

Вестник Евразийской науки / The Eurasian Scientific Journal <https://esj.today>

2022, №2, Том 14 / 2022, No 2, Vol 14 <https://esj.today/issue-2-2022.html>

URL статьи: <https://esj.today/PDF/02NZVN222.pdf>

**Ссылка для цитирования этой статьи:**

Липчанский, Д. В. Модернизированные конструкции муфт для ремонта магистральных нефтепроводов / Д. В. Липчанский, Д. А. Дронов, Г. М. Алиев, К. А. Воробьев // Вестник евразийской науки. — 2022. — Т. 14. — № 2. — URL: <https://esj.today/PDF/02NZVN222.pdf>

**For citation:**

Lipchansky D.V., Dronov D.A., Aliyev G.M., Vorobyev K.A. Upgraded coupling designs for the repair of oil trunk pipelines. *The Eurasian Scientific Journal*, 14(2): 02NZVN222. Available at: <https://esj.today/PDF/02NZVN222.pdf>. (In Russ., abstract in Eng.).

**Липчанский Дмитрий Вячеславович**

ФГАОУ ВО «Российский университет дружбы народов», Москва, Россия  
Магистр департамента недропользования и нефтегазового дела  
E-mail: 1032202084@pfur.ru

**Дронов Денис Андреевич**

ФГАОУ ВО «Российский университет дружбы народов», Москва, Россия  
Магистр департамента недропользования и нефтегазового дела  
E-mail: 1032202085@pfur.ru

**Алиев Гаджи Махияддинович**

ФГАОУ ВО «Российский университет дружбы народов», Москва, Россия  
Магистр департамента недропользования и нефтегазового дела  
E-mail: 1032207462@pfur.ru

**Воробьев Кирилл Александрович**

ФГАОУ ВО «Российский университет дружбы народов», Москва, Россия  
Учебный мастер департамента недропользования и нефтегазового дела  
E-mail: k.vorobyev98@mail.ru

ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-5792-3979>

РИНЦ: [https://elibrary.ru/author\\_profile.asp?id=887256](https://elibrary.ru/author_profile.asp?id=887256)

SCOPUS: <https://www.scopus.com/authid/detail.url?authorId=57193517186>

## **Модернизированные конструкции муфт для ремонта магистральных нефтепроводов**

**Аннотация.** В настоящее время на многих нефтяных месторождениях в связи с увеличением объемов добываемого газа, естественным увеличением обводненности добываемой продукции при разработке продуктивных пластов, усиливается нагрузка на трубопроводную инфраструктуру. Увеличение объемов перекачиваемой продукции при росте коррозионной агрессивности приводит к увеличению аварийности промышленных трубопроводов, для выполнения ремонта которых требуется остановка фонда скважин, что влечет за собой огромные материальные потери для компаний. Текущие методы ремонта не позволяют максимально быстро восстановить трубопровод до состояния бездефектного, для этого разрабатываются плановые мероприятия по вырезке дефектного участка с остановками нефтедобывающих скважин на длительное время (до 8 часов), что в свою очередь является экономически не эффективным. Поэтому проблема поиска технологии для максимально быстрого восстановления трубопровода при разгерметизации в целях сохранения объемов транспортируемой продукции, становится актуальной.

В данной статье представлена конструкция: модернизированная композитная муфта П-1. Создав специальную полость в композитной муфте П-1 под временное герметизирующее устройство, появилась возможность устанавливать ремонтную конструкцию на сквозные дефекты. В полость модернизированной композитной муфты П-1 закачивается специальный композитный состав из эпоксидной смолы и отвердителя. Основное преимущество данной технологии — максимально быстрый ремонт с минимальным временем простоя добывающих скважин. Предложенный нами метод снижает затрачиваемое время на ремонт с 8 до 2 часов. Соответственно, скважины, работающие на ремонтируемый участок, будут добывать на 6 часов дольше, чем при действующем методе ремонта. Данная технология будет актуальна не только для ремонта промысловых и межпромысловых трубопроводов, устанавливать модернизированную композитную муфту П-1 можно и на трубопроводах объектов подготовки нефти.

**Ключевые слова:** магистральный нефтепровод; дефект; ремонт; конструкция; муфта

### Введение

В настоящее время в связи с увеличением объемов добываемого газа, естественным увеличением обводненности добываемой продукции при разработке продуктивных пластов, усиливается нагрузка на трубопроводную инфраструктуру. Увеличение объемов перекачиваемой продукции при росте коррозионной агрессивности приводит к увеличению аварийности промысловых трубопроводов, для выполнения ремонта которых требуется остановка фонда скважин, что влечет за собой огромные материальные потери для нефтегазовых компаний [1].

