

В.Р. Амиров, руководитель направления по технологии, наземной инфраструктуре и обустройству ПО «СеверЭнергия», ООО «Газпромнефть-Развитие»; И.С. Сивоконь, советник генерального директора ООО «Трансэнергострой»

Управление целостностью объектов инфраструктуры месторождений нефти и газа. Идентификация, оценка и приоритизация риска нарушения целостности трубопроводов

Настоящая статья продолжает серию публикаций, начатую в № 9, 10 и 11 журнала «Территория НЕФТЕГАЗ» в 2013 г. В предыдущих статьях [1, 2, 3] были изложены этапы жизненного цикла инфраструктуры месторождений нефти и газа, отмечено, что из всех направлений инвестиций в инфраструктуру самое непрозрачное с точки зрения обоснования затрат и оценки эффективности – «поддержание/управление целостностью (УЦ)» в сравнении с такими направлениями, как, например, «развитие» и «оптимизация». Также были предложены ключевые показатели эффективности затрат на поддержание инфраструктуры и показано, что главное направление управления эффективностью УЦ – идентификация, оценка и приоритизация риска нарушения целостности. На основании риска ориентированного подхода изложены принципы формирования затрат на УЦ с применением норматива. Полноценное УЦ невозможно без системы идентификации, оценки и приоритизации рисков. В настоящей статье приведено описание и практические примеры применения системы оценки рисков для наиболее распространенных, проблемных и затратных с точки зрения обеспечения безопасной эксплуатации объектов месторождений нефти и газа – нефтепромысловых трубопроводов (НПТ). Для менеджеров и инженеров-нефтяников, занимающихся проектированием и эксплуатацией наземных нефтегазопромысловых и других инфраструктурных объектов, специалистов в области оценки рисков, промышленной безопасности и охраны окружающей среды, технико-экономической оценки активов.

Ключевые слова: оценка риска, приоритизация риска, нефтепромысловый трубопровод, нарушение целостности, охрана окружающей среды, норматив, затраты на поддержание инфраструктуры, матрица рисков.

ВВЕДЕНИЕ

В работах [1, 2] риск нарушения целостности объекта инфраструктуры (в дальнейшем – риск) рассматривался только как функция времени эксплуатации. Такой упрощенный подход был связан с решением задачи о влиянии различных видов деятельности по управлению целостностью (УЦ) на эволюцию риска и возможностей управления им.

Между тем фактически риск зависит от множества факторов – качества строительства или сборки, условий эксплуатации, состояния внутренней среды, качества обслуживания и т.п. Для решения задач и определения тенденций УЦ необходимо обеспечить более детальную оценку риска на основе единой методологии. Единая методология особенно важна, поскольку после оценки риска

обязательно следует его приоритизация, а сделать ее можно только на основе единого подхода к оценке.

РИСКИ И ИХ ПРИОРИТИЗАЦИЯ ДЛЯ ТРУБОПРОВОДОВ

Для самого, пожалуй, массового объекта нефтепромысловой инфраструктуры – трубопроводов – оценку риска целесообразно и наглядно проводить не индиви-

дуально, а сводя всю картину рисков НПТ в единую двумерную матрицу (рис. 1). Матрица на рисунке 1 (назовем ее **матрица приоритизации риска**) основана на успешно применявшейся модели идентификации, оценки и приоритизации риска НПТ (далее – модель) в компании ТНК-ВР с 2005 г. [4] и доработанной в 2010 г. Координатами матрицы традиционно являются вероятность и последствия нарушения целостности. Раскраска отдельных ячеек матрицы в четыре цвета относит соответствующие им риски в отдельные категории:

- низкий («зеленый»);
- средний («желтый»);
- высокий («оранжевый»);
- очень высокий («красный»).

Управленческие решения в области УЦ НПТ, базирующиеся на модели, показали свою эффективность. Модель позволила определить наиболее приоритетные для замены и капитального ремонта НПТ на различных активах (месторождения нефти и газа) и обеспечила лучшую динамику снижения экологического ущерба по сравнению с динамикой сокращения аварий и инцидентов. Так, ТНК-ВР в «Отчете об устойчивом развитии за 2008 г.» [5] показала сокращение разливов нефти и пластовой воды в 2008 г. по отношению к 2005 г. на 65%, в то время как количество аварий и инцидентов на НПТ за тот же период сократилось на 52% [3]. В качестве негативного события, из-за которого реализуется риск, в модели учтено нарушение целостности* в виде утечки или нарушения герметичности. Поскольку в модели объединены объекты различных активов, то при ее формировании возникает задача совместимости показателей, формируемых различными специалистами. Другая сторона этой задачи состоит в том, что если в качестве таких показателей использовать результаты инструментальных измерений, полученные различными методами или выполненными различными исполнителями, или их различные интерпретации, то эти результаты также могут различаться уровнем погрешности (в т.ч. систематической).

