



УДК 621.644

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ МЕТОДОМ НЕЙРОСЕТЕВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

FORECASTING RESOURCES OIL AND GAS PIPELINES BY METHOD OF NEURO NETWORK MODELING

Щипачев Андрей Михайлович

доктор технических наук, профессор;
профессор кафедры транспорта
и хранения нефти и газа,
Санкт-Петербургский горный университет
shipachev@ufanet.ru

Лапига Илья Романович

магистрант,
Санкт-Петербургский горный университет
irlapiga@gmail.com

Shchipachev Andrey Mikhailovich

Doctor of Technical Sciences, Professor,
Professor of the Department of Transport and
Storage of Oil and Gas,
St. Petersburg Mining University
shipachev@ufanet.ru

Lapiga Ilya Romanovich

Undergraduate,
St. Petersburg Mining University
irlapiga@gmail.com

Аннотация. В настоящее время большинство газонефтепроводов в Российской Федерации эксплуатируются долгое время. Поэтому часто возникает проблема оценки остаточного ресурса, так как неправильная оценка времени работы трубопровода может привести к его разрушению и, как следствие, к крупной экологической аварии, а также к большим убыткам для транспортирующих компаний. Одной из главных проблем диагностики является получение достоверной информации о состоянии объекта. В качестве решения этой проблемы может быть использован не один из видов неразрушающего контроля, а их комбинация.

Для этого возможно применение нейро-нечетких сетей для оценки уровня остаточного ресурса на основе разнородных данных диагностики металла (ультразвукового контроля, магнитных методов, поверхностной энергии и др.) на примере стали 09Г2С, эксплуатируемой в условиях усталостного нагружения.

Ключевые слова: газонефтепроводы, остаточный ресурс, диагностика, неразрушающий контроль, нейросетевое моделирование, сталь, 09Г2С, усталостное нагружение.

Annotation. At present, most of the pipelines in the Russian Federation are in operation for a long time. Therefore, there is often a problem of estimating the residual resource, since an incorrect estimate of the operating time of the reservoir can lead to its destruction and, as a consequence, to a major environmental accident. One of the main problems of diagnostics is obtaining reliable information about the state of the object. As a solution to this problem, not one of the types of non-destructive testing can be used, but their combination.

For this, it is possible to use neural-fuzzy networks to estimate the level of residual life on the basis of heterogeneous data of metal diagnostics (ultrasonic testing, magnetic methods, surface energy, etc.) using the example of 09G2S steel, operated under fatigue loading conditions.

Keywords: gas and oil pipelines, residual resource, diagnostics, non-destructive testing, neurochemical modeling, steel, 09G2C, fatigue loading.

Оценка уровня накопленных повреждений металлом, который эксплуатируется при различных видах напряженно-деформированного состояния и внешней среды для нефтяной отрасли сегодня весьма актуальна. Это связано с проблемой оценки остаточного ресурса газонефтепроводов, находящихся в эксплуатации длительное время и выход из строя, которых влечет аварийные и катастрофические последствия.

На сегодняшний день в Российской Федерации в эксплуатации находится более 250 тыс. км магистральных трубопроводов (включая 179,3 тыс. км газопроводов, 54,2 тыс. км нефтепроводов и 16,6 тыс. км нефтепродуктопроводов) [1]. Нормативный срок службы трубопроводов на сегодняшний день составляет 25 лет. Однако большинство из эксплуатируемых газонефтепроводов выработали свой срок, но продолжают работать (средний возраст трубопроводов в России свыше 27 лет). Заложенный при проектировании запас прочности позволяет продолжить эксплуатацию трубопровода на некоторое количество времени. Согласно НТД такие трубопроводы должны подлежать замене, что наиболее правильно с точки зрения промышленной безопасности и экологии: минимизирование риска аварии и загрязнения окружающей среды. Но с экономической точки зрения прокладка нового трубопровода взамен старого влечет колоссальные затраты, которые могут не окупиться, так большая часть из таких газонефтепроводов идет от месторождений, находящихся в эксплуатации уже долгое время и чей ресурс уже достаточно исчерпан. Поэтому актуальным становится вопрос определения остаточного ресурса таких газонефтепроводов.



