, А. И. Бондарчук**

УО «Полоцкий государственный университет», Полоцк, Беларусь

Система магистральных нефтепроводов является важнейшим транзитным коридором для экспорта товарной нефти из России. В частности, трасса участка магистрального нефтепровода (МН) «Мозырь-Брест» проходит через Республику Беларусь по территориям Гомельской и Брестской областей. Территория, по которой проходит трасса МН «Мозырь-Брест», является антропогенным ландшафтом, представляющим собой природно-техническую геосистему, состоящую из нефтепровода, который в аварийном периоде эксплуатации является источником интенсивного техногенного воздействия, и объектов окружающей среды, на которые направлено это воздействие. Фактором техногенного воздействия в данном случае является разлившаяся нефть.

МН «Мозырь-Брест» состоит из трех ниток, которые в связи с непрерывностью технологического процесса перекачки постоянно заполнены нефтью. Параметры, характеризующие аварийный разлив нефти, его экологические последствия и условия, в которых будут проводиться локализация и ликвидация разлившейся нефти, а также необходимые для этого инженерно-технологические ресурсы зависят как от технических характеристик, состояния и условий эксплуатации нефтепровода, так и от характеристик объектов окружающей среды, расположенных на прилегающей к трассе территории.

Таким образом, магистральный нефтепровод «Мозырь-Брест» является основным техногенным элементом природно-технической геосистемы, расположенной на прилегающей к нему территории, создающим высокую экологическую угрозу объектам окружающей среды.

Анализу в данной статье подвергался участок МН «Мозырь-Брест» с 149 по 164 км, который пересекает русло реки Горынь.

На территории, прилегающей к рассматриваемому участку трассы нефтепровода «Мозырь-Брест», р. Горынь является наиболее важным (с точки зрения обеспечения экологической безопасности этого ландшафта)

природным элементом, который находится под потенциальной угрозой загрязнения от аварийного разлива нефти на МН «Мозырь-Брест».

Для организации и обеспечения защиты р. Горынь от загрязнения при возможном аварийном разливе нефти на МН «Мозырь-Брест» необходимо определить зону влияния этого нефтепровода на реку. Зоной влияния будет участок реки от мест поступления нефти в реку до ее устья. Для этого участка реки, находящегося под угрозой загрязнения в случае аварии на МН «Мозырь-Брест», должны быть разработаны мероприятия, направленные на предотвращение загрязнения реки нефтью, локализацию и ликвидацию нефтяного загрязнения реки, что в целом должно минимизировать экологические последствия аварии на нефтепроводе. Одним из основных инженерных средств, необходимых для решения этой задачи, является стационарный рубеж удержания нефти, который необходимо соорудить на этом участке р. Горынь.

Для определения зоны влияния в первую очередь необходимо выявить места возможного поступления нефти в р. Горынь [1]. Наиболее вероятным участком нефтепровода, в результате аварии на котором нефть может попасть в реку Горынь, является участок 152-164 км. Рассмотрим этот участок.

Участок 152-164 км лежит в пойме р. Горынь. При аварии на нефтепроводе нефть в р. Горынь может попасть по различным траекториям:

- на подводном переходе через р. Горынь;
- с места пересечения нефтепровода со староречьем Горынька (161,6 км) нефть будет распространяться по староречью до впадения в реку Горынь;
- с места пересечения нефтепровода со староречьем Рубольская река (159,8 км) нефть будет распространяться по староречью;
- с места пересечения с мелиоративными каналами (157,2 км и 153,1 км) нефть будет распространяться по каналам;
- через понижения рельефа (овраги, суходолы и старицы) в случае аварии нефть может попасть в р. Горынь в следующих точках трассы: 149,3 км, 150,5 км, 151,3 км, 152,4 км, 153,3 км, 155,6 км, 156 км, 157,2 км, 158,2 км, 159,6 км, 160,2 км, 161,6 км МН «Мозырь-Брест». В этом случае распространение нефти происходит как по поверхности земли, так и через ручьи и каналы.

Например, на отрезке трассы (129-148,6 км) МН «Мозырь-Брест», при аварии нефть попадает в систему мелиоративных каналов и далее в р. Припять (рис.). Поэтому данный участок не может быть включен в зону влияния МН «Мозырь-Брест» на р. Горынь.



Рис. Распространение нефти при аварии на участке МН «Мозырь-Брест» 129-148,6 км

Определение всех мест поступления разлившейся нефти в р. Горынь позволяет определить зону влияния на нее аварийного нефтепровода.

Эта зона будет находиться на участке от самой дальней от устья точки попадания нефти в реку (которой является зона подводного перехода) до устья реки.

При выборе местоположения стационарного рубежа, согласно [2], необходимо учитывать зону возможного реагирования аварийно-восстановительные службы (АВС) на подход пятна нефти и гидрологические условия в месте возможного расположения стационарного рубежа.

Для предупреждения и ликвидации аварий и повреждений на МН «Мозырь-Брест» организованы несколько АВС. Ближайшая к подводному переходу через р. Горынь АВС расположена на НПС «Туров». Персонал службы работает по внутреннему распорядку предприятия. При возникновении чрезвычайных ситуаций или аварий личный состав АВС привлекается для их ликвидации в соответствии с оперативными планами, утвержденными руководством предприятия.

Масштабы аварийного разлива нефти зависят от количества разлитой нефти и ландшафтной характеристики местности, на которой произошла разгерметизация нефтепровода.

Проведенный расчет показал, что максимальный объем аварийного разлива нефти при разгерметизации подводного перехода МН «Мозырь-Брест» через р. Горынь наблюдается при аварийном отверстии типа «свищ». Большая часть объема нефти будет поступать в р. Горынь в течение периода времени, связанного с регистрацией утечки нефти из аварийного отверстия типа «свищ» системой обнаружения утечек, который составляет 12 часов.

В результате проведенного анализа определена зона для размещения стационарного рубежа задержания нефти, который необходимо располагать на участке реки от подводного перехода трассы до устья р. Горынь.

ЛИТЕРАТУРА

1. Комаровский, Д.П. Защита водных объектов при аварийных разливах нефти / Д.П. Комаровский [и др.]; под общ. ред. В.К. Липского. – Новополоцк: ПГУ, 2008. – 60 с.
2. РД 13.020.40-КТН-003-10. Правила разработки планов по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти на объектах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2010.
3. Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах. Руководящий документ Минтопэнерго РФ, АК «Транснефть». – М.: Транспресс, 1996. – 67 с.

**ОБЕСЕЧЕНИЕ
НОРМАТИВНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК
РЕЗЕРВУВРНЫХ ПАРКОВ
ГОЛОВНЫХ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЙ
МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ**

В. О. Некрасов, Р. Е. Левитин

*ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет»,
Тюмень, Россия*

Обеспечение надежности нефтеперекачивающих станций (НПС) магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов является очень важной задачей в условиях бесперебойной поставки нефти и нефтепродуктов на конечные пункты МН. Для нормального функционирования НПС необходим постоянный мониторинг всего комплекса технологических процессов, которые выполняются непосредственно на станции, а также регулярное диагностирование и техническое обслуживание режимных объектов насосных станций. Важнейшее значение в области надежности работы НПС имеет техническое состояние резервуаров, входящих в состав резервуарных парков головных нефтеперекачивающих станций. Техническое обслуживание резервуаров включает в себя совокупный ряд мероприятий, таких как определение вместимости и базовой высоты резервуаров, обслуживание средств измерения уровня отбора проб нефти, контроль за осадкой основания резервуаров, обслуживание производственной канализации, содержание территории и т.д. Но одной из важнейших операций, непосредственно влияющих на эксплуатационные свойства резервуаров и, как следствие, надежность всей системы «МН + НПС», является сохранение полезного рабочего объема резервуара. Сохранение рабочего объема достигается путем предотвращения накоплений и размывом донных отложений в вертикальных стальных резервуарах (РВС) ГНПС [1].

С целью повышения эффективности, надежности и снижения энергоемкости размыва нефтяных донных отложений в резервуарах РВС авторами было разработано устройство воронкообразного размыва и предотвращения образования отложений в резервуарах с нефтью и нефтепродуктами (рис. 1).

Конструкция системы состоит из общего незамкнутого криволинейного коллектора (5), расположенного на дне (7) и проложенного вдоль стенки резервуара (8), снабженного восьмью напорными патрубками (6) меньшего диаметра, имеющими между собой угол 45° и наклоненными под углом $22^\circ 30'$ к касательной окружности в горизонтальной плоскости и под углами 45° , 40° , 35° , 30° , 25° , 20° , 15° и 10° по ходу движения нефтепродукта по общему коллектору в вертикальной плоскости соответственно. Также имеются запорная арматура (3), Г-образный отвод (2) и S-образный пространственный отвод (4), которые соединяют общий коллектор с основным сливо-наливным трубопроводом резервуара (1) [2].

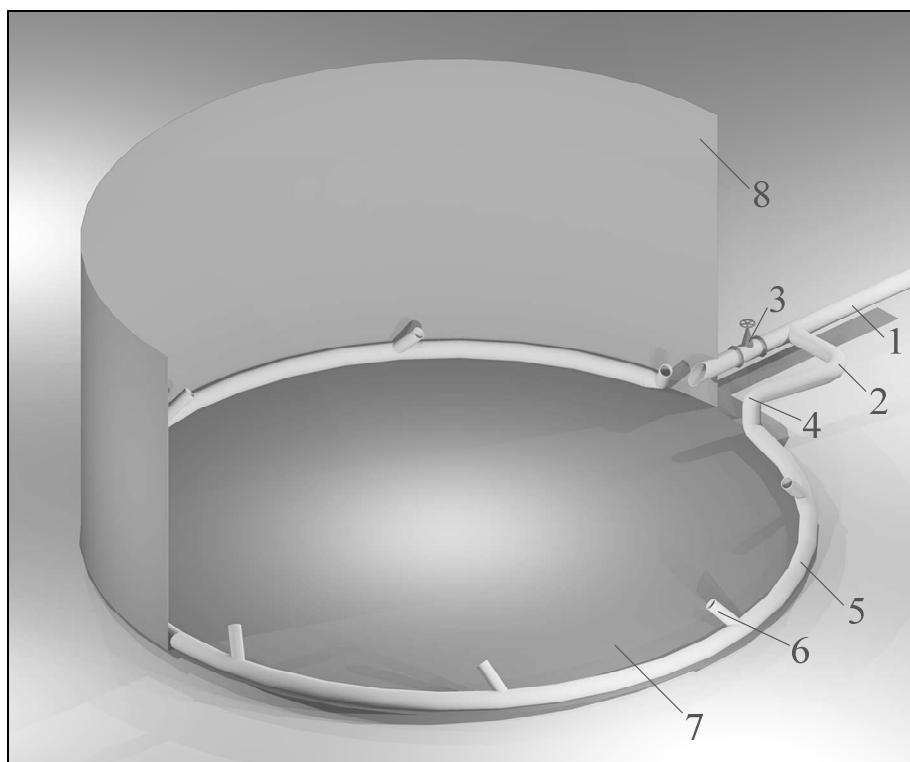


Рис. 1. Общий вид системы воронкообразного размыва и предотвращения образования донных отложений

Предотвращение образования донных отложений производится путем воронкообразного перемешивания многофазной среды в резервуаре РВС. Создание воронкообразного перемешивания происходит на стадии заполнения (или долива) резервуара за счет кинетической энергии движущегося потока и воздействия друг на друга гидравлических затопленных струй нефти или нефтепродукта.

Расположение общего коллектора непосредственно на дне позволяет размывать донные отложения при минимальном уровне нефти или нефтепродуктов в резервуаре. Количество напорных патрубков выбрано исходя из критериев оптимальности для создания воронкообразного перемешивания и металлозатрат. Поскольку гидравлический напор в системе размыва донных отложений теряется на местные сопротивления напорных патрубков и по длине криволинейного коллектора, следовательно, угол наклона напорных патрубков в вертикальной плоскости уменьшается по ходу движения нефти или нефтепродуктов с 45° до 10° соответственно. Тем самым уменьшаются гидравлические потери напора в системе и увеличивается динамическая остаточная энергия создания воронкообразного перемешивания, повышая эффективность размыва донных отложений.

За счет того, что размыв и предотвращение донных отложений производится самим закачиваемым продуктом без привлечения дополнительных технических устройств, потребляющих электроэнергию, снижается общая энергоемкость размыва и предотвращения образования донных отложений.

Для математического описания движения нефти в резервуаре воспользуемся теорией двухпараметрического вихревого потока жидкости и введем специальную систему ортогональных криволинейных координат (рис. 2) [3].

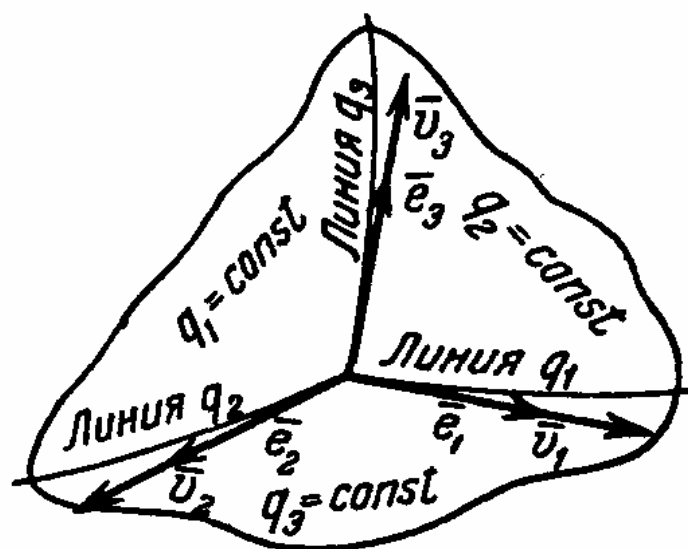


Рис. 2. Криволинейная система координат q_1, q_2, q_3

В выбранной системе координат все три компоненты скорости (v_1, v_2, v_3) являются функциями двух координат (q_1 и q_2) и не зависят от третьей (q_3):

$$\begin{cases} v_1 = f_1(q_1, q_2); \\ v_2 = f_2(q_1, q_2); \\ v_3 = f_3(q_1, q_2). \end{cases} \quad (1)$$

Геометрически это означает, что на всех координатных поверхностях $q_3 = \text{const}$ поле скоростей строится одинаковым образом по отношению к триэдру единичных векторов (реперу) координатной системы.

Для математического описания движения многокомпонентной среды в резервуаре РВС при работе устройства воронкообразного размыва в результате преобразований и некоторых упрощений была получена следующая система уравнений:

$$\begin{cases} H_2 H_3 v_1 = \frac{\partial \Phi}{\partial q_2}, H_3 H_1 v_2 = -\frac{\partial \Phi}{\partial q_1}; \\ H_3 v_3 = \Phi(\phi); \\ E = -F(\phi); \\ \frac{\partial}{\partial q_1} \left(\frac{H_2}{H_3 H_1} \frac{\partial \Phi}{\partial q_1} \right) + \frac{\partial}{\partial q_2} \left(\frac{H_1}{H_2 H_3} \frac{\partial \Phi}{\partial q_2} \right) + \\ + \frac{H_1 H_2}{H_3} \Phi(\phi) \Phi'(\phi) + H_1 H_2 H_3 F'(\phi) = 0. \end{cases} \quad (2)$$

где H_1, H_2, H_3 – коэффициенты (параметры) Ламэ;

Φ – введенная функция тока;

E – механическая энергия единицы массы жидкости.

ЛИТЕРАТУРА

1. Некрасов, В.О. Перспективные методы повышения эксплуатационных свойств нефтяных резервуаров. / В.О. Некрасов, Ю.Д. Земенков // Трубопроводный транспорт [теория и практика]. – 2012. – № 6. – С. 24 – 26.

2. Левитин, Р.Е. Способ поддержания рабочего объема вертикальных стальных резервуаров. / Р.Е. Левитин, В.О. Некрасов, Ю.Д. Земенков // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2014. – № 3. – С. 43 – 46.

3. Некрасов, В.О. Повышение энергоэффективности трубопроводного транспорта углеводородного сырья / В.О. Некрасов, И.В. Тырылгин // Нефть и газ Западной Сибири: материалы Междунар. науч.-техн. конф., посвящ. 55-летию Тюменского гос. нефтегаз. ун-та. Т. 2 / отв. ред. О.Ф. Данилов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. – 244 с.

**ПРИМЕНЕНИЕ ПОДСИСТЕМ
ДИСТАНЦИОННОГО КОРРОЗИОННОГО МОНИТОРИНГА
С РАСЧЕТНО-АНАЛИТИЧЕСКИМ БЛОКОМ
ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ И ПОВЫШЕНИЯ
ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ СИСТЕМЫ
ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ**

С. А. Никулин, Е. Л. Карнавский
ОАО «Гипрогазцентр», Нижний Новгород, Россия

Основная задача эксплуатирующих организаций заключается в обеспечении безаварийной работы магистрального трубопровода в течение заявленного срока службы. Для решения данной задачи необходим постоянный сбор информации о состоянии трубопровода и скорости коррозионных процессов. К методам сбора информации о показателях коррозии и параметрах эффективности противокоррозионной защиты относятся:

- текущий эксплуатационный контроль;
- диагностические коррозионные обследования объектов и оборудования, в т.ч. обследование коррозионного состояния трубопровода в шурфе;
- обследование защитных покрытий и коррозионного состояния элементов надземных трубопроводов;
- внутритрубная дефектоскопия;
- дистанционный коррозионный мониторинг;
- другие методы обследований, разрешенные к применению на объектах ОАО «Газпром».

Одной из задач эксплуатирующих организаций является мониторинг коррозионного состояния. Требования к нему изложены в СТО Газпром 9.4-023-2013 «Мониторинг и прогноз коррозионного состояния объектов и оборудования. Система сбора, обработки и анализа данных. Основные требования».

С внедрением подсистем дистанционного коррозионного мониторинга существует возможность контролировать большой объем параметров, влияющих на коррозионное состояние, в точках, расположенных по трассе магистральных трубопроводов. В ОАО «Гипрогазцентр» ведется работа над созданием продукта, позволяющего анализировать данные, по-

ступающие с подсистем дистанционного коррозионного мониторинга, и решать ряд практических задач, предъявляемых к эксплуатирующим организациям в рамках СТО Газпром 9.4-023-2013. На данном этапе для решения были выбраны задачи:

- непрерывного контроля коррозионных процессов в коррозионно-опасных зонах;
- контроля параметров ПКЗ и оперативной их корректировки в соответствии с нормативной документацией;
- повышения эффективности противокоррозионной защиты объектов и оборудования ОАО «Газпром».

Для решения задачи оптимизации режимов работы средств электрохимической защиты (ЭХЗ) и нахождения изменения основных электрических характеристик трубопровода во времени был разработан ряд алгоритмов. Определен ряд необходимых процедур по получению данных от подсистем дистанционного коррозионного мониторинга, их идентификации, разработке моделей распределения защитных потенциалов по трассе трубопровода, разработке процедур взаимовлияния различных коррозионных факторов на состояние трубопровода и расчету изменения характеристик трубопровода и оборудования защиты от коррозии во времени.

На протяженных объектах достаточно сложно определить и выставить оптимизированные значения режимов работы станций катодной защиты (СКЗ), позволяющих поддерживать требуемые оптимальные значения защитных и поляризационных потенциалов на всем протяжении объекта с учетом разных требований к минимальным и максимальным значениям потенциалов в зависимости от условий эксплуатации и опасных факторов, влияющих на коррозию [1].

Определив совокупное влияние коррозионных факторов на определенном участке необходимо скорректировать выходные режимы работы СКЗ. Кроме того, по мере накопления статистики по влиянию факторов и их совокупностей на скорость коррозии и состояние трубопровода в зависимости от выходных режимов СКЗ будет решаться задача выбора оптимального варианта выходных параметров СКЗ, обеспечивающих допустимую скорость коррозии и применения дополнительных средств защиты на данном участке.