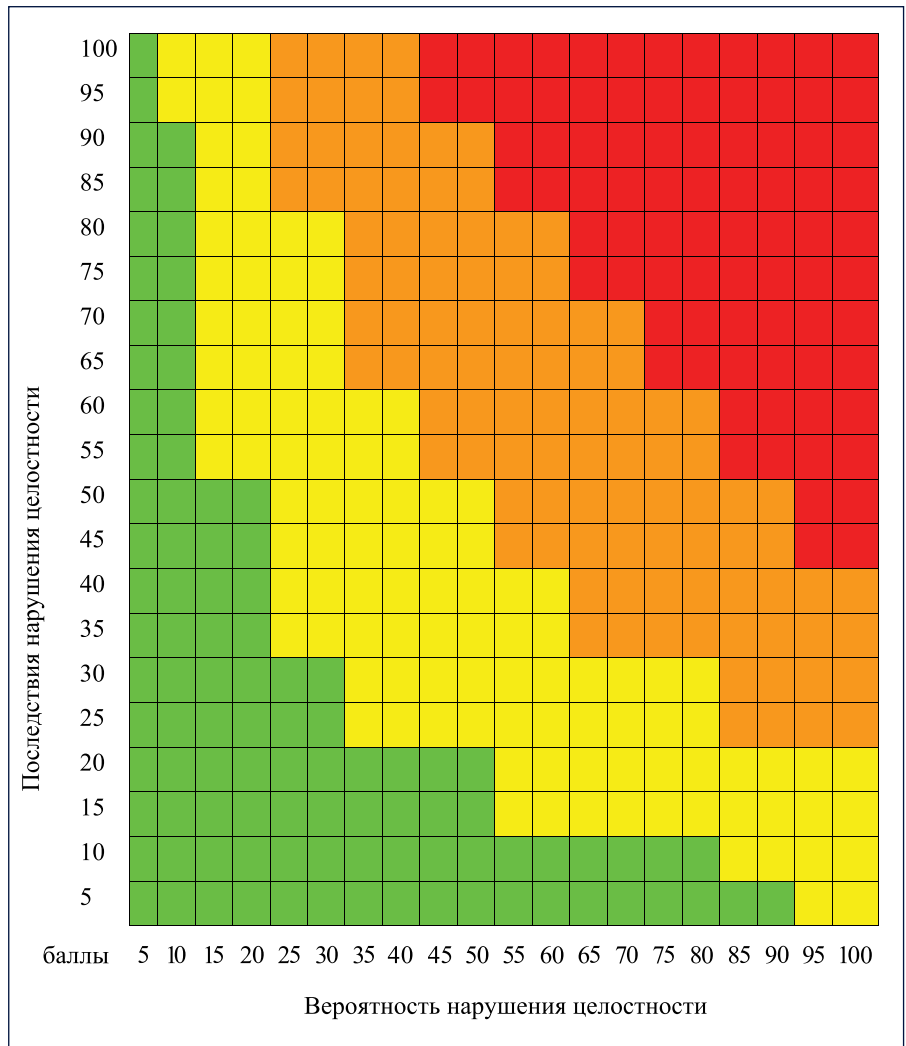


Рис. 1. Матрица приоритизации риска

Трубопровод с риском, имеющим две составляющие – вероятность и последствия, выраженные в баллах от 0 до 100, попадает в ту ячейку матрицы, которая по оси X соответствует вероятности, а по оси Y – последствиям риска

Поэтому для оценки вероятности и последствий нарушения целостности НПТ использовалась балльная система, в которой была предпринята попытка «объективизировать» ключевые факторы, влияющие на них. Для этого факторы были по возможности сформированы так, чтобы исключить:

- оценочные суждения;
- сложные вычисления;
- дополнительные данные, которые собираются только для целей формирования этой матрицы (т.е. не включенные в стандартную систему отчетности компании).

Максимальное количество баллов, которое может собрать конкретный трубопровод по обоим координатам, – 100. Таким образом, трубопровод с максимальным риском находится в этой матрице в ячейке в правом верхнем углу.

ОЦЕНКА ВЕРОЯТНОСТИ НАРУШЕНИЯ ЦЕЛОСТНОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ

Вероятность нарушения целостности трубопровода (НЦТ) определяется в описываемой модели последовательно. Сначала рассматриваются факторы, повышающие ее вероятность, а затем снижающие.

* Для трубопроводов существует еще один вид нарушения целостности – снижение пропускной способности, но это нарушение распространяется только на незначительную их часть и несет в себе только производственные (не экологические и не проблемы безопасности) проблемы, поэтому в данной модели он не учитывается.

Вероятность оценивается, как уже отмечалось, в баллах, и 0 баллов означает, что мы практически уверены, что с НПТ в течение года ничего не случится, а 100 баллов – мы очень опасаемся, что в течение года произойдет утечка.