Однако для того, чтобы можно было использовать этот ресурс, необходимо как можно более точно определить состояние металла трубы: наличие дефектов (трещины, свищи, уменьшение толщины стенки в следствие коррозионного износа и др), а также оценка общего состояния металла.

Сегодня при определении остаточного ресурса основное внимание уделяется наличию или отсутствию дефектов в стенке трубопровода, а также толщине стенки трубы. Но немаловажным фактором, который может повлиять на прочность трубопроводов является циклические пульсации среды и, как следствие, возникающие циклические нагрузки в металле трубы. Под воздействием циклических нагрузок металл деградирует, что ведет к снижению его прочностных характеристик и, как следствие, к возможному разрушению стенки трубы.

Циклические пульсации среды возникают из-за неравномерности работы перекачивающего оборудования насосных и компрессорных станций. Для нефтепроводов характерна малоцикловый режим работы, а для газопроводов – многоцикловый. Циклы представляют собой сложные синусоидальные зависимости, учитывающие расстояние от НПС или КС, а также пульсации давления в трубах, воздействие внешних сил (температурные колебания, сейсмические воздействия, напряжения при укладке и т.д.). Степень циклической усталости металла в трубопроводах тем выше, выше давление перекачиваемой среды. Наибольший износ металла в следствие циклических нагрузок будет происходить газонефтепроводах с большей величиной давления перекачиваемой среды. Большинство таких трубопроводов – газопроводы, т.к. давление в магистральных газопроводах на сегодняшний день может достигать 10 МПа и выше (МГ «Бованенково – Ухта» 11,8 МПа, МГ «Северный поток» 21,7 МПа), в то время как рабочее давление в нефтепроводах ограничивается давлением в 7,4 МПа.

Износ металла и частичная потеря его свойств в результате постоянного воздействия циклических нагрузок можно определить, как повреждаемость металла. Под повреждаемостью подразумевается некая интегральная характеристика материала, мера его деградации. Повреждаемость связана с последовательной сменой механизмов адаптации материала к нагрузкам. Повреждаемость связана с величиной внутренней накопленной энергии материала. [3] Так как определение этой энергии вызывает трудности, то за условную повреждаемость принимается степень наработки материала – наработку материала в данном состоянии, отнесенную к наработке (ресурсу) до предельного состояния (разрушения).

Для оценки повреждаемости металла необходимо получить достоверные данные, полученные при проведении технической диагностики. Основной проблемой технической диагностики на сегодняшний день является получение достоверной информации о состоянии диагностируемого объекта, а также классификации этого состояния (нормального или аномального). При проведении технического диагностирования наряду с определением положения и вида дефектов также необходима оценка общей деградации, повреждаемости материала.

При анализе долговечности различных участков газонефтепроводов необходимо использовать два подхода. В общем случае, когда напряжения в металле являются стационарным случайным процессом и имеет место многоцикловая усталость, то необходимо применять методику, изложенную в [2,3]. В эксплуатационных режимах работы наблюдается двухчастотный процесс нагружения, и, следовательно, необходим подход, описанный в [4]. Суть его состоит в том, что изменение напряжений в металле труб может быть представлено в виде:

$$\sigma = \sigma_1 \sin \omega_1 t + \sigma_2 \sin (\omega_2 t + \varphi) + \sigma_m, \quad (1)$$

где σ_1, σ_2 – амплитуда напряжений соответственно с низкой и высокими частотами; $\omega_1, \omega_2, \varphi$ – угол сдвига фаз между составляющими; σ_m – среднее напряжение цикла. [5].