Текущие методы ремонта не позволяют максимально быстро восстановить трубопровод до состояния бездефектного, для этого разрабатываются плановые мероприятия по вырезке дефектного участка с остановками нефтедобывающих скважин на длительное время (до 8 часов), что в свою очередь является экономически не эффективным. Поэтому проблема поиска технологии для максимально быстрого восстановления трубопровода при разгерметизации в целях сохранения объемов транспортируемой продукции, становится актуальной [2].

С другой стороны, на скважинах происходит множество аварий, которые влекут за собой большие потери на ликвидацию и замену изношенного оборудования.

Это связано с тем, что:

1. Каждая труба выдерживает большое число циклов знакопеременных нагрузок из-за дополнительных работ и низкой скорости проходки;
2. Проверка трубной продукции на наличие дефектов производится на базах производственного обслуживания, что приводит к невыдерживанию ею сроков.

На сегодняшний день предпринимается единственный шаг к решению проблемы — проведение своевременной дефектоскопии оборудования. Но такой метод помогает оценить уже накопленные повреждения трубы и никак не влияет на сам процесс разрушения.

Подобные разрушения приводят к потере бурового раствора, замедлению процесса бурения скважины, увеличению непроизводительного времени вплоть до потери скважины и как следствие большим материальным затратам.

Стандарты, регламентирующие периодичность и методы проведения дефектоскопии, различаются по своему составу. Необходим единый подход к расчету ресурса оборудования и периодичности инспектирования.

Затраты на капитальный ремонт газопроводов за последние 20 лет увеличились в 6–7 раз, при этом заменено более 12,6 тыс. км труб. Возрастающие объемы ремонта дефектных участков требуют разработки и применения более экономичных и менее трудоемких способов восстановления их несущей способности, исключающих вырезку труб, а в определенных ситуациях и остановку перекачки газа.

В последние 10–15 лет акцент в мировой практике методов ремонта смещается в сторону более широкого использования муфтовых технологий, позволяющих исключить вырезки трубных катушек и плетей с дефектами. В целом ряде случаев ремонт с использованием муфт является безальтернативным методом, например, при утечках газа из полости трубопровода или в качестве временной меры при невозможности остановить перекачку продукта.

Практика ремонта дефектных участков трубопроводов развивается, опираясь на высокопрочные материалы для муфт — сталь и армированные полимеры. Если конструкции и методы установки стальных муфт в достаточной мере отработаны, то применение для ремонта дефектов армированных полимеров, в частности стеклопластиков, находится в начальной стадии развития.

Технология использования стеклопластиковых муфт имеет существенные недостатки. Практически не исследованы вопросы силового взаимодействия стеклопластиковой муфты с защищаемой дефектной трубой, отсутствуют методы оценки работоспособности конструкций муфт, существует недостаток базы данных по натурным испытаниям муфт, установленных на трубах больших диаметров (530–1220 мм). В этой связи, разработка новых конструктивных решений по применению стеклопластиковых муфт и методам их расчета является актуальной темой исследования.

### **Область применения технологии**

Технология текущего ремонта методом установки МКМ П-1 является актуальной для всех нефтегазовых компании, где рост аварийности трубопроводов обусловлен увеличением объемов перекачиваемой продукции, ростом агрессивности перекачиваемой среды, старением трубопроводной инфраструктуры<sup>1</sup>.

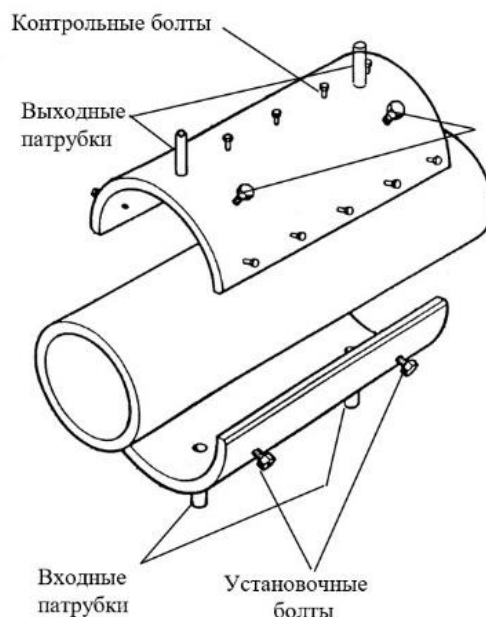
### **Описание композитной муфты П-1**

Композитно-муфтовая ремонтная конструкция (рис. 1) состоит из двух полумуфт, которые соединяются между собой сварными швами при монтаже муфты на трубопровод. При этом сама муфта к трубопроводу не приваривается. Боковые кромки обеих полумуфт имеют разделку под сварку. Концы кольцевого зазора заполняются герметиком. Объем между трубой и муфтой заполняется композитным составом.

