

УДК 621.791.019:620.192.7

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЦЕЛОСТНОСТИ СВАРНЫХ КОНСТРУКЦИЙ И СООРУЖЕНИЙ ПРИ ИХ ДЛИТЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ РЕНОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

О. И. СТЕКЛОВ¹, А. А. АНТОНОВ¹, С. П. СЕВОСТЬЯНОВ²

¹Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И. М. Губкина. РФ. 119991, г. Москва, Ленинский просп., д. 65, E-mail: svarka@gubkin.ru

²ООО «Газпром ВНИИГАЗ». РФ. 115583, г. Москва, а/я 130. E-mail: VNIIGaz@vniigaz.gazprom.ru

Магистральные трубопроводы в Российской Федерации эксплуатируются в течение продолжительного срока. Интенсивность отказов на них из-за возникновения различных коррозионных и стресс-коррозионных дефектов возросла. Применение сварочных технологий ремонта позволяет значительно снизить опасность нарушения целостности трубопровода. Однако применение сварочных технологий при ремонте длительно эксплуатируемых трубопроводов требует учета дополнительных факторов, с которыми не сталкиваются при работе на новых трубопроводах. Это и дополнительные исследования на свариваемость, и определенные требования к сварочным материалам, и учет напряженного состояния, возникающего в результате применения реновационных сварочных технологий. Библиогр. 9, рис. 8.

Ключевые слова: магистральный трубопровод, технологии ремонта, свариваемость, коррозия, коррозионное растрескивание под напряжением, требования к сварочным материалам, остаточные напряжения, ультразвуковая ударная обработка

Большая часть сварных конструкций и сооружений, составляющих половину металлофонда страны, построенных в доперестроечный период, находится в стадии старения и интенсификации отказов в связи с накоплением повреждаемости, которая обусловлена деградационными процессами в металле, усталостью, ползучестью, коррозией.

Средний возраст нефтегазопроводов превышает 30 лет, более 70 % резервуарного парка выработало свой плановый ресурс. В сложном состоянии находятся мосты, путепроводы и другие объекты. Значительная часть сооружений жилищно-коммунального хозяйства требует реконструкции. Поэтому одной из значимых задач сварочного производства, наряду с реализацией новых проектов, является поддержание с использованием реновационных сварочных и родственных технологий, целостности сварных конструкций после длительной эксплуатации для предотвращения техногенных и экологических катастроф. Решение этой задачи рассмотрено на примере магистральных нефтегазопроводов.

Характерная закономерность интенсивности отказов на примере анализа технического состояния всей системы магистральных нефтепроводов, проведенного в 1990-х годах [1], представлена на рис. 1. Для удельного показателя интенсивности отказов λ (1/тыс. км·год) в зависимости от сроков эксплуатации τ магистральных трубопроводов характерны три периода (I–III):

– приработка, период ранних отказов при уменьшающейся интенсивности, когда выявляют-

ся недостатки проектирования, строительства и сварочно-монтажных работ;

– нормальная работа с отказами преимущественно случайного характера;

– возрастание интенсивности отказов в связи с деградационными процессами в металле, защитных покрытиях, коррозией.

Подобная ситуация характерна и для магистральных газопроводов, а также других объектов нефтегазового комплекса [2]. В связи с отмеченными проблемами в настоящее время чрезвычайно остро стоит проблема мониторинга и оценки прогнозируемого ресурса сооружений для определения допустимых сроков эксплуатации, планирования, ремонта и реконструкции, прогнозирования, оценки техногенного и экономического риска. Основой мониторинга является техническое диагностирование «по состоянию».

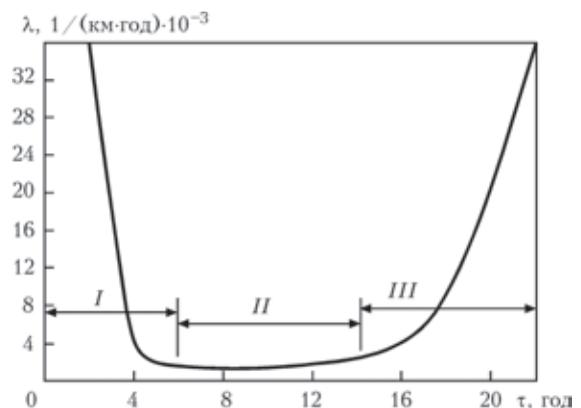


Рис. 1. Зависимость удельного показателя интенсивности отказов от сроков эксплуатации магистральных нефтепроводов (I–III – см. в тексте)

© О. И. Стеклов, А. А. Антонов, С. П. Севостьянов, 2014

Для различных объектов разрабатываются собственные системы мониторинга, учитывающие особенности конструкции и условия эксплуатации.