На рисунке 1 представлен график изменения напряжений, починающийся выражению (1). Расчет проводился для газопровода, проложенного в условиях Крайнего Севера с рабочим давлением $P_H = 5,4$ МПа, наружным диаметром $DH = 1220$ мм., материал труб – сталь 17ГС. Уравнения колебаний:

$$\sigma_{кц} = 31,3 \cdot \sin (0,00037 \cdot t) + 3,13 \cdot \sin (0,0063 \cdot t) + 202,7; \quad (2)$$

$$\sigma_{пр} = 9,38 \cdot \sin (0,00037 \cdot t) + 0,94 \cdot \sin (0,0063 \cdot t) + 209,8; \quad (3)$$

Приведя циклы к упрощенной модели, появляется возможность в лабораторных условиях смоделировать состояние металла практически для любого момента времени на заданном расстоянии.

Полученные в лабораторных условиях образцы с разной степенью циклической усталости (наработки) можно диагностировать для получения различных диагностических параметров, например, скорости прохождения ультразвуковых волн через металл, напряженности магнитного поля металла, твердость и др. При проведении диагностики трубопроводов реальные значения диагностических параметров сравниваются с лабораторными. По результатам сравнения можно сделать вывод о текущем состоянии металла труб и дать прогноз остаточного ресурса.



График изменения напряжений в материале трубы

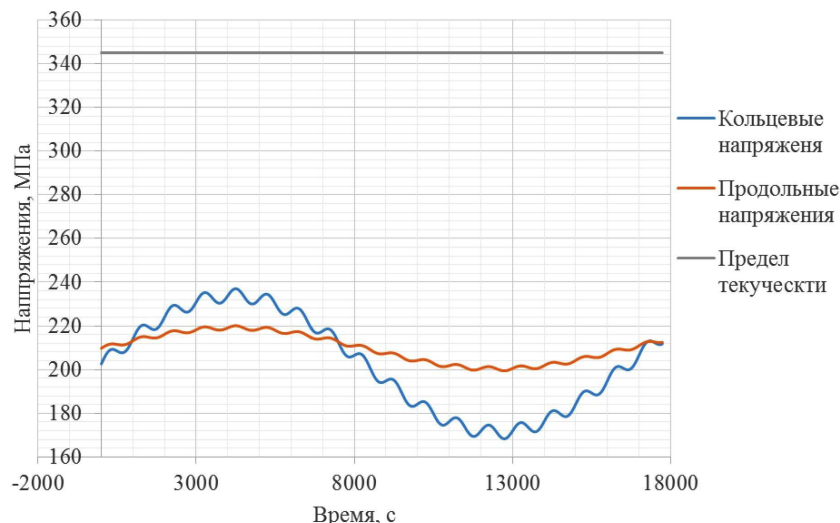


Рисунок 1 – График изменения давления в газопроводе

Развитие методов и способов диагностики позволило получать информацию о наличии дефектов и состоянии металла по всей длине трубопровода без применения шурфирования. При помощи комбинированных внутритрубных диагностических снарядов (рис. 2) можно за 1 проход получать различные параметры состояния металла: акустические, магнитные и др. Однако при диагностировании наибольшее внимание уделяется поиску дефектов, которые могут привести к разрушению.



Рисунок 2 – Пример конструкции внутритрубного комбинированного дефектоскопа

При выполнении работ по диагностике газонефтепроводов наряду с выявлением дефектов в стенках и сварных швах резервуара необходимо провести снятие показаний характеристик металла стенки трубы. Диагностика производится по всей длине трубопровода, особое внимание уделяя участкам до насосного или компрессорного оборудования, так как в процессе работы газонефтепроводов эти участки испытывают наибольшие нагрузки. Контроль необходимо проводить с использованием стандартных методов, предусмотренных РД 153-39.4-056-00 и СТО Газпром 2-2.3-095-2007.

Одним из немаловажных факторов, влияющих в конечном счете на определение остаточного ресурса, является подбор наиболее удачной комбинации диагностических параметров. Оптимальным сочетанием будет являться выбор диагностических параметров, описывающих различные свойства сталей:

- прочностные – твердость;
- акустические – скорость прохождения ультразвуковых волн через сталь, степень затухания амплитуды сигнала;
- магнитные – значение коэрцитивной силы, размах градиента магнитного поля;
- электрические – значение действующего напряжения, напряжение вихревых токов;
- прочие – определение поверхностной энергии, определение краевого угла смачивания.

