

Нестеров В. Н., Трохимчук К. А.

**ФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ МЕТОДОВ ЗАЩИТЫ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ**

Адрес статьи: [www.gramota.net/materials/1/2009/6/40.html](http://www.gramota.net/materials/1/2009/6/40.html)

Статья опубликована в авторской редакции и отражает точку зрения автора(ов) по рассматриваемому вопросу.

Источник

**Альманах современной науки и образования**

Тамбов: Грамота, 2009. № 6 (25). С. 132-134. ISSN 1993-5552.

Адрес журнала: [www.gramota.net/editions/1.html](http://www.gramota.net/editions/1.html)

Содержание данного номера журнала: [www.gramota.net/materials/1/2009/6/](http://www.gramota.net/materials/1/2009/6/)

**© Издательство "Грамота"**

Информация о возможности публикации статей в журнале размещена на Интернет сайте издательства: [www.gramota.net](http://www.gramota.net)

Вопросы, связанные с публикациями научных материалов, редакция просит направлять на адрес: [almanac@gramota.net](mailto:almanac@gramota.net)

щиной 0,5 нм. Транзистор находится на подложке из полиметилметакрилата, что создает диэлектрическую среду для работы транзистора.

Наноматериалы можно использовать в качестве основы для производства аккумуляторных батарей. Принцип работы таких элементов питания основан на реакции присоединения водорода аналогично никелевым батареям, но в отличие от них аккумулируют примерно в пять раз больше водорода, обладают более высокой энергоемкостью, небольшой массой, экологической и санитарной безопасностью. Эти аккумуляторы могут применяться в переносных радиостанциях, сотовых телефонах, ноутбуках и других портативных устройствах.

Таким образом, нанотехнологии в будущем будут играть огромную роль в энергообеспечении предприятий. При подготовке специалистов по энергообеспечению предприятий необходимо уделить особое внимание фундаментальному физическому образованию, являющемуся необходимой основой для применения нанотехнологий.

#### Список использованной литературы

1. Балабанов В. И. Нанотехнологии. Наука будущего. М.: Эксмо, 2009. 256 с.
2. Суздаев И. П. Нанотехнология: изикохимия нанокластеров, наноструктур и наноматериалов / И. П. Суздаев. М.: Комкнига, 2006. 592 с.
3. Федоренко В. Ф. Нанотехнологии и наноматериалы в агропромышленном комплексе: науч. анализ. обзор / В. Ф. Федоренко. М.: ФГНУ «Росинформагротех», 2007. 96 с.
4. Фокин В. М. Основы энергосбережения и энергоаудита. М.: Издательство машиностроение-1, 2006. 256 с.

### ФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ МЕТОДОВ ЗАЩИТЫ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ

*Нестеров В. Н., Трохимчук К. А.  
Волгоградский государственный архитектурно-строительный университет*

Безаварийная многолетняя эксплуатация морских подводных внутрепромысловых трубопроводов зависит от эффективности применения антикоррозийной защиты. Явление коррозии является сложным физико-химическим процессом [1]. Глубокое понимание этого процесса позволяет выработать наиболее эффективные методы антикоррозионной защиты. В соответствии с российскими нормативными документами ГОСТ Р 51164-98, ВН 39-1.9-005-98 и международными стандартами предусматривается комплексная противокоррозионная защита от воздействия донных грунтов, воды и атмосферы ( в зонах выхода к береговым терминалам), включающая защитные покрытия и средства электрохимической защиты [2].

Пассивная защита осуществляется с помощью антикоррозийных покрытий. Выполнен анализ достоинств и недостатков наиболее распространенных видов покрытий (Табл. 1).

