

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. НОРМИРОВАНИЕ ЗАТРАТ

Настоящая статья продолжает серию публикаций, начатую в № 9, 10 журнала «Территория «НЕФТЕГАЗ» за 2013 г. В предыдущих статьях [1, 2] 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.

Эффективное УЦ невозможно без определения основанных на оценке риска лимитов затрат, которые могут обеспечить требуемую динамику рисков – снижение, поддержание на достигнутом уровне или контролируемый рост. Понятные инвесторам и обоснованные лимиты затрат на поддержание инфраструктуры служат залогом повышения эффективности бизнеса и обеспечения промышленной и экологической безопасности. Предлагаемая вниманию читателей публикация определяет подходы к расчету лимитов затрат на поддержание/УЦ объектов инфраструктуры. 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: лимит затрат, норматив, метод расчета норматива, расчет срока эксплуатации, срок ремонта, затраты на поддержание инфраструктуры, стоимость владения.

ВВЕДЕНИЕ

Затраты на поддержание инфраструктуры сопоставимы с уровнем инвестиций на развитие производства. Для крупной вертикально интегрированной нефтегазовой компании они сравнимы с уровнем инвестиций в разработку новых месторождений и превышают затраты на геолого-разведочные работы. Высокая эффективность использования затрат на поддержание инфраструктуры – одно из ключевых конкурент-

ных преимуществ для любой компании производственного сектора с развитой инфраструктурой.

Как уже отмечалось в [1, 2], эти затраты носят капитальный (CAPEX) и операционный характер (OPEX). К OPEX относятся:

- техобслуживание;
- диагностика;
- текущий и капитальный ремонт;
- другие затраты на снижение риска нарушения целостности (антикорро-

зийная защита, ингибирование (в т.ч. ингибирование отложений и т.п.).

CAPEX идут на замену и реконструкцию объектов инфраструктуры.

Затраты на поддержание инфраструктуры влияют различным образом на риск нарушения целостности R – снижают либо его, либо скорость его роста. В свою очередь, риск R является функцией срока эксплуатации объекта (t) и различных факторов, не зависящих от времени – f_1, f_2, \dots, f_n . Таким образом,

для объекта i риск нарушения целостности:

$$R_i = R_i(t_{1r}, f_{1r}, f_{2r}, \dots, f_{nr}). \quad (1)$$

Диапазон изменения R_i находится в интервале от R_{imin} – минимального уровня, достигаемого на ранних сроках эксплуатации, и R_{imax} – уровня приемлемости, выше которого эксплуатацию объекта следует останавливать.

$$R_{imin} \leq R_i < R_{imax}. \quad (2)$$

Изменение риска ΔR_i в процессе эксплуатации объекта обусловлено деятельностью по поддержанию инфраструктуры:

$$\Delta R_i = \Delta R_{iорех} + \Delta R_{iреpaйр} + \Delta R_{iсаpех} \quad (3)$$

где $\Delta R_{iорех}$ – влияние на риск OPEX (исключая расходы на ремонты);

$\Delta R_{iреpaйр}$ – изменение риска за счет OPEX на проведение ремонтов (текущих и капитальных);

$\Delta R_{iсаpех}$ – изменение риска объекта после замены или реконструкции.

Отметим, что первое и второе слагаемые риска не могут реализовываться одновременно с третьим, т.е. если объект заменяется или реконструируется, то $\Delta R_{iорех} + \Delta R_{iреpaйр} = 0$, и если $\Delta R_{iорех} + \Delta R_{iреpaйр} \neq 0$, то $\Delta R_{iсаpех} = 0$.

Отметим также, что: $\Delta R_{iорех} \geq 0$; $\Delta R_{iреpaйр} < 0$; $\Delta R_{iсаpех} < 0$, т.е. деятельность по ремонту и замене снижают риск, а прочая (без ремонтов) операционная деятельность как максимум только не снижает (снижая, впрочем, скорость его роста). В работе [2] было определено, что до срока первого ремонта (СПР) затраты на поддержание инфраструктуры носят только операционный характер (на техобслуживание, защиту и диагностику), от СПР до критического срока эксплуатации (КСЭ) к ним добавляются затраты на ремонт, а после достижения КСЭ – затраты относятся к CAPEX (рис. 1). Если объект все же продолжает эксплуатироваться после достижения КСЭ, без замены или реконструкций, то сумма OPEX, необходимых для поддер-

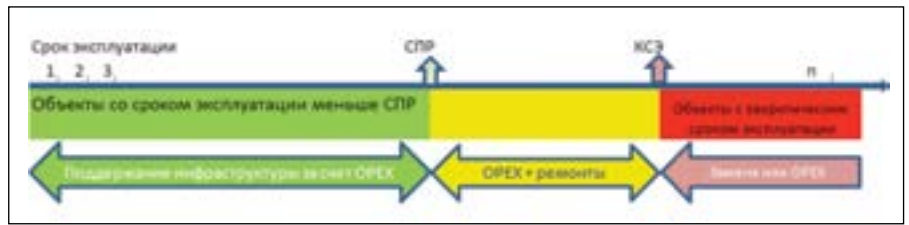


Рис. 1. Затраты на поддержание инфраструктуры

жания его целостности на протяжении требуемого периода эксплуатации*, в сумме с риском нарушения целостности превышают CAPEX.

