

ОЦЕНОЧНОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ВРЕМЕНИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДА ДО ОТКАЗА НА ОСНОВЕ НЕЙРОСЕТЕВОГО ПОДХОДА

PIPELINE OPERATING PERIOD TO FAILURE EVALUATIVE PREDICTING BASED ON NEURAL NETWORK APPROACH

В ряде случаев продукты растворения протекторной втулки имеют объем намного больший объема исходного металла протектора, что приводит к деформации наконечника. В результате происходит разрыв наконечника, схлопывание внутренней полиэтиленовой оболочки и перекрытие проходного сечения трубопровода. По этой причине, проводится ингибирование в системе ППД. В этих условиях особое значение имеют плановая реконструкция и капитальный ремонт трубопроводов, которые позволяют заблаговременно снизить вероятность аварийных разливов нефти, подтоварной воды. Планирование реконструкции, как правило, связано с трудностью достоверного расчета допустимых сроков службы трубопроводов из-за большого количества существенных факторов, из которых наиболее важными являются диаметр трубопровода, толщина стенки трубопровода, давление в трубопроводе и тип используемого ингибитора коррозии. Таким образом, исследование защитной способности ингибиторов коррозии и разработка программного средства, которое позволит спрогнозировать время наработки трубопровода до отказа, представляется задачей актуальной и востребованной.

Целью работы явилась оценка эффективности ингибирования и точности прогноза продолжительности эксплуатации металлопластмассовых трубопроводов до отказа.

In a number of cases sacrificial sleeve solution products have a volume that is much larger than a volume of wear sleeve basic material which leads to tip distortion. This results in tip breakup, internal polyethylene sheath implosion and pipe cross section overlapping. For this reason inhibiting is conducted in reservoir pressure maintenance system.

In these conditions particularly important are planned reconstruction and pipeline capital repair which make it possible to reduce the probability of oil and bottom water outflows in due advance. Reconstruction planning, as a rule, is connected with a problem of an adequate calculation of pipeline allowable service life due to many essential factors among which the most important are pipeline diameter, wall thickness, pressure and a type of the corrosion inhibitor used. Thus, study of corrosion inhibitor protective ability and development of the software allowing pipeline operating time to failure prediction seem to be an actual and required problem.

This paper aims at inhibiting efficiency and metal-plastic pipeline operating time to failure prediction accuracy evaluation.

Кадышев С.М., Скоромный П.С., Старочкин А.В., Кравцов В.В.
ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Уфа, Российская Федерация

S.M.Kadysev, P.S.Skoromny, A.V.Starochkin, V.V.Krvtsov
FSBEI of HPE Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, the Russian Federation

Ключевые слова: металлопластмассовый трубопровод, отказ, безопасность, коррозия, прогнозирование, нейронная сеть, web.

Key words: metal-plastic pipeline, failure, safety, corrosion, predicting, neural network, web.

Большинство трубопроводов системы ППД и часть трубопроводов системы нефтесбора в ОАО «Татнефть» построены из металлопластмассовых труб (МПТ), футерованных изнутри полиэтиленом. Перекачиваемая среда непосредственно соприкасается с заземляющим наконечником, изготовленным из стали марки 10 и протекторной втулкой, изготовленной из алюминиевого сплава 1915. Протекторная втулка служит для электрохимической защиты заземляющего наконечника и поверхности трубы в зоне заземления от воздействия коррозионной среды.

Использование МПТ на нефтепромыслах показало следующие преимущества по сравнению с трубопроводами, выполненными из обычных марок сталей (ВСтЗсп, 20, 17ГС, 17Г1С, 09Г2С и т.д.):

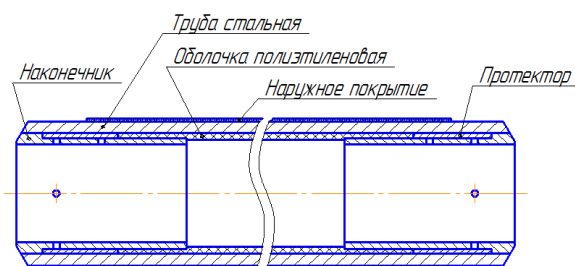


Рисунок 1. Схема соединения металлопластмассовых труб

- срок эксплуатации в агрессивных средах увеличивается в несколько раз;
- повышенная надёжность трубопровода, сооруженного из металлопластмассовых труб, позволяет уменьшить количество отказов из-за нарушений герметичности;
- пропускная способность трубопроводов при эксплуатации не снижается;
- при перекачивании нефти уменьшается отложение парафинов.