Специалистами ОАО «Гипрогазцентр» была проведена проверка оборудования подсистем дистанционного коррозионного мониторинга и разрабатываемых процедур на действующем объекте магистрального газо-

провода (МГ) «Саратов-Горький». Был выбран участок магистрального газопровода, на котором присутствует несколько опасных факторов, влияющих на коррозию, имеются участки с минимальными защитными потенциалами при общем фоне максимально допустимой защищенности. На данном участке МГ установили средства коррозионного мониторинга и дистанционного контроля режимов работы СКЗ, а также маломощную автономную СКЗ производства ОАО «Трубопроводные системы и технологии» на участке с минимальными значениями защитных потенциалов.

Установка подсистем дистанционного коррозионного мониторинга дала возможность получения массива информации, идентификации модели «труба-земля».

Данные, периодически поступающие на автоматизированное рабочее место (АРМ), обрабатываются, и специалист службы защиты от коррозии получает возможность мониторинга состояния защищенности участка магистрального трубопровода. Кроме того, накапливая и обрабатывая данные, разрабатываемая система позволит с достаточной степенью точности определять изменение основных электрических характеристик трубопровода, главными из которых являются изменение сопротивления изоляции трубопровода и изменение сопротивления анодных заземлений. Примером может служить определение текущего состояния изоляционного покрытия, формулы для нахождения которого выведены из существующих и используемых при расчете основных электрических характеристик трубопровода [2].

Прогноз состояния является необходимой функцией для специалиста службы защиты от коррозии. Расчет изменения электрических характеристик поможет в принятии решений по планированию ремонтных работ на магистральных газопроводах и увеличит надежность работы системы.

Задача оптимизации работы средств ЭХЗ актуальна как для новых трубопроводов, так и для эксплуатируемых трубопроводов [3]. Для решения задачи оптимизации необходимо произвести идентификацию системы «труба-земля», которая заключается в нахождении коэффициентов влияния выходных параметров СКЗ на потенциалы в точке и применения принципов структурной оптимизации [2]. Расчет оптимальных параметров СКЗ показал, что после проведения процедур оптимизации суммарная выходная мощность уменьшилась в 5 раз.

В результате проведенных работ и исследований на данном участке был решен ряд задач. Было проведено обследование состояния противокоррозионной защиты МГ с выявлением причин «провала» потенциала на переходах через автомобильную и железные дороги. Были выданы

предложения по устранению провала потенциала, заключающиеся в установке маломощного источника тока и изменении схемных решений по защите трубы и защитного кожуха на данных переходах. В Арзамасском ЛПУ МГ, в зоне ответственности которого находится исследуемый участок трубопровода, был организован АРМ с возможностью дистанционного контроля за коррозионным состоянием и защищенностью на участке МГ, а также с возможностью дистанционного управления режимами работы СКЗ. Таким образом, на данном участке МГ отработан алгоритм автоматизированного решения задач оптимизации системы ЭХЗ для одиночного трубопровода.

По результатам анализа проведенных работ был выделен ряд перспективных задач:

- прогноз изменения режимов работы СКЗ;
- определение остаточного ресурса (СКЗ, АЗ, изоляции и др.);
- мониторинг коррозионного состояния;
- отработка методологии по определению степени защищенности объекта в условиях влияния блуждающих токов переменной частоты и индуцированных от высоковольтных ВЛ.

Таким образом, применение процедур оптимизации ведет к минимизации рисков и повышению надежности объектов магистральных трубопроводов, поскольку:

- объекты по всей протяженности гарантированно находятся в границах необходимого защитного потенциала;
- оптимизируется значение плотности натекающего на трубопровод тока, большие значения которого приводят к наводораживанию металла и ухудшению свойств изоляционных покрытий [4].

ЛИТЕРАТУРА

1. Александров, Ю.В. Актуальные вопросы защиты от коррозии длительно эксплуатируемых магистральных газопроводов / Ю.В. Александров, Р.В. Агиней. – СПб.: Недра, 2012. – 394, с.
2. Никулин, С.А. Оптимизация режимов установок электрохимической защиты / С.А. Никулин, Е.Л. Карнавский // Системы управления и информационные технологии. – 2014. – № 3 (57). – С. 64 – 68.
3. Карнавский, Е.Л. Автоматизация процессов управления средствами ЭХЗ / Е.Л. Карнавский, С.А. Никулин // Коррозия «Территория НЕФТЕГАЗ». – 2013. – № 3 (26). – С. 60 – 62.
4. Коррозионное растрескивание напряженно-деформированных трубопроводов при транспорте нефти и газа / В.И. Хижняков [и др.] // Известия Томск. политех. ун-та. – 2011. – № 3. – С. 84 – 89.

ПРИМЕНЕНИЕ ДИНАМИЧЕСКОЙ БАЛАНСИРОВКИ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ПУЛЬСАЦИЙ ДАВЛЕНИЯ В НАПОРНОЙ МАГИСТРАЛИ

В. Е. Питолин

УО «Полоцкий государственный университет», Новополоцк, Беларусь

Предлагаемый способ разработан автором совместно с ОАО «ЛГМ» для снижения уровня пульсаций давления в напорной магистрали ЦН [1].

Статическая и динамическая балансировки рабочего колеса (РК) центробежного насоса (ЦН), обеспечивающие совпадение оси инерции масс ротора и оси вращения РК, являются обязательными технологическими операциями при его изготовлении.

Однако ЦН характеризуется еще одним источником акустической энергии, который проявляется на оборотной частоте 25 Гц в виде пульсаций давления (рис. 1).

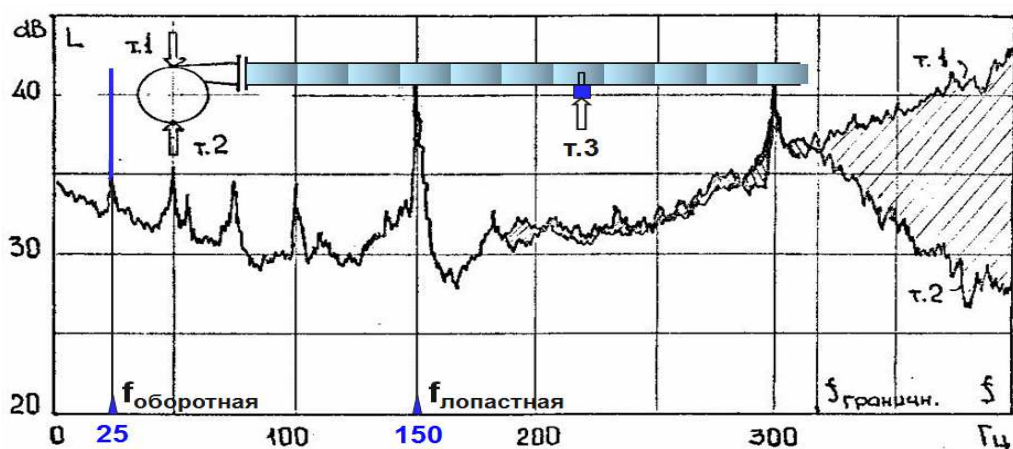


Рис. 1. Спектрограмма вибрации и шума ЦН

Причина появления пульсаций давления на оборотной частоте – смещение геометрического центра отбалансированного РК O' относительно оси его вращения O (рис. 2), произошедшего по различным технологическим причинам в процессе его изготовления.

Взаимодействие неравномерного по сечению межлопастного канала РК потока жидкости с неравномерным по периметру РК полем статических давлений в спиральном отводе ЦН вызывает вибрацию и звук на ло-

пастной частоте, но при смещении геометрического центра РК относительно оси его вращения может стать источником пульсаций давления и на оборотной частоте.

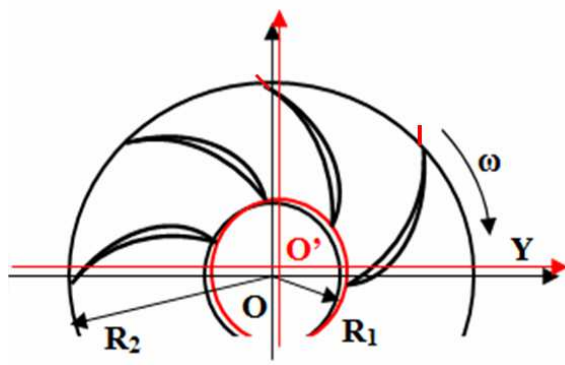


Рис. 2. Схема смещения геометрического центра РК

Спиральный сборник ЦН для обеспечения осесимметричного потока рассчитан на одну подачу, на других он работает как конфузор (при малых подачах) или диффузор (при больших), а в районе «языка» отвода возникает резкий перепад давлений, приводящий к изменению количества движения массы жидкости в канале. Это является основной причиной вибрации и звука ЦН на лопастной частоте.

В работах [2 и 3] приведены кинематическая схема и методика расчета ожидаемых амплитуд и фаз вибрации корпуса ЦН и звука на лопастной частоте по его геометрическим характеристикам и параметрам жесткости амортизирующего крепления.

Но при существенном смещении геометрического центра РК в гидравлическом тракте ЦН могут возникать пульсации давления и на оборотной частоте, являющиеся производной (огибающей) основного процесса на лопастной частоте. Особенность процесса – зависимость амплитуды пульсаций от подачи ЦН (как известно величина дисбаланса к изменению подачи ЦН не чувствительна).

Для устранения этих пульсаций давления на корпус ЦН необходимо установить пульсатор – источник контри излу чения (привод поршня пульсатора необходимо присоединить к фундаментным конструкциям), а на вал ЦН установить съемное балансирующее устройство (рис. 3).

Настройка излучателя звука по амплитуде когерентного сигнала в противофазе к собственному звуку ЦН выполняется одним из известных методов динамической балансировки, но вместо сигнала с датчика виброскорости в балансируочный комплект приборов (например, «VibroPort») вводится сигнал с гидрофона (рис. 4).

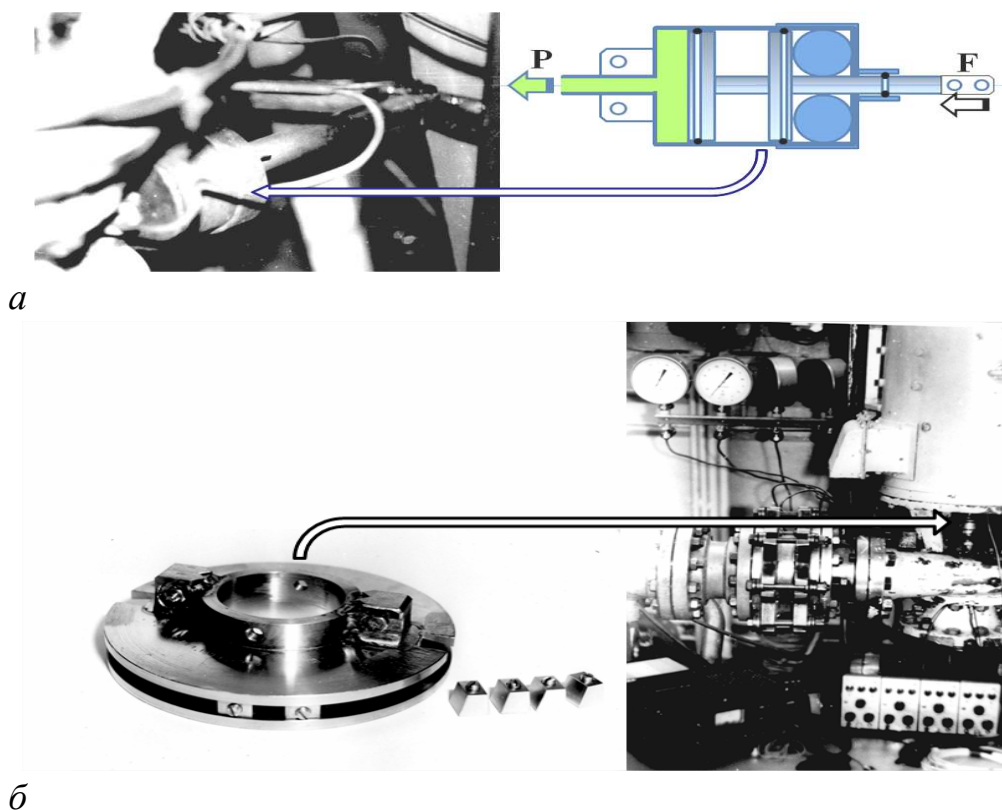


Рис. 3. Установка пульсатора (а) и накладного балансировочного устройства (б) для снижения пульсаций давления ЦН на оборотной частоте

Эксперимент выполнялся на ЦН 10ВФ-18 ОАО «ЛГМ» (рис. 4).

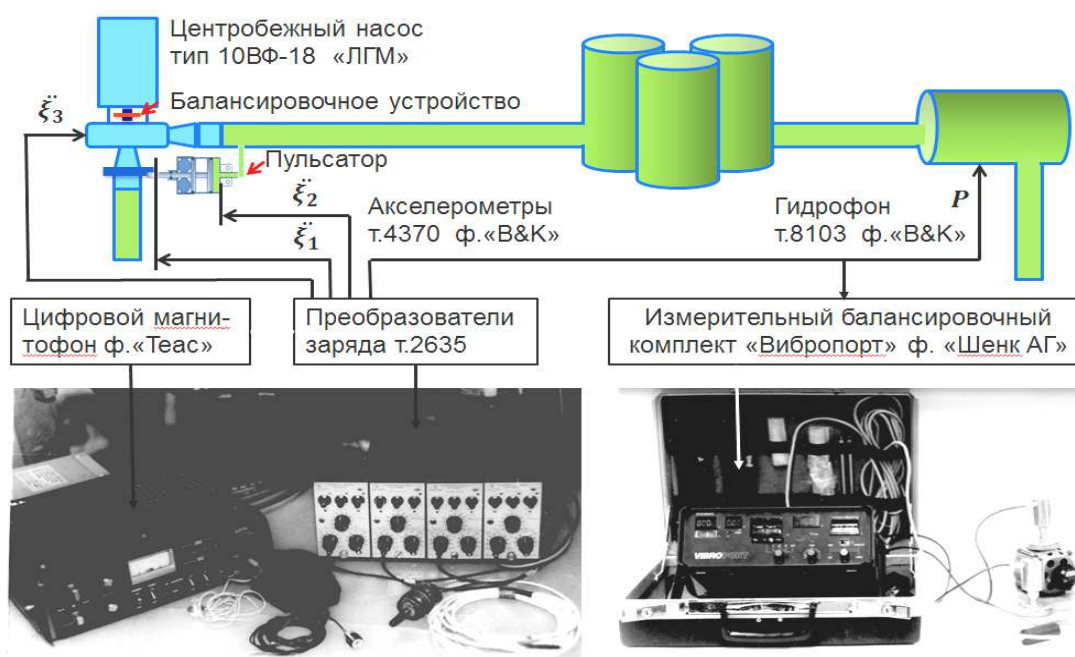


Рис. 4. Схема проведения эксперимента в натуральных условиях

Результаты экспериментов в относительных единицах – децибелах, $P = 20 \cdot \log(P_{изм}/P_0)$ [дБ], где $P_0 = 2 \cdot 10^{-5}$ Па, представлены в табл.

Таблица

Результаты измерений

Положение грузов	P_z [дБ]	φ_z [град]	P_n [дБ]	φ_n [град]	P_n [дБ]	φ_n [град]
Без грузов	39	-78°	36	+145°	43	-61°
2 x 90°	33	+17°	43	+101°	43	-61°
2 x 170°	29	-170°	41	+160°	39	-30°
0,5 x 0°	38	-62°	32	+171°	40	-43°
4 x 0°	42	+30°	40	+38°	42	-70°
4 x 170°	27	-10°	41	+90°	41	-65°
4 x 200°	24	-33°	42	+140°	41	-38°

Согласно результатам измерений можно сделать следующие заключения:

1. Балансировка по корпусу ЦН (классическая) не снижает уровня пульсаций давления в напорном трубопроводе (поз. 4, табл.).

2. Установка 4-х грузов на балансировочном устройстве безусловно ведет к увеличению вибрации корпуса ЦН (поз. 5 – 7, табл.), но обеспечивает возбуждение пульсатора в противофазе к основному сигналу ЦН, что снижает абсолютный уровень пульсаций давления ЦН на оборотной частоте практически в 7 – 8 раз (поз. 7, табл.).

ЛИТЕРАТУРА

1. Питолин, В.Е. Описание изобретения «Устройство для снижения пульсаций давления в нагнетательном трубопроводе насоса» / В.Е. Питолин, В.С. Пашин, М.В. Чернов. – № 1370322 // Открытия. Изобрет. – 1988. – № 4. – С. 137.

2. Питолин, В.Е. Построение математической модели процесса возбуждения динамических составляющих поперечных сил в рабочем колесе центробежного насоса / В.Е. Питолин // Вест. ПГУ. Сер. С, Фундамент. науки. – 2011. – № 4. – С. 52 – 58.

3. Питолин, В.Е. Теоретическое исследование сил гидродинамического происхождения, вызывающих вибрацию центробежных насосов / В.Е. Питолин // Вест. ПГУ. Сер. Ф, Стр-во. Приклад. науки. – 2012. – № 16. – С. 85 – 92.

ОЦЕНКА РИСКА АВАРИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДНЫХ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ

В. И. Поляков¹, С. А. Захаревич², В. М. Русь³

¹ГИПК «ГАЗ-ИНСТИТУТ»; ²Госпромнадзор; ³ГПО «Белтопгаз»,
Минск, Беларусь

В процессе работы осуществлены анализ опыта управления риском при эксплуатации газораспределительных систем и оценка критериев риска при эксплуатации объектов газораспределительных систем Республики Беларусь [1].

Такая направленность работы объясняется тем, что, во-первых, технические регламенты, основа государственного технического регулирования, содержат требования безопасности, которые должны формироваться исходя из научно обоснованных критериев безопасности продукции и услуг и возможного нанесения ущерба окружающей среде именно на основе методологии оценки рисков.

Во-вторых, риск-ориентированный подход в промышленной безопасности бурно развивается, например, в современной России, получив закрепление на законодательном уровне не только в техническом регулировании, но в регулировании промышленной, пожарной и других видов безопасности.

Однако методы анализа опасностей и оценки риска аварий не могут подменить исполнение требований промышленной безопасности. С помощью анализа риска нащупывают возможные новые опасности, а требования безопасности оберегают от уже известных угроз.

Масса здорового консерватизма белорусской системы промышленной безопасности никак не отреагировала на новаторские предложения заменить правила безопасности оценкой соответствия «индивидуального риска допустимым значениям».

Все же данная работа указывает на зарождение риск-ориентированного подхода и в национальной системе промышленной безопасности.

В результате исследования установлена методологическая основа для количественной оценки риска эксплуатации газораспределительных систем, нормативно закреплённая в стандарте объединения ГПО «Белтоп-

газ» СТП 03.32-2012 «Критерии оценки риска при эксплуатации газораспределительных систем». Были собраны и проанализированы данные по аварийности распределительных газопроводов ГПО «Белтопгаз» за период времени с 2005 по 2011 гг., определены основные показатели риска для распределительных газопроводов.

Потенциальный риск R_{pot} рассчитывают как произведение статистической вероятности аварийного выброса:

$$R_{pot} = \sum_{i=1}^n Q_{ав} Q(A_i) Q_n^i,$$

где $Q_{ав}$ – частота возникновения инициирующих событий (интенсивность отказов);

$Q(A_i)$ – условная вероятность наступления наиболее опасных по своим последствиям событий;

Q_n^i – условная вероятность поражения человека;

n – число сценариев развития аварийной ситуации (ветвей логического дерева событий).

Для оценки индивидуального риска выражение R_{pot} умножают на вероятность присутствия человека $P_{пр}$.

Интенсивность отказов $Q_{ав}$ рассчитывают как число аварий (инцидентов), приходящихся в год на 1 км наружных газопроводов. Данные по аварийности на наружных газопроводах приводятся в табл. 1.

Таблица 1

Причины инцидентов на наружных газопроводах по данным ГПО «Белтопгаз»

Причина инцидента	%	Всего, по годам						
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Механическое повреждение при производстве земляных работ	87,1	3	4	5	6	2	4	3
Наезд автотранспорта	6,5	–	–	–	1	1	–	–
Повреждения упавшими деревьями и др.	3,2	–	–	–	–	–	–	1
Выход газа по стыку газопровода	3,2	1	–	–	–	–	–	–
Итого	100	4	4	5	7	3	4	4

За период наблюдений с 2005 г. аварий на распределительных газопроводах не выявлено. Интенсивность отказов приводится в табл. 2.

