

## ПРОЧНОСТНЫЕ АСПЕКТЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ ПОСЛЕ СРОКА АММОТИЗАЦИИ В УСЛОВИЯХ МАКСИМАЛЬНОЙ ЗАГРУЗКИ

Воробьев В. В.

РУП «Гомельтранснефть Дружба», г. Гомель, Беларусь,  
vladimirVRB@mail.ru

Эффективность и экономическая целесообразность трубопроводного транспорта углеводородного сырья стран СНГ и России не вызывает в настоящее время никаких сомнений у специалистов. Сложившиеся транспортные направления также могли бы удовлетворять и поставщиков и потребителей ресурсов, но, в силу не экономических и совсем уж не технических причин, транспортная система все же претерпевает некоторые изменения. С началом стабилизации экономической ситуации наметилась тенденция строительства новых направлений транспорта нефти как, например, Балтийская трубопроводная система, построенная в кратчайшие сроки и на высочайшем техническом уровне. Это, однако, ни в коей мере не снижает значимость существующих, а главное, исправно функционирующих нефтепроводов. Особое место среди них занимает нефтепровод «Дружба», который уже 40 лет является стабильным транспортным потоком энергоресурсов в страны Европы. Тем не менее, у специалистов вызывает тревогу возрастной состав этой и подобных ей магистралей, а соответственно и возможность обеспечения их высокой степени надежности [1-3].

Амортизационный ресурс первой очереди нефтепровода «Дружба» (диаметрами 630 и 820 мм) выработан на 100 %, второй очереди (диаметрами 820 и 1020 мм) близок к этой же цифре, но означает ли это, что выработан и технический ресурс системы? Такое мнение относительно подобных трубопроводов существует. Однако анализ эксплуатационных отказов (рис. 1) показывает, что технический ресурс трубопроводов не исчерпан.