Тем не менее, уже через несколько лет эксплуатации на них начали появляться порывы, в основном в зоне полевого сварного шва. Причем более половины от всего числа порывов водоводов сточных вод приходится на внутреннюю коррозию.

В ряде случаев продукты растворения протекторной втулки имеют объем намного больший объема исходного металла протектора, что приводит к деформации наконечника. В результате происходит разрыв наконечника, схлопывание внутренней полиэтиленовой оболочки и перекрытие проходного сечения трубопровода. По этой причине проводится ингибирование в системе ППД.

В этих условиях особое значение имеют плановая реконструкция и капитальный ремонт трубопроводов, которые позволяют заблаговременно снизить вероятность аварийных разливов нефти, подтоварной воды. Планирование реконструкции, как правило, связано с трудностью достоверного расчета допустимых сроков службы трубопроводов из-за большого количества существенных факторов, из которых наиболее важными являются диаметр трубопровода, толщина стенки трубопровода, давление в трубопроводе и тип используемого ингибитора коррозии. Таким образом, исследование защитной способности ингибиторов коррозии и разработка программного средства, которое позволит спрогнозировать время наработки трубопровода до отказа, представляется задачей актуальной и востребованной.

Целью работы явилась оценка эффективности ингибирования и точности прогноза продолжительности эксплуатации металлопластмассовых трубопроводов до отказа.

Перекачиваемая среда непосредственно соприкасается с заземляющим наконечником, изготовленным из стали марки 10 и протекторной втулкой, изготовленной из алюминиевого сплава 1915. Протекторная втулка служит для электрохимической защиты заземляющего наконечника и поверхности трубы в зоне заземления от воздействия коррозионной среды.

Электрохимические исследования проводили на потенциостате «Elins P-8S». Дозировки всех ингибиторов составляли 25 мг/дм³. Перемешивание среды осуществлялось при помощи магнитной мешалки. После установления стационарного потенциала проводили поляризацию образцов в анодную область. Плотность коррозионного тока определяли экстраполяцией участка Тафеля до значения потенциала коррозии на полулогарифмической поляризационной кривой. Скорость коррозии $V_{кор}$, мм/год, стали 10 и сплава 1915 вычисляли по формуле:

$$V_{кор} = \frac{8,76 \cdot A}{z \cdot F \cdot \rho} \cdot j \quad (1)$$

Где A – атомная масса металла, г/моль;
 z – валентность металла;

F – число Фарадея, А·час/моль;
 ρ – плотность металла, г/см³;
 j – плотность коррозионного тока, А/м².

Исследования проводили в модельных водах типа «девон» и «карбон». Состав моделей воды представлен в таблице 1.

Таблица 1. Химический состав воды

| Тип воды | Состав воды, г/дм ³ | | | | | | | |
|----------|--------------------------------|------------------|------------------|-----------------|-------------------------------|-------------------------------|-----------------|------------------|
| | Na ⁺ | Ca ²⁺ | Mg ²⁺ | Cl ⁻ | SO ₄ ²⁻ | HCO ₃ ⁻ | CO ₂ | H ₂ S |
| Девон | 64,19 | 6,10 | 2,00 | 115,70 | 0,08 | 0,15 | 0,2 | - |
| Карбон | 64,14 | 6,10 | 2,00 | 115,70 | 0,08 | 0 | 0,2 | 0,2 |

Поляризационные кривые стали 10 и определенные по ним скорости коррозии и значения защитных эффектов представлены на рисунках 2, 3 и в таблицах 2, 3.