НОРМАТИВ ЗАТРАТ НА ПОДДЕРЖАНИЕ ИНФРАСТРУКТУРЫ

Рассмотрим актив, состоящий из m объектов инфраструктуры. Ежегодные затраты актива на поддержание инфраструктуры можно представить следующей формулой:

$$C = \sum_1^m C_{1i} + \sum_{k+1}^l C_{2i} + \sum_1^m C_{3ir} \quad (4)$$

где

k – количество объектов со сроком эксплуатации менее СПР;

l – количество объектов со сроком эксплуатации менее КСЭ;

C_{1i} – OPEX i -го объекта в текущем году;

C_{2i} – OPEX на ремонт i -го объекта в текущем году;

C_{3i} – CAPEX на замену или реконструкцию i -го объекта в текущем году.

Назовем нормативом затрат на поддержание инфраструктуры величину $C_{норм.}$, определенную следующим образом:

$C_{норм.} = \min C$, (4), при выполнении двух условий:

№ 1: $\sum \Delta R_i = \Delta R_{iорех} + \Delta R_{iреpaйр} + \Delta R_{iсаpех} = 0$;

№ 2: $R_i < R_{imax}$.

Иными словами, нормативом затрат мы называем минимальное значение затрат актива на поддержание инфраструктуры при условии, что все объекты инфраструктуры этого актива эксплуатируются с риском ниже уровня приемлемости и интегральный риск нарушения целостности поддерживается на текущем постоянном уровне.

Заметим, что пока мы оставляем в стороне вопрос, является ли текущий интегральный риск приемлемым для собственника (инвестора).

ОЦЕНКА НОРМАТИВА

Задача нахождения минимума выражения (4) выглядит нерешаемой в этой постановке. Однако если сделать несколько вполне разумных допущений, то можно существенно приблизиться к ее решению.

Первое допущение состоит в том, что первое слагаемое выражения (4) является заранее определенной величиной (не варьируется), т.к. OPEX определяются правилами эксплуатации объекта и включают в себя вполне конкретные работы по техническому обслуживанию, защите и диагностике оборудования, определенные заранее на сроки, превышающие характерные для норматива затрат (1 год).

Даже если техническая политика компании меняется, то OPEX на поддержание инфраструктуры меняются,

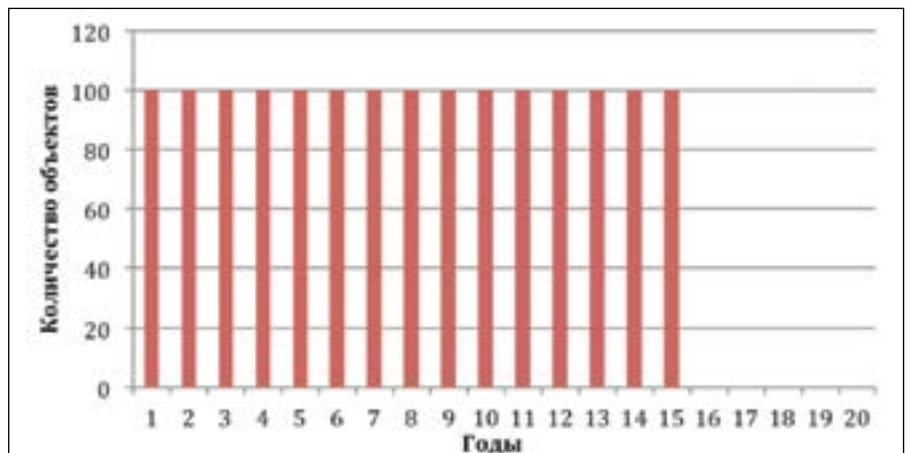


Рис. 2. Возрастная диаграмма однотипных объектов инфраструктуры 1

* Обратим внимание на то, что если требуемый период эксплуатации невелик, то КСЭ может сместиться практически до конца жизни актива. Важно при этом учитывать, что риск нарушения его целостности должен поддерживаться в приемлемых рамках.