Факторы, повышающие вероятность НЦТ

1. Для начала НПТ рассматриваются по так называемым безусловным факторам, при наличии которых трубопровод получает сразу большое количество «штрафных» баллов вероятности и на него не распространяются понижающие вероятность факторы, которые будут рассматриваться ниже:

- запрет Ростехнадзора на эксплуатацию или отрицательное заключение экспертизы промышленной безопасности (ЭПБ);
- на трубопроводе за предшествующий год уже имеются НЦТ в большом количестве. **Большое количество утечек в предыдущий год значит, что никакими мерами по ремонту и защите от коррозии уже не удастся обеспечить безопасную эксплуатацию трубопровода и вероятность утечки в будущем очень велика.**

2. Затем оставшиеся НПТ рассматриваются по факторам, повышающим и понижающим вероятность утечек, после чего начисленные по ним баллы могут быть частично сняты различными защитными мерами и ремонтом.

1-й фактор. НЦТ за последний год эксплуатации

Если на трубопроводе, к примеру, пять и более НЦТ, то этот фактор переходит в разряд безусловных.

2-й фактор. Результаты диагностирования или ревизии

Варианты реализации этого фактора:

а) диагностирование или ревизия не проводились в установленные сроки. В этом случае трубопровод представляет собой «вещь в себе», и даже если он новый, ему начисляются «штрафные» баллы;

б) диагностирование или ревизия проводились, и недопустимые или неустранимые дефекты отсутствуют.

Возможные значения этого варианта зависят от того, какая именно ревизия или диагностика проводились:

- внутритрубная (ВТД), наиболее информативная диагностика, когда сканируется вся поверхность трубопровода и измеряется толщина стенки;
- риск-ориентированное диагностирование, в т.ч. с применением современных методов [6–8];
- ревизия;
- в объеме требований нормативных документов РФ*.

Оценка «штрафных» баллов по диагностике исходит из возможности каждого вида диагностирования находить дефекты и тем самым повышать безопасность эксплуатации трубопровода;

в) диагностирование или ревизия проводились, и обнаружен дефект, требующий устранения в течение года.

3-й фактор. Рабочий агент, т.е. то, что транспортируется по трубопроводу

Данный фактор призван учитывать условия эксплуатации трубопровода. Возможные варианты:

- водогазонефтяная смесь;
- пластовая или подтоварная вода;
- попутный нефтяной газ;
- пресная вода и товарная нефть.

Для трубопроводов, транспортирующих пресную воду и товарную нефть, риск утечек существенно меньше, чем у нефтепромысловых трубопроводов других типов.

4-й фактор. Возраст трубопровода

Хотя теоретически срок эксплуатации НПТ может быть существенно продлен за счет ремонтов, с возрастом растет риск того, что развивающиеся на нем дефекты, не выявляемые в результате диагностики по техническим, а чаще по экономическим причинам, будут причиной утечек. Возможные варианты:

- 20–30 лет;
- 10–20 лет;
- 5–10 лет;
- до 5 лет.

Максимальное количество «штрафных» баллов для НПТ без учета безусловных факторов – 100. Если у трубопровода имеются и безусловные факторы, то начисленные на них баллы суммируются

с баллами, полученными по факторам № 1–4, но суммарная оценка в баллах «отрезается» на уровне 100 баллов.

Факторы, снижающие вероятность НЦТ

В качестве основных факторов, снижающих вероятность утечки, выбраны меры в рамках поддержания работоспособности НПТ – борьба с коррозией и ремонт по результатам диагностики. НПТ, на которых проводятся указанные мероприятия, получают «бонусные» баллы, уменьшающие оценку вероятности утечки.

1-й фактор. Защита от внутренней коррозии

Возможные варианты:

- внутренние покрытия с защитой сварных стыков протекторными кольцами;
- внутренние покрытия с защитой сварных стыков биметаллическими кольцами;
- внутренние покрытия с защитой сварных стыков втулками;
- ингибирование с начала эксплуатации трубопровода;
- ингибирование после трех лет эксплуатации;
- ингибирование после пяти лет эксплуатации;
- ингибирование после восьми лет эксплуатации.

Обсуждение различий этих вариантов, понятных специалистам, выходит за рамки данной статьи.

2-й фактор. Защита от наружной коррозии

Возможные варианты:

- заводское наружное покрытие;
- протекторная защита с наружным покрытием;
- катодная защита с наружным покрытием;
- трубопровод выполнен из неметаллических материалов.

Исторически применялось множество методов защиты, и они себя по-разному зарекомендовали. Поэтому начисление «бонусных» баллов производится в соответствии с «репутацией» метода, т.е. опытом эксплуатации различных типов защиты.

* Диагностирование нефтепромысловых трубопроводов и «Экспертиза промышленной безопасности» в рамках нормативных требований РФ носит в значительной степени формальный характер и далеко не всегда существенно влияет на обеспечение безопасной эксплуатации.

3-й фактор. Ремонт трубопровода

Возможные варианты при условии, что выполнен ремонт всех недопустимых дефектов и дефектов, требующих устранения в течение года:

- если дефекты выявлены при помощи внутритрубной диагностики (ВТД);
- если дефекты выявлены при помощи диагностики по методике компании;
- если дефекты выявлены при помощи ревизии для линейных трубопроводов;
- если дефекты выявлены при помощи ревизии для внутрикустовых трубопроводов;
- если дефекты выявлены при помощи стандартной методики в соответствии с нормативными документами РФ.