Каждый из вышеперечисленных способов имеет как преимущества, так и недостатки. Зависимость между уровнем накопленных повреждений и изменением прочностных характеристик не всегда выявляема, а в случае выявления довольно слаба и довольно часто требует определения микро-



прочности стали, что затруднительно сделать в полевых условиях. Акустические методы контроля трудноприменимы при внутритрубной диагностике газопроводов из-за отсутствия стабильного акустического контакта между датчиком и стенкой трубы. Исследования электрических параметров практически невозможно при проведении внутритрубной диагностики и возможно только в полевых условиях при шурфировании трубопровода. Применение прочих методов несмотря на то, что дает достаточно точные результаты [6] сложно применять не в лабораторных условиях.

Для наиболее точной оценки состояния металла необходимо подобрать такую комбинацию диагностических параметров, с помощью которых определение и прогнозирование остаточного ресурса наиболее точно.

Если отталкиваться от того, что большинство газонефтепроводов на сегодняшний день диагностируется при помощи внутритрубных диагностических приборов, то наиболее удовлетворяющие методы диагностики должны быть применимы в внутритрубных приборах. Такими методами диагностики являются акустические и магнитные методы контроля. Для диагностики могут применяться как два отдельных зонда, так и один комбинированный, что значительно упрощает процесс получения данных.

В качестве эксперимента были проведены исследования величины различных характеристик металла в зависимости от наработки. Испытания проводились на образцах из стали 09Г2С при цикловом усталостном нагружении. Образцы нагружались приближенно выражению (2) для кольцевых напряжений в металле трубы. Для определения степени накопления усталостных повреждений в металле использовались скорость распространения продольных ультразвуковых волн, а также величина напряженности магнитного поля.

Данные измерений скорости распространения ультразвуковых волн, размаха градиента напряженности магнитного поля в зависимости от уровня накопленных повреждений приведены на рисунках 3–4.

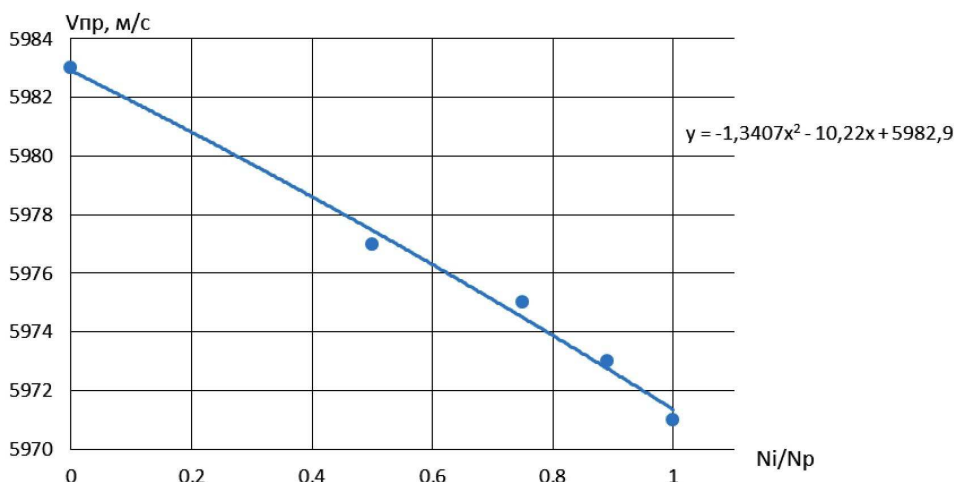


Рисунок 3 – Зависимость скорости продольных ультразвуковых волн от величины наработки

