УДК 621.643.053

А.Н.ЛЮБЧИК, *аспирантка, lyubchik_anna@mail.ru*
Е.И.КРАПИВСКИЙ, *д-р техн. наук, профессор*
О.М.БОЛЬШУНОВА, *канд. техн. наук, доцент, olgabolshunova@rambler.ru*
Санкт-Петербургский государственный горный университет

A.N.LUBCHIK, *post-graduate student, lyubchik_anna@mail.ru*
E.I.KRAPIVSKY, *Dr. in eng. sc., professor*
O.V.BOLSHUNOVA, *PhD in eng. sc., associate professor, olgabolshunova@rambler.ru*
Saint Petersburg State Mining University

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ

Только с 1991 по 2000 г. на территории России произошло свыше 300 серьезных аварий. Значительная часть аварий на магистральных трубопроводах связана с электрохимической коррозией, коррозионным растрескиванием под напряжением и микробиологической коррозией. Дать системный анализ причин аварий невозможно без вероятностно-статистического подхода, который предполагает, что причиной аварий является одновременное действие многих факторов. При этом использование многофакторного анализа затруднено из-за большого количества влияющих на аварийность трубопроводов факторов, недостаточной статистики и недостоверной документации причин аварий.

***Ключевые слова*:** коррозия, трубопровод, аврийная ситуация, прогноз.

PREDICTION OF THE TECHNICAL STATUS OF PIPELINE BASED ON ANALYSIS

Since 1991 till the year of 2000 more than 300 serious accidents happened in Russia. The significant part of the accidents at main pipelines was connected with electrochemical corrosion, stress corrosion cracking and microbiological corrosion. System analysis of the accident reasons cannot be given without probabilistic and statistical approach, which assumes that the reason of the accident is the combination of many influencing factors. At the same time usage of the multivariate analysis is quite complicated task due to a large amount of factors, influencing the pipelines accident rate, insufficient statistics and unauthentic documentation of the accident causes.

***Key words*:** corrosion, pipeline, emergency, prediction.

Изучение более 200 случаев аварий магистральных газопроводов, обусловленных электрохимической коррозией (ЭХК) и коррозионным растрескиванием под напряжением (КРН-SCC), результатов внутритрубной ультразвуковой дефектоскопии, гидравлических испытаний позволяют сделать следующие предварительные выводы [1-10]:

1. Повреждение и последующее разрушение трубопровода высокого давления вследствие КРН происходит преимущественно (80 % случаев) в нижней части трубы от 4 до 8 ч. ЭХК, главным образом, возникает также в нижней или средней части трубопровода. Однако местоположение коррозионных дефектов в значительной степени зависит от состояния изоляции, наличия пригрузов, посторонних проводников, близости ЛЭП и агрессивности вмещающей среды. Внутритрубная коррозия характерна для

нефтепродуктопроводов и развивается в нижней образующей трубы. Для газопроводов немногочисленные случаи внутритрубной коррозии также связаны с нижней образующей трубы и чаще встречаются в местах понижения рельефа и связанного с этим изгиба трубы в вертикальной плоскости.

2. Аварийные разрывы по трещинам происходят преимущественно (80 % случаев) на незначительном расстоянии (100-300 мм) от продольного сварного шва. По мнению других исследователей [7], это связано с термическим влиянием и напряженным состоянием металла в этой зоне. В процессе изготовления при прогибе листа до нужного радиуса происходит образование микротрещин, практически не обнаруживаемых средствами дефектоскопии. Во многих случаях в местах развития трещин электрохимическая коррозия незначительна. Возможно, это связано с растворением острых краев трещин под действием ЭХК и уменьшением в связи с этим вероятности развития процесса трещинообразования. Электрохимическая коррозия при качественной сварке во многих случаях не связана с местоположением сварного шва, однако встречаются и исключения.

3. Большинство аварий (70 % случаев) трубопроводов высокого давления происходит вблизи компрессионных станций (КС) со стороны нагнетания (на расстоянии до 25 км), что, возможно, связано с высокой температурой газа и вибрациями трубы. В ряде работ отмечается, что КРН иногда происходит и на значительном расстоянии от компрессорной станции со стороны нагнетания, и, очевидно, не связано с температурой газа . Следует отметить, что коррозия, обусловленная воздействием бактерий, может происходить лишь при температуре выше 15 °С. Это даже в летний период нехарактерно для трубопроводов России, за исключением зоны до 10 км от КС со стороны нагнетания. Этот факт при анализе аварий, связанных с ЭХК, практически никогда не учитывается.

4. Наличие переменного уровня грунтовых вод в траншее под трубой способствует как КРН, так и ЭХК. Этот вывод совпадает с данными Американской газовой ассоциации. Вместе с тем коррозия в этой зоне может быть связана с повышенной вероятностью нарушения изоляции. Согласно наблюдениям для старых трубопроводов характерна высокая вероятность повреждения изоляции в верхней части корнями растений, особенно в случае зарастания просеки лесом (для северных трубопроводов). На этот фактор исследователи почти не обращают внимание. Послеаварийные обследования, как правило, не дают однозначного ответа о целостности изоляционного покрытия, так как при взрыве изоляция срывается.