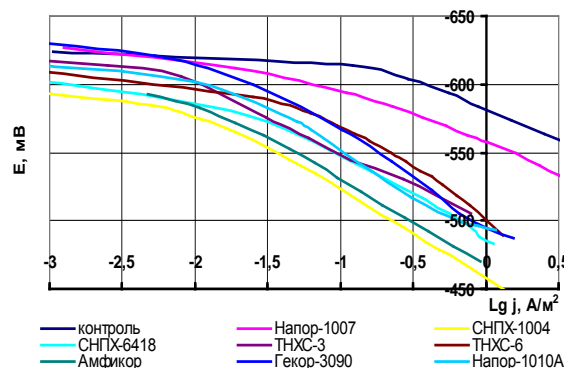


Рисунок 2. Поляризационные кривые стали 10 в модельной воде «девон»

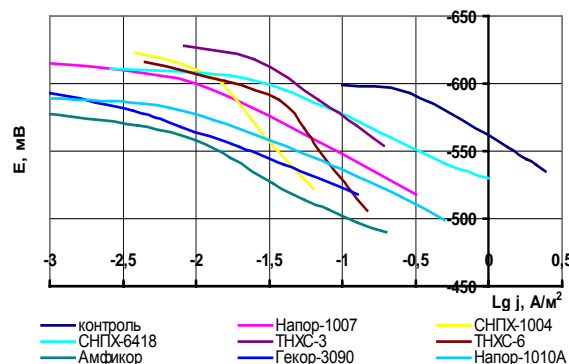


Рисунок 3. Поляризационные кривые стали 10 в модельной воде «карбон»

Скорость коррозии стали 10 в модельной воде «карбон» выше, чем в воде «девон». Это объясняется наличием в воде «карбон» агрессивного сероводорода, при этом растворенный углекислый газ препятствует образованию защитных пленок сульфидов.

Таблица 2. Скорость коррозии стали 10 в модельной воде «девон»

| Марка ингибитора коррозии | Контрольная скорость коррозии, мм/год | Скорость коррозии с ингибитором, мм/год | Защитный эффект, % |
|---------------------------|---------------------------------------|---|--------------------|
| Амфикор | 0,139 | 0,010 | 92,8 |
| Гекор-3090 | | 0,012 | 91,4 |
| Напор-1007 | | 0,012 | 91,4 |
| Напор-1010А | | 0,009 | 98,5 |
| СНПХ-1004 | | 0,008 | 94,2 |
| СНПХ-6418 | | 0,011 | 92,1 |
| ТНХС-3 | | 0,007 | 94,9 |
| ТНХС-6 | | 0,013 | 90,6 |

Таблица 3. Скорость коррозии стали 10 в модельной воде «карбон»

| Марка ингибитора коррозии | Контрольная скорость коррозии, мм/год | Скорость коррозии с ингибитором, мм/год | Защитный эффект, % |
|---------------------------|---------------------------------------|---|--------------------|
| Амфикор | 0,288 | 0,005 | 98,3 |
| Гекор-3090 | | 0,002 | 99,3 |
| Напор-1007 | | 0,007 | 97,6 |
| Напор-1010А | | 0,008 | 97,2 |
| СНПХ-1004 | | 0,012 | 95,8 |
| СНПХ-6418 | | 0,023 | 92,0 |
| ТНХС-3 | | 0,022 | 92,3 |
| ТНХС-6 | | 0,028 | 90,3 |

Несмотря на разницу в контрольной скорости коррозии, все ингибиторы при дозировке 25 мг/дм³ показали защитный эффект выше 90 % как в девонской, так и в угленосной воде.

Поляризационные кривые и результаты определения скорости коррозии материала протекторной втулки представлены на рисунках 4, 5 и в таблицах 4, 5.

Таблица 4. Скорость коррозии сплава 1915 в модельной воде «девон»

| Марка ингибитора коррозии | Контрольная скорость коррозии, мм/год | Скорость коррозии с ингибитором мм/год | Защитный эффект, (%) |
|---------------------------|---------------------------------------|--|----------------------|
| Амфикор | 0,271 | 0,136 | 49,8 |
| Гекор-3090 | | 0,215 | 20,7 |
| Напор-1007 | | 0,192 | 29,2 |
| Напор-1010А | | 0,179 | 33,9 |
| СНПХ-1004 | | 0,171 | 36,9 |
| СНПХ-6418 | | 0,201 | 25,8 |
| ТНХС-3 | | 0,089 | 67,2 |
| ТНХС-6 | | 0,242 | 10,7 |