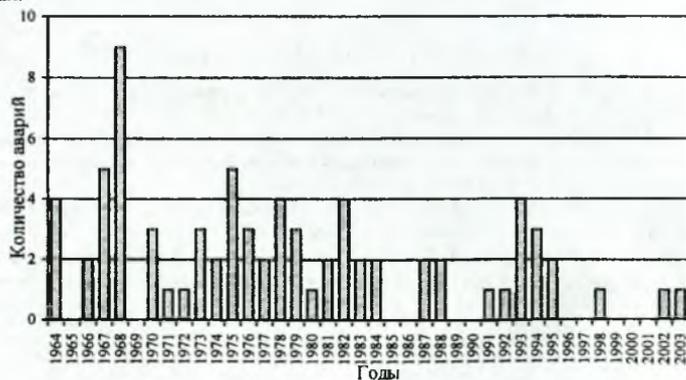


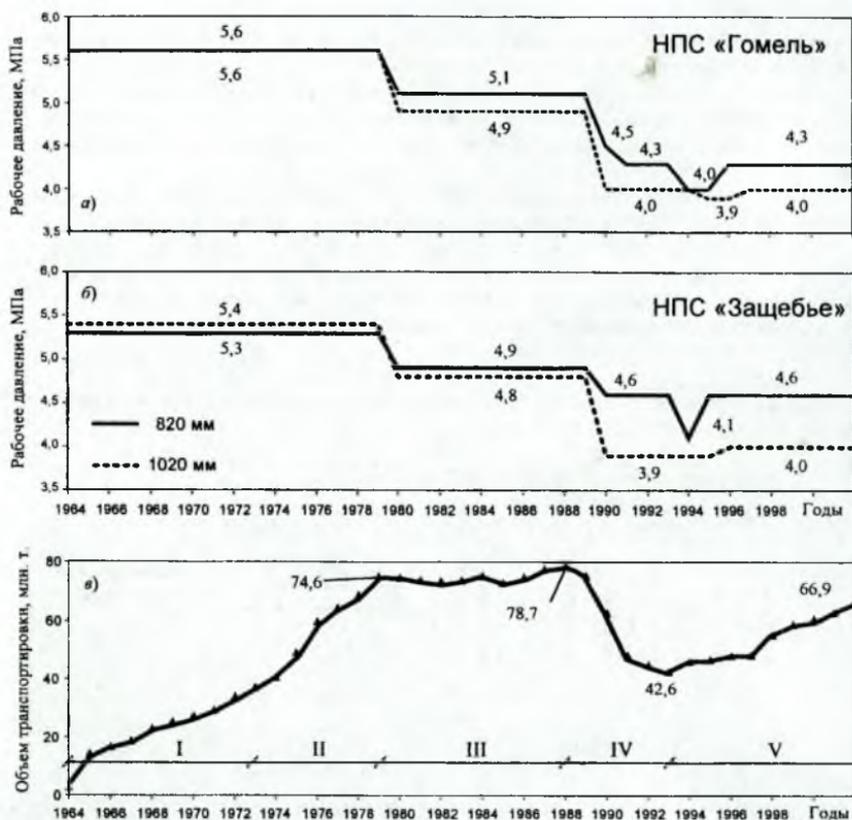
Рис. 1. Распределение аварий по годам эксплуатации нефтепровода.

Количество отказов нефтепровода, вызванных различными причинами, даже меньше чем в начальный период эксплуатации. Во многом это связано с проведением внутритрубной диагностики инспекционными снарядами, что позволило практически полностью исключить аварийные ситуации на линейной части по критическим дефектам, но в целом проблема остается. Поскольку, наряду с локальными повреждениями и развитием дефектов труб, длительная эксплуатация ведет и к общей деградации металла всего нефтепровода [4-5].

Основным показателем пропускной способности нефтепровода является величина рабочего давления. Предельные значения рабочего давления на выбросе и минимально допустимые на приеме нефтеперекачивающих станций (НПС) ежегодно переутверждаются и отражаются в технологических картах уставок и защит сигнализации. Проследим динамику изменения рабочего давления по годам эксплуатации в связи с объемами перекачки для нефтепровода Унеча – Мозырь и в сопоставлении с числом отказов (таблица 1, рисунки 1 и 2).

**Таблица 1.** Изменение давлений в технологических картах уставок защит и сигнализации по нефтепроводу Унеча-Мозырь 1-2

Годы	Давление на выбросе НС после узла регулирования, МПа								Величина изменения давления, МПа	Обоснование изменений
	НПС «Гомель»				НПС «Зашебье»					
	испытательное	рабочее	предельно максимальное	аварийно максимальное	испытательное	рабочее	предельно максимальное	аварийно максимальное		
<b>Ø 820 мм</b>										
Проект	6,2	5,6	5,8	6,0	6,2	5,6	5,8	6,0	-	-
1980-89	6,2	5,1	5,3	5,5	6,2	4,9	5,1	5,3	«-0,5» (Гомель) «-0,7» (Зашебье)	Высокая аварийность
1990	6,2	4,5	4,7	4,9	6,2	4,0	4,2	4,4	«-0,6» (Гомель) «-0,9» (Зашебье)	
1991-93	5,5	4,3	4,5	4,7	5,1	4,0	4,2	4,4	«-0,2» (Гомель) «0» (Зашебье)	Гидроиспытания
1994-95	5,5	4,0	4,2	4,4	5,1	3,9	4,1	4,3	«-0,3» (Гомель) «-0,1» (Зашебье)	«... с учетом старения трубных стале».
1996-03	5,7	4,3	4,5	4,7	5,9	4,0	4,2	4,4	«+0,3» (Гомель) «+0,1» (Зашебье)	Устранение дефектов по данным ВТД
<b>Ø 1020мм</b>										
Проект	5,9	5,3	5,5	5,7	6,0	5,4	5,6	5,8	-	-
1980-89	5,9	4,9	5,1	5,3	6,0	4,8	5,0	5,2	«-0,4» (Гомель) «-0,6» (Зашебье)	Высокая аварийность
1990-93	5,9	4,6	4,8	5,0	6,0	3,9	4,1	4,3	«-0,3» (Гомель) «-0,9» (Зашебье)	
1994-95	5,9	4,1	4,3	4,5	6,0	3,9	4,1	4,3	«-0,5» (Гомель) «0» (Зашебье)	«... с учетом старения трубных стале».
1996-03	5,9	4,6	4,8	5,0	6,0	4,0	4,2	4,4	«+0,5» (Гомель) «+0,1» (Зашебье)	Устранение дефектов по данным ВТД