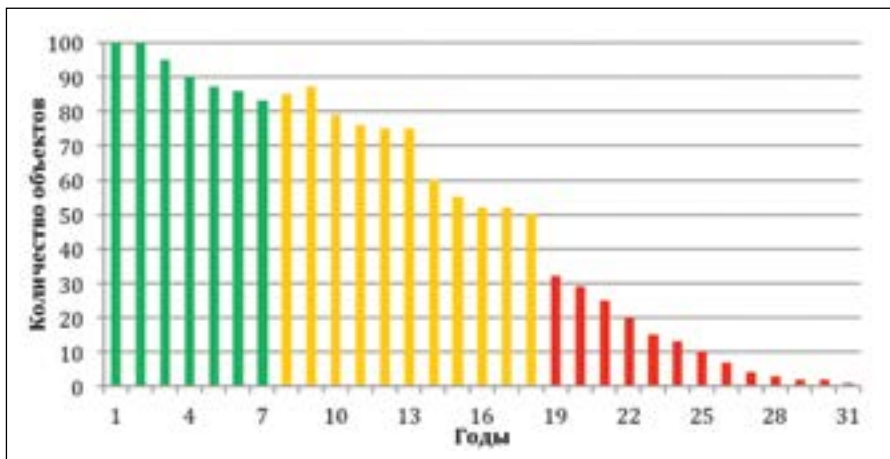


Рис. 3. Возрастная диаграмма однотипных объектов инфраструктуры 2

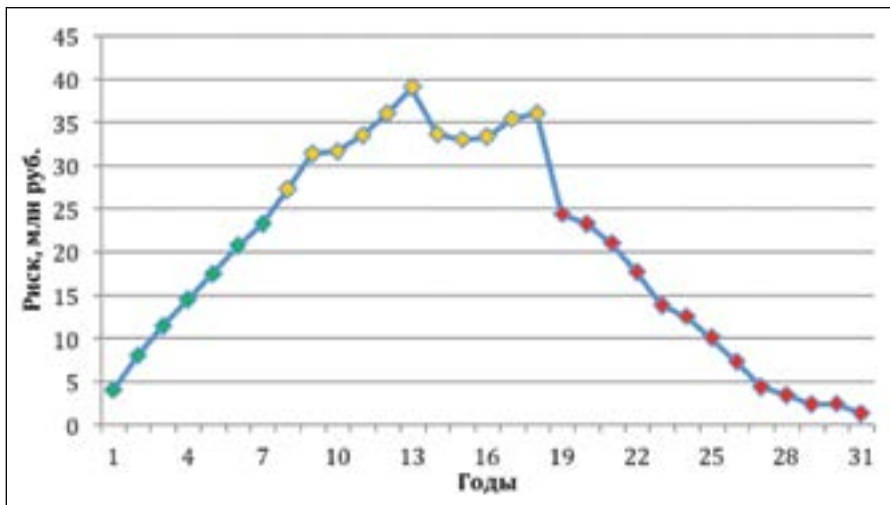


Рис. 4. Возрастная кривая риска нарушения целостности

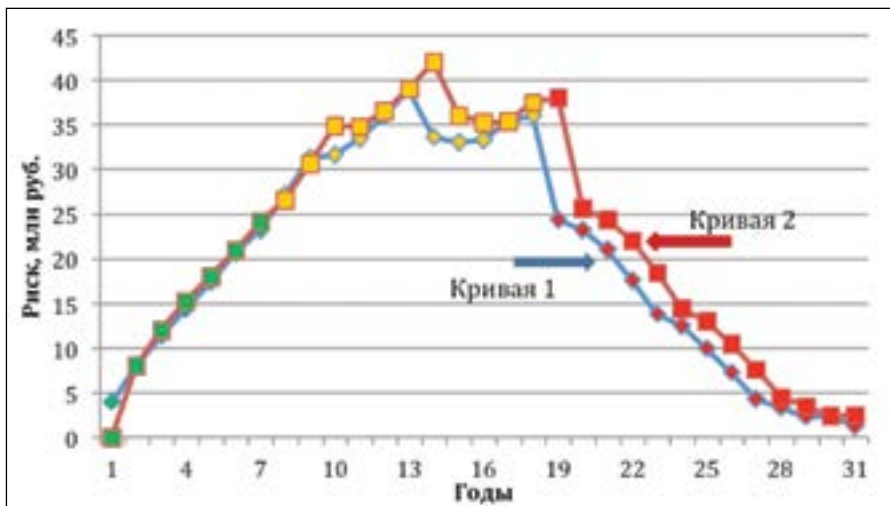


Рис. 5. Возрастная кривая риска нарушения целостности

но одновременно, оставаясь в дальнейшем без изменений до следующего пересмотра технической политики. Здесь мы не будем останавливаться на причинах изменения технической политики, хотя этот вопрос представляет существенный интерес с точки зрения УЦ.

Второе допущение связано с определением СПР и КСЭ. Напомним, что согласно этим определениям в период между СПР и КСЭ обеспечивать целостность эффективнее (и дешевле), осуществляя ремонты, после наступления КСЭ – замены и реконструкции. Таким образом, если затраты C_{2i} и C_{3i} распре-

делены в соответствии с СПР и КСЭ, а сами величины СПР и КСЭ определены корректно, то сумма затрат в формуле 4 будет минимальна, т.е. нормативом, так как текущие затраты и планирование сформированы по простым критериям:

- для объектов с $t_i < KСЭ$ целостность обеспечивается за счет ремонтов (текущих и капитальных);
- для объектов с $t_i > KСЭ$ целостность обеспечивается за счет реконструкции или замены.

Любое отклонение плана УЦ от сформулированного по вышеприведенным критериям увеличивает затраты, что и дает основание считать оптимизированный таким образом план близким к нормативному.

Исходя из вышесказанного, ключевой целью бизнес-процесса УЦ в компании является корректное определение СПР- и КСЭ-объектов инфраструктуры и, как конечный результат, норматива затрат на целостность. Задача эта не только техническая, но и экономическая, поэтому может быть успешно решена только многофункциональной командой (инженеры по эксплуатации, экономисты, специалисты по оценке рисков и т.д. в зависимости от специфики отрасли). Уже на первом этапе реализации бизнес-процесса УЦ – в ходе определения СПР и КСЭ – могут возникнуть проблемы интерпретации первых результатов оценки СПР и КСЭ. Они могут оказаться как существенно меньше, так и больше ожидаемых.

В первом случае анализ этих результатов может привести к пересмотру технической политики компании с целью увеличения СПР и КСЭ: как к повышению эффективности ОРЕХ на поддержание инфраструктуры – улучшению защиты оборудования, изменению регламентов диагностики и технического обслуживания, требований к качеству ремонтов, так и к изменению требований к вновь устанавливаемому или заменяемому оборудованию.

Если СПР больше ожидаемого, то в целом это обстоятельство позитивно, если только оно не достигается значительными ОРЕХ или завышенными требованиями к оборудованию. Если же КСЭ больше ожидаемого, то это должно послужить сигналом к анализу стоимости владения оборудованием в период между СПР и КСЭ.