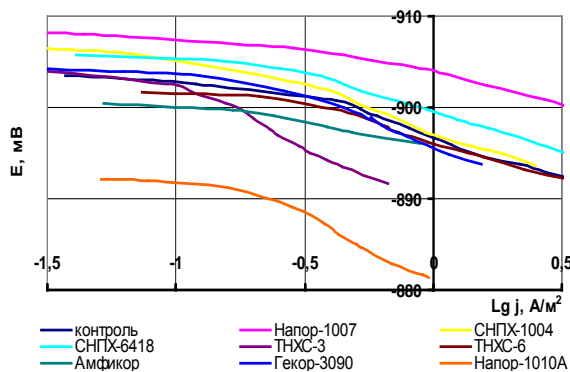


Рисунок 4. Поляризационные кривые сплава 1915 в модельной воде «девон»

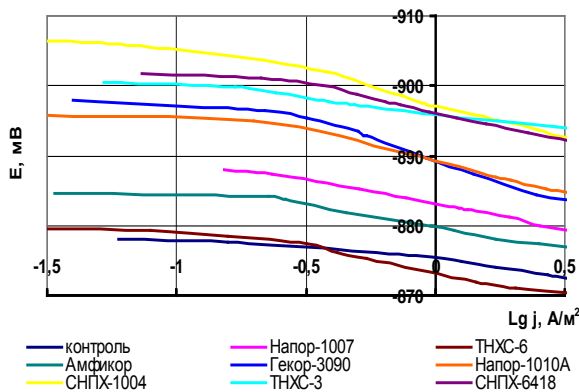


Рисунок 5. Поляризационные кривые сплава 1915 в модельной воде «карбон»

Таблица 5. Скорость коррозии сплава 1915 в модельной воде «карбон»

| Марка ингибитора коррозии | Контрольная скорость коррозии, мм/год | Скорость коррозии с ингибитором, мм/год | Защитный эффект, % |
|---------------------------|---------------------------------------|---|--------------------|
| Амфикор | 0,383 | 0,216 | 43,6 |
| Гекор-3090 | | 0,231 | 39,7 |
| Напор-1007 | | 0,149 | 61,1 |
| Напор-1010А | | 0,206 | 46,2 |
| СНПХ-1004 | | 0,178 | 53,5 |
| СНПХ-6418 | | 0,244 | 36,3 |
| ТНХС-3 | | 0,136 | 64,5 |
| ТНХС-6 | | 0,175 | 54,3 |

Скорость коррозии сплава 1915 в сероводородсодержащей воде, как и в случае со сталью, выше по сравнению с девонской водой. В отличие от стали 10, ингибиторы коррозии снижают скорость коррозии сплава 1915 не более, чем в 3 раза. Максимальный защитный эффект в модельной воде «девон» составил 67,2 % (ТНХС-3), минимальный – 10,7 % (ТНХС-6). В модельной воде «карбон» максимальный защитный эффект 64,5% (ТНХС-3), минимальный – 36,3 % (СНПХ-6418).

Показатели эффективности ингибирования мерой продолжительности работы трубопровода «до