Для газонефтепроводных систем перспективной является комплексная трехуровневая система мониторинга [3], включающая:

- геотехническую диагностику по материалам аэрокосмического мониторинга;
- внутритрубную диагностику;
- наземную инструментальную приборную диагностику, прежде всего, потенциально опасных участков трубопроводов, выявленных по данным внутритрубной и геотехнической диагностики.

Такой комплексный подход при оценке технического состояния газонефтепроводов позволил повысить эффективность планирования диагностических и ремонтных работ, а также надежность всей газотранспортной системы и в несколько раз снизить аварийность [4].

Благодаря совершенствованию методов диагностики и оценке состояния трубопроводов с помощью внутритрубной дефектоскопии обнаруживается наличие на наружной поверхности трубопроводов большого количества дефектов коррозионного и коррозионно-механического происхождения.

Наиболее опасным видом дефектов являются стресс-коррозионные трещины, т. е. дефекты коррозионного растрескивания под напряжением (КРН) или их скопления (в виде «поля трещин»), которые преимущественно имеют продольную ориентацию и располагаются как по основному металлу, так и в зоне заводских продольных швов. До 70 % аварийных отказов магистральных газопроводов связаны с этим видом дефектов.

Существующие нормативные материалы регламентируют размеры допустимых дефектов, определяя их браковочный уровень. При этом трещины КРН, глубина которых выходит за пределы минусового допуска толщины стенки трубы, квалифицировались как недопустимые дефекты, подлежащие обязательному удалению (вырезке дефектного участка трубы). Альтернативой может быть расчет безопасного давления, при котором трубопровод с дефектами в состоянии выполнять свои функции без разрушения, но с потерей производительности по перекачке продукта. Следует отметить, что в этой ситуации эксплуатационные организации сталкиваются с несколькими проблемами.

Первая — выявление фактического технического состояния до перевода объекта в статус капитального ремонта, с полной или частичной заменой дефектных элементов, участков, труб и пр. На этом этапе еще отсутствует как проект, так и большинство видов ресурсов для выполнения

ремонтных работ. Этот этап характерен тем, что объект еще не может быть выведен в капитальный ремонт, но при этом получена оперативная информация о его техническом состоянии. Как правило, этот период сопряжен с окончанием внутритрубного обследования трубопровода и получением сначала предварительного (экспресс), а затем и окончательного отчета по состоянию дефектности труб.

Вторая проблема в развитие описанной ситуации эксплуатируемого объекта состоит в том, что при получении информации о дефектах, препятствующих нормальной (без снижения давления) эксплуатации трубопровода, ремонтные работы по замене дефектного участка не могут быть выполнены из-за невозможности доставки к месту работ тяжелой строительной техники. По месту расположения в основном это относится к трубопроводам на участках болот, пойменных участках, переходов через водные преграды. По времени совпадает с весенне-летним периодом и осенью, до промерзания болот и становления вдольтрассовых зимних проездов. Таким образом, от начала сезонных оттаиваний болот весь летний период эксплуатации до осенне-зимнего промерзания болот и наведения ледовых переправ, эксплуатационные организации ограничены в оперативности устранения дефектов, препятствующих их нормальной эксплуатации.

Первая проблема может быть частично решена путем устранения дефектов до вывода в капитальный ремонт за счет привлечения эксплуатационных ресурсов и выполнения аварийно-восстановительного ремонта. Вторая же сопряжена с непреодолимым препятствием — условиями, при которых такие недопустимые дефекты, как трещины КРН, не могут быть устранены широко распространенными известными технологиями. Тем более, что в большинстве нормативных документов подобные дефекты являются неремонтопригодными и устраняются единственным способом — вырезкой дефектного участка и установкой, сваркой новой трубы.