В нижнюю полумуфту ввинчиваются два входных стальных патрубка, предназначенные для подсоединения к ним гибких шлангов, по которым будет подаваться композитный состав. В верхнюю полумуфту ввинчиваются два выходных стальных патрубка. Кроме того, в верхней полумуфте имеются три ряда контрольных отверстий с болтами, предназначенными для выпуска воздуха и контроля уровня композитного состава при заливке.

---

<sup>1</sup> Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ. Составители: Крец В.Г., Шадрин А.В., Антропова Н.А. Учебное пособие. — Томск: Изд. ТПУ, 2012. — 386 с.



**Рисунок 1.** Ремонтная муфта П-1 со сварным соединением полумуфт [3]

В обеих полумуфтах имеются по четыре резьбовых отверстия, в которые вворачиваются установочные болты, предназначенные для регулировки зазора между муфтой и трубой и выполняющие функцию опор при установке муфты на трубопровод.

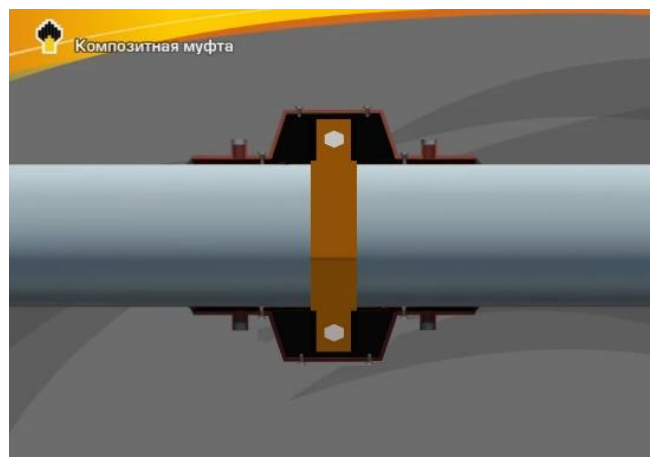
Композитный состав, заполняя пространство между трубой и муфтой и отверждаясь, образует с муфтой монолитную конструкцию, препятствующую свободному деформированию дефектной зоны трубы. Получаемая ремонтная конструкция разгружает трубу в зоне дефекта и тем самым повышает ее прочность и долговечность на срок не менее 30 лет [4]. Очень важно, что применение муфты разрешается органами Ростехнадзора на опасных производственных объектах. Но, к сожалению, на сегодняшний день конструкция композитной муфты П-1 не позволяет ремонтировать сквозные повреждения трубопровода.

### Модернизация композитной муфты П-1

Возможной альтернативой традиционным муфтам может служить модернизированная композитная муфта П-1 (МКМ). Формула данного изобретения проста, создав специальную полость в муфте П-1 под временное герметизирующее устройство, у нас появилась возможность устанавливать ремонтную конструкцию на сквозные дефекты [5]. Это позволит ремонтировать трубопровод со сквозными дефектами с минимальным временем простоя фонда скважин. В качестве ВГУ используется сертифицированная стяжная композиционная муфта «Анти-свищ», которая является сборочной единицей МКМ-П1 в формате кейс для постоянного и капитального ремонта трубопровода. На рисунке 2 представлен концепт разрабатываемой МКМ П-1, а на рисунке 3 распечатанную 3D модель.

Эффективность защитных конструкций из полимерных композиционных материалов зависит от особенностей конструкции и технологии изготовления и определяется в ходе полигонных и натурных испытаний с решением ряда задач. Для адекватной оценки параметров силового взаимодействия муфты с трубой испытания необходимо проводить при нагрузках, приближенных к эксплуатационным, т. е. при воздействии внутреннего давления в трубном образце с установленной муфтой, затянутой определенным усилием. При этом проявляются конструктивные особенности муфты. Так, при затяжке муфты возникают значительные радиальные усилия давления круглых стержней на трубу. Кроме того, полимерные материалы

при нагрузках проявляют ползучесть, которая снижает усилие от начальной затяжки. Немаловажное значение имеет проверка муфты в реальных условиях подземной прокладки на действующем газопроводе.