Таблица 6. Фрагмент исходных данных

| 1 | A | B | C | D | E | F | G | H | I | J | K | L | M | N | O | P | Q | R | S |
|------|---|--------------------------|--------------------|-----------------------|-----------------|----------------|--------------------------------|-------------------|------------------|------------------|-----------------------------------|------------------------------|---|--|------------------------|----------------------|----------------------|----------------|---|
| 2 | База порывов МПТ по причине внутренней коррозии по сварным стыкам в системе ПИД за 2005-2012 годы | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 3 | Число порывов: 1446 шт. | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 4 | Назначение трубопровода | Диаметр трубопровода, мм | Толщина стенки, мм | Материал трубопровода | Вязкость, кг/см | Температура, С | Применение ингибитора коррозии | Начало участка, м | Конец участка, м | Длина участка, м | Дата ввода в эксплуатацию участка | Дата выявления неисправности | Время от начала эксплуатации до порыва, год | Расстояние от начала объекта до неисправности, м | Тип дефектного участка | Расположение дефекта | Расположение в часах | Причина порыва | |
| 1442 | 114 | 9 | Сталь | девон вода | | | | 1150 | 1992 | 09.12.2012 | 20,0 | 115 | МПТ (ЗПСШ) | БК(внутренняя коррозия) | | | | | |
| 1443 | 89 | 7 | Сталь | девон вода | | | | 3780 | 1998 | 03.12.2012 | 14,0 | 1120 | МПТ (ЗПСШ) | БК(внутренняя коррозия) | | | | | |
| 1444 | 273 | 9 | Сталь | девон вода | | | | 5060 | 1998 | 24.12.2012 | 14,0 | 1970 | МПТ (ЗПСШ) | БК(внутренняя коррозия) | | | | | |
| 1445 | 89 | 7 | Сталь | девон вода | | | | 1535 | 1999 | 28.12.2012 | 13,0 | 1440 | МПТ (ЗПСШ) | БК(внутренняя коррозия) | | | | | |
| 1446 | 114 | 9 | Сталь | девон вода | | | | 1530 | 1987 | 02.12.2012 | 25,0 | 10 | МПТ (ЗПСШ) | БК(внутренняя коррозия) | | | | | |
| 1447 | 273 | 9 | Сталь | девон вода | | | | 8262 | 1997 | 21.12.2012 | 15,0 | 6762 | МПТ (ЗПСШ) | БК(внутренняя коррозия) | | | | | |
| 1448 | 114 | 9 | Сталь | девон вода | | | | 1692 | 1998 | 27.12.2012 | 14,0 | 950 | МПТ (ЗПСШ) | БК(внутренняя коррозия) | | | | | |
| 1449 | 114 | 9 | Сталь | девон вода | | | | 1692 | 1998 | 28.12.2012 | 14,0 | 920 | МПТ (ЗПСШ) | БК(внутренняя коррозия) | | | | | |
| 1450 | 89 | 7 | Сталь | девон вода | | | | 1600 | 1999 | 10.12.2012 | 13,0 | 350 | МПТ (ЗПСШ) | БК(внутренняя коррозия) | | | | | |
| 1451 | 89 | 7 | Сталь | девон вода | | | | 720 | 1999 | 27.12.2012 | 13,0 | 700 | МПТ (ЗПСШ) | БК(внутренняя коррозия) | | | | | |
| 1452 | 114 | 9 | Сталь | карбон вода | | | | 3455 | 1998 | 13.12.2012 | 14,0 | 2760 | МПТ (ЗПСШ) | БК(внутренняя коррозия) | | | | | |
| 1453 | 114 | 9 | Сталь | карбон вода | | | | 3455 | 1998 | 17.12.2012 | 14,0 | 1000 | МПТ (ЗПСШ) | БК(внутренняя коррозия) | | | | | |

отказа». Тем более в практике работы нефтедобывающих предприятий применение того или иного ингибитора коррозии носит случайный, «стохастический» характер. Поэтому для математической обработки использовалась обширная база данных по отказам трубопроводов с различными параметрами.

В работе учитывались следующие параметры:

- диаметр трубопровода;
- толщина стенки трубопровода;
- давление в трубопроводе;
- длина участка.

В настоящее время для задач прогнозирования широкого распространение получают искусственные нейронные сети, позволяющие моделировать сложные зависимости.

Для написания программного обеспечения, осуществляющего функции прогнозирования, была выбрана веб-платформа и свободно распространяемая библиотека ANN - Artificial Neural Network for PHP 5.x. (реализация топологии нейронной сети под названием многослойного персептрона для языка PHP версии 5 и выше).

Функции библиотеки ANN [1]:

- способность распознавания выходного сигнала (линейный или бинарный);
- модель клиент-сервер для распределенных приложений;
- графическое изображение топологии сети;
- возможность просмотра деталей сети;

- реализация функций классификации и ассоциации.

В качестве обучающих данных использована производственная база порывов металлопластмассовых труб (МПТ) по причине внутренней коррозии на предприятиях ОАО «Татнефть» (Таблица 6). Выделены столбцы с входными параметрами.

Важным этапом работы с нейронной сетью (НС) является ее обучение. От результатов данной работы зависит точность прогнозируемой величины.