Таблица 2

Сравнение аварийности на наружных газопроводах по данным ГПО «Белтопгаз»

Год	Количество инцидентов	Протяженность наружных газопроводов, км	Удельная частота инцидентов $Q_{ав}$, 1/(км*год)
2005	4	30322	$1,31 \cdot 10^{-4}$
2006	4	32813	$1,21 \cdot 10^{-4}$
2007	5	35221	$1,41 \cdot 10^{-4}$
2008	7	37664	$1,85 \cdot 10^{-4}$
2009	3	40133	$0,74 \cdot 10^{-4}$
2010	4	42808	$0,93 \cdot 10^{-4}$
2011	4	45510	$0,87 \cdot 10^{-4}$
Среднее	4,4	37781	$1,16 \cdot 10^{-4}$

При аварийных повреждениях подземных газопроводов среднего и высокого давления образуется, как правило, локальная зона загазованности непосредственно в месте разгерметизации.

При разгерметизации распределительных газопроводов не создаются условия для samozажигания газовой струи. Возгорание возможно лишь в случае попадания в зону утечки источника инициирования зажигания. Источником зажигания могут быть как фрикционные искры или искры от работающей строительной техники, так и источники зажигания, внесенные человеком.

Воспламенение на открытом воздухе приводит к возникновению факельного горения выходящей под давлением струи газа и возможному термическому поражению находящихся рядом людей (как персонала, так и случайных людей). Вероятность $Q(A_i)$ реализации такого сценария аварии оценивается не более 4 – 5%, как видно, например, из дерева событий на рис. С учетом как мгновенного воспламенения, так и воспламенения с задержкой $Q(A_i) = 0,02 + 0,02 = 0,04$.

Условная вероятность смертельного поражения человека, находящегося на расстоянии 3 м (радиус действия ковша экскаватора, размеры ограждения котлована) от точки выброса газа через отверстие с размером 60 мм, образовавшееся при механическом повреждении газопровода, при плотности теплового излучения 200 кВт/м^2 и давлении P составляет: $Q_n^\phi = 0,24$, $P = 1,2 \text{ МПа}$; $Q_n^\phi = 0,015$, $P = 0,6 \text{ МПа}$ и $Q_n^\phi \approx 0$ при низком и среднем давлении.

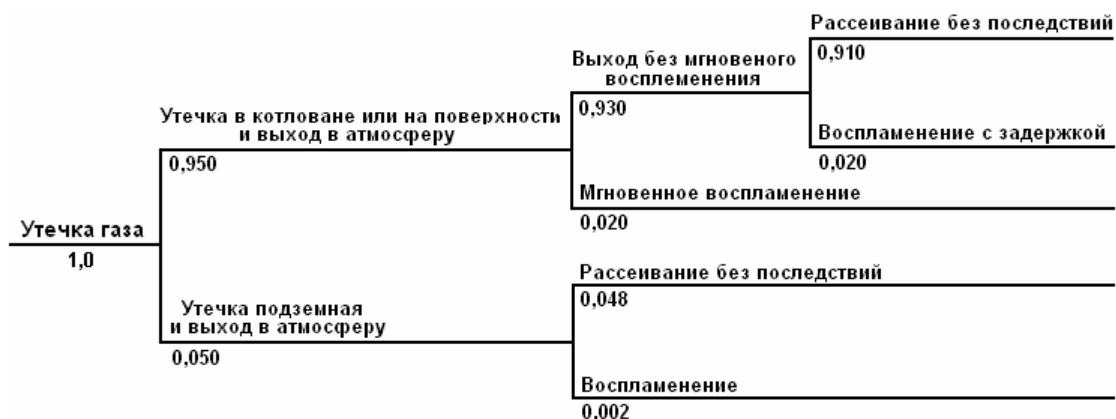


Рис. Дерево событий при аварии
на межпоселковом полиэтиленовом газопроводе

Для примера расчета показателей риска для наружных газопроводов ГПО «Белтопгаз» приняты следующие данные:

среднестатистическая частота аварий $Q_{ав}$, 1/(км год), $1,16 \cdot 10^{-4}$;
 условная вероятность воспламенения газа при утечке $Q(A_i)$ 0,04;
 условная вероятность смертельного поражения людей Q_n^ϕ 0,24;
 вероятность присутствия человека $P_{пр}$ 1,0.

Тогда, согласно формуле, потенциальный территориальный $R_{пот}$ и индивидуальный риски $R_{инд}$ составят $R_{пот} = R_{инд} = Q_{ав} Q(A_i) Q_n^\phi = 1,16 \cdot 10^{-4} \cdot 0,04 \cdot 0,24 = 1,1 \cdot 10^{-6}$.

Рассчитанный уровень риска дан с «запасом», т.е. фактический уровень ниже, по ряду причин.

Во-первых, как видно из табл. 2, наблюдается устойчивая тенденция к снижению интенсивности отказов $Q_{ав}$.

Во-вторых, условная вероятность воспламенения газа при утечке $Q(A_i)$ взята в соответствии с деревом событий на рис., а воспламенений при утечках газа из-за повреждений наружных газопроводов в Беларуси не наблюдалось.

В-третьих, условная вероятность смертельного поражения людей Q_n^ϕ взята максимальной, как при высоком давлении I категории.

Оценка риска аварий газораспределительных систем Республики Беларусь за 2012 г. в соответствии с табл. 3 показывает, что механические повреждения II степени для газоснабжающих организаций – редкое событие, а на полиэтиленовых газопроводах – практически невероятное событие. Риск возникновения аварий и случаев травматизма при эксплуатации газораспределительных систем минимален. Эксплуатируемые в Республике Беларусь распределительные газопроводы по своему техническому со-

стоянию отвечают требованиям безопасности, присущим современному этапу развития государства и общества.

Несмотря на некоторое увеличение уровня риска для УП «Мингаз» до 1×10^{-5} управление риском не требует каких-либо дополнительных затратных мероприятий по его снижению для стальных газопроводов по сравнению с теми мероприятиями, которые установлены в соответствии с требованиями технических нормативных актов системы промышленной безопасности. Однако в ходе проверок Госпромнадзором отмечена недостаточность принимаемых мер в части обеспечения ряда требований Постановления Совета Министров Республики Беларусь от 06.11.2007 № 1474 «Об утверждении Положения о порядке установления охранных зон объектов газораспределительной системы, размерах и режиме их пользования» для снижения количества чрезвычайных ситуаций (инцидентов).

В целом по ГПО «Белтопгаз» уровень риска аварий остается низким со значением $1,6 \times 10^{-6}$.

В целях обеспечения безаварийной и безопасной эксплуатации опасных производственных объектов ГПО «Белтопгаз» Госпромнадзором предложено принять действенные меры по организации пропаганды безопасных методов работы перед началом строительного сезона с разъяснением установленного порядка получения разрешений на виды работ, а также к применению более эффективных методов работы по выявлению несанкционированных работ в охранных зонах объектов газораспределительной системы.

Таблица 3

Риск аварий при эксплуатации стальных и полиэтиленовых (ПЭ) газопроводов за 2012 г.

Газопроводы	Наименование						
	УП «Брестоблгаз»	УП «Витебскоблгаз»	УП «Гомельоблгаз»	УП «Гроднооблгаз»	УП «Минскоблгаз»	УП «Мингаз»	УП «Могилевоблгаз»
стальные	2×10^{-6}	0	0	0	0	10^{-5}	0
ПЭ	0	0	0	0	0	5×10^{-7}	5×10^{-7}
Всего	2×10^{-6}	0	0	0	0	10^{-5}	5×10^{-7}

ЛИТЕРАТУРА

1. Отчет о НИР (промежуточный) «Анализ опыта управления риском, идентификация опасностей и оценка критериев риска, управление риском при эксплуатации газораспределительных систем Республики Беларусь». – ГАЗ-ИНСТИТУТ, 2012

УДК 621.644.029

МЕТОД ПРОГНОЗИРОВАНИЯ РОСТА ПРОТЯЖЕННОСТИ КОРРОЗИОННО-ОПАСНЫХ УЧАСТКОВ ГАЗОПРОВОДОВ, ТРЕБУЮЩИХ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ЛИБО СНИЖЕНИЯ РАБОЧЕГО ДАВЛЕНИЯ

А. Ю. Прокопенко, С. В. Нефёдов

ООО «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий «Газпром ВНИИГАЗ», Московская область, Россия

На основе данных внутритрубной дефектоскопии (ВТД), накапливаемых в информационной системе оценки технического состояния технологических объектов ОАО «Газпром» (ИСТС «Инфотех») [1], проведен анализ распределения дефектов и оценка технического состояния участков линейной части магистральных газопроводов (ЛЧ МГ) нескольких газотранспортных предприятий. Оценка опасности дефектов проводилась в соответствии с документами [2, 3]. Для оценки технического состояния были выбраны следующие показатели: относительная глубина дефекта, допускаемое давление трубы с дефектом, расчетная календарная продолжительность работы труб с развивающимися дефектами, в течение которой расчетное разрушающее давление снизится до проектного (в дальнейшем – наработка до ремонта). Скорость коррозии принималась как отношение максимальной глубины коррозионного дефекта, обнаруженного на участке к времени эксплуатации за вычетом срока службы защитного покрытия (принятого равным 6 или 10 годам для пленочной или битумной изоляции).

В дальнейшем в целях сокращения объема данной статьи будем представлять на рисунках и в таблицах исходные данные и разработанный метод на примере одного из участков ЛЧМГ протяженностью 205 км, т.к. между частотами распределений показателей опасности дефектов на всех анализируемых участках наблюдается достаточно высокий показатель

корреляции ($K_{корр} > 0,96$). На рис. 1 и в табл. 1 представлено распределение дефектных зон труб по относительной глубине, наработке до ремонта и допуссаемому рабочему давлению на выбранном участке ЛЧ МГ, а также распределение протяженности участков со сниженным допуссаемым рабочим давлением.

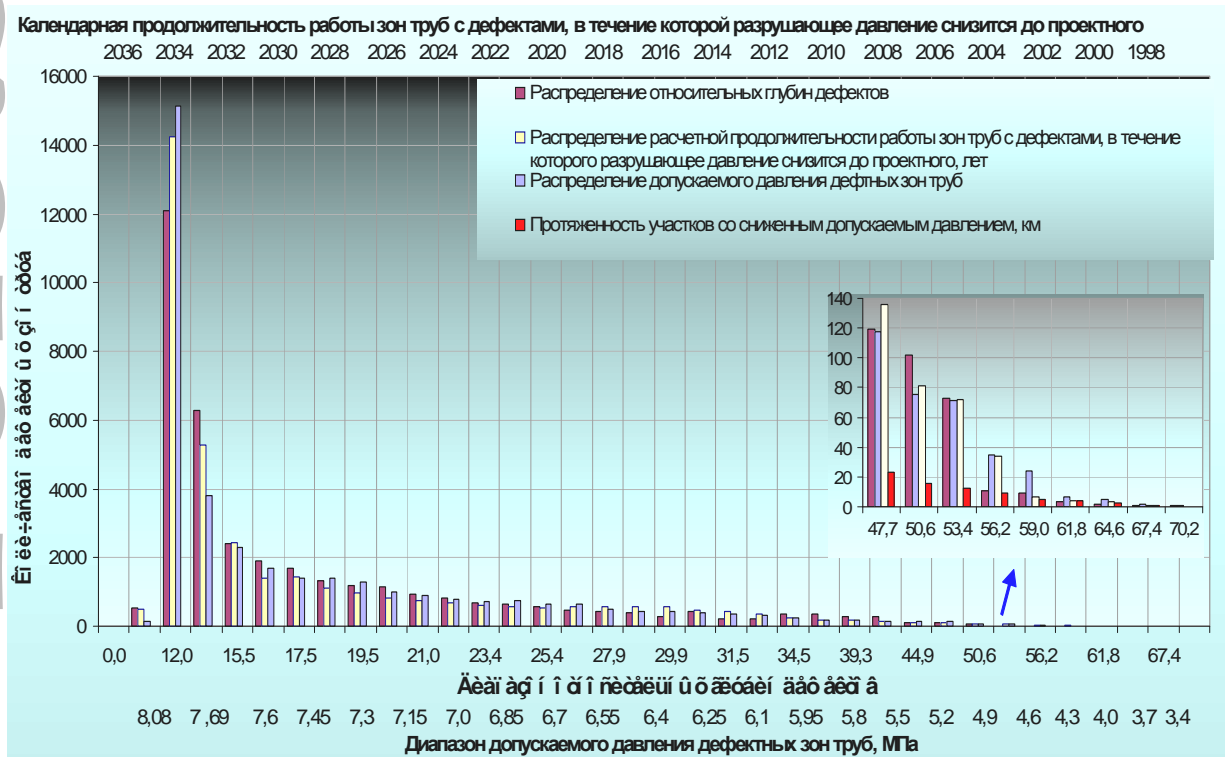


Рис. 1. Распределение дефектов по глубине, наработке до ремонта и допуссаемому давлению зон труб

С увеличением глубины дефекта снижаются наработка до ремонта и допуссаемое давление для дефектной зоны трубы. По итогам расчетов на каждом из анализируемых участков была выявлена корреляционная связь между частотой распределения глубин дефектов, частотой распределения наработки до ремонта и частотой допуссаемого рабочего давления дефектных зон труб.

При расчетах принимались стабильные характеристики механических свойств стали, определенные ТУ на поставку труб. Учитывалась информация только по результатам ВТД без данных о проведенных шурфованиях, уточнении размеров дефектов и состояния изоляции; не учитывалась возможная деградация механических свойств трубных сталей при длительной эксплуатации ЛЧ МГ.

Таблица 1

Распределение показателей степени опасности дефектов на выбранном участке ЛЦМГ протяженностью 205 км

Диапазон относительных глубин дефектов	Частота распределения глубин дефектов, d_i	Диапазон наработки до ремонта дефектных зон труб, d_i , лет	Частота распределения наработки до ремонта дефектных зон труб, t_i	Диапазон допустимого давления, МПа	Частота распределения количества дефектных зон труб с допустимым рабочим давлением, P_i
0 – 18,7	23197	2029,3 ... 2037	23768	8,1 – 7,88	22895
18,7 – 23,3	6274	2020 ... 2029,3	6488	7,88 – 7,48	7035
23,3 – 30,3	3992	2014 ... 2020	3505	7,48 – 6,9	3663
30,3 – 37,3	1733	2009,35... 2014	1606	6,9 – 6,1	1803
37,3 – 45,1	713	2006 ... 2009,35	525	6,1 – 5,5	496
45,1 – 50,6	221	2006 ... 2004	226	5,5 – 4,9	217
50,6 – 56,2	84	2004...2002	97	4,9 – 4,3	106
56,2 – 61,8	12	2002...2000	10	4,3 – 3,7	11
61,8 – 67,4	3	2000...1998	4	3,7 – 3,1	4
67,4 – 70	1	1998...1996	1	≤ 3,1	0
$K_{\text{кopp } di - di} = 0,98$		$K_{\text{кopp } di - Pi} = 0,97$		$K_{\text{кopp } di - Pi} = 0,963$	

Таблица 2

Распределение показателей оценки опасности дефектов и протяженности участков с различным допускараемым давлением на выбранном участке ЛЧМГ протяженностью 205 км

Частота распределения дефектных зон труб с допускараемым давлением	Диапазон допускараемого рабочего давления, МПа	Общая протяженность участков, подлежащих ремонту, с соответствующим допускараемым давлением, км
338	≤ 5,5	23,1
202	≤ 5,2	15,6
121	≤ 4,9	12,8
49	≤ 4,6	9,5
15	≤ 4,3	5,1
8	≤ 4,0	3,9
4	≤ 3,7	2,1
1	≤ 3,4	0,8
$K_{корт} = 0,95$		

На анализируемых участках линейной части газотранспортных предприятий коэффициенты корреляции составляют величину, близкую к единице:

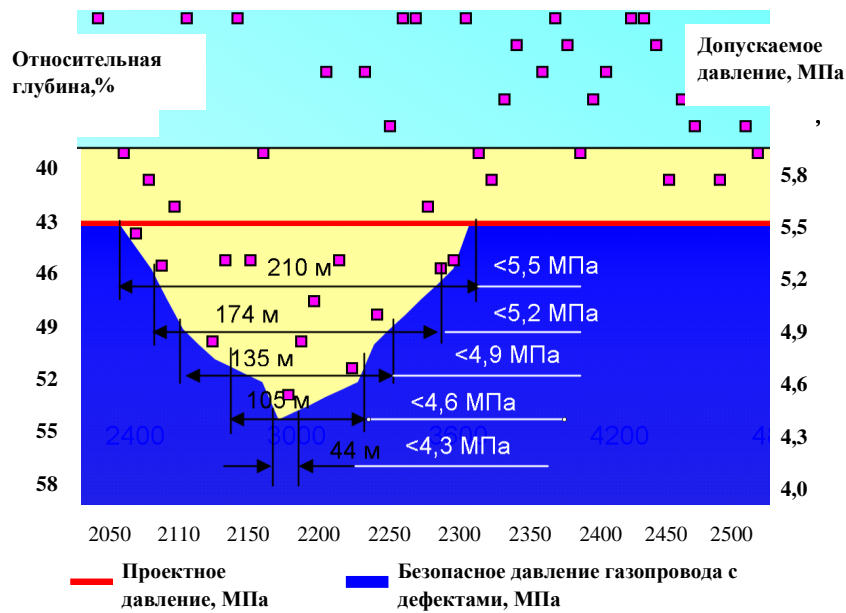
- а) между распределением относительных глубин дефектов и распределением наработки до ремонта соответствующих дефектных зон труб;
- б) распределением относительных глубин дефектов и распределением соответствующих зон труб с допускараемым рабочим давлением;
- в) распределением наработки до ремонта дефектных зон труб и распределением этих зон труб с допускараемым рабочим давлением.

Учитывая, что наибольшая доля затрат приходится на методы капитального ремонта «заменой труб» и «переизоляции с частичной заменой труб», а метод выборочного ремонта ЛЧ МГ в силу технологических и экономических требований существенно меньше по объемам, авторами поставлена задача выбора наиболее эффективного варианта на основе прогнозирования протяженности участков газопроводов, требующих снижения давления, либо капитального ремонта переизоляции с частичной заменой труб. Назовем такие участки потенциально ремонтными (далее – ПРУ). Предметом дальнейшего анализа является не только взаимосвязь между вышеупомянутыми распределениями показателей опасности дефектов, но и взаимосвязь между распределениями этих показателей и протяженностью ПРУ.

Для прогнозирования изменения протяженности ПРУ необходимо учитывать, что на практике при ежегодном ремонте в большинстве случаев происходит замена труб не только с критическими дефектами, но и с соседними, менее опасными дефектами, не требующими снижения давления, но также находящимися в пределах участка.

На рис. 2 представлены два таких опасных участка (ПРУ). Каждый ПРУ характеризуется протяженностью и рекомендуемым допускараемым давлением по наиболее опасному дефекту. Представлены расчет допускараемого давления и принцип расчета протяженности опасных участков. Коэффициент запаса K рассчитывался в соответствии с [2], допускараемое давление p_{don} , разрушающее давление p_p и коэффициент Q , учитывающий длину коррозионного дефекта, рассчитывались в соответствии с [3].

Протяженность ПРУ рассчитывалась как расстояние между двумя крайними дефектами, принадлежащими одному диапазону давления и относительной глубины. Для участков с рабочим давлением 5,5 МПа приняты следующие диапазоны давления: 5,5 – 5,2 МПа, 5,2 – 4,9 МПа, 4,9 – 4,6 МПа, и т.д. – с шагом 0,3 МПа. На каждом участке между КС общая протяженность ПРУ формируется из некоторого ряда локальных ПРУ.



