

УДК 622.692.4

НАДЕЖНОСТЬ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ: ПРОБЛЕМА И ЕЁ РЕШЕНИЕ

А.А. КОСТЮЧЕНКО, канд. техн. наук **А.М. БОРДОВСКИЙ**, канд. техн. наук **В.В. ВОРОБЬЕВ**
(РУП «Гомельтранснефть Дружба», Гомель)

Исследуется проблема надежности подводных переходов; рассматриваются пути её решения.

Анализ технического состояния основных и резервных ниток подводных переходов по аварийности показал значительное снижение надежности последних; все разрушения были на резервных нитках первой очереди – свищи в поперечном стыке и разрушение по поперечному стыку. Причиной разрушения становятся коррозионные повреждения сварных швов, обусловленные механохимическим эффектом. Для трубопроводов с периодом наработки более 30 лет существует проблема накопления и развития внутренних коррозионных дефектов стенки трубы. Внутренние коррозионные повреждения имеют и относительно «молодые» нефтепроводы, перекачка по которым не велась длительное время.

Обоснована необходимость досконального изучения процессов коррозионного повреждения и его влияния на прочностную надежность труб магистральных трубопроводов. Показаны два основных принципа реконструкции подводных переходов, представлен ряд требований при их строительстве. Даны рекомендации для обеспечения гарантированной безопасной эксплуатации подводных переходов магистральных нефтепроводов.

Введение. Подводные переходы – наиболее опасные участки линейной части магистральных нефтепроводов, так как их разрушение или повреждение связано с выбросом нефти в водную акваторию. Современные методы прокладки трубопроводов (например, метод горизонтально направленного бурения – ГНБ) позволяют снизить риски повреждения труб до минимума, но поскольку система магистральных нефтепроводов в Республике Беларусь сформировалась более 20 лет назад, а все подводные переходы были построены траншейным методом, обеспечение безопасности является главенствующим фактором при их эксплуатации.

Из почти 2000 км линейной части нефтепроводов РУП «Гомельтранснефть Дружба» на подводные переходы приходится около 100 км, или примерно 5 %.

Типичный подводный переход включает: основную и резервную нитки, ограниченные береговой запорной арматурой; берегоукрепительные сооружения; сооружения для регулирования русловых деформаций; защитные сооружения от аварийного разлива нефти; информационные знаки ограждения; вертолетные площадки; базисные линии для наблюдения за размывом берегов и др.

Характеристика подводных переходов нефтепровода, выполненных с резервированием линейной части, представлена в таблице 1.

Таблица 1

Ведомость подводных переходов

Наименование водного препятствия	Нефтепровод	Диаметр ниток, мм	Длина перехода, м	
Сож	Унеча – Мозырь	820 – основная	1320	
Днепр	Унеча – Мозырь	820 – резервная		
Припять	Унеча – Мозырь Речица – Мозырь	1020 – основная	6208	
		1020 – резервная		
Глиницкое	Мозырь – Брест	530 – основная	1577	
		530 – резервная		
Уборть	Мозырь – Брест	630 – основная 820 – основная 720 – основная 820 – резервная	481	
Ствига	Мозырь – Брест		1043	
Горынь	Мозырь – Брест		2673	
Стырь	Мозырь – Брест		699	
Припять – Пина	Мозырь – Брест			1314
				10676

Постановка проблемы. Нормативная документация на сегодняшний день не содержит однозначных рекомендаций о возможности или невозможности продолжения эксплуатации нефтепроводов после окончания амортизационных сроков труб линейной части. Эта ситуация позволила предприятию безбо-

лезненно перейти на обслуживание линейной части магистральных нефтепроводов по их техническому состоянию без значительных капитальных вложений и потери производительности.

Начиная с 1992 года, работы по оценке технического состояния линейной части, в том числе методами внутритрубной диагностики (ВТД), позволили сократить аварийность без проведения масштабных замен труб и выводов нефтепроводов из эксплуатации (рис. 1). Те участки, состояние которых определено как удовлетворительное, продолжают эксплуатироваться, а те немногие, техническое состояние которых признано неудовлетворительным, были заменены (менее 3 % от общей длины). Возрастной состав нефтепроводов представлен на схеме (рис. 2).