**Рис. 2.** Динамика изменения рабочего давления нефтепровода Унеча-Мозырь 1-2 на НПС «Гомель» (а), НПС «Защелье» (б) в связи с объемами транспортировки нефти (в)

Условно весь период эксплуатации нефтепровода можно разделить на пять периодов. Первый период с момента ввода в эксплуатацию до 1973 г. (ввод в эксплуатацию второй очереди нефтепровода диаметром 1020 мм). Этот период характеризуется ростом объемов транспортировки (~ до 35 млн. т.), высокой средней, но неравномерной аварийностью (есть года с максимальным количеством аварий, а есть и безаварийные) и работой при проектных давлениях.

Во втором периоде (с 1973 по 1979 г.г.) продолжается рост объемов транспортировки нефти за счет постепенной загрузки второй нитки нефтепровода, средняя аварийность высокая, но без резких изменений (на уровне 3 аварий в год), на выбросах НПС поддерживается высокое проектное давление.

Третий период (с 1979 по 1988 г.г.) характеризуется стабильными поставками нефти на уровне 75 млн.т. с достижением максимума в 78,7 млн.т., средняя аварийность упала до 2-3 аварий в год и впервые с начала эксплуатации, как реакция на высокую

аварийность прошлого периода, были снижены давления на выбросе НПС (на 0,5-1,0 МПа).

С начала 1989 г. и по 1993 г. (четвертый период) произошло резкое падение объемов транспортировки нефти с 78 до 42 млн.т., средняя аварийность упала до 1-2 аварий в год, но все аварии произошли в конце периода (1991-1993 г.г.), давление на выбросе НПС изменялось дважды и снизилось еще 0,5-1,0 МПа.

Начиная с 1994 г. по настоящее время и, согласно, «Энергетической стратегии России на период до 2020 г.», налицо устойчивая тенденция роста объемов добываемой в Российской Федерации и перекачиваемой по нефтепроводу «Дружба» нефти. В 2003 г. достигнут объем транспортировки в 74 млн.т. Применение ВТД позволило сократить среднюю аварийность до одной аварии в год. Рабочее давление в 1994 г. было еще снижено на 0,1-0,5 МПа, но после устранения критических дефектов восстановлено до уровня 70-85 % от проектного.

Достижение максимальных объемов перекачки при давлениях, отличных от проектных, главным образом, достигнуто за счет минимизации технологических простоев нефтепровода, тогда как в 70-80-е годы оно достигалось за счет высоких давлений.

Анализ эксплуатационных отказов показал, что 80 % всех аварийных ситуаций связано с разрушением труб по продольным сварным соединениям, 10-15 % по механическим повреждениям. Разрушения труб линейной части по поперечным сварным соединениям, по основному металлу, по коррозионным повреждениям, по ремонтным конструкциям (заплаты) и др. носят единичный характер.

Заметим, что большинство разрушений труб по сварным продольным соединениям произошло за первые десять лет эксплуатации нефтепроводов, в течение следующих 10 лет их количество заметно снизилось, а после 1984 года, случались лишь единичные отказы по этой причине. Характеристика типичного эксплуатационного отказа: разрыв трубы по зоне сплавления сварного продольного шва и основного металла, длиной до 3,5 м и максимальным раскрытием трещины до 250 мм.