Расчет коэффициента запаса в соответствии со СНиП 2.05.06.-85*:

$$K = \frac{0,9\gamma m_p k_1 k_n}{m}$$

Расчет допускаемого давления трубы с дефектом в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-112-207:

$$p_d = \frac{2t\sigma_{ep} \left(1 - \frac{d}{t}\right)}{(D_n - t) \left(1 - \frac{d}{tQ}\right)}$$

$$Q = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{1}{\sqrt{D_n t}}\right)^2}; p_{дон} = \frac{p_p}{K}$$

D_n – наружный диаметр трубы; t – толщина стенки трубы; d – глубина дефекта

Рис. 2. Расчет допускаемого давления и принцип расчета общей протяженности опасных участков по результатам расчета НДС газопровода

Далее необходимо определить тип функциональной зависимости между рядами распределения следующих параметров – количества дефектных зон труб с допускаемым давлением N_p и протяженностью участков с соответствующим допускаемым давлением L_p (или между распределениями количества относительных глубин дефектов N_d и количеством дефектных зон труб с допускаемым давлением N_p). Используем метод наименьших квадратов [4] относительно следующей интерполяционной зависимости:

$$L_p = f(N_p). \tag{1}$$

Методом наименьших квадратов минимизируется функция

$$S = \sum_{k=1}^n [L_k - f(N_{pk})]^2 \rightarrow \min. \quad (2)$$

Уравнение регрессии будем искать в форме полинома некоторой степени z :

$$L_{\bar{p}} = a_0 + a_1 N_p + a_2 N_p^2 + \dots + a_z N_p^z, \quad (3)$$

коэффициенты которого определяются из условия получения наименьшего значения суммы квадратов отклонений расчетных значений разностей:

$$S = \sum_P m_{N_p} (\bar{L}_{N_p} - a_0 - a_1 N_p - a_2 N_p^2 - \dots - a_z N_p^z)^2 \rightarrow \min, \quad (4)$$

где m_{N_p} – частота значений L_{N_p} по N_p ;

\bar{L}_{N_p} – среднее значение L_{N_p} по N_p .

Выбор оптимального решения производится среди неотрицательных, неубывающих функций со степенью z , максимально отвечающей требованию авторов к показателю детерминированности или достоверности аппроксимации (показатель должен быть наибольшим):

$$R^2 \rightarrow \max. \quad (5)$$

Величина R^2 , выражающая степень близости рядов фактических значений и значений, полученных из уравнения регрессии, вычисляется как

$$R^2 = \frac{\sigma^2(\bar{L}_{N_p})}{\sigma_L^2}, \quad (6)$$

где $\sigma^2(\bar{L}_{N_p}) = \frac{1}{N-1} \sum m_{N_p} (L_{N_p} - \bar{L})^2$ – дисперсия средних \bar{L}_{N_p} около их общей средней \bar{L} ;

$\sigma_L^2 = \frac{1}{N-1} \sum m_L (L - \bar{L})^2$ – дисперсия L около общей средней \bar{L} .

Функцию $L_{N_p} = f(N_p)$ аппроксимируем также следующими распределениями: линейным, логарифмическим, экспоненциальным и степенным. Окончательно выбираем функцию, в максимальной степени отвечающую заданным ограничениям. Результат определения корреляционной функциональной зависимости между распределениями количества относительной глубины дефектов N_d и количества зон труб с допуском рабочим давлением N_p представлен на рис. 3, между распределением дефектов в диапазонах

допускаемого давления и протяженности участков с соответствующим допускаемым давлением на выбранном участке ЛЧ МГ – на рис. 4.

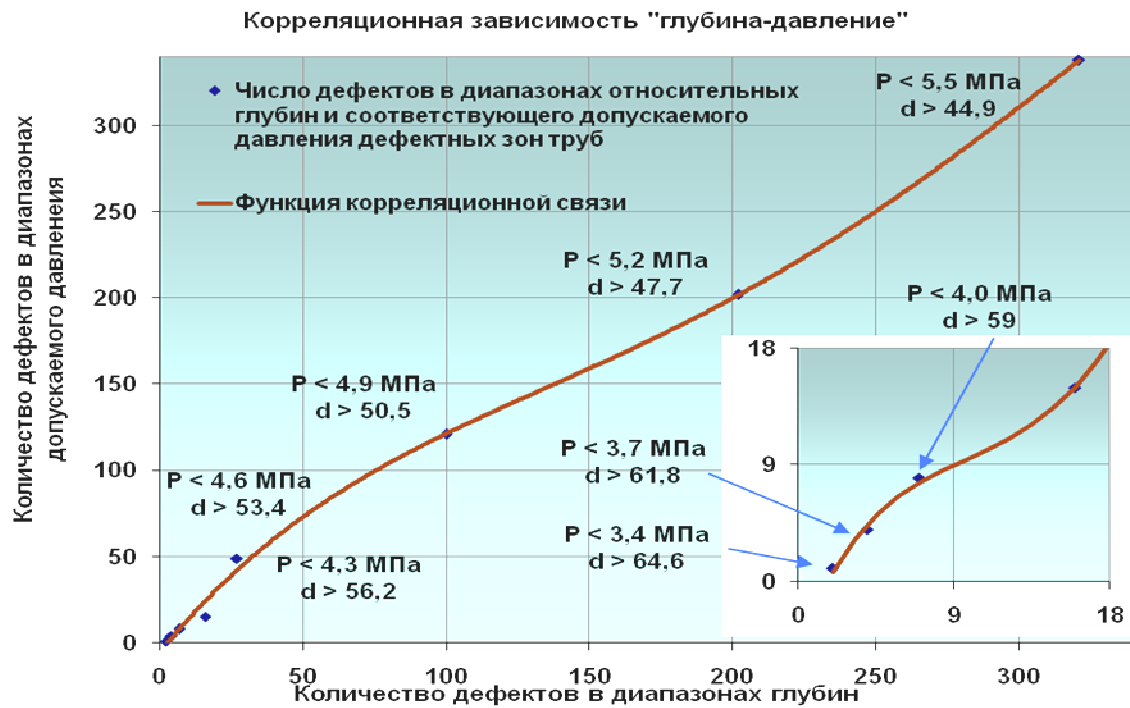


Рис. 3. Корреляционная связь между рядами относительных глубин дефектов и допускаемого давления дефектных зон труб

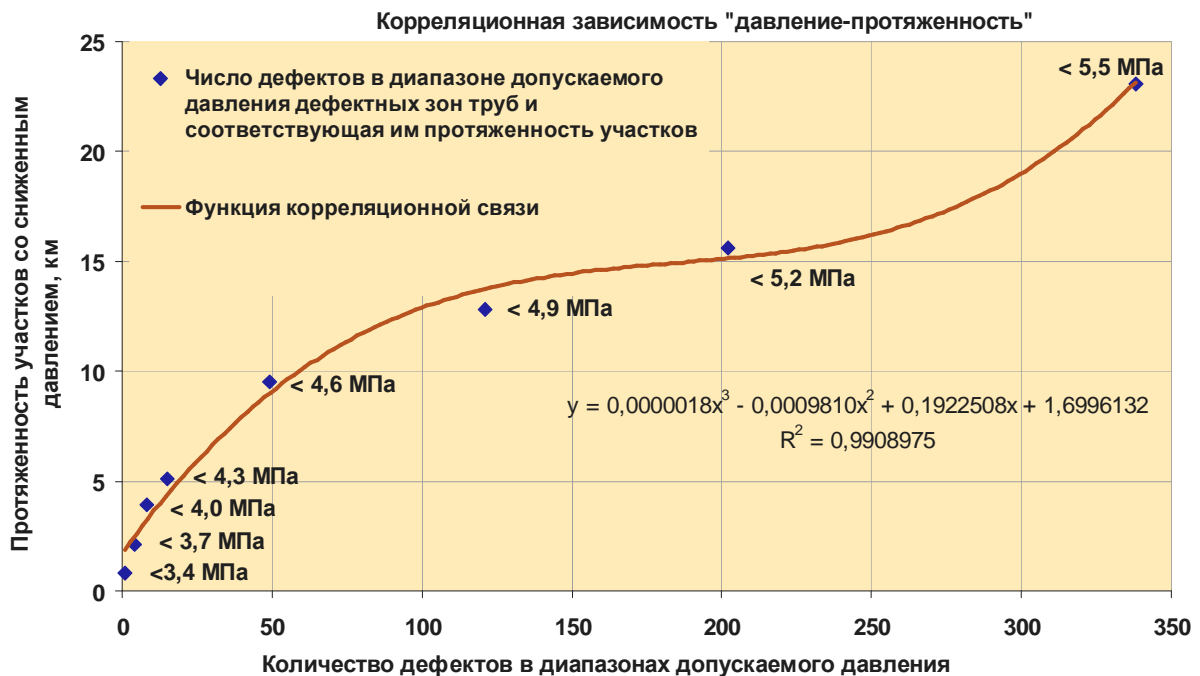


Рис. 4. Корреляционная связь между рядами распределения дефектов в диапазонах допускаемого давления и протяженностью участков с допускаемым давлением

Функции имеют следующий вид:

а) между распределением дефектов в диапазонах глубин и распределением соответствующих дефектных зон труб в диапазонах допускаемого давления:

$$N_p = f(N_d) = -4 \cdot 10^{-8} x^4 + 4 \cdot 10^{-5} x^3 - 0,0112 x^2 + 2,036 x - 5,32;$$
$$R^2 = 0,99;$$

б) между распределением дефектов в диапазонах допускаемого давления и протяженностью участков с допускаемым давлением:

$$L_{Np} = f(N_p) = 1,004x^{0,545};$$
$$R^2 = 0,96.$$

Таким образом, установлена корреляционная связь между распределениями следующих параметров:

- 1) относительных глубин дефектов и наработки до ремонта дефектных зон труб;
- 2) относительных глубин дефектов и количества зон труб с допускаемым давлением;
- 3) наработки до ремонта дефектных зон труб и количества зон труб с допускаемым давлением;
- 4) относительных глубин дефектов свыше 45,1 ($d > 45,1$) и протяженности участков с допускаемым давлением ниже проектного;
- 5) количества дефектных зон труб с допускаемым давлением и протяженностью участков с соответствующим допускаемым давлением;
- 6) наработки до ремонта дефектных зон труб и протяженностью участков с допускаемым давлением ниже проектного.

Если ремонтные работы на газопроводе не проводятся, происходит рост дефектов, как следствие – рост протяженности отдельных локальных ПРУ и снижение безопасного допускаемого давления на каждом из них, а также возникновение новых ПРУ. Соседние локальные ПРУ постепенно «объединяются» и образуют один протяженный ПРУ с допускаемым давлением ниже проектного по самому опасному дефекту. Этот процесс проиллюстрирован на рис. 5.

В основе прогнозирования динамики роста протяженности ПРУ в последующие годы после обследования заложена модель роста количества и степени опасности дефектов на участке ЛЧ МГ (модель, предложенная в статье «Имитационный метод прогнозирования развития коррозионной поврежденности магистральных газопроводов») и корреляционная модель взаимосвязи количества дефектных зон труб в диапазонах допускаемого

давления и протяженности участков в диапазонах соответствующего допускаемого давления «давление-протяженность»:

$$N_{P_j}^g = N_{P_j}^g (1 - k_{P_j}) + N_{P_{j-1}}^{g-1} k_{P_{j-1}},$$

$$L_{P_i}^g = f(N_{P_j}^g). \quad (7)$$

где $L_{P_i}^g$ – протяженность ПРУ в i -том диапазоне допускаемого давления в g -м году;

$N_{P_j}^g$ – количество дефектных зон труб в j -том диапазоне значения допускаемого давления в g -м году.

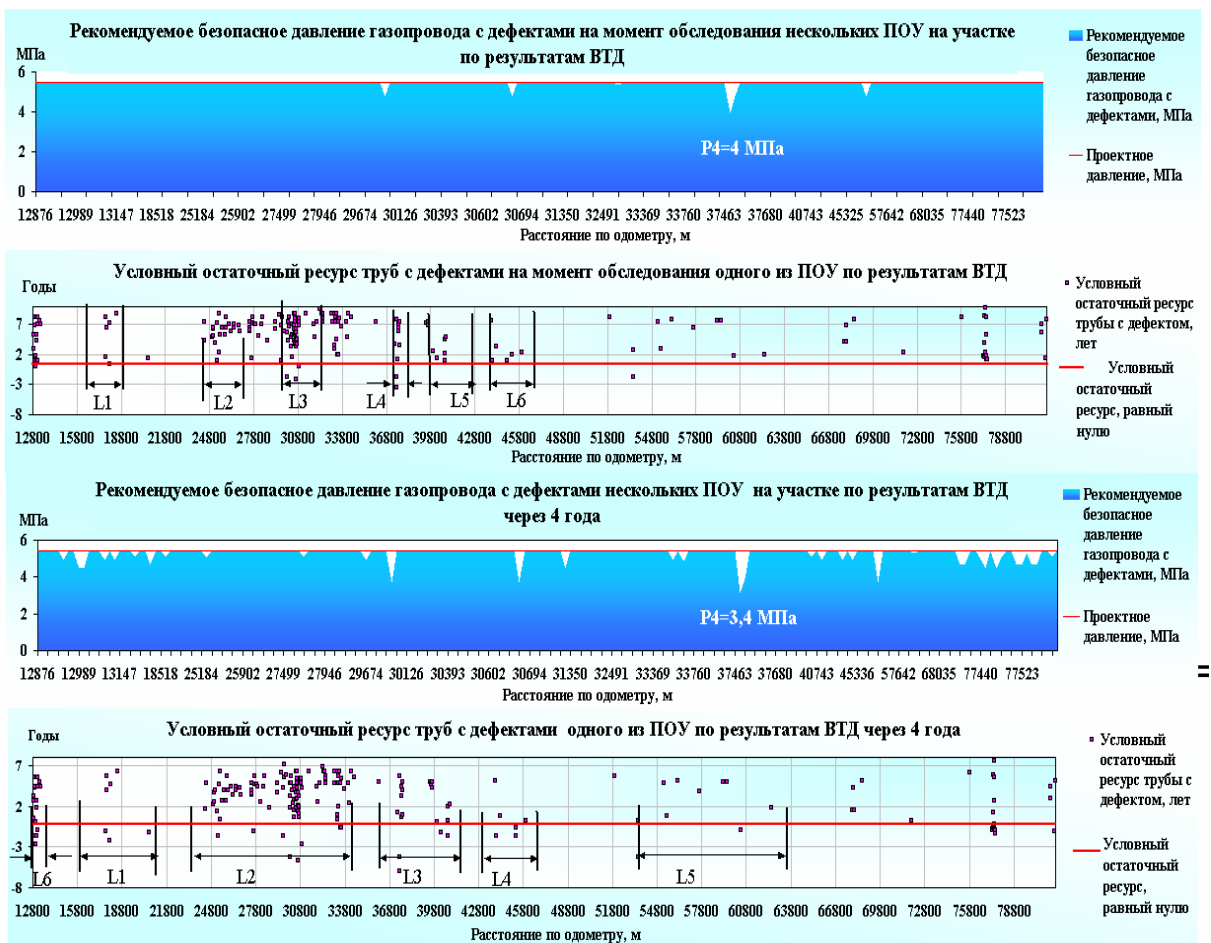


Рис. 5. Прогноз изменения величины допускаемого давления и роста протяженности ПРУ

В качестве показателя степени опасности используется допускаемое давление, т.к. удобней прогнозировать рост протяженности участков с допускаемым давлением ниже проектного через корреляционные связи между распределением дефектных зон труб в диапазонах допускаемого давле-

ния и протяженностью участков с давлением ниже проектного. То есть сначала по результатам расчета НДС на участке ЛЧ МГ получаем распределение дефектных зон труб с допускаемым давлением, затем моделируем изменение этого распределения во времени и далее на основе выявленных корреляций «давление-протяженность» прогнозируем протяженность участков в диапазонах соответствующего допускаемого давления.

Прогноз роста протяженности участков в диапазонах допускаемого давления ниже проектного на расчетном участке на основе модели (7) представлен на рис. 6. Протяженность, рекомендуемая к ремонту сплошной заменой труб или переизоляции с частичной заменой труб на момент обследования, составляет 23,1 км, а с учетом результатов моделирования количественного роста дефектов в период до 2020 г. без проведения ремонтных мероприятий – почти 104 км, т.е. 50,7%.

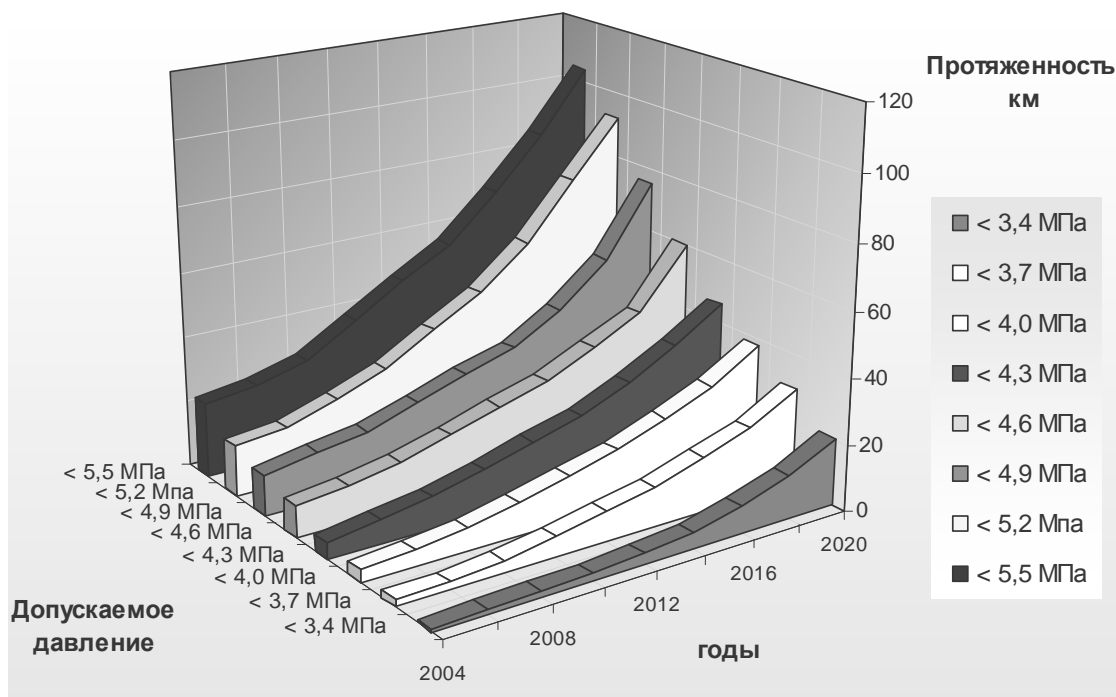


Рис. 6. Прогноз роста протяженности участков со сниженным рабочим давлением

Таким образом, между выбранными рядами распределений показателей опасности коррозионных дефектов на участках ЛЧ МГ (относительных глубин дефектов, допускаемого давления зон труб с дефектами, наработки до ремонта дефектных зон труб, протяженностью участков газопроводов, требующих проведения ремонта или снижения рабочего давления) выявлены корреляционные связи. Разработан метод прогнозирования роста протяженности коррозионно-опасных участков газопроводов, требующих

проведения ремонтных мероприятий либо снижения рабочего давления. Метод полезен для применения в задачах планирования и перераспределения объемов капитального ремонта МГ по участкам ГТС с различными требованиями к поддержанию величины рабочего давления.

ЛИТЕРАТУРА

1. База данных информационной системы оценки технического состояния объектов ЕСГ «Инфотех» ОАО «Оргэнергогаз». – Режим доступа: <https://www.oeg.gazprom.ru>.
2. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы / Госстрой России. – М.: ГУП ЦПП Минстрой РФ, 1998. – 60 с.
3. СТО Газпром 2-2.3-112-2007. Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами. – М.: ООО ИРЦ Газпром, 2007. – 62 с.
4. Длин, А.М. Математическая статистика в технике / А.М. Длин. – М.: Сов. наука, 1958. – 460 с.