Рассмотрим простой пример. Допустим, инфраструктура актива состоит из 1500

однотипных объектов (например, нефтепроводов для перекачки добываемой продукции от скважин до пункта сбора). Допустим также, что формировалась она в течение 15 лет, когда ежегодно строилось или приобреталось по 100 объектов (рис. 2). Если КСЭ этих однотипных объектов – 15 лет, то на 16-й год для сохранения суммарного риска этой инфраструктуры неизменным необходимо заменить 100 объектов 15-летнего возраста (рис. 2). Мы исходим из предположения, что риск растет с возрастом. Таким образом, норматив затрат на поддержание инфраструктуры актива будет равняться сумме OPEX и CAPEX на замену 100 объектов.

Если в течение 16-го года будет заменено менее 100 объектов 15-летнего возраста, то для поддержания в работоспособном состоянии 16-летних объектов на 17-й год и в будущем потребуются ремонты и другая операционная деятельность, более затратные, чем замена (как следует из определения КСЭ). Если же в течение 16-го года будет заменено более 100 объектов, часть из которых не достигла 15-летнего возраста, то также из определения КСЭ следует, что суммарные затраты актива будут

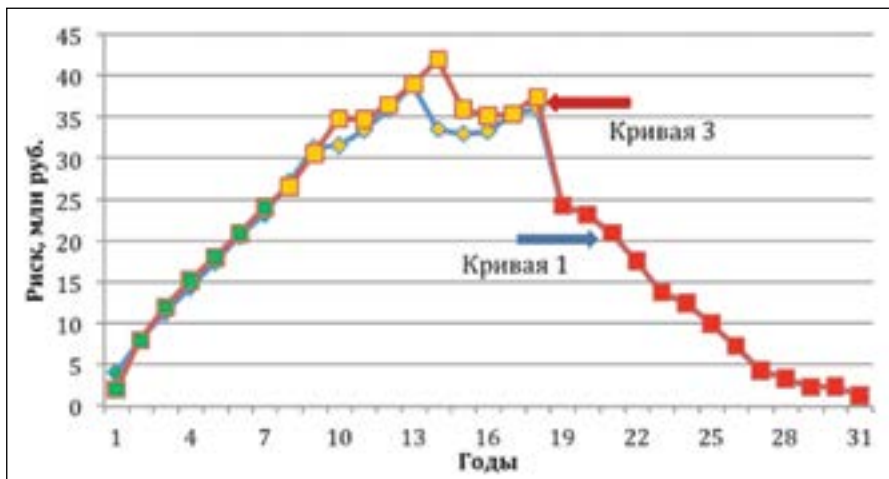


Рис. 6. Возрастная кривая риска нарушения целостности

выше норматива затрат (интегральный риск нарушения целостности может при этом и снизиться).

Для рассмотренного идеального случая норматив затрат определяется исходя из принципа «заменяй старое», т.е. оборудование, достигшее КСЭ.

На практике таких случаев почти не встречается, а повсеместно наблюдается как проведение ремонта объектов, не достигших СПР, или замена объектов, не достигших КСЭ, так и эксплуатация объектов старше КСЭ.

В первом случае это происходит потому, что их заменяют до наступления КСЭ:

- из-за достижения предельного технического состояния по причине недостаточного технического обслуживания или защиты, ошибочных проектных решений или низкого качества строительства и монтажа;
- из-за необходимости потратить утвержденный лимит затрат или отсутствия проектной или разрешительной документации на объекты с превышением КСЭ.



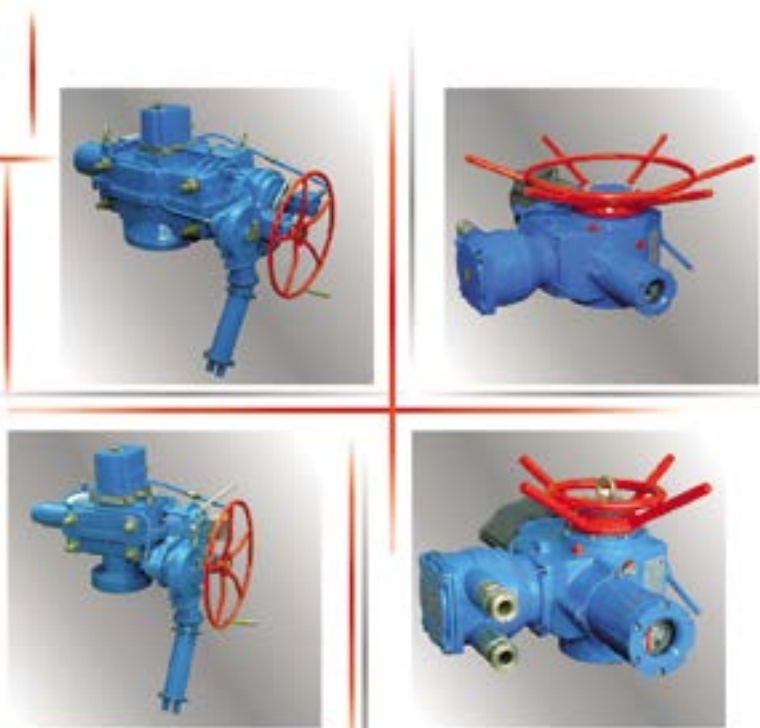
АРМ ГАРАНТ

1993 – 2013

■ Электроприводы ЗВИМТА для задвижек ДУ 50 -1200 мм

■ Пневмоприводы ПСДС для шаровых кранов ДУ 300 -1000 мм

■ Монтажные, пусконаладочные, ремонтные работы на объектах нефтегазового комплекса