В актах расследования подобных аварий среди причин практически всегда указывается, что разрушение произошло при установившемся постоянном давлении от 4,0 до 6,0 МПа. Отмечается, что «аварии способствовала также тяжелая работа нефтепровода в предшествующий период эксплуатации, когда в трубопроводе при переходных процессах возникали сверхдопустимые давления». Устройств защиты нефтепровода от превышения давления при переходных процессах проектом не предусмотрено.

Внутреннее давление в 4,0-6,0 МПа соответствует напряжениям в металле труб порядка 150-230 МПа. С учетом допуска на толщину труб при изготовлении (10 %), коэффициентом концентрации напряжений продольного сварного соединения (1,25-1,5), а также присутствия в некоторых случаях дефектов, напряжения в месте разрушения достигали и превышали предел текучести металла 350-360 МПа. Более хрупкая структура зоны сплавления сварного соединения по сравнению с основным металлом способствовала зарождению трещины, росту ее до критических размеров и последующему разрушению.

В исследованиях характеристик основного металла и сварных соединений разрушенных отрезков труб Института им. Патона (г. Киев) в 70-80 г.г. и более поздних исследованиях Физико-технического института (г. Минск) отмечена низкая сопротивляемость металла сварных швов разрушению, нередко инициированная присутствием дефектов сварки (пор, несплавлений, непроваров и т.д.) или несоответствием монтажной сборки под сварку (смещение кромок, ширина швов и др.), а также охрупчиванием материала труб и низкими пластическими свойствами. Указывалось также, что проведенных стандартных исследований не всегда достаточно для установления причин разрушений.

Таким образом, главными причинами разрушений труб линейной части нефтепроводов по продольному шву стали низкие пластические и прочностные свойства, а также дефектность сварных соединений труб из стали марки 18Г2А на отдельных участках нефтепровода в условиях высоких рабочих давлений с параметрами, нередко превышающими допустимые.

Выводы эти были очевидны практически после нескольких лет эксплуатации, однако пойти на снижение рабочего давления, что сразу сказалось бы на объемах перекачки ввиду различных причин, было невозможно.

Следовательно, большинства аварий в начальных период эксплуатации нефтепровода по причине разрушения сварных продольных разрушений можно было избежать, снизив рабочее давление на выбросе НПС до 4,0-4,5 МПа, что и было сделано в 1980 г. А чтобы не упали объемы перекачки нефти по нефтепроводу Мозырь-Брест, было начато строительство лупингов диаметром 720 мм на напорных участках ЛПДС «Мозырь», НПС «Туров», «Пинск» и «Кобрин».

В зависимости от режима работы нефтепровода уровня рабочего давления, в качестве предельного состояния линейной части может быть принято как разрушение труб, так и достижение других недопустимых повреждений, например, образование течи, уменьшение толщины стенки, критическое количество дефектов и др.

Если отказ наступает вследствие мгновенного разрушения, то предельным считается такое состояние, при котором нагрузка становится равной разрушающей силе, соответствующей исчерпанию несущей способности конструкции. Если отказ наступает как следствие накопления необратимых повреждений, каждое из которых в отдельности неопасно, то такой механизм описывается моделью усталостного разрушения.

Рассмотрим критерии предельного состояния до разрушения труб линейной части нефтепровода, когда внутреннее давление рассматривается соответственно как

(1) статическая нагрузка;

(2) циклическая нагрузка при числе циклов изменения давления  $10^3 < N < 5 \times 10^4$  (малоцикловая усталость);

(3) циклическая нагрузка при  $5 \times 10^4 < N < 10^6$  (многоцикловая усталость);

(4) циклическое коррозионно-эрозионное нагружение.

Рассмотрим подробнее каждый из критериев.