Суммарный балл по вероятности НЦТ на НПТ рассчитывается как сумма «штрафных» баллов за минусом «бонусных» баллов. Начисление «штрафных» и «бонусных» баллов нужно «настраивать» или «калибровать» в соответствии с экспертными или

иными оценками весомости каждого фактора. Результатом такой работы должна быть модель, адекватно прогнозирующая вероятность НЦТ. На рисунке 2 показано сопоставление модели в части прогнозирования вероятности НЦТ и фактической удельной аварийности.

Кривая на графике на рисунке 2 берет начало из точки (0,0) и монотонно возрастает по мере возрастания вероятности утечки. Это показывает, что на большой статистике (а в данной модели ежегодно оценивалась вероятность более чем для 40 тыс. единиц нефтепромысловых трубопроводов) модель работает корректно и дает адекватное соответствие рассчитанной вероятности фактической (реализовавшейся) вероятности. При этом можно сопоставить балльную оценку с уровнем НЦТ. Так, из графика видно, что 100 баллов в среднем соответствует уровню НЦТ 0,65 шт./км*год.

ОЦЕНКА ПОСЛЕДСТВИЙ НАРУШЕНИЯ ЦЕЛОСТНОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ

Оценка последствий утечки на трубопроводе в первую очередь учитывает экологическую значимость местности, по которой проходит трасса трубопровода. Всего выделено четыре категории экологической значимости. Формулировки для категорий были определены с учетом Федерального закона № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 (табл. 1.)

Факторы, повышающие* последствия НЦТ на НПТ

Сначала начисляются баллы для наиболее критически важных для бизнеса трубопроводов и трубопроводов, расположенных в самой экологической значимой категории № 4 (табл. 1).

1-й фактор. Трубопровод расположен в районе с экологической значимостью по категории № 4

* В рамках описываемой модели факторы, снижающие последствия НЦТ, такие как обеспеченность бригадами и средствами для локализации последствий аварий, частота осмотра трасс НПТ и т.п., – не рассматриваются.



ГРУППА КОМПАНИЙ



- Разработка и промышленное производство высокотехнологичных стальных опор новых типов для ЛЭП напряжением 6-10, 35, 110 и 220 кВ (аттестовано в ФСК)
- Комплексное обслуживание объектов электроснабжения (проектирование, комплектация, строительство ЛЭП и подстанций, пусконаладка)
- Услуги горячего цинкования
- На наших опорах построено более 15 000 км ЛЭП
- Наши заказчики: Газпром, НК Роснефть, Транснефть, Тоталь, Лукойл, ТНК-ВР, НОВАТЭК, Сибур, АЛРОСА, Холдинг МРСК, РАО Энергетические системы Востока, Российские железные дороги



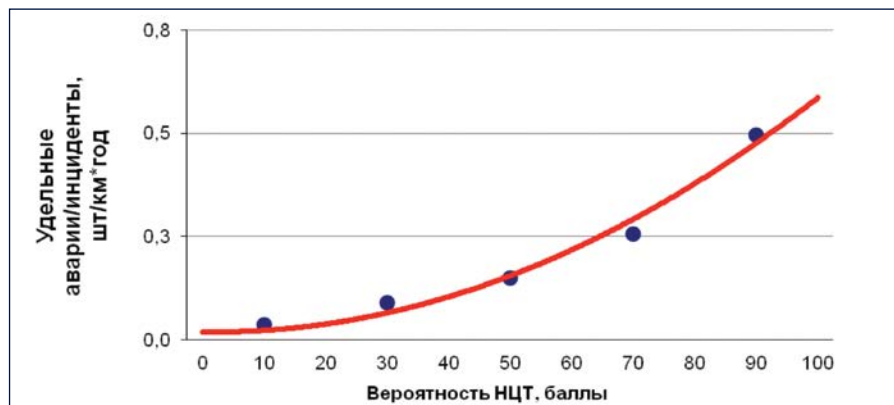


Рис. 2. Сопоставление модели в части прогнозирования вероятности НЦТ и фактической удельной аварийности. Точками на графике показаны средние значения удельной аварийности НПТ с балльной оценкой вероятности НЦТ в интервалах (0–20), (21–40), (41–60), (61–80) и (81–100). Линия – линия «тренда»

Начисление баллов производится в зависимости от типа трубопровода:

- нефтепровод, транспортирующий товарную или частично подготовленную нефть;
- нефтепровод для транспортировки продукции добывающих скважин;
- прочие НПТ;
- газопроводы.

Сам факт расположения НПТ, перекачивающего опасный флюид в экологически значимом районе, автоматически переводит последствия НЦТ к максимальным уровням.

