

Fig. 2 Microbiological Analysis of Peat with Sorbed Oil: a – UF-5, b – US-25

According to the results of fluorimetric analysis, oil destructive bacteria appeared in the samples two months after the initial spill and, furthermore, their number was increasing during the next two months. It should be noted that no microorganisms were added into mixture of peat and oil before the experiments. Besides, low temperature is known to be a stress factor for bacterium, which stimulates its reproduction activity.

Therefore, the most obvious findings to emerge from this study are as follows:

- the circumstances and conditions of accidental oil spill should be thoroughly considered before cleaning up procedures;
- peat sorption materials is proved to be an effective method for cleaning up the water surface and shoreline.

References

1. Lishtvan I.I., Korol N.T. Basic properties of peat and methods of their determination. Minsk: Science and technology, 1975. - 320 p.
2. Lych A. M. Peat hydrophilicity. – Minsk: Science and technology, 1991. – 256 p.
3. Gamayunov N. I., Gamayunov S. N. Sorption in hydrophilic materials. – Tver: TSTU, 1997. – 160 p.
4. Larionov N. S., Bogolitsyn K. G., Bogdanov M. V. and others. Features of sorption properties of moss peat to d- and p-metals // Chemistry of plant raw materials. – 2008. – № 4. – pp. 147 – 152.

DIE DIAGNOSTIK DER SPANNUNGSKORROSION AN DEN ERDGASFERNLEITUNGEN IM LAUFE DES DAUERBETRIEBS

W.S. Sabulow

Wissenschaftliche Betreuer Professor W.I. Khishnjakov, Dozentin L.S. Ratner
Nationale Polytechnische Universität, Tomsk, Russland

Das Problem der Spannungsrißkorrosion des Rohrmaterials an den Erdgasfernleitungen ist seit 80er Jahren des vorigen Jahrhunderts aktuell. In dieser Periode wurde die Einwirkung verschiedener Faktoren auf die Entwicklung der Spannungskorrosion untersucht und die folgenden Gruppen von Schlüsselfaktoren ausgewählt, die für ihre Entstehung verantwortlich sind.[3]: die Parameter des Spannungsdehnungsverhaltens der Rohrmaterialien, die Spezifität des Korrosionsmediums und metallurgische Faktoren, die die Empfindlichkeit der Rohrmaterialien zur Rissbildung bestimmen. Die Spezifität des Korrosionsmediums hängt von mehreren Kriterien ab, aber den größten Einfluss auf die Unfallhäufigkeit an der Gasleitung wegen der Spannungskorrosion üben die Bodenart, der Grundwasserspiegel, die Werte der Schutzpotentiale, pH-Werte und die Mineralisation des Bodens laut der Analyse, die in [1] angeführt ist. Von den angegebenen Parametern ist der Wert des Schutzpotentials regelbar, der im Bereich von GOST-R 51164-98 reglementierten Werte aufrechterhalten wird. Aber die Havariezerstörungen entstehen in den Abschnitten mit dem Potential der Pipeline, die im normativen Wertebereich [2] liegen, was sich durch den Unterschied der Mechanismen der «klassischen» Korrosion und der Spannungskorrosion erklären lässt.

In [2] wird gezeigt, dass die Anzahl der Fehler der Spannungskorrosion von der Entfernung bis zum Drainagepunkt der Kathodenschutzanlage abhängt: in der Nähe des Drainagepunktes ist die Wahrscheinlichkeit der Entwicklung von Korrosionsdefekten hoch, weiter reduziert sie mit zunehmender Entfernung von der Kathodenschutzanlage (siehe Abbildung). Das zeugt von der direkten Einwirkung der Parameter des elektrochemischen Schutzes (ECHS) auf die Entstehung der Spannungskorrosion.

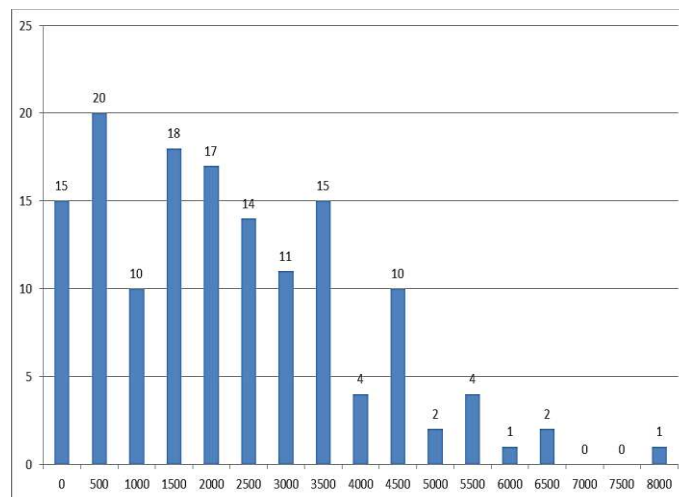


Abb. Verteilung der Defekte je nach der Entfernung bis zur nächsten Kathodenschutzanlage

Der Kathodenschutzstrom ist der Grund der Rißbildung in der Rohrwand, die ihrerseits zum Reißen der Mikroporen führt, die sich im Rohrmetall beim Dauerbetrieb bildeten, und zu ihrem Austritt auf die äußere kathodengeschützte Oberfläche in der Form eines Wasserstoffeinschnittes [7].