5. Наличие напряженных состояний, принудительных изгибов труб, вибраций, тектонической активности существенным образом увеличивает вероятность как КРН, так и ЭХК. Этот фактор, к сожалению, не регистрируется при расследовании причин аварий, но также согласуется с выводами Американской газовой ассоциации и данными работ. Существенную роль играет превышение уровня динамических нагрузок при многократном сжатии-растяжении труб в вертикальном направлении под действием одновременного изменения температурного режима труб и изменения давления газа. Возможно поэтому аварии по причине КРН чаще возникают в весенне-осенний период, когда происходит изменение режимов работы трубопровода. Наличие жидкости внутри трубы часто приводит к вибрациям и, как следствие, повышению вероятности КРН.

6. В местах аварий, обусловленных КРН, потенциал поляризации (потенциал отключения) в 2/3 случаев превышает 1 В по медно-сульфатному электроду сравнения. Такие потенциалы имеют место только в первые километры от станций катодной защиты. Поэтому большинство аварий произошло в непосредственной близости (до 3 км) от этих станций. Возможно, этот фактор лишь опосредованно связан с КРН. Более вероятно повышенное выделение атомарного водорода в случае высокого защитного потенциала. Но оно может возникать и при более низком потенциале в щелочных и карбонатных почвах. По нашему мнению, вероятность водородного «охрупчивания» повышается при наличии микротрещин, харак-

терных для больших сроков работы газопровода. Возможно поэтому более 80 % аварий, обусловленных КРН, произошли на газопроводах со сроком службы более 10 лет. Наоборот, вероятность ЭХК существенно возрастает, при снижении абсолютного уровня защитного потенциала (менее 0,8 В) по медно-сульфатному электроду. В связи с этим ЭХК выше на участках между станциями катодной защиты, где, как правило, защитный потенциал понижен.

7. Прокладка газопровода в тяжелых почвах типа глин и суглинков способствует КРН. В легких почвах (пески, супеси) вероятность КРН понижается. Этот фактор отмечается и в работах. Это может быть связано с ограничением степеней свободы газопровода в траншеях с плотными стенками, что приводит к его изгибам только в одном направлении (преимущественно вверх-вниз) при изменении режима работы трубопровода, особенно в весенне-осенний период. Экспертная оценка справедливости такого заключения, проведенная на основании опроса специалистов КС, в большинстве случаев подтверждает этот вывод. Случаи КРН в болотистой местности маловероятны (при этом электрохимическая коррозия существенно возрастает, особенно при низких значениях pH). Возможно, причина этого – разъедание острых краев трещины ЭХК и снижение вероятности развития трещины.

Отмечается роль сжимающих усилий, которые характерны для нижней части трубопровода при изгибе его вверх. К сожалению, при анализе аварий не всегда отмечается местоположение сварного шва относительно очага разрушения при КРН, а также его местоположение относительно земной поверхности.

8. Состояние изоляции в местах аварий чаще всего неудовлетворительное. Иногда защитная пленка практически не нарушена, но всегда не исключаются гофры, карманы, отслоения изоляции. Именно в этом случае такие участки имеют плохую стресс-коррозионную защиту. Отслоившиеся покрытия действуют как барьер для защитного тока, в результате чего возникают разности потенциалов и, соответственно, инициируется процесс коррозионного растрескивания под напряжением, ускорить который могут следующие факторы:

• высокая коррозионная активность из-за наличия SO_2 или CO_2, а также pH = = 6,5÷10 грунта, окружающего трубопровод;

• уровень кольцевых напряжений превышает предельно допустимое для данной стали значение.

При этом коррозионное растрескивание под напряжением наблюдается преимущественно под зонами отслоения длиной более 25 см и длиной по окружности до 20 см.

9. Вероятность как КРН, так и ЭХК существенным образом зависит от коррозионной активности почв. При кислых почвах (pH < 5) пассивирующая магнетитовая пленка на поверхности трубы с нарушенной изоляцией либо отсутствует, либо рыхлая, что увеличивает вероятность ЭХК. При pH > 6 пассивирующая магнетитовая пленка плотная (особенно в известковых почвах) и предохраняет трубопровод от ЭХК. Особенно опасны по электрохимической коррозии участки трубопровода вблизи от металлургических комбинатов, угольных ТЭЦ, животноводческих комплексов.

10. Наличие продуктов жизнедеятельности сероокисляющих и серовосстанавливающих бактерий – микробиологическая коррозия (МБК) – увеличивает вероятность ЭХК и КРН.

В экспертной системе Прогноз-2 в настоящее время использовано 45 факторов, которые исследованы достаточно тщательно и в течение многих лет обсуждаются в научной литературе.