УДК 621.644.029:620.197

ИМИТАЦИОННЫЙ МЕТОД ПРОГНОЗИРОВАНИЯ КОРРОЗИОННОЙ ПОВРЕЖДЕННОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

А. Ю. Прокопенко, С. В. Нефёдов

ООО «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий «Газпром ВНИИГАЗ», Московская область, Россия

Одним из основных методов обработки результатов ВТД магистральных газопроводов является статистический метод [1] с использованием показательного закона распределения глубины дефектов (рис. 1), обнаруженных при проведении ВТД. Приведем основные расчетные формулы этого метода.

Общее количество труб с коррозионными дефектами на линейном участке газопровода n , включая трубы с рангом опасности коррозионных дефектов (величина, характеризующая степень опасности обнаруженных дефектов в зависимости от их геометрических размеров) менее 0,25, вычисляют по формуле

$$n = \frac{m_{0,25}}{\exp(-0,25 / \gamma)}, \quad (1)$$

где $m_{0,25}$ – коэффициент численно равный количеству обнаруженных при ВТД труб с коррозионными дефектами, максимальный ранг опасности которых больше или равен 0,25;

γ – параметр закона распределения рангов опасности коррозионных дефектов, вычисляемый по формуле

$$\gamma = \frac{0,15}{\ln[m_{0,25} / m_{0,4}]}, \quad (2)$$

где $m_{0,25}$, $m_{0,4}$ – коэффициенты, численно равные количеству обнаруженных при ВТД труб с коррозионными дефектами, максимальный ранг опасности которых больше или равен, соответственно, 0,25 и 0,4.

Прогноз коррозионного состояния линейного участка МГ по результатам ВТД заключается в оценке изменения по времени t_9^n количества труб $M_{R_K > R_{kg}}(t_9^n)$ с коррозионными дефектами, ранг опасности R_K которых превышает заданное значение ранга опасности R_{kg} :

$$M_{R_K > R_{kg}}(t_9^n) = \exp(-R_{kg} / \gamma(t_9^n)) \cdot n(t_9^n), \quad (3)$$

где $R_{kg} = 0,3M_{R_K > 0,3}(t_9^n)$ – количество труб с потенциально опасными, критическими и закритическими коррозионными дефектами; при $R_{kg} = 0,6M_{R_K > 0,6}(t_9^n)$ – количество труб с критическими и закритическими коррозионными дефектами; при $R_{kg} = 1 M_{R_K > 0,6}(t_9^n)$ – количество труб с закритическими коррозионными дефектами;

$\gamma(t_9^n)$ – параметр закона распределения рангов опасности коррозионных дефектов на момент времени t_9^n ;

$n(t_9^n)$ – общее количество труб с коррозионными дефектами на момент времени t_9^n .

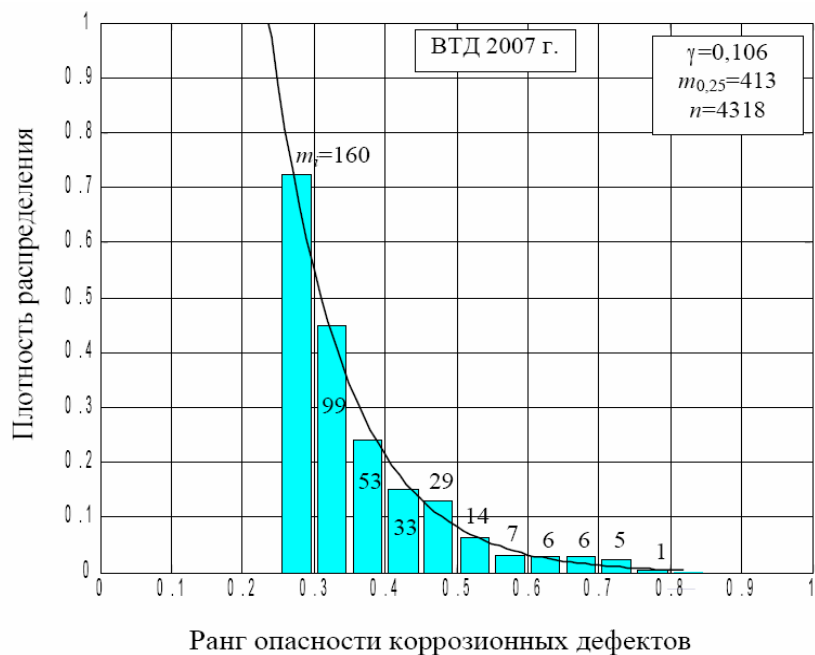
Параметр закона распределения рангов опасности коррозионных дефектов $\gamma(t_9^n)$ в зависимости от времени эксплуатации t_9^n вычисляют по формуле

$$\gamma(t_9^n) = \gamma + V_\gamma \cdot t_9^n, \quad (4)$$

где γ – параметр закона распределения рангов опасности коррозионных дефектов на линейном участке МГ;

V_γ – скорость изменения параметра закона распределения рангов опасности коррозионных дефектов, 1/лет.

Плотность распределения рангов опасности коррозионных дефектов, определенных для дефектных труб на одном из участков газопровода



Прогноз числа труб с коррозионными дефектами на одном из участков газопровода

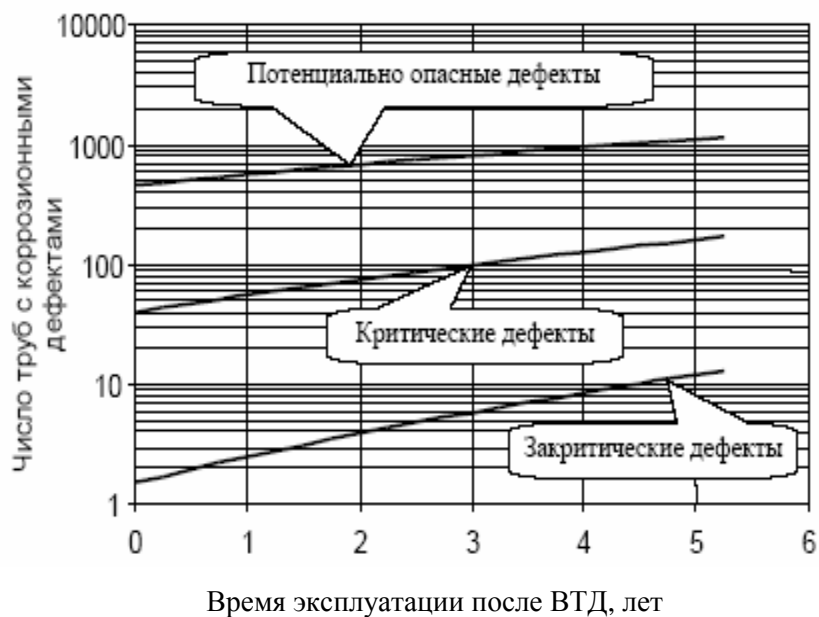


Рис. 1. Плотность распределения рангов опасности коррозионных дефектов и прогноз числа труб с коррозионными дефектами на одном из участков ЛЧ МГ согласно методу, используемому в [1]

Общее количество труб с коррозионными дефектами $n(t_9^n)$ в зависимости от времени эксплуатации линейного участка МГ t_9^n вычисляют по формуле

$$n(t_9^n) = n + V_n \cdot t_9^n, \quad (5)$$

где V_n – скорость изменения общего количества труб с коррозионными дефектами, 1/лет.

В этой статье предлагается альтернативная имитационная модель прогнозирования развития коррозионных дефектов с использованием оптимизационных алгоритмов, схематично представленная на рис. 2, позволяющая учесть возникновение новых дефектов.

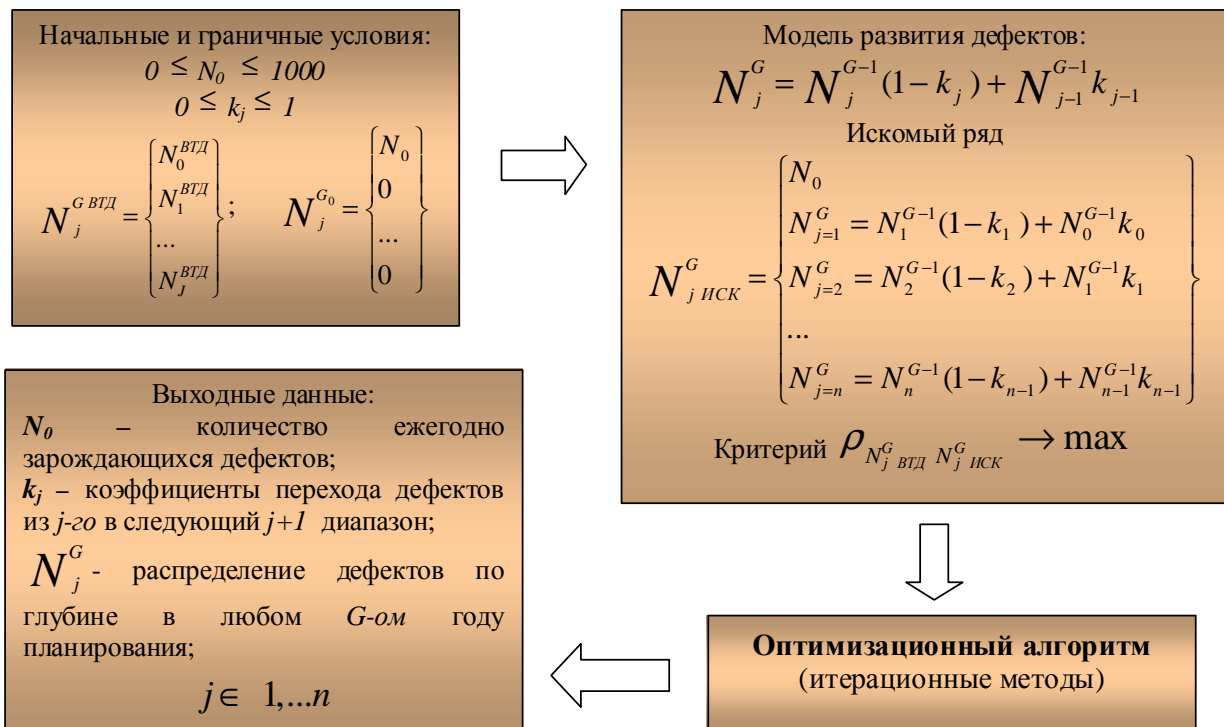


Рис. 2. Модель прогнозирования роста количества и распределения коррозионных дефектов

В основе метода (модели) заложены следующие предпосылки:

- дата возникновения первых дефектов принята через 6 (для труб с пленочной изоляцией) и 10 (для труб с битумной изоляцией) лет после окончания строительства;
- зародившиеся дефекты развиваются и растут неравномерно, поэтому скорость коррозии на различных локальных участках не оценивается, скорость роста дефектов в каждом диапазоне относительных глубин

(максимальная глубина дефекта, отнесенная к толщине стенки трубы) определяется коэффициентами перехода k_j дефектов из предыдущего j -того в последующий $j + 1$ -й диапазон относительных глубин:

$$N_j^g = N_j^g (1 - k_j) + N_{j-1}^{g-1} k_{j-1}, \quad (6)$$

где N_j^g – количество дефектов в j -том диапазоне значения относительных глубин в g -том году;

k_j – коэффициент перехода дефектов из i -того диапазона в $i + 1$ диапазон относительных глубин;

k_{j-1} – коэффициент перехода дефектов из $i - 1$ диапазона в i -тый диапазон относительных глубин.

$N_j^g (1 - k_j)$ – количество «остающихся» дефектов в i -том диапазоне относительных глубин к g -тому году, не переходящее в следующий диапазон;

$N_{j-1}^{g-1} k_{j-1}$ – количество дефектов, переходящих в j -тый диапазон относительных глубин в g -том году;

– коэффициенты перехода k_j принадлежат интервалу $0 \leq k_j \leq 1$;

– начальное количество ежегодно возникающих дефектов принято в диапазоне $0 \leq N_0 \leq 1000$.

Прогнозируемое количество зарождающихся дефектов и коэффициенты перехода определяются по критерию максимизации коэффициента корреляции между искомой моделью частоты распределения дефектов $N_{иск j}^{2010}$ и имеющейся частотой распределения этих дефектов на основе обработки данных ВТД на момент моделирования:

$$\rho_{N_j N_{иск j}} \rightarrow \max, \quad (7)$$

$$N_{иск j} = (N_{иск 1}, N_{иск 2}, \dots, N_{иск m}), \quad j \in J, \quad J \subseteq M = \{0, 1, \dots, m\};$$

$$N_j^g = N_j^g (1 - k_j) + N_{j-1}^{g-1} k_{j-1}, \quad g \in G, \quad G \subseteq R = \{6, 7, \dots, r\}.$$

При максимизации коэффициента корреляции частота распределения относительной глубины дефектов учитывалась в диапазоне от 12% (среднего порога чувствительности приборов-дефектоскопов) до максимальной на участке.

Для количественной оценки взаимосвязи этих рядов распределений дефектов использован коэффициент корреляции, представляющий собой

ковариацию двух наборов данных, деленную на произведение их стандартных отклонений:

$$\rho_{N_j N_{искj}} = \frac{Cov(N_j, N_{искj})}{\sigma_{N_j} \cdot \sigma_{N_{искj}}}, \quad (8)$$

где $Cov(N_j, N_{искj})$ – уравнение для коэффициента ковариации (среднее произведение отклонений точек данных от относительных средних):

$$Cov(N_j, N_{искj}) = \frac{1}{n-1} \sum_{j=1}^n (N_j - \bar{N}_j)(N_{искj} - \bar{N}_{искj}), \quad (9)$$

где $N_j, N_{искj}$ – выборочные средние значения массивов;

$\bar{N}_j, \bar{N}_{искj}$ – относительные средние значения массивов;

$\sigma_{N_j}, \sigma_{N_{искj}}$ – стандартные отклонения:

$$\sigma_{N_j}^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{j=1}^n (N_j - \bar{N}_j)^2, \quad \sigma_{N_{искj}}^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{j=1}^n (N_{искj} - \bar{N}_{искj})^2 \quad (10)$$

В результате создана расчетная модель развития дефектов, определяющая количество ежегодно зарождающихся дефектов N_0 , количество дефектов N_j^g в каждом диапазоне относительных глубин в g -том году планирования и коэффициенты перехода k_j . Использован симплексный метод линейного программирования. Модель позволяет определить распределение дефектов в любом году планирования.

Моделирование проводилось на трех участках ЛЧ МГ ГТС ОАО «Газпром», где имеются результаты ВТД ООО «Трансгаз Ухта», ООО «Трансгаз Сургут», ООО «Трансгаз Томск». На всех участках получены достаточно высокие коэффициенты корреляции ($\rho_{корр} > 0,97$). На рис. 3 представлены гистограммы по результатам моделирования на одном из участков ГТС:

В результате моделирования получено:

- количество ежегодно зарождающихся дефектов равно 2202;
- коэффициенты перехода k_j дефектов из j -того диапазона относительных глубин в последующий $j + 1$ диапазон:
 - $k_1 = 1; k_2 = 1; k_3 = 0,14; k_4 = 0,24; k_5 = 0,25; k_6 = 0,6; k_7 = 0,6; k_8 = 0,6;$
 - $k_9 = 0,6; k_{10} = 0,6; k_{11} = 0,6; k_{12} = 0,6; k_{13} = 0,6; k_{14} = 0,6; k_{15} = 0,6; k_{16} = 1,0;$
 - $k_{17} = 1,0; k_{18} = 1,0;$
- коэффициент корреляции $\rho_{N_j N_{искj}} = 0,999$.

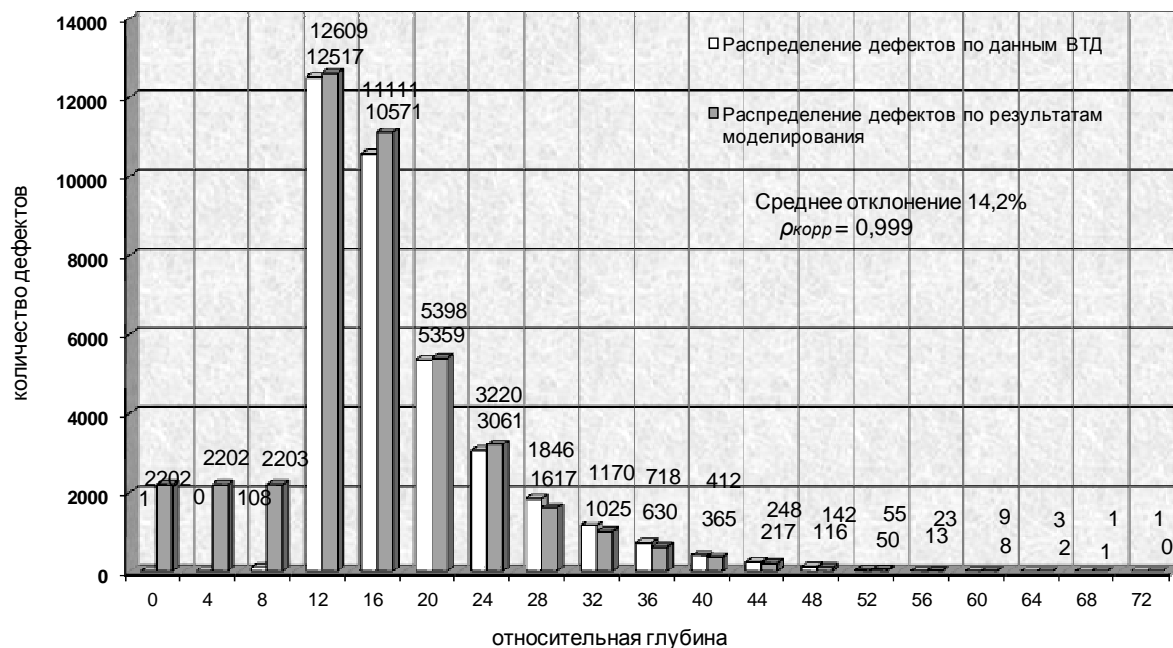


Рис. 3. Распределение коррозионных дефектов по результатам моделирования на выбранном участке ЛЧ МГ ГТС ОАО «Газпром»

В табл. представлено сравнение количества дефектов в диапазонах относительных глубин 0-8 и 8-16 по результатам моделирования и данным ВТД.

Таблица

Сравнение результатов моделирования и данных ВТД

Диапазон относительных глубин	Количество дефектов в диапазоне по данным ВТД	Количество дефектов в диапазоне по результатам моделирования
0 – 8	1	4404
8 – 16	12625	14812

Следует отметить, что величина коэффициента корреляции зависит от величины и границ подбираемых диапазонов относительных глубин. Уменьшение размера диапазонов создает излишне жесткие ограничения и усложняет процедуру поиска решения в модели, увеличение размера диапазонов не дает нужной точности для анализа и дальнейшего прогноза коррозионной поврежденности газопроводов.

Результаты моделирования согласуются с результатами приборных обследований в шурфах и ВТД.

Прогноз развития количества и степени опасности дефектов по годам без учета ремонтов на этом же участке представлен на рис. 4. Цифры в про-

центах – величины относительных глубин дефектов. Для удобства визуального представления диапазон относительной глубины дефектов увеличен.