Ein Beweis dafür ist, dass der Wasserstoffgehalt im Entstehungsort der Stresskorrosionszerstörungen 8...13 cm³/100 G beträgt und bei dem ursprünglichen («genealogischem») Wasserstoffgehalt außerhalb der Herdzone 1,2...2,0 cm³/100 G [6]. Also sind für die Kontrolle der Bildung von stresskorrosiven Risse die Parameter des elektrochemischen Schutzes so zu regeln, damit die Intensität der Wasserstofffreisetzung auf die kathodengeschützte Oberfläche der Rohrleitungen minimiert wird.

Die in der Arbeit [5] durchgeführten Untersuchungen zeigen, dass sich der Wasserstoff an den Rohrstaahlmestern 177C bei verschiedenen Werten des polarisierten Potentials freizusetzen beginnt, aber praktisch fast bei einer und derselben Größe der Kathodenpolarisation $\Delta\phi$ - der Differenz zwischen dem Wert des polarisierten Potentials und dem Korrosionspotential, der 210...280 mV (Tabelle 1) gleich ist. Eine weitere Vergrößerung der Kathodenpolarisation wird von intensiver Freisetzung des Wasserstoffs begleitet.

Es ist experimentell nachgewiesen worden, dass einer und derselben Größe der Kathodenpolarisation der bestimmte Wert der dimensionslosen Kriteriums K_{Ks} , entspricht, der dem Verhältnis der Stromdichte des Kathodenschutzes j_{Ks} gegenüber der Stromdichte des Grenzstroms nach dem Sauerstoff j_{gr} gleich ist. Zwischen der Größe der Kathodenpolarisation und dem obengenannten Kriterium gibt es die gerade proportionale Abhängigkeit (wo R - die universelle Gaskonstante, T - die Temperatur in der Umgebung der Rohrleitung, F - die Faraday-Konstante ist), die gerecht für alle untersuchten Grundtypen (Torf, Ton, Sand und 5% Lösung von NaCl) ist [4].

Tabelle 1

Einfluß der Bodenfeuchtigkeit auf die Größe der Kathodenpolarisation und des Kriteriums K_{Ks} bei denen die Freisetzung von Wasserstoff beginnt, am Muster des Rohrstaahls 17GS

Bodenart	Feuchtigkeit F, %	Größe der Kathodenpolarisation Anfang der Wasserstofffreisetzung, $\Delta\phi, B$	j_{Ks}/j_{gr}
Torf	170	0,23	3,9
	150	0,22	3,7
	110	0,25	4,2
	90	0,21	3,5
Sand	28	0,22	3,7
	24	0,24	4,1
	16	0,27	4,6
Ton	18	0,25	4,2
	14	0,25	4,2
	12	0,28	4,7

Es besteht also auch die direkte Abhängigkeit zwischen dem Verhältnis der Stromdichte des kathodischen Schutzes j_{Ks} , der Dichte der extremen Spannung auf Sauerstoff j_{gr} und der Intensität von Wasserstofffreisetzung. Indem man die obengenannte Abhängigkeit der Größe der kathodischen Polarisation vom Kriterium K_{Ks} und die in [5]

angeführten Abgaben benutzt, bestimmt man den Wert des Kriteriums K_{ks} für Böden mit unterschiedlicher Feuchtigkeit, bei der auf den Rohrstaalmustern sich der Wasserstoff freizusetzen beginnt (T sei 250 C gleich). Die Ergebnisse sind in der Tabelle angeführt.