Особую роль в этих условиях для эксплуатационных организаций играют специальные технологии ремонта, которые без вырезки дефектного участка, а значит без привлечения большого комплекса тяжелой строительной техники, позволяют выполнить ремонт, восстанавливающий работоспособность трубопровода. Классификация этих технологий приведена на рис. 2. К таким технологиями относится применение усиливающих элементов (муфт) (рис. 3) и ремонтная сварка (наплавка) всех видов дефектов, включая такие опасные дефекты, как дефекты КРН [5].

Применение технологий ремонта дефектов сваркой (наплавкой) при получении информации о



Рис. 2. Технологии сварки при ремонте газопроводов, находящихся в эксплуатации

недопустимом опасном дефекте, препятствующем нормальной эксплуатации, позволит оперативно эксплуатирующим организациям обеспечить его устранение ремонтными работами, в том числе и в труднодоступных заболоченных участках. Еще

одно преимущество, которое дают такие технологии, — это возможность восстановления трубы без ее замены.

При использовании ремонтных сварочных (наплавочных) технологий для конструкций после

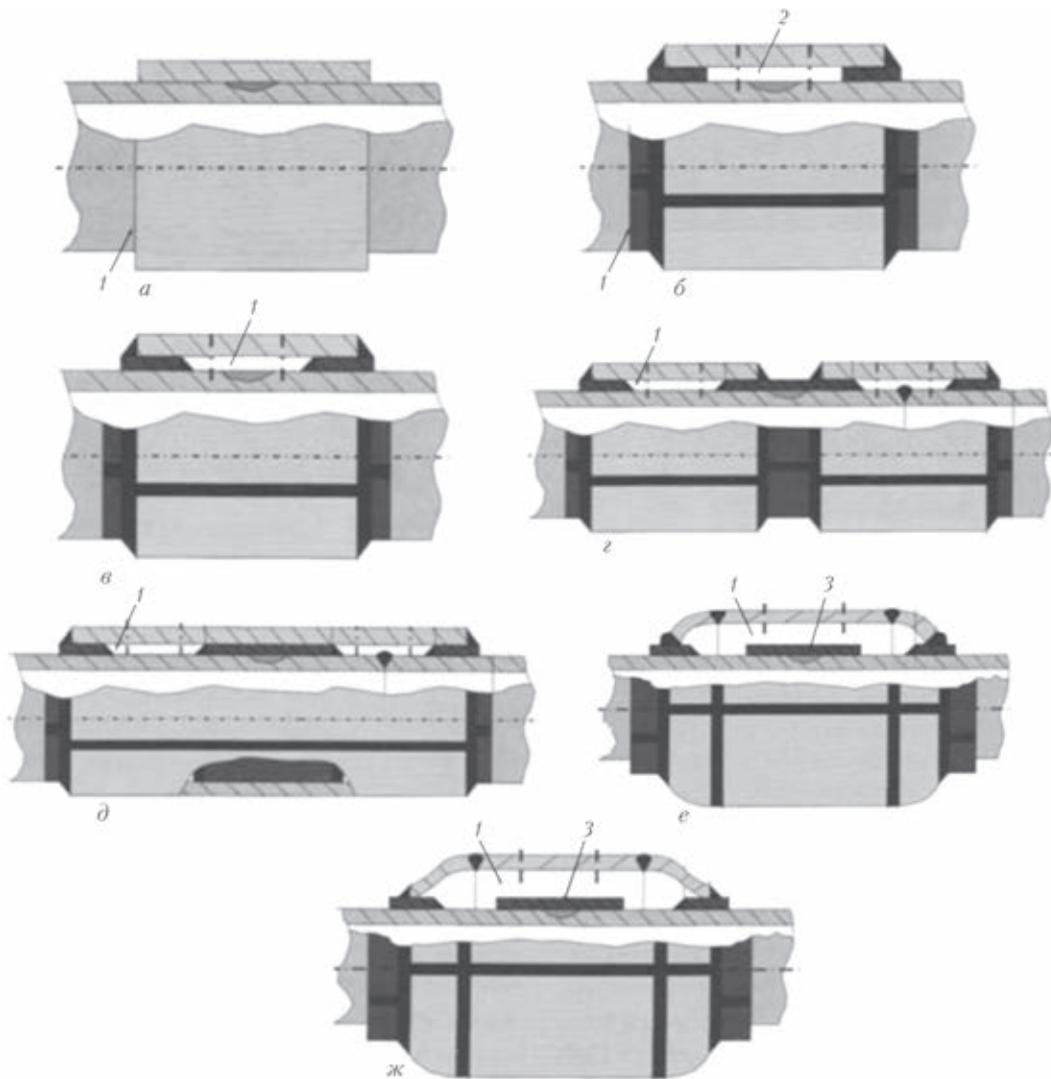


Рис. 3. Схемы ремонта сварными муфтами дефектов труб и сварных швов участков линейной части магистральных газопроводов: а, б — негерметичные усиливающие муфты; в–ж — герметичные усиливающие муфты и муфтовые узлы; 1 — уплотнитель; 2 — композит; 3 — временная муфта

длительной эксплуатации возникает ряд ключевых вопросов: оценка свариваемости материала после длительной эксплуатации; обоснованный выбор сварочных (присадочных) материалов; оптимизация технологического процесса сварки (наплавки); обоснование применения дополнительных послесварочных родственных технологий.

Резюмируя можно отметить следующее.