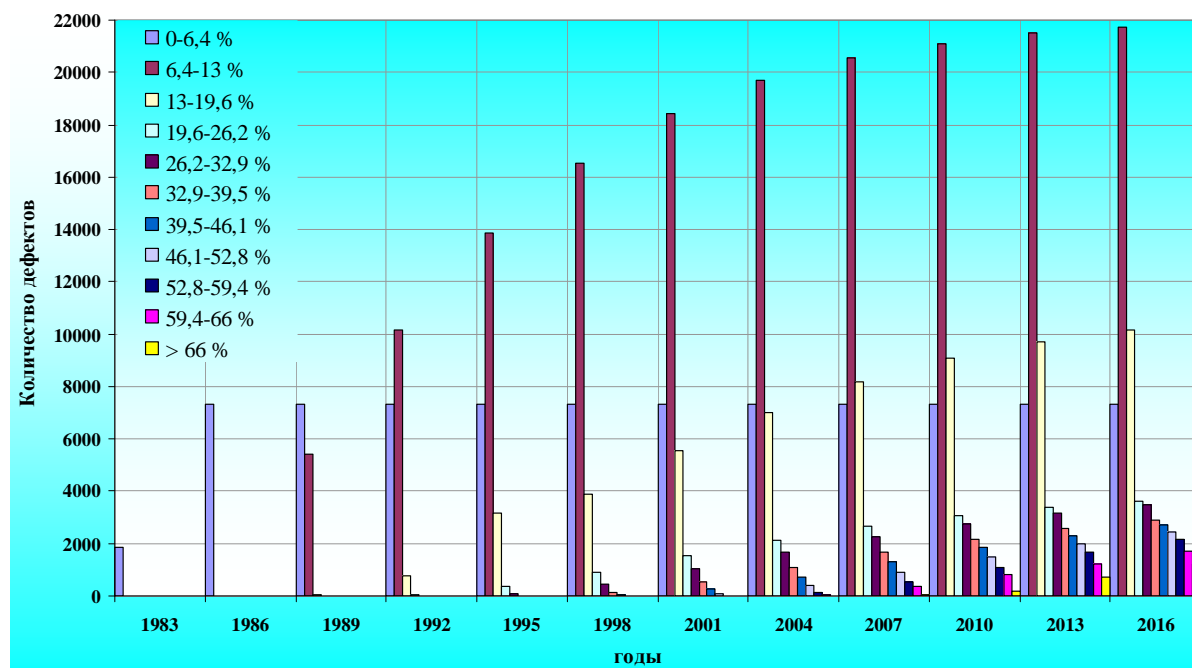


Рис. 4. Прогноз роста количества и степени опасности дефектов в диапазонах относительных глубин на основе предложенной модели без учета проведения ремонтных мероприятий на выбранном для моделирования участке ЛЧ МГ ГТС ОАО «Газпром»

Таким образом, разработанный метод позволяет прогнозировать количество ежегодно зарождающихся коррозионных дефектов, оценивать степень роста дефектов в диапазонах относительных глубин, моделировать распределение степени опасности коррозионных дефектов в любом году планирования.

ЛИТЕРАТУРА

1. СТО Газпром 2-2.3-361-2009. Руководство по оценке и прогнозу коррозионного состояния линейной части магистральных газопроводов. – М.: ООО «Газпром эксп-по», 2009. – 47 с.
1. Длин, А.М. Математическая статистика в технике / А.М. Длин. – М.: Сов. наука, 1958. – 460 с.
2. Леоненков, А.В. Решение задач оптимизации в среде MS Excel: монография / А.В. Леоненков. – СПб.: БХВ-Петербург, 2005. – 690 с.
3. База данных информационной системы оценки технического состояния объектов ЕСГ «Инфотех» ОАО «Оргэнергогаз». – Режим доступа: <https://www.oeg.gazprom.ru>.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ПРИ ЗАЩИТЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ

В. А. Пыстин

*Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»,
Санкт-Петербург, Россия*

Для выявления подверженности коррозии к настоящему времени разработано и внедрено значительное количество методов оценки и мониторинга состояния линейной части магистральных трубопроводов (ЛЧ МТ), в т.ч. и дистанционных методов мониторинга [1].

Основное отличие КМ состоит в том, что он направлен на выявление причин коррозии и выбор способов борьбы соразмерных опасности и видам коррозионных поражений. Главная цель КМ МТ в обобщенном виде может быть сформулирована как предупреждение зарождения и ограничение развития различного рода коррозионных повреждений при проектировании, строительстве (ремонте) и в процессе длительной эксплуатации магистральных трубопроводов.

В соответствии с [2] основными контролируемыми параметрами при выполнении мониторинга систем электрохимической защиты магистральных трубопроводов являются:

- поляризационный потенциал;
- активное сопротивление индикатора коррозии;
- выходное напряжение преобразователей УКЗ;
- выходной ток преобразователей;
- ток катодной защиты по каждой нитке трубопровода;
- температура.

Согласно [3] для определения скорости коррозии на газопроводах ОАО «Газпром» используются индикаторы коррозионных процессов ИКП (рис. 1).

Датчик состоит из изолированных друг от друга стальных пластин одинаковой толщины, расположенных параллельно и собранных в пакет. Промежутки между пластинами заполнены диэлектрическим капиллярно-пористым материалом. Пакет пластин заключен в диэлектрический корпус, стойкий к коррозионному воздействию и обеспечивающий герметичность

и механическую прочность индикатора. Каждая из пластин соединена с проводником, подключенным к отдельному контакту разъемного соединения, предназначенного для соединения с анализатором ИКП при обследованиях или с трубопроводом. Для регистрации показаний скорости ИКП через устройство сопряжения ИКП (рис. 2, *а*) подключается к анализатору индикаторов коррозионных процессов (рис. 2, *б*).



Рис. 1. Индикатор коррозионных процессов ИКП

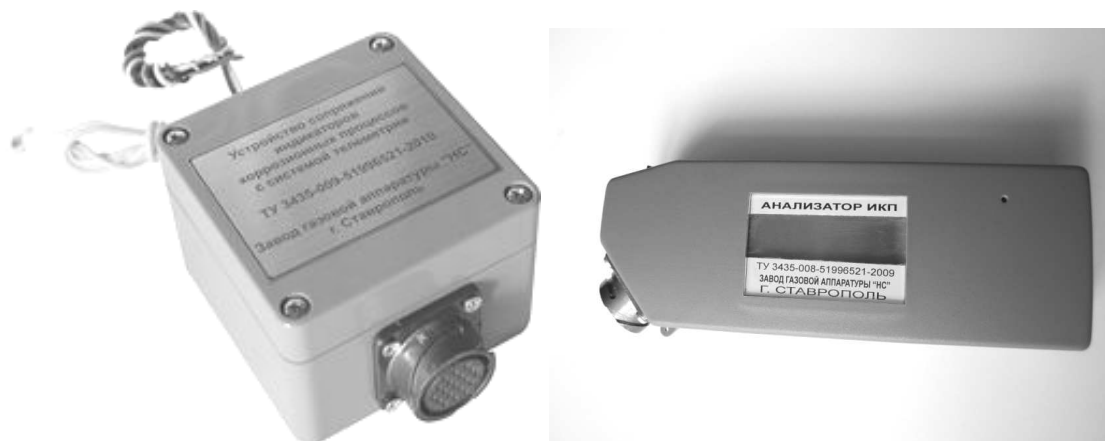
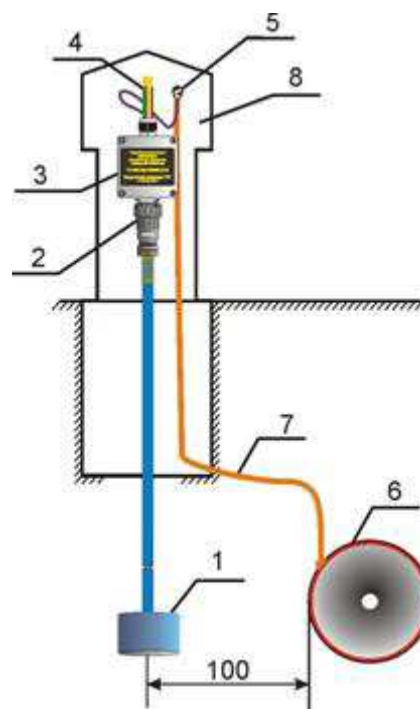


Рис. 2. Элементы индикатора коррозионных процессов:
а – устройство сопряжения ИКП с системой телеметрии;
б – анализатор индикаторов коррозионных процессов

Анализатор ИКП является портативными микропроцессорными устройством и предназначен для оперативного обслуживания Индикаторов коррозионных процессов ИКП. Анализатор сохраняет и передает данные из памяти анализатора о состоянии индикаторов на компьютер. Соединение всех датчиков осуществляется согласно схеме (рис. 3).

Рис. 3. Схема подключения ИКП к трубопроводу:

1 – индикатор коррозионных процессов ИКП; 2 – разъем индикатора; 3 – устройство сопряжения ИКП с системой телеметрии; 4 – выходы для подключения системы телеметрии; 5 – клемма для подключения к трубопроводу; 6 – трубопровод; 7 – проводник (полоса) от трубопровода; 8 – контрольно-измерительный пункт



В настоящее время на рынке оборудования для коррозионного мониторинга представлено достаточно большое разнообразие датчиков скорости коррозии (рис. 4). Но, тем не менее, принцип работы большинства основан на потере массы чувствительных элементов датчика.

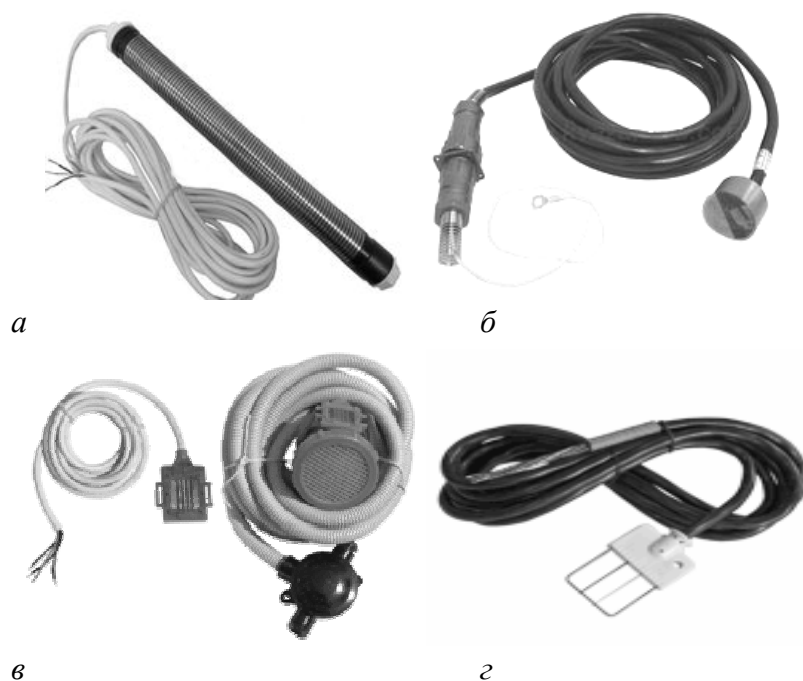


Рис. 4. Датчики скорости коррозии:
а – индикатор скорости коррозии ДК-1Ц; *б* – индикатор коррозионных процессов ИКП;
в – блок пластин-индикаторов БПИ-2; *г* – датчик скорости коррозии ДСК-1

Многолетний опыт эксплуатации газопроводов подтвердил, что специфика коррозии современных магистральных газопроводов требует отказа от традиционных способов защиты и поиска нового подхода к решению задачи прогноза коррозии и выработки комплекса мер борьбы с коррозией, адекватных особенностям и характеру ее проявления.

ЛИТЕРАТУРА

1. Колосова, А.Л. Разработка методики оценки скорости коррозии магистральных газопроводов / А.Л. Колосова // Известия вузов. Нефть и Газ. – 2011. – № 5. – С. 111 – 115.
2. СТО Газпром 9.4-023-2013: Мониторинг и прогноз коррозионного состояния объектов и оборудования. Система сбора, обработки и анализа данных.
3. Реестр оборудования и материалов электрохимической защиты, разрешенного к применению в ОАО «Газпром».

УДК 621.646.622

НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ АРМАТУР ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

М. С. Рагимова

*Азербайджанская Государственная Нефтяная Академия,
Баку, Азербайджан*

Проектирование, конструирование и подготовка нефтегазопромысловых оборудований требует проведения ряда дополнительных исследований. Показатели надежности нефтепромыслового оборудования машин и механизмов, в т.ч. фонтанной установки и ее отдельных деталей и узлов, рассчитываются после установки.

Для установления показателей надежности фонтанной арматуры необходимо учитывать их специфические особенности. Эти особенности зависят от параметров скважины и других факторов при изменении условий работы задвижек фонтанной арматуры в зависимости от времени в периодической или непериодической форме. В деталях уплотняющего узла задвижек фонтанной арматуры первоначальные повреждения происходят, в основном, при открытии/закрытии этих задвижек.

Под трубопроводной арматурой понимают разнообразные устройства, предназначенные для управления потоками рабочей среды (жидкой, газообразной, газожидкостной, порошкообразной, суспензиями и т.п.), транспортируемой по трубопроводам.

К арматуре предъявляют следующие требования. Это, прежде всего, прочность, герметичность и надежность работы, взрывобезопасность и коррозионная стойкость. Требуемая прочность арматуры диктуется в основном рабочим давлением и температурой. Рабочие давления и температуры практически могут иметь любые значения из довольно широких диапазонов в зависимости от технологии конкретных производств. Поэтому с целью стандартизации и унификации арматуры принята система условных давлений.

Кроме того, можно выделить вакуумную арматуру и арматуру сверхвысокого давления, которую изготавливают на рабочее давление или вакуум по специальным техническим условиям.

К задвижкам относят запорные устройства, в которых проход перекрывается поступательным перемещением затвора в направлении, перпендикулярном движению потока транспортируемой среды. Задвижки широко применяют для перекрытия потоков газообразных или жидких сред в трубопроводах с диаметрами условных проходов от 50 до 2000 мм при рабочих давлениях и температурах среды до 450°C. Иногда задвижки изготавливают и на более высокие давления.

В газовой промышленности задвижки применяют при оборудовании устья скважин, на промысловых сборных пунктах, магистральных и распределительных газопроводах, трубопроводах компрессорных и газораспределительных станций.

В сравнении с другими видами запорной арматуры задвижки (рис.) имеют следующие преимущества:

- незначительное гидравлическое сопротивление при полностью открытом проходе;
- отсутствие поворотов потока рабочей среды;
- плотность применения для перекрытия потоков среды большой вязкости;
- простота обслуживания;
- относительно небольшая строительная длина.

На корпусе симметрично оси шпинделя располагаются два патрубка, которыми задвижка присоединяется к трубопроводу. Присоединение может быть либо сварным, либо фланцевым.

Внутри корпуса имеются два кольцевых седла 1 и затвор 2, который в данном случае представляет собой клин с наплавленными уплотнительными кольцевыми поверхностями. В закрытом положении уплотнительные

поверхности затвора прижимаются к рабочим поверхностям колец корпуса от привода.

Иногда уплотнительные поверхности получают непосредственно при обработке корпуса. Однако такое конструктивное решение вряд ли может быть приемлемым для всех задвижек, т.к. при износе этих поверхностей проще и дешевле заменить сменные седла, чем заново обработать корпус при эксплуатации. Уплотнительные поверхности седел и затвора с целью уменьшения износа и усилий трения, возникающих при перемещении затвора, обычно изготавливают из материалов, отличающихся от материала корпуса, путем запрессовки, что позволяет их менять в процессе эксплуатации.

В верхней части затвора 2 закреплена ходовая гайка, в которую ввинчен шпindelь 6, жестко соединенный с маховиком. Система винт-гайка служит для преобразования вращательного движения маховика (при открывании/закрывании задвижки) в поступательное перемещение затвора.

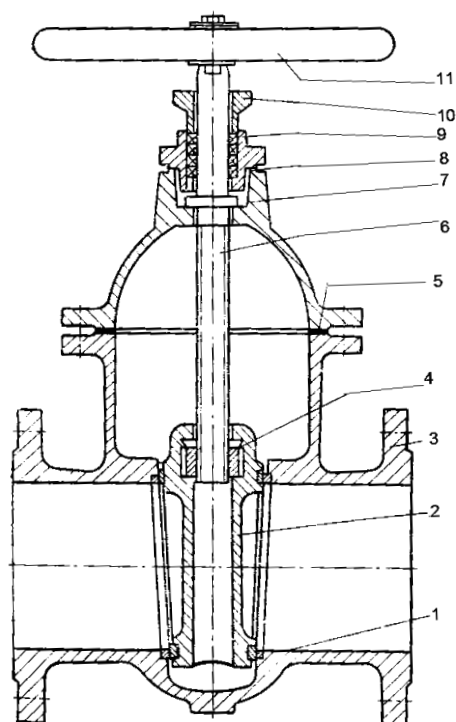


Рис. Общий вид задвижки:

1 – седло; 2 – затвор; 3 – корпус; 4 – ходовая гайка; 5 – уплотнительная прокладка; 6 – шпindelь; 7 – верхняя крышка; 8 – кольцевая прокладка; 9 – сальник; 10 – нажимная втулка; 11 – маховик

При перекрытии прохода от одностороннего давления среды возникают довольно значительные усилия, действующие на затвор, которые передаются на уплотнительные поверхности седла. Величина этих усилий зависит от перепада давлений рабочей среды в трубопроводе до и после задвижки и от величины удельных давлений на уплотнительных поверхностях затвора и седел, которую надо обеспечить для герметичного перекрытия потока рабочей среды при заданном рабочем давлении в трубопроводе. Система винт-гайка наиболее рациональна, т.к. она позволяет получить компактный и простой по конструкции привод с поступательным движением выходного элемента. Она также позволяет получить поступательное движение привода с большим усилием в направлении хода. Кроме того, поскольку такая конструкция является самотормозящей, она практически исключает возможность самопроизвольного перемещения затвора при отключении привода, что весьма важно для запорной арматуры при эксплуатации.

Уплотнение в месте выхода шпинделя из рабочей полости задвижки обеспечивается по диаметру шпинделя сальниковым устройством 9, препятствующим утечке рабочей среды в атмосферу.

Наиболее целесообразной является классификация задвижек по конструкции затвора.

Для повышения работоспособности и надежности запорных устройств фонтанной арматуры разработана конструкция задвижки, предназначенной для работы при высоких давлениях на затворе, для уменьшения усилий, необходимых для открывания и закрывания прохода.

ЛИТЕРАТУРА

1. Керимов, З.Г. Детали машин и грузоподъемные транспортные машины / З.Г. Керимов. – Баку: Маариф, 1985.
2. Гуревич, Д.Ф. Расчет и конструирование трубопроводной арматуры / Д.Ф. Гуревич. – Л.: Машиностроение, 1969. – 888 с.
3. Иоселевич, Г.Б. Детали машин / Г.Б. Иоселевич. – М.: Машиностроение, 1988. – 368 с.
4. Дмитриев, В.А. Детали машин / В.А. Дмитриев. – Л.: Судостроение, 1970. – 791 с.
5. Расчеты на прочность деталей машин / А.И. Биргер [и др.]. – М.: Машиностроение, 1966.
6. Багиров, Э.Г. К вопросу выбора основных параметров самоуплотняющейся металлической прокладки / Э.Г. Багиров. – Баку: АГНА. – № 4, 1979.
7. Оптимизация в технике: в 2 т. / Г.М. Реклейтис [и др.]. – М.: Мир, 1986.

**ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ТИПА ЭЛЕКТРОДА
ПРИ ЭЛЕКТРОИЗМЕРЕНИЯХ НА ТРУБОПРОВОДАХ
В УСЛОВИЯХ
ВЛИЯНИЯ НАВЕДЕННЫХ ТОКОВ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЧАСТОТЫ**

М. В. Третьякова

*ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный технический университет»,
Ухта, Россия*

Для оценки опасности коррозии, эффективности электрохимической защиты и оценки состояния защитных изоляционных покрытий на подземных трубопроводах проводятся электроизмерения. Согласно нормативной документации [1] для этих целей предполагается применение неполяризующихся медносульфатных или стальных электродов сравнения.

Целью работы являлось выявление опытным путем точности различных электродов при электроизмерениях в условиях наведенного переменного напряжения на трубопровод.

Модель трубопровода представляла собой фрагмент трубы (наружный диаметр 25 мм, толщина стенки 3 мм) длиной 2,2 м из стали 17Г1С. Наружное изоляционное покрытие – полимерная изоляционная лента, толщиной 0,2 мм, нанесенная в два слоя. Имитатор участка трассы трубопроводов представлял собой емкость 3х0,5 м и глубиной 0,3 м. Удельное электрическое сопротивление грунта – 330 Ом·м.

Электрическая цепь собиралась по схеме на рис. 1.