**Табл. 1.** Защитные антикоррозионные покрытия и их механические, термодинамические и электрические характеристики

Название покрытия	Толщина, мм	Достоинства	Недостатки
Покрытие каменноугольной смолой или битумом	5	Выдерживают температуру до 400 С, обладают сопротивляемостью воздействия микроорганизмов, не требуют специальной обработки для нанесения балластировочного бетонного покрытия.	Срок службы недостаточен (менее 30 лет), имеет низкое переходное сопротивление изоляции - $6 \cdot 10^3 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$ .
Полиуретановые покрытия	1-2 (в зависимости от диаметра трубы)	Устойчивы к абразивному износу и механическому повреждению, имеют отличную адгезию, хорошую гибкость, эксплуатируются при температурах до 600 С сроком более 30 лет.	Нельзя применять при обетонировании труб из-за того, что невозможно обеспечить высокое сопротивление сдвигу бетонного покрытия.
Эпоксидные покрытия	0,35	Выдерживают температуру до 800 С, имеют возможность нанесения теплоизоляции на покрытие.	Требуют дополнительной обработки для нанесения утяжеляющего бетонного покрытия. Срок эксплуатации покрытий менее 30 лет. Обладают низкой гибкостью, снижением переходного сопротивления изоляции до $1 \cdot 10^4 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$ и увеличением требований к катодной поляризации.
Полиэтиленовые покрытия	2- 2,5 (в зависимости от диаметра трубы)	Обладают высокой механической прочностью, сцеплением 9 Н/см, устойчивы при температуре до 600 С, имеют переходное сопротивление изоляции $3 \cdot 10^4 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$ , снижают требования катодной защиты трубопровода, обладают сопротивляемостью к воздействию микроорганизмов.	Требуют специальной обработки поверхности, обеспечивающей высокое сопротивление сдвигу бетонного утяжеляющего покрытия по полиэтиленовой поверхности более 250 кПа/м <sup>2</sup> .

Полипропиленовые покрытия	2	Обладают более высокой механической прочностью и сцеплением 30 Н/см при высоких эксплуатационных температурах до 800 С, чем полиэтиленовые, имеют более высокое сопротивление изоляции - $5 \cdot 10^4 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$ и снижают требования катодной защиты трубопровода, обладают сопротивляемостью к воздействию микроорганизмов и крайне низким водопоглощением. Для трубопроводов с бетонным утяжеляющим покрытием выполняется специальная обработка поверхности, обеспечивающая очень высокое сопротивление сдвигу бетона по полипропиленовой поверхности более $500 \text{ кПа/м}^2$ .	Согласно ТУ 1394-011-04005951-00 рекомендуется трехслойное нанесение с обетонированием.
---------------------------	---	---	---

Выявлено, что все защитные покрытия обладают определенными недостатками. Анализ литературных источников показал, что как в зарубежной практике, так и в России применяются полипропиленовые покрытия. Они использовались при строительстве магистрального газопровода «Голубой поток» на участке прокладки по дну Черного моря, а также подводного нефтепровода по обустройству месторождения «Кравцовское» (Д-6) на Балтийском море. Данные покрытия имеют широкий диапазон температур, более 30-летний стаж эксплуатации, сниженную степень риска.

Активная защита подводных трубопроводов может быть осуществлена двумя способами: наложенным током от внешнего источника или с помощью жертвенных анодов (протекторов).

При катодной защите наложенным током возможны механические повреждения анодных заземлений и соединительных кабельных линий, возникает целый ряд трудностей при осуществлении прочного крепления кабелей, анодов и их соединений. В случае использования протяженных гибких анодов из токопроводящего эластомера для трубопроводов протяженностью более 50 км требуются отдельные морские стационарные блоки для катодных установок, а также дополнительные расходы на обслуживание и энергоснабжение.

При защите жертвенными анодами не требуются: морские стационарные блоки для катодных установок, источники электропитания, анодные заземлители, кабельные линии и дополнительные расходы на эксплуатацию и энергоснабжение.

В настоящее время наиболее активно осваивается Каспийское море. Оно обладает большой зоной мелководного шельфа, где осуществляется прокладка подводных трубопроводов. Выполнив анализ инженерно-геологических, климатических, гидрологических условий предлагается активную защиту трубопроводной системы выполнять браслетными протекторами типа ВНВ из сплавов на основе алюминия и цинка фирмы «Jotun» (Норвегия) или Galvalum III (Табл. 2).

**Табл. 2.** Основные физико-химические параметры браслетных протекторов

Минимальный защитный потенциал трубопровода в морской воде по хлорсеребряному электроду сравнения, В	-0,8
Минимальный защитный потенциал трубопровода в донном грунте по хлорсеребряному электроду сравнения, В	-0,9
Защитная плотность тока для неизолированной поверхности трубопровода в морской воде: средняя, $\text{А/м}^2$ окончательная, $\text{А/м}^2$	0,080 0,110
Защитная плотность тока для неизолированной поверхности трубопровода в донном грунте средняя, окончательная, $\text{А/м}^2$	0,02
Срок действия протекторной защиты	Не менее 30 лет
Плотность, $\text{г/см}^3$	2,8
Рабочий потенциал по хлорсеребряному электроду сравнения: - в морской воде, В - донном грунте, В	-1,05 -0,95
Удельная рабочая токоотдача: - в морской воде, $\text{А} \cdot \text{ч/кг}$ - в донном грунте при температуре 250 С, $\text{А} \cdot \text{ч/кг}$ - в донном грунте при температуре 400 С, $\text{А} \cdot \text{ч/кг}$ - в донном грунте при температуре 500 С, $\text{А} \cdot \text{ч/кг}$ - в донном грунте при температуре 550 С, $\text{А} \cdot \text{ч/кг}$	2500 2000 1700 1500 1300