В качестве исходных данных используется обучающая выборка. Из 1453 строк табличных данных

Таблица 7. Параметры обученной сети

| Network info | |
|---------------------------|---------------------------|
| Detected output type | Linear |
| Activation function | Sigmoid |
| Momentum | 0.95 |
| Learning rate | Dynamic |
| Network error | 0.00046280283611906 |
| Output error tolerance | +/- 0.02 |
| Total loops | 27515 loops |
| Total trainings | 27189 trainings |
| Total activations | 27551 activations |
| Total activation requests | 54740 activation requests |
| Epoch | 4 loops |
| Training Time | 187 seconds = 3.1 minutes |
| Loops / second | 147 loops / second |
| Training finished | Yes |
| Training percentage | 100 per cent |



Рисунок 6. Весовые коэффициенты обученной нейронной сети

было взято 1100 строк. Оставшиеся строки были применены для тестирования обученной нейронной сети. Процесс обучения представляет собой запуск РНР-скрипта, содержащего в себе обучающую выборку, специально отформатированную в соответствии с функциями библиотеки. Параметры обучения представлены в таблице 7, где указывается текущее состояние сети, текущая ошибка сети, количество эпох.

Нейронная сеть обучается на основе входных и выходных данных. Суть в них сводится к настройке весовых коэффициентов связей между нейронами (рисунок 6).

На рисунке 7 представлена топология нейронной сети с пятью скрытыми слоями. Выход (время экс-

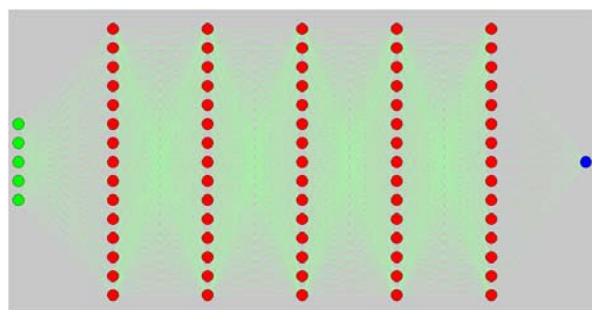


Рисунок 7. Топология полученной нейронной сети

плуатации трубопровода) НС зависит от пяти факторов.

Проверяем полученную НС к способности давать прогноз (таблица 8)/

Таблица 8. Параметры обученной сети

| № | Диаметр трубопровода, мм | Толщина стенки, мм | Давление, атм | Длина участка, м | Время от ввода в эксплуатацию до порыва, год | | Точность |
|---|--------------------------|--------------------|---------------|------------------|--|---------|----------|
| | | | | | Табличное значение | Прогноз | |
| 1 | 273 | 9 | 25 | 4448 | 15,3 | 14,75 | 0,964 |
| 2 | 273 | 9 | 25 | 7600 | 9,1 | 9,56 | 1,050 |
| 3 | 114 | 9 | 150 | 3000 | 14,1 | 13,6 | 0,964 |
| 4 | 114 | 9 | 150 | 1120 | 10,4 | 10,32 | 0,992 |
| 5 | 114 | 9 | 110 | 2998 | 13,3 | 10,13 | 0,76 |

На текущий момент в связи с трудностями достоверного расчета срока службы и отсутствием математической модели расчета существует большая вероятность аварийных разливов нефти, подтоварной воды. Прогнозирование срока службы трубопроводов на основе нейросетевого подхода способствует снижению вероятности возможных аварий и уменьшению затрат на их ликвидацию.

Выводы

1. Все исследованные ингибиторы снижают скорость коррозии заземляющего наконечника МПТ из стали 10 более чем в 10 раз, как в углекислотной, так и в сероводородсодержащей коррозионной среде.

2. Ингибиторы коррозии снижают скорость коррозии протекторной втулки МПТ из сплава 1915 не

более, чем в 3 раза. В сероводородсодержащей модельной среде защитные эффекты выше, по сравнению с углекислотной средой.

3. В результате выполненной работы получена обученная нейронная сеть, с помощью которой можно предсказать время наработки трубопровода до отказа с погрешностью не более 24 %.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абдуллин Р.М., Бугай Д.Е., Лаптев А.Б. Повышение безопасности эксплуатации футерованных трубопроводов для перекачивания углеводородных сред на нефтяных промыслах. // Актуальные вопросы нефтегазовой отрасли в области добычи и трубопроводного транспорта углеводородного сырья: материалы науч.-техн. семинара. Уфа: ИПТЭР, 2009. С. 24-26.