**Критерий предельного состояния при статическом нагружении** труб внутренним давлением до разрыва является общепринятым и закреплен СНиП [6]. Для симметричной цилиндрической оболочки он записывается в виде

$$\sigma_{окр} = \frac{P \cdot (R - h/2)}{h} \leq [\sigma], \quad (1)$$

где  $\sigma_{окр}$  – окружные (тангенциальные) напряжения в стенке трубопровода;  $P$  – рабочее давление;  $R - h/2$  – радиус срединной поверхности оболочки;  $h$  – толщина стенки трубы;  $[\sigma]$  – допускаемые напряжения.

Условием разрушения для труб при статическом нагружении считается достижение напряжений  $\sigma_{окр}$  уровня предела прочности  $\sigma_B$  или деформаций  $\epsilon$  критического значения  $\epsilon_k$ .

**Критерий предельного состояния при малоцикловом нагружении** линейной части в условиях упругопластического деформирования стенки трубы лимитирует количество циклов нагружения до разрушения  $N$ :

$$N = N_s + N_p \leq [N], \quad (2)$$

где  $N_s, N_p$  – количество циклов нагружения на стадиях, соответственно, до зарождения и стабильного роста трещины;  $[N]$  – допускаемое количество циклов.

Количество циклов нагружения на стадии зарождения трещины  $N_s$ , определяется из уравнения Коффина-Менсона:

$$N_s = [1/4 \ln(1 - \Psi)(\epsilon_a - \sigma_{-1} / E)]^{1/m}, \quad (3)$$

где  $\Psi$  – относительное поперечное сужение;  $\epsilon_a$  – амплитуда циклических упругопластических деформаций;  $\sigma_{-1}$  – предел выносливости;  $E$  – модуль упругости;  $m$  – параметр;

На стадии стабильного роста трещины количество циклов нагружения  $N_p$  определяется из уравнения Пэрриса – Махутова и записывается в виде:

$$N_p = \int_{a_0}^{a_c} \frac{da}{C_e (\Delta K_{Ie})} \quad (4)$$

где  $K_{Ie}$  – коэффициент интенсивности деформаций;  $C_e$  – параметр;  $a_0$  – исходная глубина трещины;  $a_c$  – критическая глубина трещины.

**Критерий предельного состояния при многоцикловом нагружении.** В работе [7] впервые установлено, что металл труб линейной части нефтепровода работает в области многоциклового усталости. Тогда, согласно энергетической теории [8], критерий предельного состояния  $\omega_\Sigma$  имеет вид

$$\omega_\Sigma = (\alpha_T T + \alpha_\sigma \sigma^2) R_{\sigma/T} = 1, \quad (5)$$

где  $T$  – термодинамическая нагрузка;  $\sigma$  – циклические напряжения;  $\alpha_T, \alpha_\sigma$  – коэффициенты, выделяющие из полной термодинамической и механической энергий их эффективные части;  $R$  – коэффициент взаимодействия составляющих эффективной энергии, учитывающий процессы залечивания повреждений.

В условиях циклического нагружения критерий (5) считают справедливым при  $\sigma = \sigma_{-1}$ , где  $\sigma_{-1}$  – предел выносливости.

**Критерий предельного состояния при комплексном износоусталостном повреждении** учитывает циклическую нагруженность внутренним давлением в условиях коррозионных и/или эрозионных повреждений, выражается пределом коррозионно-эрозионной усталости трубной стали  $\sigma_{-1ch}$  и записывается в виде [9]:

$$\sigma_{-1ch} = \sigma_{-1} \left[ b_\sigma \left( \frac{v_{ch}}{v_{ch(\sigma)}} \right)^{m_{v(\sigma)}} \right]^{1/2} \leq \sigma_{lim}, \quad (6)$$

где  $v_{ch}$  и  $v_{ch(\sigma)}$  – скорости коррозии металла в нефти, соответственно, без и под напряжением;  $b_\sigma$  – коэффициент, учитывающий процессы коррозионной эрозии;  $\sigma_{lim}$  – предел выносливости стали в максимально повреждающих условиях.