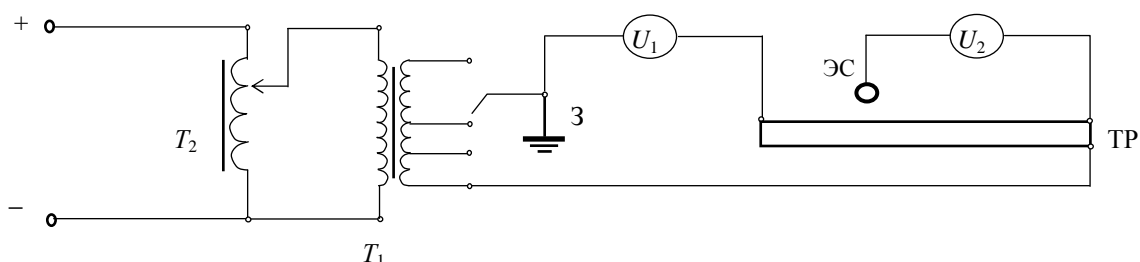


Рис. 1. Электрическая схема измерений:

3 – стальной заземлитель; ТР – трубопровод; ЭС – электрод сравнения

В процессе измерения исследуемый измерительный электрод (ЭС) устанавливали над моделью трубопровода (ТР) в точке контроля. Пошагово увеличивая выходное напряжение с помощью лабораторного трансфор-

матора T_2 , снимали показания потенциала «труба-земля» на вольтметре U_2 и разности потенциалов между заземлением и моделью трубопровода.

В рамках исследований были проведены испытания для 5-ти типов электродов с 23-мя шагами изменения напряжения на выходе трансформатора T_2 , а также аналогичные испытания при другом значении коэффициента трансформации T_1 .

Для оценки эффективности измерения потенциала в условиях воздействия переменного напряжения для различных электродов на основании опытных данных вычислялась относительная погрешность:

$$\varepsilon = \frac{\Delta U}{U_{эм}} 100\% , \tag{1}$$

где ΔU – разность между показаниями вольтметров, В;

$U_{эм}$ – разность потенциалов между заземлителем и трубой, В.

График распределения относительной погрешности измерений при различных выходных параметрах представлен на рис. 2.

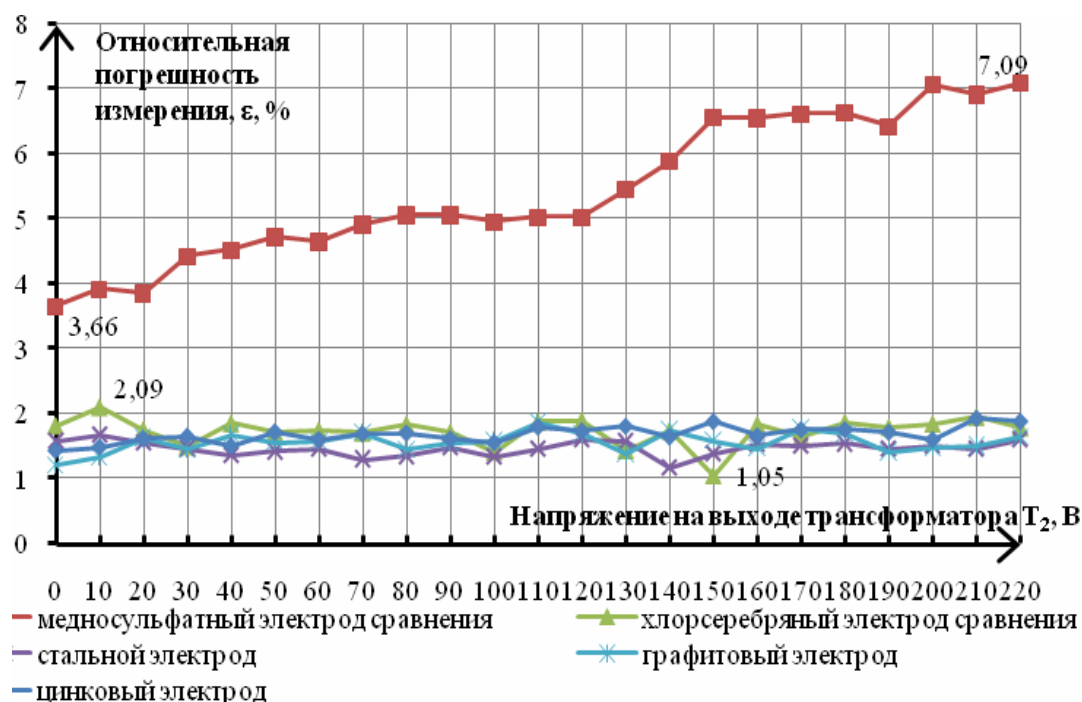


Рис. 2. Распределение относительной погрешности для различных типов электродов

В результате экспериментальных исследований установлено, что измерения напряжения «труба-земля» промышленной частоты 50 Гц с применением МСЭ имеют погрешность от 3,7 до 5,2% в диапазоне допустимых напряжений до 60 В. Для реализации в системах коррозионного мони-

торинга рекомендуется применение хлоросеребряного или графитового электродов, измерения с которыми имеют погрешность не более 2,1%.

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ 9.602-2005. Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии. – М.: Стандартинформ, 2007. – 60 с.

УДК 622.691.4.004.67

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ КРИВИЗНЫ НАРУЖНОЙ ПОВЕРХНОСТИ ГАЗОПРОВОДОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИХ РЕМОНТА МУФТОВЫМИ ТЕХНОЛОГИЯМИ

А. Г. Фёдоров

*ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный технический университет»,
Ухта, Россия*

Ремонт газопроводов большого диаметра приводит к определенным нарушениям экологической обстановки, связанным с раскопкой траншеи, повреждениями растительного слоя, выпуском в атмосферу природного газа из полости газопровода, а также выполнением других работ, сопровождающих капитальный ремонт.

Получаемый экологический ущерб может быть в значительной мере снижен в случае применения локальных методов ремонта при помощи муфтовых технологий.

Одним из актуальных вопросов применения сварных муфт является оценка их силовой эффективности при совместной работе с дефектным участком трубопровода, когда на систему «труба-муфта» воздействует внутреннее давление среды.

Идеальная схема работы муфты с участком трубы достигается при отсутствии зазора между ними.

Неизбежные геометрические несовершенства при производстве труб и сварных муфт существенным образом снижают эффект усиления дефектного участка.

При этом существующие методики оценки эффективности стальных обжимных муфт не учитывают кривизну сопрягаемых поверхностей – наружной поверхности трубы и внутренней поверхности муфты.

Исходя из вышеизложенного было выполнено исследование геометрических параметров труб $\varnothing 1420$ мм (толщины стенки, радиусов кривизны, внутренних диаметров) с целью оценки наличия и степени имеющихся геометрических несовершенств и предложена методика оценки эффективности ремонта газопровода стальными обжимными муфтами, учитывающая несовершенство геометрии труб.

Оценку геометрических несовершенств производили по методике, включающей всестороннее геометрическое обследование объекта по следующим параметрам:

- замер значений внутренних диаметров;
- измерение кривизны внешней поверхности в контрольных точках.

В результате установлено, что трубная оболочка отличается от цилиндрической формы, при этом форма сечений, как правило, вытянута в одном из направлений. Минимальное значение диаметра в сечении составляет $(D_{вн})_{\min} = 1371,4$ мм, максимальное $(D_{вн})_{\max} = 1401,8$ мм.

Степень отклонений кривизны поверхности от поверхности идеальной цилиндрической оболочки устанавливалась по величине радиуса кривизны, измеряемого кривизномером с базой 190 мм, только в поперечных сечениях трубы.

Значение радиуса кривизны вычисляли по формуле

$$R = \left(\frac{L^2}{8C} \right) + \frac{C}{2}, \quad (1)$$

где L – база кривизномера, мм;

$C = A - A_0$ – значение стрелки кривизны, мм;

A – показание индикатора кривизномера на контролируемой поверхности, мм;

A_0 – показание индикатора кривизномера на ровной горизонтальной поверхности (поверочной плите), мм.

Диапазон изменения радиусов кривизны внешней поверхности на образующих, расположенных в верхней части трубы, относительно невелик – в пределах $\pm 10\%$ от номинального значения $\rho_{ном} = 710$ мм, и только на образующих в нижней части трубы пиковые значения радиуса кривизны достигают 20% и + 55% от номинального значения.

Для оценки эффективности муфт предложена расчетная методика их эффективности при установке на трубы с радиусами кривизны, отличающимися от номинальных значений. Предлагаемая методика базируется на

определении кольцевых напряжений, возникающих в отремонтированном муфтой участке трубопровода:

$$\sigma_{\kappa\iota} = \frac{pR_{cp}}{\delta_m + \delta_{mp}} - \frac{(R_{cp} - R_{mp})\delta_{mp}E}{2R_{cp}R_{mp}},$$

где p – давление перекачиваемого продукта, МПа;

R_{cp} – средний радиус кривизны поверхности контакта трубопровода с муфтой после создания внутреннего давления в трубопроводе, м;

δ_m, δ_{mp} – толщина стенки муфты и трубы, м;

E – модуль упругости материала трубы и муфты, МПа.

Первое слагаемое правой части формулы отражает безмоментные кольцевые напряжения в трубопроводе и муфте, второе – напряжения изгиба стенки трубопровода, а знак «минус» указывает на сжатие стенки трубопровода в дефектном месте за счет изгиба.

УДК 682.476

ПРИМЕНЕНИЕ НОВЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ НАСОСОВ

В. А. Фруцкий, А. Г. Кульбей

УО «Полоцкий государственный университет», Новополоцк, Беларусь

В последние годы в отрасли ведутся интенсивные исследования в области трибоматериаловедения, касающейся разработки категории композиционных материалов, позволяющих воспринимать значительные нагрузки, как в радиальном, так и в касательном направлении для обеспечения надежной работы подшипников насосов. При этом предполагается, что пара трения должна работать в жестком режиме при недостаточной смазке и высокой запыленности рабочего пространства.

Известными антифрикционными материалами являются сплавы на основе меди [1]. Согласно экспериментальным данным, лучше всего зарекомендовали себя эти материалы в условиях переменных динамических нагрузок. Такие нагрузки присутствуют в узлах возвратно-поступательного движения, таких, например, как втулки кривошипно-шатунных механизмов (КШМ) различного рода насосов и др.

В настоящей работе была предпринята попытка на основе адекватно смоделированных условий работы трибосопряжений различных кривошип-

но-шатунных механизмов и информации о поведении того или иного материала дать рекомендации о возможности его использования в данном узле.

Для определения и сопоставления технологических свойств использовали порошки бронз Бр.ОЦС 5-5-5, Бр.ОФ10-1, Бр.АЖ9-4.

Таблица 1

Технологические свойства порошков бронз

Марка порошка	Коэффициент текучести K_m	Насыпная плотность $C_{нас}, \text{г/см}^3$	Пикнометрическая плотность $C_{пик}, \text{г/см}^3$
Бр.ОЦС 5-5-5	1,47	3,366	7,743
Бр.ОФ10-1	1,86	3,175	7,558
Бр.АЖ9-4	4,37	1,680	5,776

Поскольку Беларусь не располагает собственной сырьевой базой, в качестве основы синтезированного материала обратили внимание на отходы металлообработки, в избытке имеющиеся на предприятиях республики. В числе прочих проводились исследования материалов системы СЧ+Cu+В. Однако матрицы на основе СЧ не обладают достаточными антифрикционными свойствами [2], также известна [3] их недостаточная работоспособность в тяжелых условиях эксплуатации.

Одним из способов улучшения триботехнических свойств многокомпонентных материалов является подбор оптимального соотношения легирующих элементов. Так, согласно рекомендациям [4, 5] были выбраны медь и бор. Их соотношению и взаимному расположению для получения максимально эффективных эксплуатационных свойств посвящено исследование.

Цель работы: синтезировать материал системы Сч + Cu + В с высокими трибологическими свойствами и оптимизировать метод нанесения материала на рабочую поверхность пары трения.

Методики экспериментов: по критериям минимизации затрат на материал, изготовление, нанесение покрытия были исследованы материалы, основой которого является стружка, отсеиваемая из отходов металлообработки (СЧ 20) при минимальном количестве меди и бора.

При анализе трибосопряжения были выявлены следующие факты:

- а) трибосопряжение работает под действием переменной нагрузки;
- б) втулка как опора вала воспринимает нагрузки непосредственно с рабочего органа машины;
- в) смазка осуществляется посредством закачки смазочного материала под давлением через отверстия смазочных пазов (каналов);

г) узел работает в условиях загрязненности смазочного материала пылью и песком с содержанием кварца 80% и корунда 20% твердостью 18 и 23 ГПа соответственно;

д) тип трения трибопары – граничное трение.

В качестве образцов вала применяли диски, вырезанные из коленчатого вала. В качестве контртела использовали серийные втулки, из которых вырезали сегмент размером 12x12 мм и закрепляли его в специальном приспособлении. Для моделирования реальных условий работы диски изготавливали с эксцентриситетом для возможности секторного нагружения вала. Максимально допускаемое давление на узел скольжения было определено по условию прочности материала вкладыша [6]. Расчет нагрузок на пару вал-вкладыш проводился по контурным давлениям. За максимальное давление принимали давление на 8% – 10% ниже предела текучести бронзы, равное 7,2 МПа. Смазывание осуществляли до начала испытания смазкой «Солидол» ГОСТ 4366-76. С целью ужесточения режимов испытания в смазку вводили до 10% объема абразивные частицы размером менее 30 мкм SiO₂ и Al₂O₃. Эти частицы постоянно имеются на местах эксплуатации втулок.

Перестановкой валов различного конструкционного исполнения добивались возможности реализации разных режимов нагружения. Это обеспечивает применение установки для имитации работы различных механизмов (кривошипно-шатунных и эксцентриковых).

В качестве исследуемых применялись образцы с нанесенным слоем из материала системы Сч + Си + В, где варьировалось содержание меди и бора.

Легирование проводилось динамическим методом в течение 2 – 4 часов по методикам [7].

Данные по износу материалов при различных режимах трения приведены в табл. 2, 3.

Таблица 2

Износостойкость вкладышей при циклической нагрузке

Материал	Износ, мг/м, на пути трения <i>L</i> , м			Твердость НВ
	2000	4000	6000	
БрОФ 10-1	0,31	0,63	1,68	90
БрОЦС 5-5-5	0,8	1,0	1,4	60
БрАЖ 9-4	0,25	0,35	0,465	130

Таблица 3

Износ вкладышей образцов, мг*Е⁻⁵

Материал	Путь трения, м			Твердость НВ
	2000	4000	6000	
БрОФ 10-1	1,6	1,65	1,7	90
БрОЦС 5-5-5	0,95	1,67	2,95	60
БрАЖ 9-4	0,25	1,05	1,65	130
Сч+Cu+В	0,23	0,35	0,465	90

Согласно трибоиспытаниям минимальный износ вкладыша и вала наблюдается у образцов Сч+Cu+В.

Измерение микротвердости фаз выявило следующие результаты (табл. 4).

Таблица 4

Микротвердость идентифицированных фаз, кгс/мм²

Фаза		
белая	серая	желтая
255,3	376,1	107,2
256,6	435,0	113,6
259,6	433,3	113,6
317,1	344,7	118,2
320,5	494,4	
	376,1	
	381,0	

С уверенностью можно выделить наличие медной фазы, бора и боридов в покрытии. Не обнаружено графитных включений, что связано с растворением графита расплавленными частицами и возможным его выгоранием. Такая гетерогенная структура и наличие пористости должны обеспечить увеличение износостойкости покрытия.

При исследованиях способов нанесения покрытия на подложку были выявлены следующие результаты:

- при наплавлении с оплавлением по обмазке: адгезия уменьшается, медь сильно выгорает;
- при наплавке порошковой смеси без оплавления: адгезия увеличивается, однако растет сегрегация наплавленного материала;
- при напылении: хорошая адгезия, незначительное выгорание легирующих элементов, сегрегация практически отсутствует.

Методом нанесения выбрали напыление. Согласно данным по износу покрытий (табл. 5) минимальный износ трибопары на этапе установившегося износа наблюдается у образцов с композиционной структурой.

Таблица 5

Износ вкладышей образцов $\text{мг} \cdot \text{Е}^{-5}$

Материал	Путь трения, м			Твердость НВ
	2000	4000	6000	
БрОФ 10-1	1,6	1,65	1,7	90
БрОЦС 5-5-5	0,95	1,67	2,95	60
БрАЖ 9-4	0,25	1,05	1,65	130
Сч20	4,1	4,5	11,3	100
Сч+Cu+V	0,23	0,35	0,465	90

При анализе количественного состава легирующих элементов были сделаны следующие выводы: Оптимальным можно считать состав, содержащий бора – 1,8%, меди – 18%, что подтверждается проведенными трибоиспытаниями (табл. 6).

Таблица 6

Сопоставительный анализ влияния элемента на износ трибосопряжения

Содержание элементов, масс.%, В	Содержание элементов, масс.%, Cu	Износ вала, $\text{мг/м} \cdot 10$	Износ вкладыша, мг/м
3	25	14,6	1,95
3	10	5,45	2,11
1	25	37,5	2,24
1	10	9,26	1,89
1,8	18	0,849	1,7

Изучаемые гетерогенные покрытия содержат фазы, выполняющие различные функции:

- перлитная матрица – армирующий каркас;
- возможные графитные включения – антифрикционные свойства материала;
- бориды – армирующий каркас, образование $\text{В}_2\text{О}_3$ при больших давлениях, возможность избирательного переноса при восстановлении оксидов меди и железа;
- медь – увеличивает теплопроводность, прирабатываемость, антифрикционные свойства, снижение твердости материала в целом;
- покрытия системы Сч + Cu + В хорошо работают при переменных нагрузках. Возможные причины – более высокая жесткость матри-

цы и образование вторичных структур оксидного типа на основе меди и бора. Чем выше твердость сплава, тем лучше сплав работает при переменных нагрузках;

– бористые сплавы склонны к образованию B_2O_3 при высоких контактных давлениях, что позволяет минимизировать износ пары трения при недостаточной смазке.

ЛИТЕРАТУРА

1. Войнов, Б.А. Износостойкие сплавы и покрытия / Б.А. Войнов. – М.: Машиностроение, 1989. – 120 с.
2. Furness, Justin. Steels. Alloy Steels [Электрон. ресурс] / Justin Furness // Azom. The Institute of Materials. – Режим доступа: www.azom.com.
3. Зуев, А.А. Оценка триботехнических характеристик материалов по удельной тепловой мощности трения / А.А. Зуев // Машиностр. материалы. – 1999. – № 12. – С. 45 – 48.
4. Медь в черных металлах / под ред. И. Ле Мэя и Л.М.-Д. Шетки; пер. с англ., под ред. О.А. Банных. – М.: Металлургия, 1988. – 312 с.
5. Product Areas [Электрон. ресурс]: Welcome to the Future of Farming / Kverneland Group. – Режим доступа: www.kvernelandgroup.com.
6. Справочник по металлам и сплавам [Электрон. ресурс] / под ред. д.т.н., проф. Ю.П. Солнцева. – Режим доступа: <http://www.npromis.com>.
7. Штемпель, О.П. Интенсификация диффузионного легирования металлических порошков для защитных покрытий в подвижных порошковых смесях: автореф. дис. ... канд. техн. наук.:05.02.01 / О.П. Штемпель. – Новополоцк, ПГУ, 2003. – 23 с.

УДК 9(476)«1930 – 1990»355.695

ИСТОРИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ СБОРНО-РАЗБОРНЫХ ПОЛЕВЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ВОЙСК ГОРЮЧИМ

С. В. Цисевич

*УО «Гродненский государственный университет им. Янки Купалы»,
Гродно, Беларусь*

Уровень развития машиностроительной и нефтеперерабатывающей промышленности до 1920-х годов обусловил невысокую оснащенность войск техникой, а применяемая техника имела достаточно простую конструкцию. Соответственно номенклатура применяемых для ее эксплуатации

горючего, масел и смазок ограничивалась несколькими наименованиями. В связи с этим расход горюче-смазочных материалов для военных нужд был незначительным.