2-й фактор. Значимый для бизнеса компании трубопровод

Так как описываемая модель разрабатывалась и применялась в нефтяной компании, основной продукцией которой является нефть, то и баллы начисляются в зависимости от того, сколько нефти транспортируется по трубопроводу и, соответственно, сколько нефти будет потеряно в случае аварии/инцидента на трубопроводе из-за необходимости остановки добычи нефти и разлива ее. При этом рассматриваются трубопроводы, по которым перекачивается более 4000 т/сут.

Факторы 1 и 2 имеют критическое значение для последствий НЦТ и, если применяются к трубопроводу, то суммарная балльная оценка последствий не может быть ниже определенной по этим факторам. Это своеобразный аналог безусловных факторов оценки вероятности. Из балльной оценки последствий по факторам 1 и 2 выбирается та, которая больше.

3-й фактор. Назначение трубопровода

Баллы начисляются в зависимости от типа трубопровода:

- нефтепроводы, т.е. любой трубопровод, по которому транспортируется нефть в любом виде;
- газопроводы;
- водоводы пластовой или подтоварной воды;
- водоводы пресной воды.

Водоводы пресной воды в случае утечки экологического ущерба не приносят.

4-й фактор. Объем транспортируемых флюидов

Баллы начисляются в зависимости от объема и вида транспортируемых флюидов:

- нефтепроводы (любые) – до 4000 т/сут. нефти;
- газопроводы попутного нефтяного газа в зависимости от расхода.

5-й фактор. Экологическая значимость района

Баллы начисляются в зависимости от того, в какой категории экологической значимости района проходит трасса трубопровода.

6-й фактор. Давление в трубопроводе

Начисление баллов в зависимости от давления кгс/см²: более 63, от 16 до 63, менее 16.

Сумма максимальных оценок в баллах последствий по факторам № 3–6 должна быть равна 100. Как и при расчете суммарных баллов по вероятности НЦТ, общее количество баллов по всем факторам не может превышать 100.

Рассмотрим на примере, как оценивается риск НПТ, по которому транспортируется продукция скважин. Для оценки возьмем трубопровод с внутренним и наружным заводским покрытием, с изолирующими втулками для защиты сварных стыков, по которому транспортируется 300 т нефти в сутки в виде водогазонефтяной смеси, рабочее давление в нем 20 атм. Протекторов и катодной защиты нет. Трубопровод проложен на заболоченной территории, которую можно отнести к категории № 2 (табл. 1). Срок службы – 8 лет. Отказов не было, диагностика проводилась только в соответствии с государственными нормативными документами, и дефектов не обнаружено.

Оценка вероятности: «штрафные» баллы – «безусловные» параметры неприменимы. Фактор № 1 – утечек нет – 0 баллов; фактор № 2 – дефектов нет, но диагностика только по нормативным требованиям – 30 баллов; фактор № 3 – рабочий агент нефть, эмульсия, вода, газ – 10 баллов; фактор № 4 – возраст 8 лет – 5 баллов. Итого – 45 баллов. Снижение вероятности: фактор № 1 – защита от внутренней коррозии (покрытие и втулки) – 15 баллов; фактор № 2 – защита от наружной коррозии (заводское покрытие) – 10 баллов; фактор № 3 – ремонт – неприменим, т.к. дефекты не обнаружены и поэтому не устранялись.

Всего балльная оценка вероятности 45 – 15 – 10 = 20 баллов.

Оценка последствий: факторы № 1 и 2 неприменимы. Фактор № 3 – назначение трубопровода (нефть) – 20 баллов; фактор № 4 – объем транспортируемой нефти 300 т/сут. – 10 баллов; фактор № 5 – экологическая значимость района категории № 2 – 25 баллов; фактор № 6 – давление 20 атм. – 5 баллов.

Всего балльная оценка последствий 20 + 10 + 25 + 5 = 60 баллов.

На матрице рисков (рис. 1) трубопровод располагается в желтой зоне, т.е. риск утечки средний.

Таким образом, сформировав балльные оценки вероятности и последствий утечки на трубопроводе по описанной модели, можно свести эти оценки в единую матрицу рисков (рис. 1). В ячейках этой матрицы будут находиться трубо-

провода с соответствующей оценкой вероятности и последствий НЦТ. Если суммировать протяженности трубопроводов, попавших в категории рисков от «низкого» до «очень высокого», можно построить график распределения трубопроводов по категориям рисков (рис. 3) и, например, ежегодно отслеживать их динамику.

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ, ДОСТОИНСТВА И НЕДОСТАТКИ МОДЕЛИ

Модель имеет как достоинства, так и недостатки, перечислим основные из них.

Недостатки:

1. Неучет индивидуальных условий эксплуатации НПТ, таких как скорости внутренней и внешней локальной и общей коррозии, эрозии, уровень вибраций и т.п., которые, собственно, и являются причиной большинства утечек.

Следствие: снижение точности определения вероятности нарушения целостности для трубопровода.

2. Последствия нарушения целостности не разделены на группы: для бизнеса, для промышленной безопасности и охраны труда и третьих лиц, для окружающей среды.