Выполнены предварительные расчеты общих масс протекторов для трубопроводов, прокладываемых от месторождения Северного Каспия им. Ю. Корчагина до береговых терминалов зон: Калмыкии, Астрахани, Дагестана (Табл. 3).

**Табл. 3.** Общая масса протекторов (анодов)

Участок	Диаметр трубопровода, мм	Протяженность трубопровода, км	Общая масса протекторов, т
<b>Магистральные нефтепроводы</b>			
До республики Калмыкия	323,8	153	124,4
До г. Астрахани	355,6	194	155
До республики Дагестан	355,6	250	211
<b>Магистральные газопроводы</b>			
До республики Калмыкия	355,6	153	136,8
До г. Астрахани	355,6	194	155
До республики Дагестан	355,6	250	211

Внутренняя поверхность протекторов покрывается эпоксидным покрытием толщиной не менее 0,1 мм. Протекторы браслетного типа из двух полуколец привариваются к стыкам труб после нанесения защитного покрытия таким образом, чтобы избежать их механического повреждения при транспортировке и укладке трубопроводов. Для трубопроводов, подлежащих обетонированию, следует избегать электрических контактов между арматурой бетонного покрытия и анодами. Зазоры между полукольцами анода заполняются асфальтной мастикой или аналогичным материалом.

Выполнен экономический расчет по осуществлению антикоррозионной защиты для 1 м<sup>2</sup> трубопровода, который размещен в зоне Каспийской акватории (Табл. 4) [3].

**Табл. 4.** Физико-химическая характеристика Северного Каспия

Основные расчетные параметры	Показатели
Глубина моря, м	1-25
Температура воды (природный слой), 0С	8,6-26,5
Соленость воды (природный слой), ‰	9,7-13,15
Содержание кислорода, ppm	8-10
Скорость подводного течения (1 раз в 100 лет у дна), м/с	0,86
Коррозионная агрессивность донных грунтов по отношению к стали	Высокая
Удельное сопротивление грунтов на глубине укладки трубопроводов (предварительное), Ом·м	2-4
Начальная температура транспортируемого продукта:	
Газ, 0С	40
Мультифазный поток, 0С	50
Нефть, 0С	55
Способ укладки трубопровода	Заглубление в морское дно

В результате получено, что выполнение пассивного полипропиленового покрытия дороже 0,2 раза, чем использование протекторных элементов.

Процесс электрохимической антикоррозионной защиты можно отнести к нанотехнологиям, так как в определенных условиях данный процесс реализуется как самоорганизующиеся созидательное действие, позволяющее разработать новые, ранее неизвестные методы защиты строительных элементов.

Из анализа выше приведенных данных по методам защиты подводных трубопроводов коррозии можно сделать выводы:

1. Современные антикоррозионные методы защиты можно разделить на пассивные и активные.
2. Выбор использования того или иного метода защиты определяется экономической целесообразностью и физико-химическими характеристиками зоны размещения трубопровода.
3. Наиболее перспективным направлением разработки новых методов защиты является использование нанотехнологий по созданию поверхностей с оптимальными прочностными и триботехническими свойствами, позволяющими безаварийно функционировать всей системе трубопроводного транспорта.
4. При подготовке студентов соответствующих специальностей требуется уделить особое внимание рассмотрению вопросов, связанных с физико-химическими процессами при коррозии и физическими методами антикоррозийной защиты.

*Список использованной литературы*

1. Бородавкин П. П., Бередин В. Л. Сооружение магистральных трубопроводов. М.: Недра, 1987. С. 62-64.
2. Новиков Ю. В., Тулакин А. В. Влияние продуктов коррозии и обрастания трубопроводов на качество углеводородов // Экологические системы и приборы. 1998. № 2. С. 33-41.
3. Карандеева М. В. О новой трансгрессии каспийского моря // Вопросы географии: сб. науч. тр. М., 1951. Т. 24. С. 82-87.