Опыт Первой мировой войны наглядно продемонстрировал значение и все возрастающее влияние технической оснащённости войск на ход и исход ведения боевых действий, что привело к пересмотру существующих взглядов военно-политического руководства крупнейших мировых держав на формы и способы ведения войсками боевых действий. Итогом стала активизация опытно-конструкторских работ по разработке и созданию техники военного назначения, особенно – боевой техники; повышение уровня развития машиностроительной и нефтеперерабатывающей промышленности. Взаимовлияние указанных условий привело в совокупности к интенсивному росту в период между Первой и Второй мировыми войнами XX в. степени укомплектованности войск, в т.ч. и Рабоче-Крестьянской Красной Армии (далее – РККА) техникой.

Увеличение разнообразия и усложнение конструкции техники, поступающей в РККА, привели к значительному расширению номенклатуры горючего, масел и смазок, применяемых в РККА; росту объёмов их потребления для эксплуатации состоящей на вооружении техники. Все это привело в свою очередь к возникновению ряда существенных проблем с обеспечением войск горюче-смазочными материалами, одной из которых являлась доставка войскам все возрастающих объёмов горючего на значительные расстояния в условиях ограниченных возможностей существующих транспортных коммуникаций (основными из которых были железнодорожные и автомобильные дороги) и очень низкого уровня развития соответствующих транспортных средств.

Для решения данных проблем и организации доставки войскам горючего даже в условиях невозможности и (или) ограниченной возможности использования других видов транспорта командованием РККА уже в начале 1930-х годов был рассмотрен вопрос о применении для этих целей трубопроводов. С учетом специфики действий войск – частые перемещения, особенно в ходе ведения боевых действий, особое внимание было уделено созданию и применению сборно-разборных полевых магистральных трубопроводов (далее – ПМТ). Однако вследствие недостатка производственных мощностей организовать производство, принятие на вооружение и оснащение войск ПМТ в предвоенные годы не удалось [1, с. 96, 105; 2, с. 45].

В крайне сжатые сроки в условиях проблем с финансированием в период с 1932 по 1941 гг. на территории Беларуси была создана основа системы обеспечения войск горючим – построены и введены в эксплуатацию

12 окружных складов и баз горючего, окружная ремонтная мастерская технических средств службы горючего и окружная лаборатория горючего [3, с. 7 – 12].

В ходе Великой Отечественной войны для обеспечения горючим войск РККА в связи с невозможностью использовать другие виды транспорта и отсутствием комплектов ПМТ неоднократно применялись сварные трубопроводы, зарекомендовавшие себя как наиболее надежный, эффективный, а иногда и единственно возможный способ транспортирования горючего. Однако они имели и ряд недостатков. Так, монтаж сварных трубопроводов осуществлялся в каждом конкретном случае индивидуально, причем для этого приходилось использовать не типовое (стандартное), а имевшееся в наличии в данной местности и поблизости от нее разнотипное оборудование. Как следствие, процесс монтажа был длительным, сложным и трудоемким, а демонтаж трубопровода после перемещения войск – нецелесообразным.

Опыт обеспечения войск горючим в ходе Великой Отечественной войны подтвердил необходимость создания и принятия на вооружение ПМТ, и в послевоенный период работы по их созданию были продолжены. В период с 1956 по 1981 гг. были разработаны и приняты на вооружение Советской Армии несколько комплектов ПМТ протяженностью 150 км, диаметром 100, 150 и 200 мм, производительностью от 35 до 500 м³/ч для транспортирования различных видов горючего [4, с. 154].

Для организации транспортирования, развертывания, эксплуатации, свертывания ПМТ в начале 1950-х годов в составе Советской Армии были созданы трубопроводные войска. В процессе эксплуатации ПМТ трубопроводные части и подразделения организуют и осуществляют на трассах трубопроводов патрульно-аварийную службу с целью их охраны и обороны, своевременного выявления и устранения аварий и неисправностей.

На территории Беларуси к началу 1980-х годов дислоцировалось две трубопроводных бригады и один отдельный трубопроводный батальон. В период с 1993 по 2004 гг. в ходе реформирования Вооруженных Сил Республики Беларусь они были последовательно расформированы [3, с. 7 – 12].

Высокая надежность и эффективность применения ПМТ трубопроводными войсками для обеспечения войск горючим были неоднократно подтверждены на практике – как в ходе учений различного уровня, так и в ходе непосредственного обеспечения боевых действий войск. Например, в Афганистане в 1970-е – 1980-е годы, где проблема с доставкой войскам в сложных природно-географических и климатических условиях, оператив-

но-тыловой обстановке (постоянное воздействие противника) больших объемов горючего была решена путем применения для этих целей трубопроводного транспорта: была развернута сеть трубопроводов из штатных комплектов ПМТ общей протяженностью более 1200 км, обеспечившая 70% от общего объема доставки войскам горючего – от 8 до 12 тыс. тонн горючего ежемесячно [5, с. 48, 59 – 60].

В современных условиях ведения боевых действий подвоз горючего представляет собой одну из сложных задач материального обеспечения войск. С одной стороны, постоянно увеличивается потребность войск в горючем с целью восполнения его расхода и потерь, т.к. увеличиваются масштабы применения боевой техники (особенно авиационной, имеющей большой расход горючего), с другой стороны, постоянно увеличиваются возможности противника по обнаружению и огневому поражению складов горючего, транспортных коммуникаций и непосредственно транспортных средств с запасами горючего.

В этих условиях успешное решение задач по подвозу (доставке) горючего войскам может быть достигнуто только при создании гибкой и устойчивой системы транспортирования горючего войскам за счет комплексного использования всех видов транспорта, в т.ч. трубопроводного, а именно, ПМТ. Опыт использования ПМТ в войнах и локальных вооруженных конфликтах XX – XXI вв. подтвердил целесообразность дальнейшего совершенствования оборудования комплектов ПМТ, развития организации, приемов и способов действий трубопроводных войск при перемещении, развертывании, эксплуатации и свертывании полевых сборно-разборных трубопроводов.

Работа ПМТ практически не зависит от климатических условий и характера местности, что делает их универсальным средством транспортирования горючего. Положительными сторонами ПМТ также являются:

- возможность многократного применения (после развертывания и эксплуатации возможны их свертывание, перемещение и развертывание в другой местности);
- простота и быстрота монтажа (демонтажа), ремонта поврежденных участков путем замены поврежденного линейного оборудования;
- простота конструкции, надежность и долговечность оборудования;
- значительное по сравнению с другими видами транспорта сокращение затрат времени, моторесурса техники, количества транспортных средств и личного состава, привлекаемых для транспортирования различных жидкостей на любые расстояния.

В настоящее время в ряде государств успешно ведутся опытно-конструкторские работы по разработке новых и совершенствованию оборудования существующих ПМТ с учетом современных технологий и научных достижений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ширшов, Г.М. Комкор Николай Мовчин / Г.М. Ширшов. – М.: Гралия С, 2006.
2. Полотнянко, Н.А. Служба горючего Советских Вооруженных Сил / Н.А. Полотнянко, Г.М. Ширшов, Е.В. Якушенко. – Ульяновск: типография УВВТУ, 1986.
3. 70 лет службе горючего и смазочных материалов Министерства обороны Республики Беларусь: справочно-информ. материалы / Мин-во обороны Респ. Беларусь. – Минск, 2006.
4. Технические средства тылового обеспечения: справочник / Мин-во обороны Рос. Федерации. – М.: Военное изд-во, 2003.
5. Долгих, В.В. Горючее – скрытая энергия боевых машин: 75-летию службы горючего и смазочных материалов / В.В. Долгих. – Минск: Зималетто, 2011.

УДК 622.691.4

ИССЛЕДОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ РЕЖИМА ПЕРЕКАЧКИ ПО СЛОЖНОМУ НЕФТЕПРОВОДУ ПРИ ОТБОРЕ НЕФТИ

Р. А. Шестаков

*Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина,
Москва, Россия*

Одной из главных задач проектирования и эксплуатации магистрального нефтепровода (МН) является обеспечение режима перекачки, параметрами которого являются [3]

$$\{Q, p, p_I, p_{II}\}, \quad (1)$$

где Q – расход МН;

p_I и p_{II} – давление соответственно в начальном (I) и конечном (II) сечениях МН;

p – давление по длине МН между сечениями I и II.

Контроль, определение возможных причин изменения и выхода численных значений параметров (1) за установленные пределы в процессе эксплуатации МН является непосредственной задачей расчета и парамет-

рической диагностики технологических режимов [1]. В [2] исследован процесс изменения технологического режима (1), вызванный одной из возможных причин – температурой окружающей среды. В данной работе исследуется другая возможная причина – отвод части транспортируемой нефти от основной нитки по подключенному ответвлению.

Также, согласно [3], при проектировании нового МН необходимо производить раскладку труб по толщине стенки, что приводит к появлению вставок на магистральном нефтепроводе. На практике часто возникают случаи, когда при ремонте участок трубы одного диаметра заменяют на участок не идентичного диаметра, а отличного от изначального, что также приводит к изменению параметров режима перекачки. Поэтому появляется необходимость исследования также влияния профиля трассы и наличия вставок на режим перекачки при отборе нефти из МН.

На рис. 1 представлена схема нефтепроводной системы с присоединенным в сечении П ответвлением (длиной L_0) для отвода части нефти от основного нефтепровода (длиной L) с учетом наличия вставки на основной нитке нефтепровода.

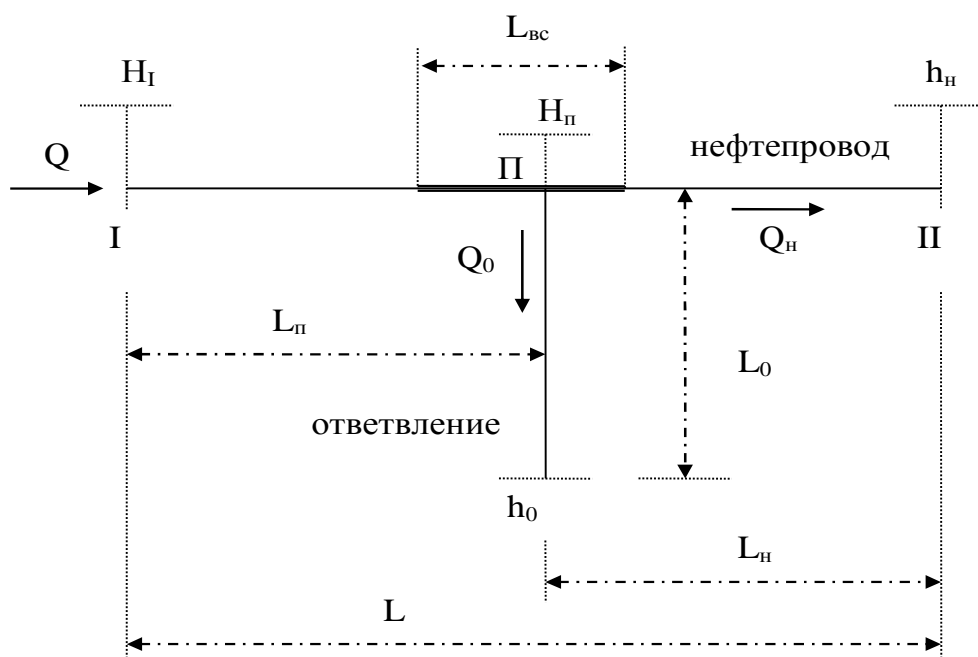


Рис. 1. Трубопроводная система с ответвлением для отвода части транспортируемой нефти от основного нефтепровода

Расчеты также выполнены на разработанном автором программном комплексе «Trans Губка» в соответствии с [3, 4]. На рис. 2 показано окно ввода исходных данных, на рис. 3 – окно ввода параметров вставок, на рис. 4 – окно результатов расчета.

"TRANS ГУБКА" Отвод магистрального нефтепро...

Параметры среды		Параметры отвода	
Плотность [кг/куб.м.]	877	Внешний диаметр [мм]	219
Вязкость [сСт]	23	Толщина стенки [мм]	7
Параметры труб основной нитки		Максимально допустимое напряжение для стали [МПа]	309
Внешний диаметр [мм]	720	Конечное давление [МПа]	1
Толщина стенки [мм]	10	Длина отвода [км]	0,7
Максимально допустимое напряжение для стали [МПа]	309	Высотная отметка конца отвода [м]	100
Абсолютная шероховатость [мм]	0,01	Координаты отвода [км]	19
Параметры режима		Абсолютная шероховатость [мм]	0,03
Расход [куб.м./час]	3500	Переходы	
Начальное давление [МПа]	4		

Ok Отмена

Рис. 2. Окно ввода исходных данных в программном комплексе «Trans Губка»

Переходы с диаметра на диаметр

№ перехода	Координата [км]	Внешний диаметр [мм]	Толщина стенки [мм]	Шероховатость [мм]	Максимально допустимое напряжение для стали [МПа]
<input checked="" type="checkbox"/> №1	16	630	9	0,01	239
<input checked="" type="checkbox"/> №2	24	720	10	0,01	189
<input type="checkbox"/> №3					
<input type="checkbox"/> №4					
<input type="checkbox"/> №5					
<input type="checkbox"/> №6					
<input type="checkbox"/> №7					
<input type="checkbox"/> №8					
<input type="checkbox"/> №9					
<input type="checkbox"/> №10					

Ok Отмена

Рис. 3. Окно ввода параметров вставок

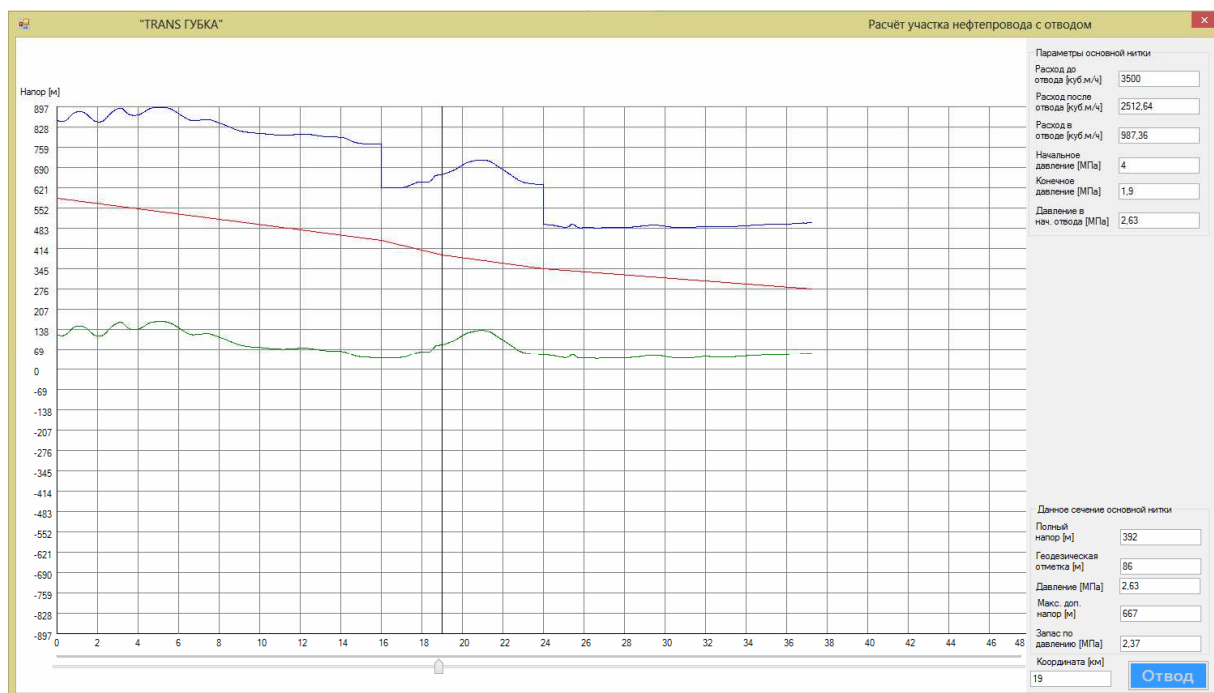


Рис. 4. Окно результатов расчета в программном комплексе «Trans Губка»

На рис. 4 красным цветом строится линия гидравлического уклона, синим – линия максимально-допустимых напоров, зеленым – сжатый профиль трассы МН. При помощи бегунка можно определить технологические параметры в любом сечении МН: они выводятся справа внизу, а основной набор параметров – справа вверху. Из рис. 4 видно, что при отборе части нефти у линии гидравлического уклона появляется излом в точке присоединения отводления (вертикальная прямая) и, следовательно, меняются значения параметров режима – расхода и напора – в конечном сечении II.

Как было показано в [5], давление в точке подключения отвода, когда профиль постоянен, будет только уменьшаться. Когда рассматривается влияние профиля с его холмами, низинами и т.п., давление в точке присоединения может уменьшаться, расти и даже быть постоянным. Это влечет за собой необходимость учета геодезических характеристик нефтепровода при проектировании отводов и тщательного анализа – в случае нелегальных врезок – возможных и наиболее удобных (по технологическим параметрам) для злоумышленников мест врезок с целью эффективного и в кратчайшие сроки их обнаружения и ликвидации.

Расчеты проведены без отвода нефти, без вставки и со вставкой различных диаметров. Результаты расчетов записаны в табл.

Из табл. следует вывод: количественные параметры как отбора нефти, так и режима перекачки по МН существенно зависят от наличия и координат расположения вставок по трассе МН.

Сводная таблица результатов

	Без отвода	Без вставки	Вставка Ø630x9[мм]	Вставка Ø820x10[мм]
Q_0 [м ³ /час]	0	1081,71	987,36	1142,79
Q_H [м ³ /час]	3500	2418,29	2512,64	2357,21
P_{II} [МПа]	2,83	2,83	2,69	2,95
P_{II} [МПа]	1,68	2,35	1,9	2,58

На основе вышесказанного получаем следующие выводы:

- 1) параметры ответвления принципиально влияют на режим перекачки;
- 2) вставка и рельеф могут существенно изменить тенденцию изменения параметра режима перекачки pi_i ;
- 3) в технический паспорт участка магистрального нефтепровода должна вноситься своевременно и в полном объеме информация по изменению всех параметров участка магистрального нефтепровода;
- 4) координата присоединения ответвления принципиально влияет на параметры как отбора нефти, так и на параметры режима перекачки по магистральному трубопроводу.

ЛИТЕРАТУРА

1. Поляков, В.А. Основы технической диагностики: курс лекций / В.А. Поляков. – М.: ИНФРА-М, 2012. – 118 с.
2. Поляков, В.А. Изменение характера технологического режима трубопроводного транспорта высоковязкой нефти по длине нефтепровода / В.А. Поляков, Р.А. Шестаков // Тр. Рос. гос. ун-та нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2013. – № 4 (273). – С. 79 – 83.
3. РД-23.040.00-КТН-110-07. Магистральные нефтепроводы. Нормы проектирования. – М: Транснефть, 2007.
4. РД-75.180.00-КТН-198-09. Унифицированные технологические расчеты объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. – М: Транснефть, 2009.
5. Поляков, В.А. Влияние ответвления на режим перекачки нефти по трубопроводу/ В.А. Поляков, Р.А. Шестаков // Тр. Рос. гос. ун-та нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2014. – № 2. – С. 33 – 42.

Научное издание

**НАДЕЖНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ
МАГИСТРАЛЬНОГО
ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА**

Материалы VIII международной
научно-технической конференции

(Новополоцк, 25 – 28 ноября 2014 г.)

Текст печатается в авторской редакции

Ответственный за выпуск *А.Г. Кульбей*

Технический редактор *Т.А. Дарьянова.*
Компьютерная верстка *О.П. Михайлова*
Дизайн обложки *Е.Н. Бурцевой*

Подписано в печать 19.12.2014. Формат 60×84 ¹/₁₆. Бумага офсетная. Ризография.
Усл. печ. л. 7,66. Уч.-изд. л. 6,91. Тираж 50 экз. Заказ 1681.

Издатель и полиграфическое исполнение:
учреждение образования «Полоцкий государственный университет».

Свидетельство о государственной регистрации
издателя, изготовителя, распространителя печатных изданий
№ 1/305 от 22.04.2014.

ЛП № 02330/278 от 08.05.2014.

Ул. Блохина, 29, 211440, г. Новополоцк.