г. Уфа, ул. Р. Зорге, 19/5
 тел./факс: (347) 223-74-15, 223-74-17
 e-mail: armgarant@ufamail.ru
www.armgarant.ru

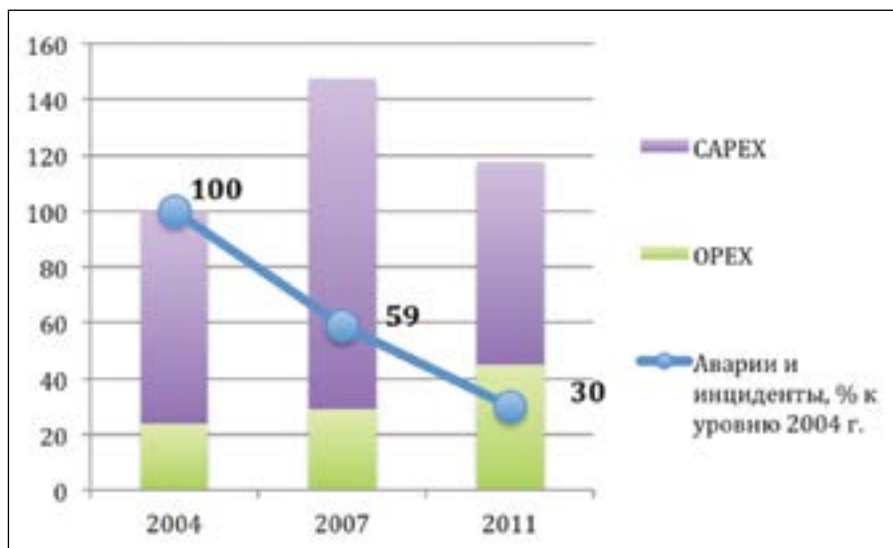


Рис. 7. Динамика аварий и инцидентов на нефтепромысловых трубопроводах и затраты на их поддержание. Все затраты приведены в ценах 2004 г.

Вторая ситуация возникает, когда не хватает средств провести такую замену* либо когда объекту «повезло» – условия эксплуатации, качество техобслуживания и защиты или удачные проектные решения позволяют эксплуатировать его с приемлемым риском за пределами КСЭ.

Рассмотрим более сложный пример. На рисунке 3 изображена возрастная структура однотипных объектов актива, причем возраст части этих объектов превышает КСЭ. Как и в первом примере, суммарное количество этих объектов – 1500. Столбцы, относящиеся к объектам «до СПР», закрашены зеленым, «между СПР и КСЭ» – желтым и «старше КСЭ» – красным. На рисунке 4 представлены повозрастные суммарные риски этой инфраструктуры в виде кривой, точки построения которой закрашены аналогичными цветами. Площадь под кривой – интегральный риск нарушения целостности рассматриваемой инфраструктуры. Повозрастные риски рассчитаны из предположения, что риск однотипных объектов является функцией времени, а зависимость от других аргументов не рассматривается. Такой подход описан в [2].

Очевидно (что иллюстрируется сравнением графиков рисунков 3 и 4), что чем старше объект, тем большую долю в интегральный риск он вносит. Поэтому

для снижения интегрального риска необходимо в первую очередь обратить внимание на возрастные объекты. Поскольку объекты «старше КСЭ», как уже отмечалось, эффективнее заменять, а не ремонтировать, то снижение интегрального риска в «красной» части кривой рисунка 4 достигается за счет замены и реконструкции этих объектов.

При этом близкие к нормативу затраты формируются следующим образом: они есть сумма OPEX на поддержание и ремонты, как уже указывалось, и CAPEX, обеспечивающих постоянство возрастного профиля объектов «старше КСЭ». Эта сумма затрат – оценка норматива «снизу».

Проиллюстрируем этот вывод через эволюцию кривой интегрального риска рассматриваемой инфраструктуры. Если в течение года мы вообще не будем вкладывать средства в замену и реконструкцию, то кривая интегрального риска будет выглядеть как кривая 2 на рисунке 5. Она смещена относительно исходной кривой 1 на год вправо с соответствующим увеличением повозрастных рисков и интегрального риска. Если же в течение года мы заменим 50 объектов таким образом, чтобы возрастной профиль объектов «старше КСЭ» не изменился, то кривая 3 (рис. 6), отражающая интегральный риск рассматриваемой инфраструктуры, практически не будет отличаться от исходной кривой 1. Для рассматриваемого примера: в первый год норматив будет включать в себя помимо OPEX CAPEX на замену 50 объектов, во второй – 52 объектов, в третий – 52 объектов, в четвертый –

60 объектов и т.д. Нужно отметить, что приведенные значения – это текущая оценка CAPEX-норматива затрат на УЦ, которая может измениться через год. Более точную оценку норматива можно получить, если определить и добавить к вышеприведенной оценке «снизу» дополнительные к имеющимся OPEX на снижение интегрального риска в области «от СПР до КСЭ» (в основном за счет увеличения количества или оптимизации качества ремонтов). Эта задача относится к сфере деятельности упоминавшейся выше многофункциональной команды обеспечения бизнес-процесса УЦ.

Оценка норматива должна производиться ежегодно в рамках процесса бизнес-планирования.

Норматив затрат на поддержание инфраструктуры является ориентиром для инвестора и менеджмента компании как в части уровня затрат, так и в части их эффективности. Есть повод задуматься и провести тщательный анализ затрат на поддержание инфраструктуры, если они существенно превышают норматив. При этом предполагается, как уже отмечалось ранее, что текущий уровень риска нарушения целостности определен как приемлемый и оптимальный. В противном случае менеджменту компании необходимо определить приемлемый уровень риска и разработать мероприятия по его достижению. Задача эта носит проектный характер и должна помимо формулировки конкретной цели и сроков выполнения обеспечиваться соответствующим ресурсом. Обсуждение этого направления УЦ выходит за рамки данной статьи.