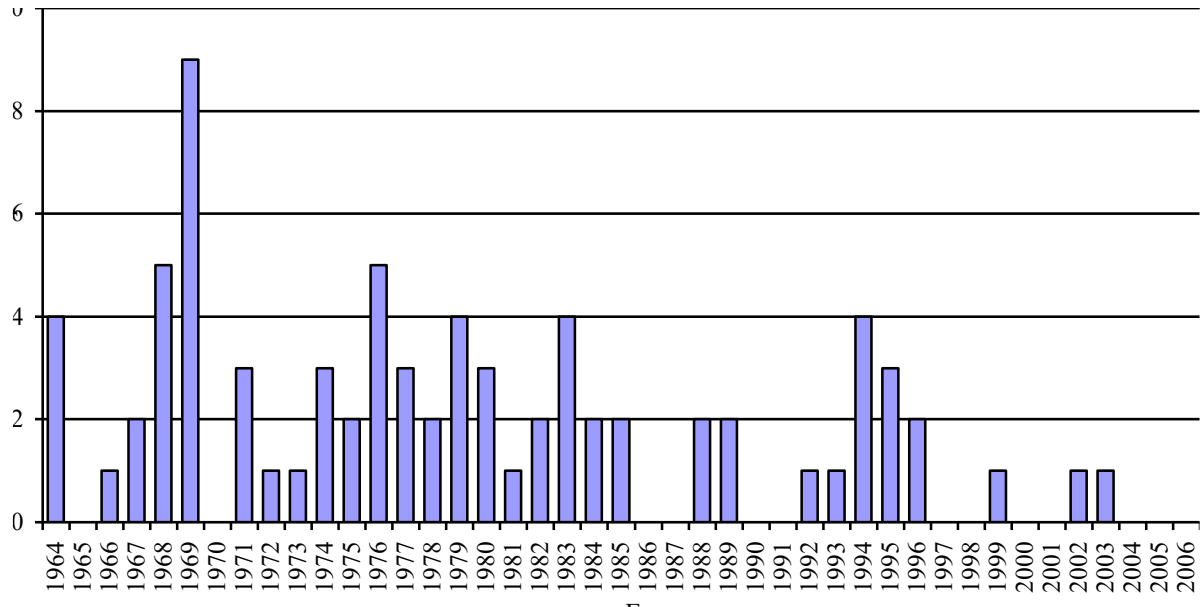


Рис. 1. Аварийность линейной части нефтепровода «Дружба»

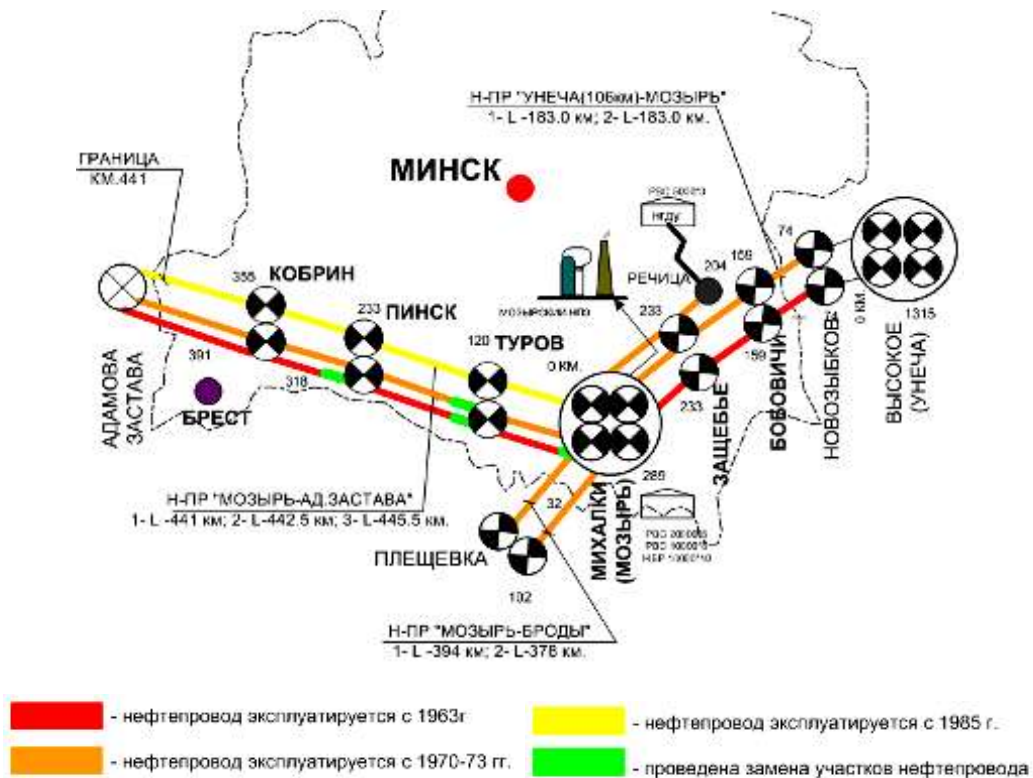


Рис. 2. Схема и возрастной состав нефтепроводов

Повреждения, и тем более разрушения труб, в пределах подводных переходов за весь период наработки довольно редки, что связано с качеством материалов и строительно-монтажных работ, который на порядок выше, чем вне подводных переходов. На нефтепроводах предприятия было всего 3 отказа в пределах переходов за 44 года эксплуатации, причем без серьезных экологических последствий, поскольку разрушения происходили не в русловой части, а вылившаяся нефть не попала в реки (218, 216 и 49 км трассы нефтепровода Мозырь – Брест).