2. Проблемы эксплуатации футерованных трубопроводов на нефтяных промыслах / Абдуллин Р.М. [и др.] // Актуальные проблемы технических, естественных и гуманитарных наук: материалы междунар. науч.-техн. конф. Уфа: УГНТУ, 2008. Вып. 3. С. 5-8.

3. Варганова О.В. Методические подходы к оценке надежности и экологической безопасности промышленных трубопроводов. // Нефтяное хозяйство. 1998. № 11. С.47-49.

4. Вахитов А.Г., Щепин И.С. Прогнозирование коррозии под напряжением оборудования и трубопроводов. / Под ред. проф. Зайнуллина Р.С. // Безопасность сосудов и трубопроводов: сб. науч. тр. М.: Недра, 2003. С. 47-52.

5. Волохов Г.М. Использование моделей теории катастроф для исследования остаточного ресурса металлоконструкций. // Безопасность труда в промышленности. 2004. № 11. С. 47-51.

6. Гоник А.А. Коррозия нефтепромыслового оборудования и меры ее предупреждения. М.: Недра, 1976. 192 с.

7. Димов Л.А. Напряженно-деформированное состояние и надежность подземного нефтепровода. // Нефтяное хозяйство. 1995. № 9. С. 42-44.

8. Димов Л.А. Оценка опасности коррозионных дефектов в стенке эксплуатируемого магистрального трубопровода. // Нефтегазовые технологии. 1999. №6. С. 16-17.

9. Завьялов В.В. Проблемы эксплуатационной надежности трубопроводов на поздней стадии разработки месторождений. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. 332 с.

10. Короткий С.В. Нейронные сети: алгоритм обратного распределения. // <http://ai.obrazec.ru/neur-2.html>

11. Круглов В. В., Борисов В. В. Искусственные нейронные сети. Теория и практика. 2-е изд. М.: Горячая линия Телеком, 2002. 382 с.: ил.

12. Круглов В.В., Борисов В.В. Искусственные нейронные сети. Теория и практика. М.: Горячая линия Телеком. 2002. 192с.

13. Мостовой А.В. Методы оценки остаточного ресурса магистральных газопроводов ООО «Пермтрансгаз» // Проблемы нефтегазового комплекса России. Материалы междунар. научн.-техн. конф. Уфа: изд-во УГНТУ, 1998. С. 197-200.

14. Осовский С. Нейронные сети для обработки информации /Пер. с пол. Рудинского И.Д. М.: Финансы и статистика, 2002. С. 12-24.

15. Проект, реализующий топологию нейронной сети, под названием многослойного перцептрона для PHP 5.x сред. [Электронный ресурс] . http://ann.thwien.de/index.php/Main_Page. (дата обращения: 23.09.2013).

16. Терехов С.А. Лекции по теории и приложениям искусственных нейронных сетей. // http://alife.narod.ru/lectures/neural/Neu_index.htm

REFERENCES

1. Abdullin R.M., Bugai D.E., Laptev A.B. Povyshenie bezopasnosti ekspluatatsii futerovannykh truboprovodov dlya perekachivaniya uglevodorodnykh sred na neftyanykh promyslakh. // Aktualnye voprosy neftegazovoi otрасli v oblasti dobychi i truboprovodnogo transporta uglevodorodnogo syr'ya: materialy nauch.-tehn. seminar. Ufa: IPTER, 2009. S. 24-26. [in russian].

2. Problemy ekspluatatsii futerovannykh truboprovodov na neftyanykh promyslakh / Abdullin R.M. [i dr.] // Aktualnye problemy tehnikeskikh, estestvennykh i gumanitarnykh nauk: materialy mezhdunarod. nauch.-tehn. konf. Ufa: UGNTU, 2008. Vyp. 3. S. 5-8. [in russian].

3. Vartanova O.V. Metodicheskie podhody k oцenke nadezhnosti i ekologicheskoi bezopasnosti promyslovykh truboprovodov. // Neftyanoe hozyaistvo. 1998. № 11. S.47-49. [in russian].