Точно так же необходим анализ затрат, если они значительны (на уровне норматива или превышают его), но не оправдывают ожидания по снижению риска нарушения целостности.

ОПЫТ ФОРМИРОВАНИЯ И ПРИМЕНЕНИЯ НОРМАТИВА

Нормирование затрат на поддержание крупной инфраструктуры, состоящей из более 40 тыс. шт. однородных объектов, формировалось и было применено для управления целостностью и оптимизации затрат на нефтепромысловых трубопроводах «ТНК-ВР» суммарной протяженностью более 20 тыс. км [3]. В 2004 г. в компании была поставлена цель сократить до уровня 0,1 шт./

* При этом зачастую инвестор (собственник) попадает в ловушку, когда кумулятивные средства (операционные) на поддержание инфраструктуры старше КСЭ через короткое время становятся сравнимыми или даже превышают затраты на замену или реконструкцию.



Рис. 8. Замена трубопроводов по нормативу, км. Для 2011–2021 гг. уровень замены по нормативу рассчитан по алгоритму, описанному в [3], на основании сложившегося по состоянию на 2010 г. возрастного профиля трубопроводов. Для 2006–2009 гг. норматив рассчитан по данным о состоянии трубопроводного парка в 2005 г.

км в год (более чем 3 раза) удельную аварийность, связанную с прорывами на нефтепромысловых трубопроводах. Для достижения этой цели начиная с 2006 г. техническая политика в отношении ОРЕХ на поддержание трубопроводной инфраструктуры последовательно развивалась в сторону увеличения работ, связанных с ремон-

том, диагностированием, защитой от внутренней и внешней коррозии. Кроме того, из-за высокого регистрируемого уровня аварийности было принято решение заменить наиболее аварийные из трубопроводов. В 2007 г. был установлен срок достижения поставленной цели – 2011 г. Фактически в это время в компании реализовывался проект сни-

жения риска нарушения целостности трубопроводов до приемлемого. Анализ статистики регистрируемой аварийности и затрат на поддержание трубопроводов общей протяженностью 20 тыс. км в течение восьми лет показал, что в начале анализируемого периода (2004 г.) доля ОРЕХ в поддержании целостности трубопроводов составляла

КЗИТ
КОПЕЙСКИЙ ЗАВОД
ИЗОЛЯЦИИ ТРУБ

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

КОПЕЙСКИЙ ЗАВОД ИЗОЛЯЦИИ ТРУБ

НАНЕСЕНИЕ АНТИКОРРОЗИОННЫХ ПОКРЫТИЙ (ДВУХ- И ТРЕХСЛОЙНЫХ) НА ОСНОВЕ ЭКСТРУДИРОВАННОГО ПОЛИЭТИЛЕНА НА НАРУЖНУЮ ПОВЕРХНОСТЬ СТАЛЬНЫХ ТРУБ ДИАМЕТРОМ ОТ 159 ДО 1420ММ.

НАНЕСЕНИЕ ЛАКОКРАСОЧНЫХ ПОКРЫТИЙ НА НАРУЖНУЮ И ВНУТРЕННЮЮ ПОВЕРХНОСТЬ СТАЛЬНЫХ ТРУБ ДИАМЕТРОМ ОТ 159 ДО 1420ММ. ДЛЯ ПОДЗЕМНЫХ И НАЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В СООТВЕТСТВИИ С ПРОЕКТОМ ИЛИ ТРЕБОВАНИЯМИ ЗАКАЗЧИКА.

ИЗГОТОВЛЕНИЕ ГНУТЫХ ОТВОДОВ МЕТОДОМ ХОЛОДНОГО ГНУТЬЯ ИЗ СТАЛЬНЫХ ТРУБ ДИАМЕТРОМ ОТ 219 ДО 1420ММ

ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЕ ТРУБ В СОБСТВЕННОЙ ЛАБОРАТОРИИ ПУТЕМ ПРОВЕДЕНИЯ:

- НЕРАЗРУШАЮЩЕГО УЗК И РЕНТГЕНОГРАФИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ И ПРОКАТА;
- СПЕКТРАЛЬНОГО АНАЛИЗА ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА МЕТАЛЛА;
- МЕХАНИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ;
- ГИДРОИСПЫТАНИЙ ТРУБ ДИАМЕТРОМ 720 И 1020 ММ.

ВОССТАНОВЛЕНИЕ ТРУБ ВКЛЮЧАЕТ В СЕБЯ:

- ОЧИСТКА ОТ НАРУЖНОЙ ИЗОЛЯЦИИ ТРУБ Б/У ГИДРОКЛИНЕРОМ;
- ВНУТРЕННЯЯ ОЧИСТКА ТРУБ Б/У;
- ВИЗУАЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ КОНТРОЛЬ;
- МЕХАНИЧЕСКАЯ И ОГНЕВАЯ ТОРЦОВКА КОНЦОВ ТРУБ;
- РЕМОНТ КОРРОЗИОННЫХ ДЕФЕКТОВ;
- НЕРАЗРУШАЮЩИЙ КОНТРОЛЬ;
- ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА И МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ.