В процессе длительной эксплуатации оборудования в связи с деградационными процессами в металле вследствие деформационного старения, насыщения активными реагентами природных и техногенных сред возможно существенное снижение свариваемости ремонтируемого металла, что требует анализа с учетом условий и длительности эксплуатации. Особенно важна оценка свариваемости материала в условиях эксплуатации при воздействии водородовыделяющих и водородопroduцирующих сред и для конструкций, работающих при повышенных температурах в условиях ползучести. К сожалению, системных исследований этой проблемы до настоящего времени не проводилось.

Выбор присадочных материалов с учетом воздействия активных сред должен обеспечить заданные прочностные характеристики наплавленного

металла и его «катодность» по отношению к основному металлу.

Исходя из конструктивной прочности объекта и учета хорошей свариваемости прочностные характеристики целесообразно обеспечивать из условия $\sigma_B^c, \sigma_T^c \leq \sigma_B^M, \sigma_T^M$, где индексы «с» и «М» — соответственно сварное соединение и основной металл.

Для обеспечения сопротивляемости электрохимической коррозии должно выполняться условие: $\phi^c \geq \phi^M$, где ϕ^c, ϕ^M — соответственно электродные потенциалы сварного (наплавленного) и основного металла.

С учетом изложенных выше принципов определяется технология ремонтно-восстановительных работ, в том числе без стравливания углеродородов [6].

Из общей классификации технологий сварки при ремонте газопроводов (см. рис. 2) выделим только первую группу — сварку (наплавку) наружных несквозных дефектов труб, включая дефекты КРН продукта. Критериями применения этого вида ремонта являются:

– обеспечение температурно-пластической устойчивости расплавленного и нагреваемого металла в зоне воздействия источника нагрева (дуга,