В модели имеются две составляющие последствий – для бизнеса и для окружающей среды. Весомость этих видов последствий принята одинаковой для всех трубопроводов, и поэтому баллы, начисленные за ущерб окружающей среде и для бизнеса, просто складываются без каких-либо поправок, зависящих от индивидуальных особенностей НПТ. В результате применяется все та же шкала оценки последствий от 0 баллов (последствий нет) до 100 баллов (последствия максимальные). Что такое максимальные последствия, в модели не определено, и для каждого трубопровода они индивидуальны. Попадание

трубопровода в красную или оранжевую зону – только сигнал, что трубопровод потенциально опасен, но не более того.

Следствие: модель не определяет риски НПТ по отношению к уровню толерантности, который может отличаться на разных активах и для разных групп последствий.

3. Не применяется механизм выявления крупных рисков.

Крупные риски обычно возникают по причине вероятной реализации цепочки негативных событий, следующих за НЦТ. Такими событиями могут быть:

- позднее обнаружение НЦТ;
- отсутствие или неисправность автоматических систем аварийной остановки НПТ;
- поздняя мобилизация аварийных бригад по ремонту и локализации разливов нефти и подтоварной воды.

Для идентификации и оценки крупных рисков может служить анализ причин и последствий (Cause and consequence analysis) или его «облегченная» версия «Галстук-бабочка» (Bow tie analysis) с использованием методологии определения барьеров на пути от причин вероятного негативного события к его последствиям [9]. Принципы единого подхода к методологии по анализу видов и критичности отказов изложены [10, 11], но модель их не использует, потому что они требуют индивидуального подхода к каждому НПТ, из-за чего трудоемкость и затраты на оценку рисков существенно возрастают.

Следствие: оценка последствий НЦТ на НПТ в модели не может служить экономическим обоснованием для принятия решений в области УЦ. Кроме того, «калибровка» балльной оценки последствий по фактическим показателям, так, как это возможно сделать для балльной оценки вероятности НЦТ (рис. 2), невозможна.

Тем не менее **достоинства** модели позволяют скомпенсировать эти недостатки, что позволило эффективно использовать модель для УЦ трубопроводов:

1. Все факторы, применяемые в модели для оценки вероятности и последствий утечки, доступны, понятны, измеримы, проверяемы и, как правило, включены в стандартную систему отчетности по предприятию.

Поэтому:

- в рамках модели можно проводить сравнение средних рисков, суммарных рисков между различными предприятиями, активами;
- контроль качества предоставления исходных данных и аудит применения модели выполняются сравнительно легко и быстро.

2. Простота. Модель содержит всего семь факторов для оценки вероятности и шесть факторов для оценки последствий. Такая простота компенсирует недостатки модели, связанные с тем, что она не рассматривает многие другие показатели, влияющие на риск, т.к., с одной стороны, они косвенно учитываются в оценке по применяемым факторам, а с другой – их полный учет уже не оказывает определяющего влияния на величину риска. Если мы увеличим количество рассматриваемых факторов, то ошибки при учете вклада каждого из факторов нивелируют положительные стороны их рассмотрения. Кроме того, это сильно увеличит трудоемкость применения модели.

Для формирования исходных данных не требовался специально обученный персонал и дополнительные штатные единицы.

3. Функциональность. Модель выполняет следующие функции:

- является инструментом бизнес-планирования верхнего уровня, когда необходимо оптимально разделить имеющиеся

Таблица 1. Категории экологической значимости районов расположения трубопроводов

Категория экологической значимости района прохождения трассы трубопровода	Описание
№ 1	Строительные площадки и обвалованные территории, например кусты скважин
№ 2	Участки, не попадающие ни под одну из категорий
№ 3	Водоохранные зоны, где горизонт вод используется для бытовых нужд
№ 4	Побережья морей, реки, ручьи, протоки и озера, особенно расположенные на территории природоохранных зон, заповедников, национальных парков и т.д., а также участки, где проживают люди и находится большая концентрация дорог

лимиты затрат на поддержание безопасной эксплуатации трубопроводов между активами;

- обеспечивает экспресс-контроль обоснованности реконструкции и замены трубопроводов в рамках планирования CAPEX;
- обеспечивает мониторинг рисков. Модель позволяет анализировать динамику рисков трубопроводов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Описанная в статье модель позволила эффективно управлять рисками нарушений целостности системы НПТ протяженностью более 20 тыс. км и состоящей из более чем 40 тыс. отдельных трубопроводов без дополнительных затрат в рамках существующей штатной численности персонала, занятого эксплуатацией НПТ. Применение модели в качестве многофакторной оценки риска для формирования норматива поддержания трубопроводной инфраструктуры [3] позволит его уточнить и