ИЗГОТОВЛЕНИЕ СВАЙ ИЗ ТРУБЫ ДИАМЕТРОМ 159-1420 ММ. ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В СТРОИТЕЛЬСТВЕ ЖИЛЫХ И НЕЖИЛЫХ ПОМЕЩЕНИЙ, ДОРОЖНЫХ И ПОРТОВЫХ СООРУЖЕНИЙ, А ТАКЖЕ В КАЧЕСТВЕ ОПОР ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ, КАК В ГРУНТЕ, ТАК И В ПРИБРЕЖНОЙ ЗОНЕ С ПОГРУЖЕНИЕМ В ВОДУ.

ВСЯ ПРОДУКЦИЯ ООО «КОПЕЙСКИЙ ЗАВОД ИЗОЛЯЦИИ ТРУБ» СЕРТИФИЦИРОВАНА В СООТВЕТСТВИИ С ГОСТ Р ИСО 9001-2001 И СТО ГАЗПРОМ 9001-2001. ПРЕДПРИЯТИЕ ИМЕЕТ СЕРТИФИКАТ «ТРАНССЕРТ», ПРОИЗВОДСТВО НА ООО «КОПЕЙСКИЙ ЗАВОД ИЗОЛЯЦИИ ТРУБ» ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ НА ОСНОВАНИИ ТУ, СОГЛАСОВАННЫХ ОАО «ВНИИСТ» И ООО «ВНИИГАЗ».

ЧЕЛЯБИНСКАЯ ОБЛ., Г. КОПЕЙСК, УЛ. МЕЧНИКОВА, 1
ТЕЛЕФОН/ФАКС: (35139) 20-981, (35139) 20-982
E-MAIL: KZIT@KZIT.RU WWW.KZIT.RU





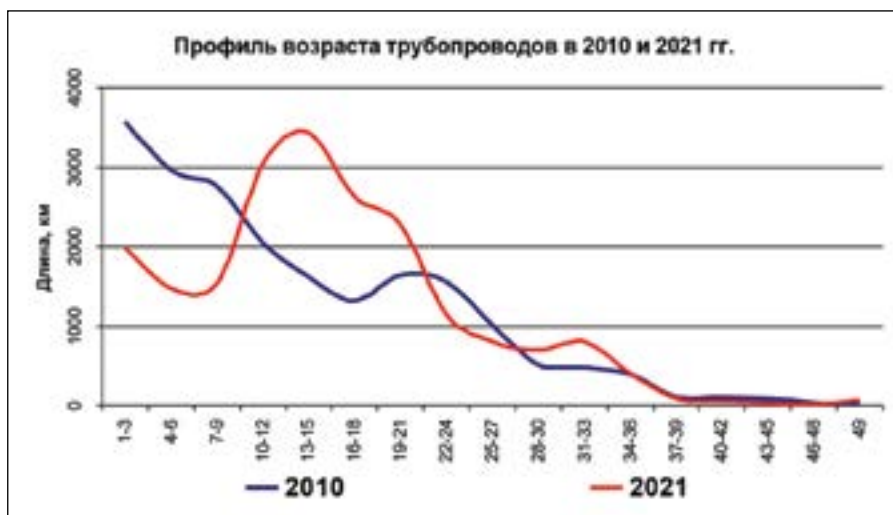


Рис. 9. Возрастной профиль трубопроводной инфраструктуры «ТНК-ВР» (20 тыс. км) в 2010 г. и прогнозируемый в 2021 г.

24% при высоком и ежегодно возрастающем уровне аварий и инцидентов. По факту ежегодного роста аварийности можно было заключить, что затраты на поддержание были **ниже норматива** и/или они были не оптимально распределены.

Результаты реализации этого проекта показаны на рисунке 7: к 2008 г. регистрируемая аварийность сократилась более чем в 1,5 раза при соответствующем увеличении затрат на УЦ.

Необходимость обоснования затрат на УЦ и их эффективности в кризисный период 2008–2009 гг. привела к разработке концепции нормирования этих затрат. Начиная с 2010 г. формирование затрат на УЦ трубопроводов проводилось на основе разработанной концепции, в основу которой был положен принцип сохранения протяженности и возрастного профиля трубопроводов с превышением КСЭ.

КСЭ для различных типов трубопроводов был определен на основании анализа статистических данных «ТНК-ВР» и фактических сроков безаварийной эксплуатации нефтепромысловых трубопроводов в ВР на месторождении Prudhoe Bay на Аляске – он находился в интервале 15–28 лет в зависимости от назначения трубопровода. В соответствии с вышеизложенными допущениями был рассчитан норматив по замене и реконструкции трубопроводов. Сопоставление нормативной замены с фактической и планируемой приведено на рисунке 8. Как видно из этих профилей, объемы замены в 2006–2008 гг. даже превышали норматив – в этот период сверх норматива было заменено

около 375 км трубопроводов. Так была «отрублена» часть «хвоста» из старых трубопроводов со сроком эксплуатации 20 и более лет.

Для средневозрастных трубопроводов с превышением СПР повышение эффективности и расширение мероприятий по диагностике, защите от коррозии, ремонту и капитальному ремонту в данных условиях являлись ключевыми условиями предотвращения аварийности. Альтернативой росту операционных затрат могла служить замена и реконструкция в сверхнормативных объемах, как это было в 2006–2008 гг., однако суммарная стоимость такой программы была бы в 1,5–2 раза выше.

После 2007 г. расходы компании на УЦ вновь стали снижаться [4], и к 2011 г. общий уровень затрат практически вернулся к прежнему уровню при увеличении доли операционных затрат в расходах на УЦ до 38%.