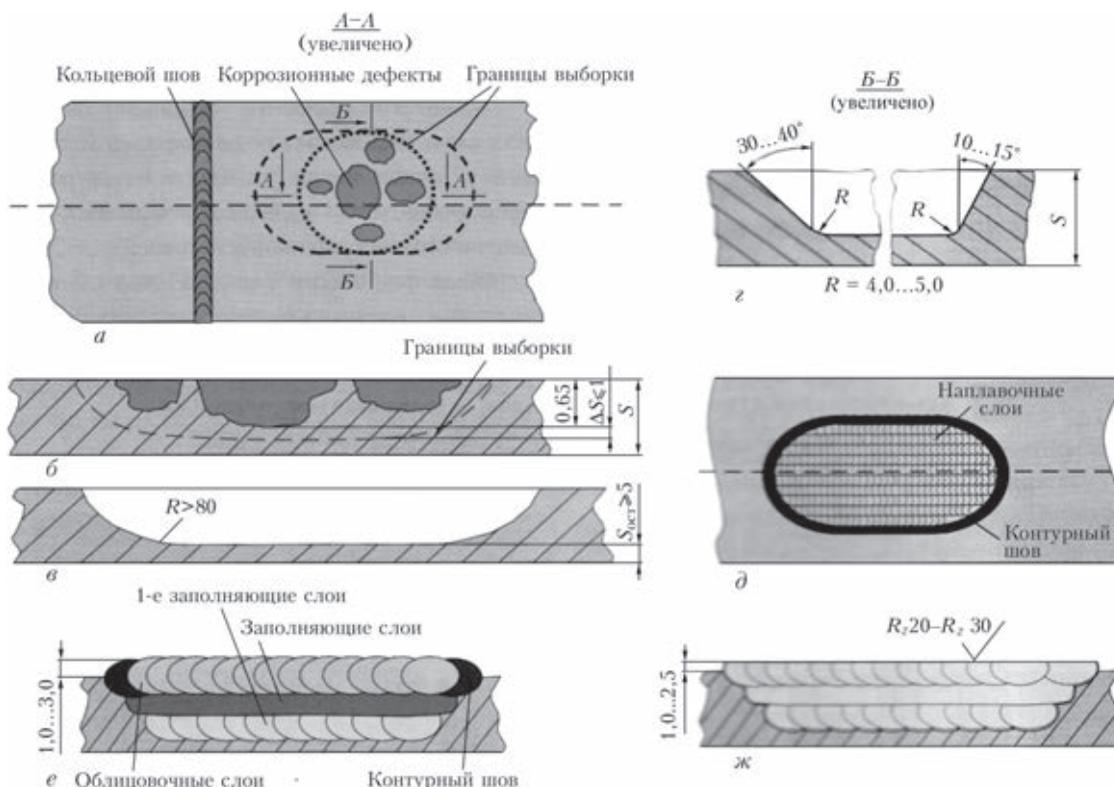


Рис. 4. Последовательность технологических операций ремонта сваркой (наплавкой) несквозных наружных дефектов металла труб: а — внешний вид трубы с дефектным участком; б — поперечный разрез трубы по линии А-А соответственно с дефектным участком; в — поперечный разрез трубы по линии А-А после выборки дефектного слоя механическим способом; г — поперечный разрез трубы по линии Б-Б после выборки дефектного слоя механическим способом; д — внешний вид трубы после ремонта; е — поперечный разрез трубы по линии А-А после ремонта; ж — поперечный разрез трубы по линии Б-Б после зачистки облицовочного слоя механическим способом

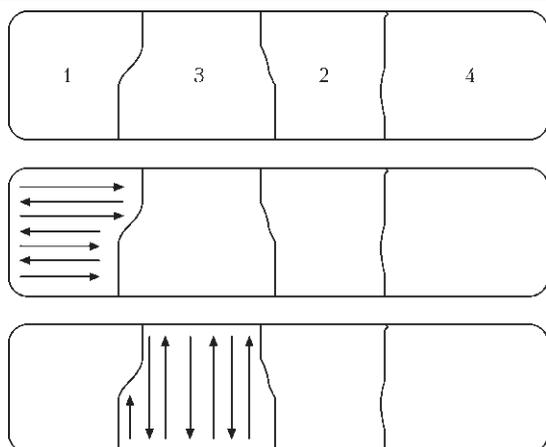


Рис. 5. Разбивка протяженной области ремонта на отдельные зоны и последовательность заполнения их наплавленным металлом с помощью сварочных технологий

плазма), исходя из условий «непрожога» и сохранения прочности в локализованной зоне нагрева;

– допустимая деформируемость тела трубы в зоне сварки (наплавки) под действием собственного напряженно-деформируемого состояния при термомодеформационном цикле сварки, исходя из условия прочности трубопровода с дефектами геометрии;

– допустимый уровень собственных остаточных сварочных напряжений в зоне наплавки.

Для газопроводов допустимое значение остаточных сварочных напряжений в зоне наплавки определяется из условия предотвращения КРН, возникающего при суммарных рабочих σ_p и остаточных $\sigma_{ост}$ выше пороговых (критических) $\sigma_{пор} \times \sigma_p + \sigma_{ост} \leq \sigma_{пор}$. Отсюда

$$\sigma_{ост} \leq \sigma_{пор} - \sigma_p$$

С учетом коэффициентов запаса $\sigma_p \approx 0,5 \sigma_T$, а значение $\sigma_{пор}$ на основе обобщения статистики аварийности составляет примерно $0,76 \sigma_T$ [7]. Допустимое значение $\sigma_{ост} \leq 0,2...0,3 \sigma_T$.