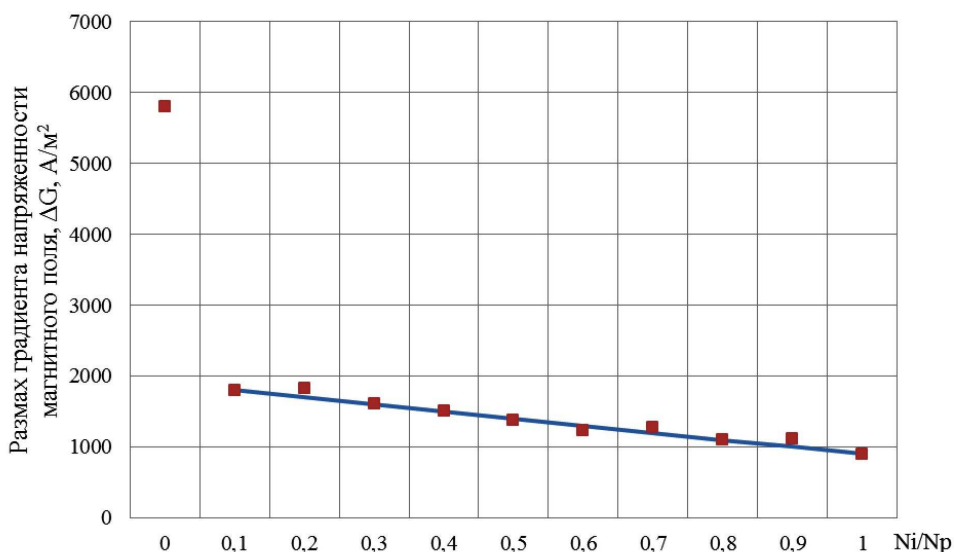


Рисунок 4 – Зависимость размаха градиента напряженности магнитного поля от величины наработки



Для увеличения достоверности оценки и прогноза остаточного ресурса возможно применение не одного, а двух или трех диагностических параметров. Такой анализ позволяет учесть все свойства металла, а также их влияние друг на друга. В данной диагностической концепции различные характеристики материалов рассматриваются не дискретно, а в совокупности. Однако в этом случае в разы увеличивается сложность обработки данных. Решением данной проблемы может являться применение искусственных нейронных сетей (ИНС). Сегодня ИНС применяется во многих сферах – распознавание образов, классификация, категоризация, прогнозирование [7].

Также одним из преимуществ ИНС является возможность обработки «нечеткой» информации. К такой информации может относиться мнения экспертов, субъективные пожелания, суждения такого типа, как «слабый», «сильный», «очень много», «скорее нет, чем да», «высокая прочность» и т.п. То есть, эта информация «размытая», нечеткая, не несущая конкретных цифровых значений. Если в детерминированных («четких») вычислениях такая информация отбрасывается, то при использовании подходов теории нечетких множеств, ее можно определенным образом учитывать.

Для нейросети в качестве обучающей выборки используются полученные экспериментальные данные. Это является своеобразным образцом, по которому в дальнейшем нейросеть будет проводить анализ. Обученная ИНС может в кратчайшие сроки выдать ответ об уровне накопленных повреждений, используя данные нескольких видов технической диагностики. Выданный ИНС результат будет содержать оценку текущей повреждаемости в относительном виде (т.е. отнесенную к предельному состоянию). Данное множество определяется как отношение количества циклов N_i на момент диагностирования к максимальному количеству циклов нагружения N_p до начала разрушения, которое определяется экспериментально для каждого конкретного материала. [8]

Разработка нейронечеткой сети и работа с ней может проводиться в математическом пакете MATLAB в редакторе Anfis. Результаты представлены на рисунке 5.