Увеличение OPEX к 2011 г. в 2 раза по сравнению с уровнем 2004 г. стало ключевой причиной сокращения аварий и инцидентов, поскольку на трубопроводах со сроком эксплуатации менее 20 лет происходило их основное количество.

В результате в 2011 г. было достигнуто более чем 3-кратное сокращение количества аварий и инцидентов при сопоставимых расходах на поддержание и обслуживание трубопроводов (рис. 7). Сокращение аварийности трубопроводов наблюдалось и в следующем году без изменения уровня затрат. Это показывает, что в 2011 г. затраты на целостность трубопроводов **были близкими к нормативу**. Но если вернуться к пока-

зателям 2004 г., те же затраты не только не обеспечивали стабильного уровня аварийности, но и сам уровень был более чем в 3 раза выше. Таким образом, в «ТНК-ВР» в течение нескольких лет, шаг за шагом, был найден норматив затрат на поддержание трубопроводов, содержащий существенно более оптимальное, чем в 2004 г., распределение затрат. Наглядным примером того, как корректно определенный норматив показывает пути снижения аварийности и сокращения затрат, является динамика затрат и аварийности на трубопроводах «ТНК-ВР» (рис. 7).

На рисунке 9 показаны возрастной профиль трубопроводной инфраструктуры «ТНК-ВР» (20 тыс. км) в 2010 г. и прогнозируемый в 2021 г. (этот профиль не учитывает, конечно, вновь построенных трубопроводов).

При данных значениях КСЭ реализация планов по замене и реконструкции трубопроводов в пределах норматива приведет в течение 10 лет к 2-кратному росту доли средневозрастных трубопроводов со сроком эксплуатации от 10 до 20 лет с соответствующим изменением норматива в части увеличения OPEX.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Резюмируя вышесказанное, можно предложить следующую последовательность действий по определению эффективности использования затрат на поддержание инфраструктуры, состоящей из однотипных объектов:

1. Оценить значение СПР для этих объектов. Сделать это можно, например, усреднив сроки первых ремонтов по совокупности объектов, исключив предварительно ремонты из-за «ранней аварийности» [1].
2. Оценить значение КСЭ для этих объектов. Оценку можно сделать как минимум двумя способами:
 - а) из анализа удельной аварийности совокупности объектов [2];
 - б) усреднением сроков замены и реконструкции объектов, исключив предварительно замены из-за «ранней аварийности».
3. Сформировать норматив затрат на поддержание инфраструктуры по совокупности объектов.
4. Сравнить текущие уровни затрат на поддержание инфраструктуры этих объектов с нормативом затрат на УЦ, проанализировать и выявить причины отклонений.

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., Киченко С.Б. Поддержание инфраструктуры: норма обеспечит результат (Метод нормирования затрат на целостность – опыт «ТНК-ВР») // Новатор (журнал «ТНК-ВР»). – 2011. – Март. – www.tnk-bp.ru.
4. Сивоконь И.С. Управление целостностью в 2009 г.: результат без затрат // Новатор (журнал «ТНК-ВР»). – 2010. – Январь-февраль. – www.tnk-bp.ru.

Fields facilities installation

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

Management of the oil and gas fields infrastructure facilities integrity. Costs standardization

This article continues a series of publications that began in Nos.9, 10 of NEFTEGAS Territory magazine for 2013. The previous articles [1, 2] dealt with the stages of oil and gas fields infrastructure life cycle, pointing out that maintenance/management of integrity (MI) is the most «non-transparent» line of all the investments in the infrastructure as regards cost substantiation and efficiency assessment as compared to such lines as, for example, development and optimization. The key performance indicators of infrastructure maintenance costs were proposed as well, showing that the major line of the MI performance management is the identification, assessment and prioritization of risk associated with breach of integrity.

Efficient MI is impossible without determining cost limits based on the risk assessment, which can ensure the requisite risk dynamics - mitigation, maintenance at the level achieved or a controlled growth. If understood by the investors and substantiated, the cost limits of infrastructure maintenance can guarantee enhancement of the business performance and assurance of the industrial and environmental safety. The publication introduced to the readers defines the approaches towards calculation of costs limits of maintenance/MI of the infrastructure facilities.

For managers and petroleum engineers engaged in the design and operation of surface oil field and other infrastructure facilities, specialists in the area of risk assessment, industrial safety and environmental protection, assets feasibility study.

Keywords: cost limit, standard, standard calculation method, service life calculation, repair term, cost of the infrastructure maintenance, ownership cost.

References:

1. Amirov V.R., Sivokon I.S. Управление целостностью объектов инфраструктуры месторождений нефти и газа. Инфраструктура, основные определения (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. Управление целостностью объектов инфраструктуры месторождений нефти и газа. Показатели эффективности (Management of the oil and gas fields' infrastructure facilities integrity. Performance indicators) // NEFTEGAS Territory. – 2013. – No. 10.
3. Amirov V.R., Sivokon I.S., Kichenko S.B. Поддержание инфраструктуры: норма обеспечит результат (Метод нормирования затрат на целостность – опыт «ТНК-ВР») (Infrastructure maintenance: standard will guarantee the result (Method of integrity cost standardization – the experience of TNK-BP)) // Novator (journal of TNK-BP). – 2011. – March. – www.tnk-bp.ru.
4. Sivokon I.S. Управление целостностью в 2009 г.: результат без затрат (Integrity management in 2009: result without costs) // Novator (journal of TNK-BP). – 2010. – January-February. – www.tnk-bp.ru.



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



на правах рекламы