*Рисунок 2. Концепт МКМ П-1 с полостью для ВГУ [9]*



*Рисунок 3. 3D модель МКМ П-1 [9]*

Чтобы сделать расчет необходимо смоделировать оборудование, используя ПК ANSYS, основанный на методе конечных элементов, далее воспроизвести работу участка оборудования в наклонно-направленной скважине, приложил нагрузки, оценил величину накопленных деформаций и подсчитал количество циклов до полного разрушения.

Результаты моделирования нужно сравнивать с результатами стендовых испытаний. Используя базу данных расчетов в ANSYS можно провести расчет усталостного износа. Исходные данные для расчета это: профиль скважины, условия бурения, технические характеристики инструмента.

Есть максимальное значение износа трубы — это максимальные значения циклов нагружений, испытанных трубой при различных условиях.

Рассчитаны эти максимальные значения ресурса для труб каждого сортамента. Расчеты выполнены в ПК ANSYS, на основе метода конечных элементов (FEA).

Далее рассчитывается износ каждой трубы в оборудовании, в зависимости от ее пребывания в каждом участке скважины при разных осевых нагрузках.

Количество фактически отработанных циклов делится на максимальное кол-во при определенной комбинации значений осевой силы и кривизны ствола (DLS). Получается

множество значений % износа, которые сравнительно невелики, но в сумме дают значения, превышающие 100 %.

Такие результаты говорят о нарушении целостности тела трубы и предупреждают нас о возможном промыве инструмента, обрыве колонны, непроизводительном времени.

Главный принцип такой расчетной модели: динамический расчет, он отслеживает работу каждой трубы, в зависимости от ее пребывания в каждом из участков скважины, а результат — это накопленная усталость для каждого элемента колонны. Такой результат в отличие от существующих ПО для статических расчетов дает более точные и годные для оценки риска аварий результаты.

Далее на основании расчетов износа, проводится расчет периодичности инспекций, то есть определяется необходимость ее проведения на разных стадиях бурения скважины.

Периодичность инспектирования рассчитывается, то есть имеет обоснование, а не назначается в зависимости от опыта бурового мастера, особенностей региона работ или заводского ресурса трубы.

Расчетная модель в Excel — это простой и надежный инструмент для реализации нового подхода расчетам износа оборудования.

Усталость металла неизбежна, но есть возможность ее минимизировать. Поэтому необходимо предупредить усталостный износ еще на стадии разработки проекта скважины, то есть рассчитывать все возможные варианты развития событий, но уже с учетом влияния усталости.

Расчетную программу необходимо применять при разработке проектно-технической документации на строительство нефтяных и газовых скважин, а также при мониторинге бурения и планировании инспекций на скважинах.

Алгоритм применения программы имеет вид:

Загружаются данные скважины и режима, рассчитывается риск усталости и принимается решение либо о включение результатов в программу бурения, либо разработке корректирующих мероприятий.

Корректирующие мероприятия могут быть следующими:

- изменение профиля скважины;
- выбор группы прочности инструмента;
- увеличение механической скорости проходки;
- перестановка местами свечей в колонне;
- перепланировка графика дефектоскопии.

Экономический эффект от применения нового расчетного подхода планированию инспекций и расчетной программы достигается за счет:

- снижения потерь на непроизводительное время;
- снижения затрат на замену труб;
- увеличения ресурса трубы за счет более грамотного планирования.

Необходимо заметить, что такое вот грамотное планирование, корректирующие мероприятия не требуют дополнительных инвестиций, дают возможность сократить потери на 50 %.

Усталостный износ металла неизбежен в процессе бурения скважин. Элементы оборудования так или иначе будут подвергаться нагрузке.

Необходимо проведение соответствующих расчетов с помощью новой расчетной программы, которая позволит рассчитать ресурс оборудования и спланировать график инспекций на скважинах.

Найдено решение, которое позволит:

- снизить аварийность оборудования;
- оптимизировать частоту инспектирования оборудования;
- экономить материальные средства на строительство скважин.