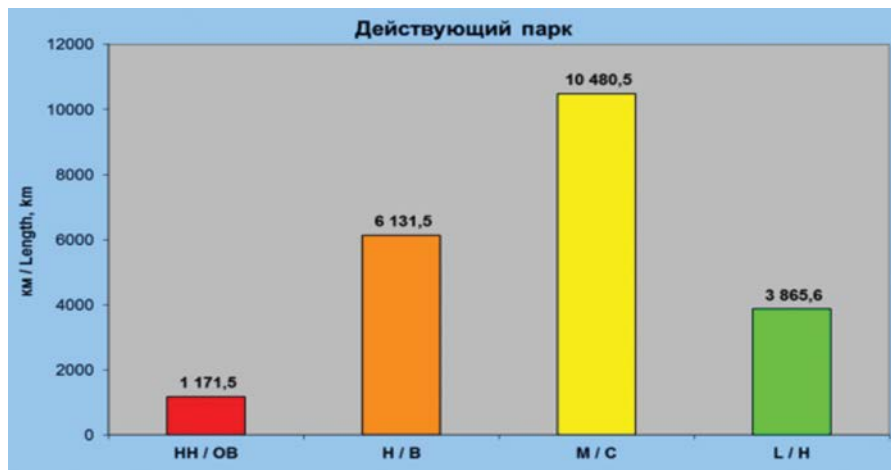


Рис. 3. Распределение НПТ по уровню рисков, рассчитанное по модели

повысить эффективность затрат на УЦ. Развитие модели может происходить в трех направлениях:

- 1) уточнения влияния различных факторов вероятности и последствий нарушения целостности;
- 2) внедрения механизма идентификации и оценки крупных рисков с применением

методологии определения барьеров на пути от причин вероятного негативного события к его последствиям [9];

- 3) учета различных групп последствий от нарушений целостности НПТ: для бизнеса, для промышленной безопасности и охраны труда и третьих лиц, для окружающей среды.

Литература:

1. Амиров В.Р., Сивоконь И.С. Управление целостностью объектов инфраструктуры месторождений нефти и газа. Инфраструктура, основные определения // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2013. – № 9.
2. Амиров В.Р., Сивоконь И.С. Управление целостностью объектов инфраструктуры месторождений нефти и газа. Показатели эффективности // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2013. – № 10.
3. Амиров В.Р., Сивоконь И.С. Управление целостностью объектов инфраструктуры месторождений нефти и газа. Нормирование затрат // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2013. – № 11.
4. Питерсен А., Игер К. Все трубы равны, но некоторые трубы равнее других // Новатор (журнал ТНК-ВР). – 2006. – № 10.
5. ТНК-ВР. Отчет об устойчивом развитии. 2008 // сайт Российского союза промышленников и предпринимателей, <http://rspp.ru/12/12307.pdf> (дата обращения – 4 ноября 2013 г.).
6. Вагайцев С.Н., Сивоконь И.С. Диагностика нефтепромысловых трубопроводов с применением современного оборудования для неразрушающего контроля, концепция, лучшая практика, развитие // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2013. – № 8.
7. Внедрение новой концепции диагностики технологических трубопроводов в ОАО «Самотлорнефтегаз» / М.Ф. Галиуллин, С.Д. Шевченко, С.Н. Вагайцев, А.В. Левченко, С.В. Саража // В мире неразрушающего контроля. – 2012. – 3 (57), сентябрь.
8. API RP 581 Risk-Based Inspection Technology: Second Edition. STANDARD published 09/01/2008 by American Petroleum Institute.
9. ГОСТ Р ИСО/МЭК 31010-2010 «Менеджмент риска. Методы оценки риска». Введ. 01.01.2006. – М: Изд-во Стандартиформ, 2012. – 70 с.
10. ГОСТ Р 51901.11-2005 «Менеджмент риска. Исследование опасности и работоспособности. Прикладное руководство». Введ. 01.01.2006. – М: Изд-во Стандартиформ, 2006. – 41 с.
11. ГОСТ 27.310-95 Межгосударственный стандарт «Надежность в технике. Анализ видов, последствий и критичности отказов. Основные положения». Введ. 01.01.1997. – Минск: Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 1996. – 14 с.

V.R. Amirov, Head of the Technology, Ground Infrastructure and Software Development of SeverEnergy of Gazprom Neft-Razvitie LLC;
I.S. Sivokon, Advisor to the General Director of Transenergostroy LLC

Identification, assessment and prioritization of the pipeline integrity damage risk

This article is continuation of the series of publications started in No. 9, 10 and 11 of NEFTEGAS Territory in 2013. Previous articles [1, 2, 3] described the life-cycle stages of the oil and gas deposit infrastructure, stating that «maintenance/ integrity management (IM)» is the most transparent in terms of cost substantiation and efficiency assessment as compared to such lines as «development» and «optimization» from amongst all lines of infrastructure investments. The key performance indicators of infrastructure maintenance costs were proposed as well, showing that the major line of the IM performance management is the identification, assessment and prioritization of the integrity damage risk. The principles for formation of the costs for IM with application of the standard are set forth on the basis of the risk-oriented approach.