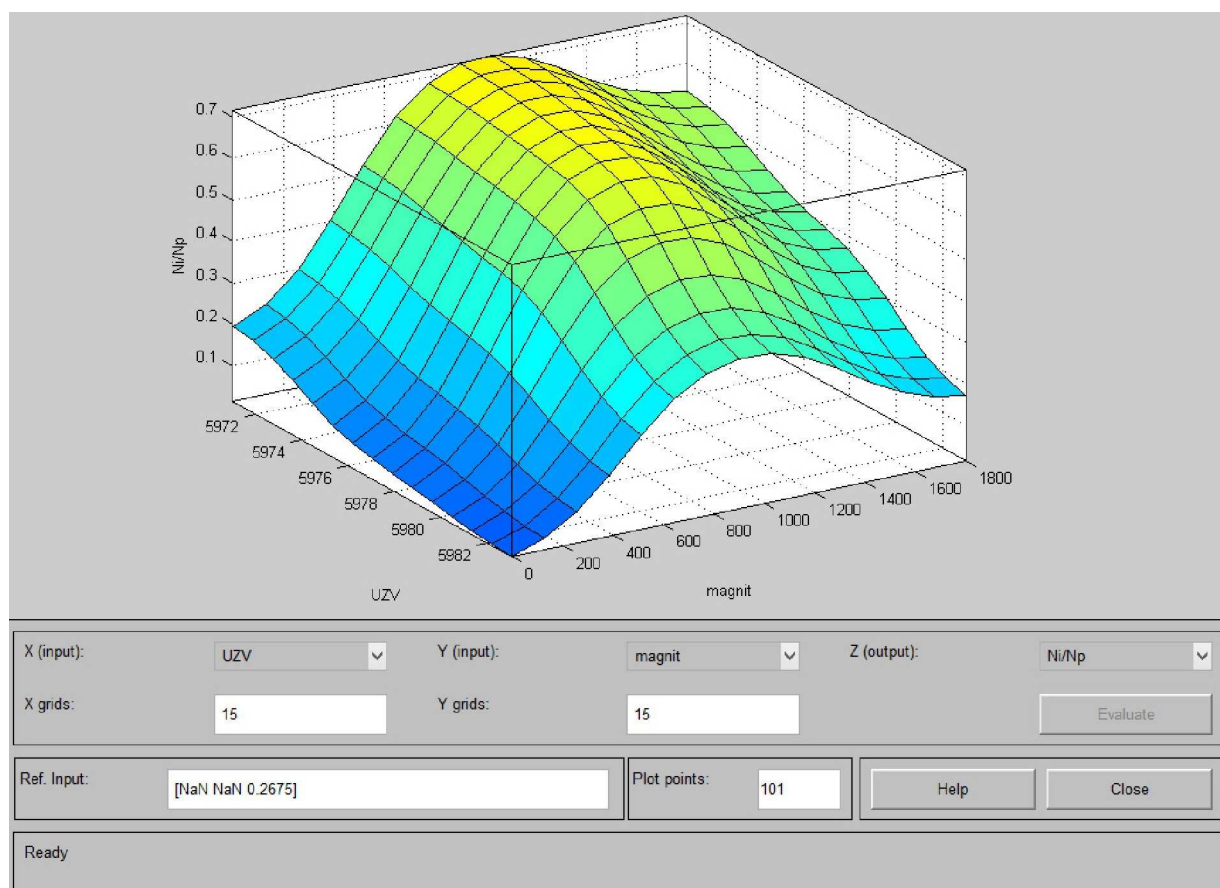


Рисунок 5 – Зависимость уровня накопленных повреждений (N_i/N_p) от скорости распространения ультразвука (UZV) и изменений магнитного поля (magnit)

Редактор Anfis для оценки модели имеет средство визуализации результатов обучения в виде трехмерных диаграмм. Диаграмма, изображенная на рис. 5, показывает зависимость уровня накопленных повреждений от изменений магнитного поля и скорости распространения ультразвуковых продольных волн. Сравнивая поверхность диаграммы с соответствующими графиками (рис. 3 и 4),



можно сделать вывод о том, что нейро-нечеткая сеть достаточно хорошо описывает разнородную зависимость.

Для практического применения ИНС для определения остаточного ресурса газонефтепроводов можно создать исполняющую программу, в которой пользователю достаточно будет задать только входные параметры (свойства материала, а также данные диагностического обследования). Так как ИНС имеют способность к переобучению, то эта же программа может быть использована для других материалов.