Критерий (1) используют для оценки статической прочности, т.е. разрушения нефтепровода в начальный период работы эксплуатации.

С помощью (2) возможна оценка долговечности по критерию разрушения трубопровода в условиях малоциклового нагружения, реализуемого за период в 10-30 лет эксплуатации.

Критерий (5) применим для оценки поврежденности и предельного состояния при многоциклового усталости, характерном для нефтепроводов эксплуатируемых свыше 30 лет, когда аварийные ситуации на линейной части возникают по механизму усталостного разрушения.

Критерий (6) имеет широкую область применения. С его помощью возможно прогнозировать долговечность линейной части с учетом комплексного (износоусталостного) повреждения, которое обусловлено всеми основными повреждающими факторами (внутренне давление, коррозия, эрозийное и температурное воздействие).

Проведение НИОКР совместно с рядом научно-исследовательских организаций и учебных учреждений по анализу нагруженности [4] и определению технического состояния линейной части нефтепроводов «Дружба» на белорусском участке, посредством исследования характеристик сопротивления усталостному разрушению труб [5] позволяет сделать следующие заключения.

1. Длительная эксплуатация (30-40 лет) нефтепроводов приводит к незначительному увеличению прочностных свойств (5-15 %) и существенному снижению пластических характеристик (15-30 %) металла труб. Изменение структуры трубных сталей (деформационное старение) при этом незначительно и состоит в перераспределении атомов углерода и азота в феррите, накоплении необратимых микропластических деформаций и распаде цементита.

2. Изменение механических свойств протекает преимущественно за счет деградации внутренней поверхности трубы, тогда как поврежденность наружной поверхности основного металла относительно невелика, а в зоне сварных соединений и вовсе не обнаруживается.

3. Сопротивление усталости труб линейной части нефтепровода, характеризуемое пределом выносливости, в результате длительной эксплуатации в зоне основного металла снижается на 15 %, в зоне сварного соединения на 10 % [4].

Таким образом, снижение рабочих свойств труб нефтепровода с наработкой в 35 лет составляет 15 %, что, по нашему мнению, реально отражает состояние длительно эксплуатируемых трубопроводов.

Современные технологии и наличие параллельных ниток позволяют частично восстанавливать и поддерживать прочностную надежность линейной части нефтепровода на достаточно долгий период [10] и, практически, без снижения пропускной способности. Периодическое проведение аттестации участка нефтепровода на основании данных внутритрубной диагностики, анализа проектной документации, режимов нагружения и т.д. является своего рода инвентаризацией рабочих свойств линейной части. В литературе имеются сведения о возможном сроке эксплуатации трубопровода до 80 или даже 100 лет [11].

### Список литературы

1. Бородавкин П.П. Что делать нам, трубопроводчикам // Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ: Сб. науч.тр./ Редкол.: А.Г.Гумеров и др. – Уфа: Изд-во УГНТУ, - 2002 -С 3-4.
2. Иванцов О.М. Концептуальные проблемы и задачи надежности и безопасности трубопроводного транспорта и пути их решения в рамках МГНТП «Высоконадежный трубопроводный транспорт» // Трубопроводный транспорт нефти. -1999. -№ 11 -С. 15-17.
3. Гумеров А.Г. Фундаментальные и прикладные задачи транспорта углеводородов // Сооружение, ремонт и диагностика трубопроводов: Сб. науч.тр. УГНТУ – М.: «Недра-Бизнесцентр», 2003 – С. 32-34.
4. Воробьев В. В. Особенности эксплуатационной нагруженности и повреждения линейных участков нефтепровода. Автореф. дис.... канд. техн. наук: 01.02.06 / БелГУТ. – Гомель, 2002. – 20 с.