### Технология ремонта методом МКМ П-1

При некатегорийном отказе нефтепровода со сквозным дефектом технология ремонта выполняется в следующей последовательности [6–8]:

1. Выполняется кратковременная остановка работающих на трубопровод скважин для снижения давления и остановки истечения продукта перекачки через свищ. Это позволит приблизиться ремонтной бригаде к месту дефекта, приступив к подготовительным работам.
2. На место дефекта устанавливается ВГУ.
3. Производится запуск скважин, внутритрубное давление повышается до рабочего.
4. Место дефекта зачищается от нефтяных загрязнений, очищается от изоляции.
5. Поверх ВГУ устанавливается ремонтная конструкция МКМ П-1.

Данный метод обеспечивает полное восстановление прочности и долговечности отремонтированного участка трубопровода до уровня бездефектной трубы при воздействии статических и циклических нагрузок. Ориентировочное время остановки скважин для монтажа ВГУ занимает два часа с учетом всех подготовительных работ. Предложенный метод снижает затрачиваемое время на ремонт с 8 до 2 часов. Соответственно, скважины, работающие на ремонтируемый участок, будут добывать на 6 часов дольше, чем при действующем методе ремонта. Данная технология будет актуальна не только для ремонта промысловых и межпромысловых трубопроводов, устанавливать МКМ П-1 можно и на трубопроводах объектов подготовки нефти.

Плюсы использования данной технологии [9]:

- уменьшено время простоя нефтедобывающих скважин на момент ремонта с 8 до 2 часов, по сравнению с методом ремонта вырезкой дефектного участка трубопровода и последующей врезкой катушки;
- повышение безопасности ремонта, так как при установке композитной муфты, стенка действующего трубопровода не подвергается воздействию сварочной дуги;
- полное восстановление прочности и долговечности отремонтированных участков нефтепровода;
- большой экономический эффект при внедрении технологии;

- ЭПБ на трубопроводе с отремонтированным участком пройдет без предписаний, т. к. установлена ремонтная конструкция, а не ВГУ;
- возможность устанавливать МКМ П-1 на переходы;
- возможность добавления секций конструкции для ремонта сквозных дефектов в непосредственной близости от установленной МКМ П-1.

Минусы использования данной технологии — зависимость операции заполнения муфты композитным составом от температур [10]. Застывание композита происходит при температуре от минус 10°C до плюс 40°C.

Для обеспечения требуемого диапазона температур над местом ремонта устанавливается обогреваемое защитное укрытие палаточного типа.

Согласно другой версии причиной поломок в 66 % случаев является усталостный износ. Трещины — это также последствия усталости. Можно отметить, что проблема колоссальная: более 87 % причин аварий это усталость металла — образование трещин в теле трубы под действием знакопеременного нагружения, которое приводит:

- к разрыву устойчивых связей в кристаллической решетке металла;
- к появлению микротрещин и последующему разрушению.

Возникновению усталостного износа металла способствует множество факторов, самые весомые из них: циклически изменяющаяся нагрузка, наличие концентраторов напряжений. Невозможно дать единую количественную оценку факторам усталости.

Заинтересованность в решении проблемы усталости металла растет в различных отраслях промышленности.

Проводятся отдельные мероприятия на тему усталостного износа в бурении. Зарубежные буровые и трубные компании выделяют важность решения проблемы усталости, как наиболее частой причины аварий и отказов.

В России на сегодняшний день предпринимаются малые шаги на пути к предупреждению усталостного разрушения. По сути, это единственный шаг — проведение своевременной дефектоскопии. Но такой метод помогает оценить уже накопленные повреждения трубы и никак не влияет на сам процесс разрушения.

Исследуя нормативную документацию в области инспекции оборудования, можно прийти к выводу, что стандарты, регламентирующие периодичность и методы дефектоскопии, различаются по своему составу. Все они говорят о том, что нужно проводить инспекцию, но не все говорят, когда и как, при этом в каждом из них есть пробелы.

### Заключение

Рассмотренная технология ремонта установкой МКМ П-1, позволяет максимально снизить время простоя трубопроводной инфраструктуры при некатегорийных отказах промысловых и межпромысловых нефтепроводов, связанных с разгерметизацией.

Применение данной технологии позволит обеспечить выполнение графика по добыче нефти и газа вследствие снижения простоя добывающего фонда скважин и обеспечит снижение рисков наложения санкций.