Таким образом можно создать универсальный программный продукт, который позволяет определять и прогнозировать состояние металла и его остаточный ресурс на всем протяжении времени работы трубопровода. Преимущество такой программы по сравнению с другими также будет заключаться в самообучении системы: т.е. чем большее количество раз сетью будет произведена оценка и прогнозирование остаточного ресурса, тем более точные и корректные результаты будут получены в будущем.

Но несмотря на это у метода есть некоторые недостатки:

- получаемые в ходе экспериментов образцы приближенно похожи на металл в реальных трубах, так как повторение реальных циклов давления в газонефтепроводах в настоящее время невозможно;
- экспериментальные образцы являются идеальной моделью металла, т.е. не содержат дефектов металла труб (трещин, коррозионных повреждений, царапин и др.), таким образом полученные значения также не совсем корректны, однако моделирование образцов с различными дефектами позволит увеличить обучающую выборку, а, следовательно, увеличат точность модели и конечного результата.

Выводы

Используемые в настоящий момент методы прогнозирования остаточного ресурса не учитывают оценку комплексных параметров, а также не учитывают совместное влияние на состояние металла двух и более параметров, которые позволяют более точно определять состояние материала.

Использование ИНС для прогнозирования состояния намного проще и быстрее, чем создание различного вида зависимостей (эмпирических, полумэмпирических и т.д.).

Использование ИНС позволяет применять нечеткую информацию, которую невозможно учесть при использовании аналитических зависимостей.

Литература:

1. URL : www.gks.ru/free_doc/new_site/business/trans-sv/prot.xls
2. Болотин В.В. Ресурс машин и конструкций. – М. : Машиностроение, 1990. – 448 с.
3. Харионовкий В.В. Повышение прочности газопроводов в сложных условиях. – Л. : Недра, 1990. – 180 с.
4. Труфяков В.И. Усталость сварных соединений. – Киев : Наукова думка, 1974.
5. Харионовский В.В. Надежность и ресурс конструкций газопроводов. – М. : ОАО «Издательство «Недра», 2000. – 467 с.
6. Наумкин Е.А. Методология прогнозирования ресурса нефтегазового оборудования, эксплуатируемого в условиях циклического нагружения, на стадии проектирования и эксплуатации : автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. – Уфа, 2011. – 48 с.
7. Рутковская Д., Пилинский М., Рутковский Л. Нейронные сети, генетические алгоритмы и нечеткие системы / пер. с польск. И.Д. Рудинского. – М. : Горячая линия – Телеком, 2007. – 452 с.
8. Щипачев А.М., Наумкин Е.А., Мусаиров Т.Ф. Оценка уровня накопленных повреждений металлов на основе нейронечеткого моделирования // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13. – № 3. – С. 160–165.

References:

1. URL : www.gks.ru/free_doc/new_site/business/trans-sv/prot.xls
2. Bolotin V.V. Resource's marshy places of cars and конструкций. – М. : Mechanical engineering, 1990. – 448 p.
3. Harionovky V.V. Increase in durability of gas pipelines in difficult conditions. – L. : Nedra, 1990. – 180 p.
4. Trufyakov V.I. Fatigue of welded connections. – Kiev : Naukova thought, 1974.
5. Harionovsky V.V. Reliability and resource of designs of gas pipelines. – М. : JSC Ne-dra Publishing House, 2000. – 467 p.
6. Naumkin E.A. Methodology of forecasting of a resource of the oil and gas equipment operated in the conditions of cyclic loading at a design stage and operation : the abstract of the thesis for a degree of the Doctor of Engineering. – Ufa, 2011. – 48 p.
7. Rutkovskaya D., Pilinsky M., Rutkovsky L. Neural networks, genetic algorithms and indistinct systems / lanes with польск. I.D. Rudinsky. – М. : The hot line – the Telecom, 2007. – 452 p.
8. Shchipachev A.M., Naumkin E.A., Musairov of T.F. Otsenk of the level of the saved-up damages of metals on the basis of neuroindistinct modeling // Oil and gas business. – 2015. – Т. 13. – No. 3. – P. 160–165.