5. Статистическая оценка деградации свойств материала нефтепровода / Сосновский Л. А., Махутов Н.А., Бордовский А.М., Воробьев В.В. // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. Т. 69. № 11. - 2003. - С. 40-49.
6. СНИП 2. 05.06 - 85. Магистральные нефтепроводы / Госстрой СССР. - М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1985. - 52 с.
7. Бордовский А. М., Воробьев В. В. Анализ случайного процесса нагруженности нефтепровода / Материалы II Белорусского конгресса по прикладной и теоретической механике «Механика -99», 28-30 июня 1999 г. - Минск, 1999. - С. 271-273.
8. Сосновский Л.А. Основы трибофаттики: Учебное пособие для студентов технических высших учебных заведений. Ч. I. Гомель: БелГУТ, 2003. - 246 с. Ч. II. Гомель: БелГУТ, 2003. - 235 с.
9. Воробьев В.В. Критерии поврежденности линейных участков нефтепроводов // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: Тезисы докладов IV Междунар. науч.-техн. конф. - Новополоцк: УО «ПГУ», 2003. - С. 22-24.
10. А. М. Бордовский. Восстановление и поддержание сопротивления усталости линейных участков нефтепровода / Тр. 4-го Международного симпозиума по Трибофатике (ISTF 4), 23-27 сентября 2002 г., Тернополь (Украина) / Отв. Ред. В.Т. Трошенко - Тернополь: ТГТУ имени Ивана Пулюя, 2002. Т. 1 - С. 410-414.
11. Оценка пригодности трубопроводов с коррозионными повреждениями. // Трубопроводный транспорт нефти. - 2000. - № 4. - С. 42-43.

УДК 621.791: 621.642.02

## ВЫСОКОПРОЧНЫЙ БАЛЛОН ДЛЯ ХРАНЕНИЯ И ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ ВОДОРОДА

Чертов В. М.<sup>1)</sup>, Глезер А. М.<sup>2)</sup>, Татарников О. В.<sup>3)</sup>, Сарбаев Б. С.<sup>3)</sup>

<sup>1)</sup> *Донецкий инженерно-физический центр, Москва, Россия,  
chertovv@mail.ru*

<sup>2)</sup> *ЦНИИЧМ им. И.П. Бардина, Москва, Россия*

<sup>3)</sup> *МГТУ им. Н.Э. Баумана, Москва, Россия*

В ряде городов Европы проходят натурные испытания автобусов фирмы Даймлер-Крайслер на твердополимерных топливных элементах. В них используется энергия водорода, запасенного в баллонах под давлением 35 МПа. При скорости порядка 80 км в час приходится менять все 6 баллонов уже через 250 км пробега [1,2]. Приведем характеристики другого устройства, шар-баллона, для хранения водорода под давлением 40 МПа. При полезном объеме 200 л запас водорода равен 5 кг, наружный диаметр шара порядка 880 мм; толщина стенок при использовании углеродного волокна, армированного углеродным волокном, переменная, от 25 до 41 мм, при двойном запасе прочности; лайнер изготовлен из алюминия; масса достигает 75 кг. Таким образом, относительная масса равна 15 кг на 1 кг водорода, т.е. массовое содержание водорода не превышает 7%. Относительная масса баллона емкостью 3 л, изготовленного по аналогичной схеме и рассчитанного на давление 30 МПа, равно 23 кг / кг H<sub>2</sub> при коэффициенте запаса прочности, равном только 1,42. Заметим, что применение таких баллонов на транспортных средствах становится экономически выгодным при массовом содержании водорода не менее 5%. Между тем увеличение давления в баллонах хотя бы до 50 МПа существенно повысит энергоемкость баллонов и пробег между заправками [3]. Такое изменение должно сопровождаться сохранением полной безопасности при эксплуатации баллонов без чрезмерного увеличения их эргономических характеристик. В России пока не созданы подобные емкости для хранения водорода. Наиболее значительное