## ЛИТЕРАТУРА

1. Дейнеко С.В. Обеспечение надежности систем трубопроводного транспорта нефти и газа. — М.: Издательство «Техника», ТУМА ГРУПП, 2011. — 176 с.
2. Воробьев К.А. Фундирование системы эффективного использования нефтяного газа при работе трубопроводов // В сборнике: Современные тенденции подготовки кадров для нефтегазовой отрасли. Сборник материалов Международной научно-практической конференции. 2018. С. 223–225.
3. Катков Д.С., Наумова О.В., Спиридонова Е.В. Повышение надежности трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов увеличением ресурса трибосопряжений насосного оборудования // Вестник Евразийской науки, 2020 № 2, <https://esj.today/PDF/04SAVN220.pdf> (доступ свободный). Загл. с экрана. Яз. рус., англ.
4. Смирнов А., Пономарев А. Стеклопластиковые муфты — преимущества, недостатки, направления совершенствования и расширения области применения / А. Смирнов, А. Пономарев // Сфера нефтегаз. — 2011. — № 4. — С. 142–144.
5. Мировые и отечественные тенденции развития муфтовых технологий ремонта трубопроводов / Попков А.С., Шарыгин В.М. // Аналитик. — 2009. — Сб. научш-техн. обзоров. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. — с. 27–66.
6. Попков А.С. Эффективность ремонта трубопроводов при использовании модернизированных конструкций сварных муфт / Тезисы докладов IV научно-практической конференции молодых специалистов ИТЦ ООО «Газпром трансгаз Ухта». Ухта: 2010. — С. 15.
7. Воробьев К.А. Обоснование системы эффективного использования нефтяного газа при работе трубопроводов // Вестник Атырауского института нефти и газа. 2018. № 1(45). С. 98–99.
8. Шишкарев М.П., Кобзев К.О. Эксплуатационные характеристики адаптивной фрикционной муфты второго поколения // Вестник евразийской науки. 2013. № 4(17). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/ekspluatatsionnye-harakteristiki-adaptivnoy-friktsionnoy-mufty-vtorogo-pokoleniya> (дата обращения: 25.03.2022).
9. Воробьев К.А. Предотвращение чрезвычайных ситуаций на магистральных нефтепроводах // Синергия Наук. 2021. № 58. С. 252–265.
10. Попков А.С. Развитие муфтовых технологий ремонта газопроводов / X международная молодежная; конференция «Севергеоэкотех-2009»: материалы конференции (18–20 марта 2009 г., Ухта): в 4 ч.; ч. 4. Ухта: УГТУ, 2009. — 444 с.

**Lipchansky Dmitry Vyacheslavovich**

RUDN University, Moscow, Russia  
E-mail: 1032202084@pfur.ru

**Dronov Denis Andreevich**

RUDN University, Moscow, Russia  
E-mail: 1032202085@pfur.ru

**Aliyev Gadzhi Mahyaddinovich**

RUDN University, Moscow, Russia  
E-mail: 1032207462@pfur.ru

**Vorobyev Kirill Alexandrovich**

RUDN University, Moscow, Russia  
E-mail: k.vorobyev98@mail.ru

ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-5792-3979>

RSCI: [https://elibrary.ru/author\\_profile.asp?id=887256](https://elibrary.ru/author_profile.asp?id=887256)

SCOPUS: <https://www.scopus.com/authid/detail.url?authorId=57193517186>

## Upgraded coupling designs for the repair of oil trunk pipelines

**Abstract.** Currently, in many oil fields, due to the increase in the volume of gas produced, the natural increase in the water content of the produced products during the development of productive formations, the load on the pipeline infrastructure is increasing. An increase in the volume of pumped products with an increase in corrosion aggressiveness leads to an increase in the accident rate of field pipelines, the repair of which requires stopping the well stock, which entails huge material losses for companies. Current repair methods do not allow to restore the pipeline to a defect-free state as quickly as possible, for this purpose, planned measures are being developed to cut out the defective section with stops of oil-producing wells for a long time (up to 8 hours), which in turn is not economically efficient. Therefore, the problem of finding a technology for the fastest possible restoration of the pipeline during depressurization in order to preserve the volume of transported products becomes relevant.

This article presents the design: upgraded composite coupling P-1. By creating a special cavity in the composite coupling P-1 for a temporary sealing device, it became possible to install a repair structure for through defects. A special composite composition of epoxy resin and hardener is injected into the cavity of the upgraded composite coupling P-1. The main advantage of this technology is the fastest possible repair with minimal downtime of producing wells. Our proposed method reduces the time spent on repairs from 8 to 2 hours. Accordingly, wells working on the repaired area will be produced for 6 hours longer than with the current repair method. This technology will be relevant not only for the repair of field and inter-field pipelines, it is also possible to install the upgraded composite coupling P-1 on pipelines of oil treatment facilities.

**Keywords:** trunk pipeline; defect; repair; design; coupling