Fully-featured IM is impossible without identification system, risk prioritization assessment. This article contains description and study cases of application of risk assessment system for the most common, problematic and expensive in terms of safe operation of oil and gas deposit facilities – oilfield pipelines (OFP).

For managers and oil engineers engaged in design and operation of surface oilfield and other infrastructure facilities, specialists in risk assessment, industrial safety and environment protection, technical and economic assessment of the assets.

Keywords: risk assessment, risk prioritization, oilfield pipeline, integrity damage, environmental protection, standard, infrastructure maintenance costs, risk matrix.

References:

1. Amirov V.R., Sivokon I.S. Upravlenie tselostnost'yu ob'ektov infrastruktury mestorozhdeniy nefti i gaza. Infrastruktura, osnovnye opredeleniya (Management of the oil and gas fields' infrastructure facilities integrity. Infrastructure, main definitions) // NEFTEGAS Territory. – 2013. – No. 9.
2. Amirov V.R., Sivokon I.S. Upravlenie tselostnost'yu ob'ektov infrastruktury mestorozhdeniy nefti i gaza. Pokazateli effektivnosti (Management of the oil and gas fields' infrastructure facilities integrity. Performance indicators) // NEFTEGAS Territory. – 2013. – No. 10.
3. Amirov V.R., Sivokon I.S. Upravlenie tselostnost'yu ob'ektov infrastruktury mestorozhdeniy nefti i gaza. Normirovanie zatrat (Management of the oil and gas fields infrastructure facilities integrity. Costs standardization) // NEFTEGAS Territory. – 2013. – No. 11.
4. Peterson A., Eger A. Vse trubyy ravny, no nekotorye trubyy ravnee drugikh (All pipelines are equal but some of them are more equal than others) // Innovator (TNK-BP Journal). – 2006. – No. 10.
5. TNK-BP. Sustainable development report. 2008 // web-site of the Russian Union of Industrialists and Entrepreneurs, <http://rspp.ru/12/12307.pdf> (date of reference – November 4, 2013).
6. Vagaitsev S.N., Sivokon I.S. Diagnostika neftepromyslovykh truboprovodov s primeneniem sovremennogo oborudovaniya dlya nerazrushayutshogo kontrolya, kontseptsiya, luchshaya praktika, razvitiye (Modern NDT tools for oilfield pipeline inspection) // NEFTEGAS Territory. – 2013. – No. 8.
7. Vnedrenie novoi kontseptsii diagnostiki tekhnologicheskikh truboprovodov v OAO «Samotlorneftegaz» (Implementation of new concept for process pipeline diagnostics at Samotlorneftegaz OJSC) / M.F. Galiullin, S.D. Shevchenko, S.N. Vagaitsev, A.V. Levchenko, S.V. Sarazha // V Mire Nerazrushayushchego Kontrolya (In the World of Non-Destructive Testing). – 2012. – 3 (57), September.
8. API RP 581 Risk-Based Inspection Technology: Second Edition. STANDARD published 09/01/2008 by American Petroleum Institute.
9. GOST R ISO/IEC 31010-2010 «Risk management. Risk assessment methods». Introduced on 01.01.2006. – Moscow: Standartinform Publishing House, 2012. – 70 p.
10. GOST R 51901.11-2005 «Risk management. Hazard and operability study. Applied guideline». Introduced on 01.01.2006. – Moscow: Standartinform Publishing House, 2006. – 41 p.
11. GOST 27.310-95 Interstate standard «Dependability in technics. Failure mode, effects and criticality analysis. Basic principles». Introduced on 01.01.1997. – Minsk: Interstate Council for Standardization, Metrology and Certification, 1996. – 14 p.

ВЫСТАВКА

11-14

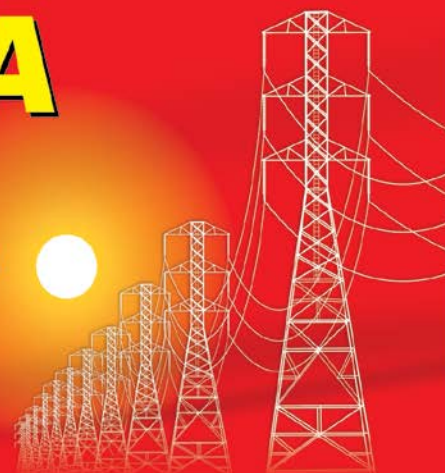
**февраля
САМАРА-2014**



**20-я юбилейная
Международная специализированная выставка**

ЭНЕРГЕТИКА

- ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ
- ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ МАШИНЫ, ПРИБОРЫ И АППАРАТЫ
- УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ И ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ СИСТЕМ
- СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ, ГАЗОБОРУДОВАНИЕ И ПРИБОРЫ
- ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ



www.energysamara.ru



ЭКСПО-ВОЛГА
организатор выставок с 1986 г.

ВК «ЭКСПО-ВОЛГА»
443110, г. Самара, ул. Мичурина, 23А
тел./факс: +7(846) 207-11-50
e-mail: energy@expo-volga.ru
www.expo-volga.ru