Die ermittelten Ergebnisse zeigen, dass die Freisetzung von Wasserstoff beginnt, wenn das Verhältnis der J_{ks}/J_{gr} gleich 3,7...4,7 je nach der Art und der Feuchtigkeit des Bodens ist. Eine deutliche Freisetzung von Wasserstoff beginnt, wenn dieses Verhältnis 5...7 erreicht [7]. Dabei wird die «klassische» Korrosion zuverlässig durch Kathodenschutz unterdrückt, wenn $j_{ks}/j_{gr} = 3...5$ ist. Ausgehend davon ist es notwendig für die Kontrolle der Bildung der Spannungsrissskorrosion des Rohrstaals, die Bedeutung des Kriteriums K_{ks} im Bereich der Werte 3...4 zu unterstützen. Für die Messung der j_{ks} und j_{gr} wurde der Hardware-Software-Komplex «Magistrale» entwickelt, der unter Straßenverhältnissen die Geschwindigkeit der restlichen Korrosion und den Grad der Rissbildung an der Rohrwand bei verschiedenen Potentialen des Kathodenschutzes der unterirdischen Stahlrohrleitungen quantitativ bestimmen lässt. [4].

Literatur

1. Alexandrow Y.W. Die Ermittlung der Faktoren, die zur Zerstörung von Ferngasleitungen auf Grund der Spannungsrissskorrosion beitragen // Praxis des Korrosionsschutzes. – 2011. – № 1. – S. 43 – 48.
2. Alexandrow Y.W., Juschanow W.N., Aginej R. W. Ermittlung der Faktoren, die zur Zerstörung von Ferngasleitungen auf Grund der Spannungsrissskorrosion beitragen / Praxis Korrosionsschutz. – 2011. – № 3. – S. 15 – 20.
3. Khishnjakov W.I. Risskorrosion von Rohrleitungen unter Spannung beim Transport von Öl und Gas. – M: KARTEK, 2013. – S.76.
4. Khishnjakov W.I. Überschutz – Faktor für die Bildung und das Wachstum von stress-korrosiven Risse auf kathodengeschützter Oberfläche der Hochdruckrohrleitungen / Praxis des Korrosionsschutzes. – 2009. – № 4. – S. 40 – 43.
5. Khishnjakov W.I und andere. Korrosionsrisssbildung in der intensiv-deformierten Rohrleitungen beim Transport von Öl und Gas // Nachricht der TPU. – 2011. – B. 319. – № 3. – S. 84 – 89.
6. Khishnjakov W.I und andere. Über die Notwendigkeit der Entwicklung des normativen Dokuments, das den Wasserstofffreisetzungprozess bei der Auswahl der Potentiale des Kathodenschutzes der unterirdischen Stahlrohrleitungen reglementiert / Praxis des Korrosionsschutzes. – 2012. – S. 51 – 55.
7. Khishnjakov W.I., Shilin A.W. Definition der Inkubationszeit der Defektbildung der Spannungsrissskorrosion auf der kathodengeschützten Oberfläche der unterirdischen Stahlrohrleitungen / Praxis des Korrosionsschutzes. – 2009. – № 4. – S. 44 – 48.

INCREASING THE EFFICIENCY OF TRADE GASOLINE BLENDING PROCESS USING COMPUTER MODELING SYSTEM

B.V. Sakhnevitch

Scientific advisors assistant M.V. Kirgina, senior teacher A.A. Syskina
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Under modern competitive economy conditions, every refinery set the provision of domestic and foreign market with high-quality gasoline as main goal and, in the same time, reducing costs for its production. So the great attention is paid to the blending process, production of high-quality gasolines by mixing of straight-run oil fractions with secondary refining processes components and special additives. During this process, the qualitative and quantitative characteristics of gasoline are determined.

The blending process is extremely difficult for optimization due to factors [1]:

- the large number of components;
- deviations from additivity of physical and chemical properties of components in the mixture;
- difficulties connected with mathematical models developing which could adequately describe the process in a wide range of components properties variations.
- permanent changes in the component composition of feedstock.

The department of Chemical Technology of Fuel and Chemical cybernetics of National Research Tomsk Polytechnic University proposed a model for blending process calculating. This model describes blending from the position of non-additive nature of feedstock physic-chemical properties, caused by mutual influences of hydrocarbons and special anti-knock additives atoms and molecules. On the basis of this theory the computer modeling system «Compounding» for calculation of gasoline blending process was developed. Its main purpose is to calculate octane numbers of trade gasolines produced with the blending method [2].

The input data for the calculations in this modeling system is the chromatography data of streams involved in the blending process. Due to lack of unified standardized methodology of results presentation experimental chromatography data from refineries is significantly different. This problem was solved by implementation the module of automatic chromatography data systematization into the «Compounding» system. The base of systematizing is the set of 110 hydrocarbons shown in Table 1.

On the basis of the created set, a computer module of automatic chromatography data systematization is realized. The main program unit is developed in Borland «Delphi 7» workspace, which provides an opportunity to develop a user-friendly interface in a short-time period, without losing its functionality.

The results of calculation are saved into the «.sfc» extension files. These files are the input data for computer modeling system «Compounding», where octane numbers of separate streams or their mixtures with the additives are calculated.