Важнейшим условием технологии является сварка с регулируемым термическим циклом, с минимальным допустимым для стабильности процесса тепловложением и силой тока:

$$q/V \rightarrow \min, I_{св} \rightarrow \min.$$

Практически для ручной дуговой сварки плавящим электродом это соответствует следующим режимам: для электродов диаметром 2,6...3,2 мм — сила сварочного тока 90...120 А, а для механизированной сварки в защитных газах сплошной проволокой диаметром не более 1,2 мм или самозащитной проволокой диаметром не более 1,7 мм. Схемы технологий ремонта представлены на рис. 4.

При заварке протяженных дефектов для уменьшения деформирования тела трубы, вызываемого термомодеформационным циклом сварки, необходима разбивка зоны наплавки на меньшие участки с

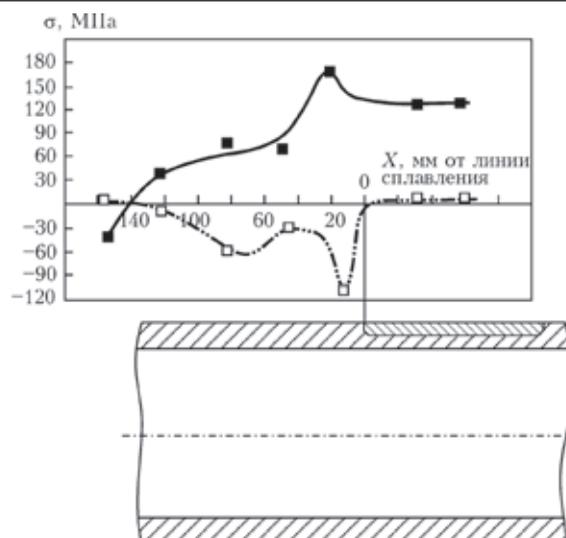


Рис. 6. Характерная эпюра распределения остаточных напряжений в осевом направлении после ремонтной наплавки

обратно-последовательным направлением сварки (наплавки) (рис. 5).

Для определения уровня и распределения $\sigma_{ост}$ в зоне наплавки разработана методика и портативная аппаратура. Методика основана на применении на первом этапе неразрушающих методов экспресс-диагностики напряженно-деформированных сил (например, оборудования, основанного на методе шумов Баркгаузена), позволяющих выделить области исследуемого участка с максимальными значениями остаточных напряжений. Уточнение значения остаточных напряжений в обнаруженных областях производится с помощью метода засверливания несквозного отверстия с регистрацией перемещений с помощью спекл-интерферометра в соответствии с ГОСТ Р 52891–2007. Комплексное применение нескольких принципиально отличающихся по принципу действия методов позволяет повысить достоверность конечного результата. В ходе исследований обнаружено, что поля остаточных напряжений после ремонтной наплавки имеют характерную картину распределения в осевом и кольцевом направлениях, не зависящую от технологии наплавки [8] (рис. 6, 7).

Таким образом, после любой ремонтной наплавки на магистральной трубе возникает поле остаточных напряжений, показанное на рис. 8.

Для выполнения заданных условий разработаны рекомендации по технологии послесварочной обработки зоны наплавки. Принципиальным является локализованное снижение остаточных сварочных напряжений в зоне их максимальных значений. Применение классических термических методов снижения уровня остаточных напряжений не всегда применимо, что связано как со сложностью организации нагрева только в ло-

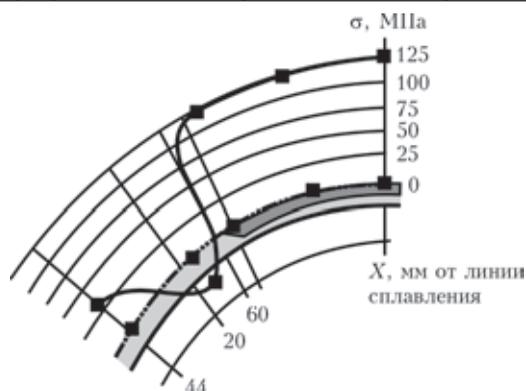


Рис. 7. Характерная эпюра распределения остаточных напряжений в кольцевом направлении после ремонтной наплавки: сплошная кривая — продольные напряжения; штриховая — кольцевые

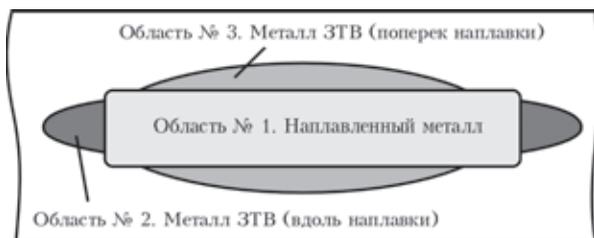


Рис. 8. Характерное поле остаточных напряжений после наплавки на трубе

кальной области наплавки, так и с неэкономичностью такого способа.