Многие из этих факторов могут быть достаточно легко исследованы, в том числе и с помощью комплекса дистанционных геофизических методов [7, 10]. По геофизическим данным определяется местоположение трубопровода в плане и в разрезе, коррозионная активность грунта, окружающего трубопровод, потенциал катодной защиты, форма и местоположение нарушений изоляции, местоположение стыков труб, наличие блуждающих токов и наводок от ЛЭП, местоположение пригрузов и др.

Приведенные данные о факторах, влияющих на техническое состояние трубопроводов, неизбежно приводят к выводу о целесообразности вероятностного прогноза локализации поврежденных участков.

ЛИТЕРАТУРА

1. Анализ стресс-коррозии на газопроводах / В.Г.Антонов, В.В.Харионовский, Т.Бубеник, И.Нестлерос // Газовая промышленность. 1997. № 4.

2. Выделение коррозионных участков трубопроводов по подвижным формам нахождения химических элементов / С.А.Вешев, А.П.Савицкий, С.Г.Алексеев, С.Г.Сердюков // Геофизический вестник. 1998. № 8.

3. *Канайкин В.* Анализ причин разрыва труб МП // Газовая промышленность. 1996. № 11-12.

4. *Колотовский А.Н.* Разрушения газопроводов по причине коррозионного растрескивания под напряжением по предприятию «Севергазпром» / А.Н.Колотовский, Н.Д.Ахтимиров // Материалы семинара «Коррозионное растрескивание под напряжением трубных сталей». Ухта, 1996.

5. Комплекс дистанционных геофизических методов для исследования технического состояния магистральных газопроводов /Е.И.Крапивский, А.И.Кобрунов, С.Г.Алейников и др. // Международная конференция «Вопросы теории и практики интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей». Ухта, 1998.

6. *Лисин В.Н.* Влияние реальных эксплуатационных факторов на развитие коррозионного растрескивания под напряжением действующих газопроводов / В.Н.Лисин, Е.А.Спиридович // Материалы семинара «Коррозионное растрескивание под напряжением трубных сталей». Ухта, 1996.

7. *Отт К.Ф.* Стресс-коррозия на газопроводах. Гипотез, аргументы и факты // Газовая промышленность. Обзорная информация. Серия: защита от коррозии оборудования в газовой промышленности. М., 1998.

8. Применение комплекса геофизических методов для оценки экологического риска эксплуатации трубопроводов /Е.И.Крапивский, А.А.Елисеев, Н.П.Демченко, И.А.Румянцева // Международная конференция «Экологическая геофизика и геохимия». Москва-Дубна, 1998.

9. *Ульмасвай Ф.С.* Геологические условия возникновения зон потенциальной аварийности МГ на севере Западной Сибири // Газовая промышленность. 1997. № 7.

10. *Хороших А.В.* Стресс-коррозионная повреждаемость трубопроводов на газотранспортной системе ДП «Тюментрансгаз» // Транспорт и подземное хранение газа. 1995. № 3.

REFERENCES

1. *Antonov V.G., Kharitonovskiy V.V., Bubenik T., Nestleros I.* Analysis of stress-corrosion on gas pipelines // Gas industry. Moscow, 1997. N 4.

2. *Veschev S.A., Savitskiy A.P., Alexeev S.G., Serdukov S.G.* Selection of corrosion parts of pipelines by moving forms of finding chemical elements // Geophysical messenger. 1998. N 8.

3. *Kanaykin V.* Analysis of causes of pipe rupture MP // Gas industry. 1996. N 11-12.

4. *Kotlovskiy A.N., Akhtimirov N.D.* Destruction of pipelines by the reason of corrosion cracking under voltage on enterprise «Severgasprom» / Corrosion cracking under voltage of pipe steel. Problems. Solutions // Materials of problems of corrosion cracking under voltage seminar. Ukhta, 1996.

5. *Krapivskiy E.I., Kobrunov A.I., Aleinikov S.G. et al.* Complex of remote geophysical methods for investigation of technical condition of magistral pipelines // International conference «Questions of theory and practice of interpretation gravitational, magnetic and electrical fields». Ukhta, 1998.

6. *Lisin V.N., Spiridovich E.A.* Influence of real operational factors on development of under voltage corrosion cracking on operative pipelines / Corrosion cracking under voltage of pipe steel. Problems. Solutions // Materials of problems of corrosion cracking under voltage seminar. Ukhta, 1996.

7. *Ott K.F.* Stress-corrosion on gas pipelines. Hypotheses, arguments and facts. Gas industry. Review information. Series: protection of equipment in gas industry. Moscow, 1998.

8. *Krapivskiy E.I., Eliseev A.A., Demchenko N.P., Rumyantseva I.A.* Application of complex of geophysical methods for evaluation of ecological risk of pipeline explotation // International conference «Ecological geophysics and geochemistry». Moscow-Dubna, 1998.

9. *Ulmasvay F.S.* Geological conditions of appearance of accident rate areas MG on north of western //Gas industry. 1997. N 7.

10. *Choroshich A.B.* Stress-corrosion damageability of pipelines on gas-transport system of DP Tumentransgas // Transport and underground storage of gas. 1995. N 3.