4. Vahitov A.G., Shepin I.I.C. Prognozirovanie korrozii pod napryazheniem oborudovaniya i truboprovodov. / Pod red. prof. Zainullina R.S. // Bezopasnost

sosudov i truboprovodov: sb. nauch. tr. M.: Nedra, 2003. S. 47-52. [in russian].

5. Volohov G.M. Ispol'zovanie modelei teorii katastrof dlya issledovaniya ostatochnogo resursa metallokonstrukcii. // Bezopasnost' truda v promyshlennosti. 2004. № 11. S. 47-51. [in russian].

6. Gonik A.A. Korroziya neftepromysloвого oborudovaniya i mery ee preduprezhdeniya. M.: Nedra, 1976. 192 s. [in russian].

7. Dimov L.A. Napryazhenno-deformirovannoe sostoyanie i nadezhnost' podzemnogo nefteprovoda. // Neftyanoe hozyaistvo. 1995. № 9. S. 42-44. [in russian].

8. Dimov L.A. Ocenka opasnosti korroziionnykh defektov v stenke ekspluatiruемого magistral'nogo truboprovoda. // Neftgazovye tehnologii. 1999. № 6. S. 16-17. [in russian].

9. Zav'yalov V.V. Problemy ekspluatatsionnoi nadezhnosti truboprovodov na pozdnei stadii razrabotki mestorozhdenii. M.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. 332 s. [in russian].

10. Korotkii S.V. Neironnye seti: algoritm obratnogo raspredeleniya. // <http://ai.obrazec.ru/neur-2.html>.

11. Kруглов V. V., Borisov V. V. Iskusstvennye neironnye seti. Teoriya i praktika. 2-e izd. M.: Goryachaya liniya Telekom, 2002. 382 s.: il. [in russian].

12. Kруглов V.V., Borisov V.V. Iskusstvennye neironnye seti. Teoriya i praktika. M.: Goryachaya liniya Telekom. 2002. 192s. [in russian].

13. Mostovoi A.V. Metody oцenki ostatochnogo resursa magistral'nykh gazoprovodov ООО «Permtransgaz» // Problemy neftegazovого kompleksa Rossii. Materialy mezhdunar. nauchn.-tehn. konf. Ufa: izd-vo UGNTU, 1998. S.197-200. [in russian].

14. Osovskii S. Neironnye seti dlya obrabotki informatsii /Per. s pol. Rudinskogo I.D. M.: Finansy i statistika, 2002. S. 12-24. [in russian].

15. Proekt, realizuyushii topologiyu neironnoi seti, pod nazvaniem mnogoslnoinogo perseptrona dlya PHP 5.x sred. [Elektronnyi resurs] . http://ann.thwien.de/index.php/Main_Page. (data obrasheniya: 23.09.2013). [in russian].

16. Terehov S.A. Lekcii po teorii i prilozheniyam iskusstvennykh neironnykh

setei.// http://alife.narod.ru/lectures/neural/Neu_index.htm

Кадышев С.М., инженер 1 категории отдела экологической безопасности при разработке нефтяных месторождений, ТамНИПИнефть, г. Бузульма, Российская Федерация

S.M.Kadysev, First Category Engineer of Oil Field Development Environmental Safety Department, Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft), Bugulma, the Russian Federation

Скоромный П.С., преподаватель кафедры «Вычислительная техника и инженерная

кибернетика» ФГБОУ ВПО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

P.S.Skoromny, Teacher of the Chair "Computer Engineering and Engineering Cybernetics", FSBEI of HPE Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, the Russian Federation

Старочкин А.В., главный инженер ООО НПВП «Электрохимзащита», Уфа, Российская Федерация

Starochkin A.V., Chief Engineer of LLC Scientific-and-Production Implementation Company "Electrohimzaschita", Ufa, the Russian Federation

Кравцов В.В. канд. техн. наук, профессор кафедры «Технология нефтяного аппарата

строения» ФГБОУ ВПО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

V.V.Kravtsov, Candidate of Technical Sciences, Professor of the Chair "Oil Apparatus Engineering Technology", FSBEI of HPE Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, the Russian Federation

e-mail: korrkvv@gmail.com