В рекомендациях по послесварочной обработке значительное место занимают технологии локального воздействия на отдельные зоны в области наплавки, имеющие пиковые значения растягивающих остаточных напряжений. Снижение таких пиковых значений влечет за собой общее перераспределение полей остаточных напряжений из-за их взаимной уравновешенности. Перспективным является снижение пиковых значений, обеспечивающих общее благоприятное перераспределение остаточных напряжений, методом ударной ультразвуковой обработки [9].

Выводы

1. Применение специальных сварочных технологий позволяет продлить срок активной эксплуатации магистральных трубопроводов.

2. При подготовке к проведению сварочных технологий на магистральных трубопроводах, длительное время бывших в эксплуатации, необходимо проводить дополнительные исследования на свариваемость.

3. При выборе сварочных материалов следует обращать внимание на обеспечение заданных прочностных характеристик и его катодность по отношению к основному металлу.

4. Допустимые остаточные напряжения после выполнения ремонтной наплавки не должны превышать 20...30 % предела текучести.

5. Поля остаточных напряжений, возникшие после проведения ремонтной наплавки, не зависят от порядка наложения и направления наплавляемых валиков, имеют общую характерную форму. Наибольшее значение растягивающих напряжений возникает в основном металле рядом с зоной наплавки вдоль оси трубы.

6. Применение локальных методов послесварочного воздействия на поля остаточных напряжений позволяет снизить уровень напряженного состояния в зоне воздействия, в наплавленном участке и в областях основного металла, прилегающих к зоне наплавки.

1. *Системная надежность магистрального транспорта углеводородов* / В. Д. Черняев, К. В. Черняев, В. Л. Березин и др.; под ред. В. Д. Черняева. – М.: ОАО «Недра», 1997. – 517 с.
2. *Мониторинг дефектности и прогноз состояния магистральных газопроводов России* / В. Л. Варламов, В. А. Канайкин, А. Ф. Матвиенко, О. И. Стеклов. – Екатеринбург, ООО «УНПЦ», 2012. – 254 с.
3. *Стеклов О. И.* Комплексная техническая диагностика магистральных газонефтепроводов // Территория нефть и газ. – 2006. – №4. – С. 20–23; № 5. – С. 12–17; № 6. – С. 48–55.
4. *Повышение надежности магистральных газопроводов при использовании многократной внутритрубной диагностики* / Д. Н. Варламов, В. Н. Дедешко, В. А. Канайкин, О. И. Стеклов // Автомат. сварка. – 2012. – № 3. – С. 28–34.
5. *Новые технологии сварки и ремонта при строительстве и ремонте газопроводов* / Е. М. Вышемирский, А. В. Шипилов, Б. И. Беспалов, Д. Г. Будревич // Наука и техника в газ. пром-сти. – 2006. – № 2. – С. 27–34.
6. *Стеклов О. И., Шафиков Р. Р., Севостьянов С. П.* Теоретико-экспериментальное обоснование возможности ремонта магистральных трубопроводов с использованием сварочных технологий без остановки перекачки газа // Свароч. пр-во. – 2009. – № 7. – С. 12–17.
7. *Стеклов О. И., Варламов В. П.* Оценка уровня пороговых напряжений коррозионного растрескивания в системе магистральных трубопроводов // Трубопровод. трансп. (теория и практика). – 2012. – № 3. – С. 4–9.
8. *Исследование технологических остаточных напряжений в сварных соединениях магистральных трубопроводов* / А. А. Антонов, О. И. Стеклов, А. А. Антонов (мл.), Ю. В. Сидорин // Загот. пр-во в машиностроении. – 2010. – № 3. – С. 13–19.
9. *Антонов А. А., Летуновский А. П.* Снижение остаточных сварочных напряжений методом ультразвуковой ударной обработки // Трубопровод. трансп. (теория и практика). – 2012. – № 2. – С. 21–26.

Поступила в редакцию 21.04.2014