Но, несмотря на кажущуюся надежность, у специалистов вызывает опасение состояние именно подводных переходов. Анализ показал, что все разрушения были на резервных нитках первой очереди. В первом случае причина – свищ в поперечном стыке; во втором – разрушение по поперечному стыку. На 49-м километре трассы разгерметизация трубопровода произошла по продольному заводскому шву (рис. 3). Причиной разрушения стали коррозионные повреждения сварных швов, обусловленные механохимическим эффектом, т.е. взаимодействием механических напряжений и коррозии, выразившимся в существенном ускорении коррозионных процессов в зоне концентрации напряжений.

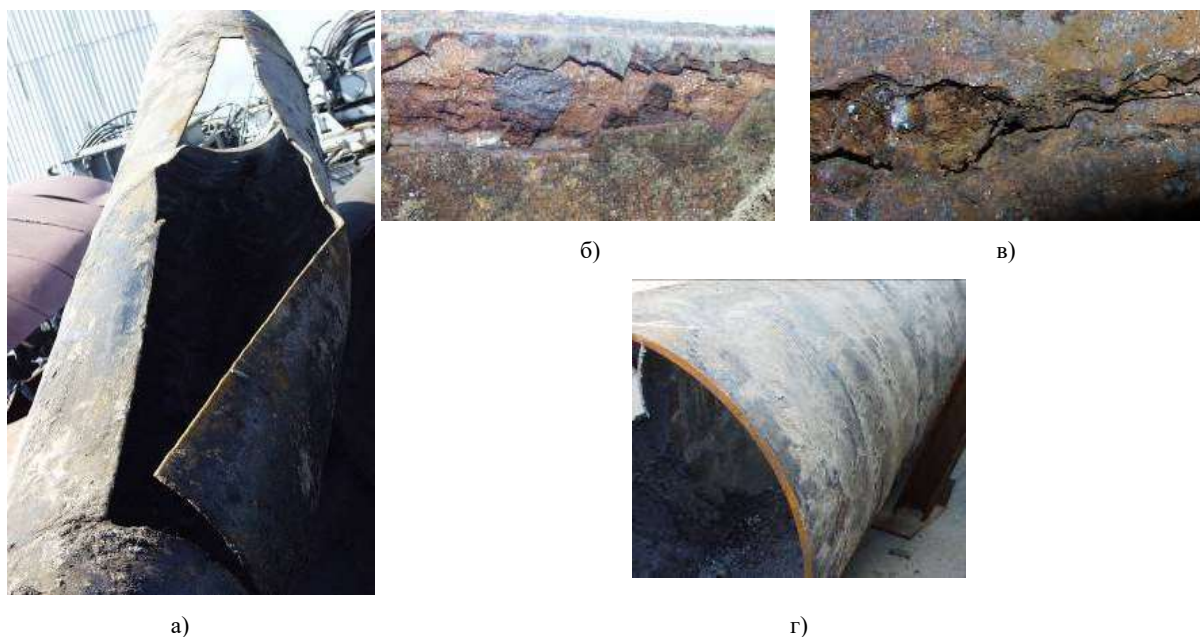


Рис. 3. Разрушенная труба (а) резервной нитки перехода нефтепровода Мозырь – Брест через оз. Глиницкое; коррозионные повреждения продольного (б) и поперечного (в) сварных швов; гофры на поверхности трубы (г)

Длительный опыт эксплуатации белорусского участка нефтепровода «Дружба», данные обследований нефтепроводов внутритручными диагностическими приборами в 1994 – 2007 годов показали, что для трубопроводов с периодом наработки более 30 лет существует проблема накопления и развития внутренних коррозионных дефектов стенки трубы.

По нашему мнению, это в значительной степени обусловлено различием в режиме эксплуатации. Основная нитка всегда находится в работе, проводится ее периодическая очистка и диагностика, т.е. на протяжении всех 43 лет работы имеет место постоянный режим эксплуатации, периодическое обследование и техническое обслуживание. Режим работы резервных ниток существенно отличался, особенно в первые 10 лет эксплуатации, когда они были просто заполнены нефтью без перекачки и давления, затем они находились под давлением перекачки, но без пропуска продукта, промывка осуществлялась 1 – 2 раза в год. В настоящее время резервные нитки используются для перекачки, как и основные нитки переходов.

Отсутствие движения потока нефти и очистки приводит к скоплению подтоварной воды и механических примесей, что в свою очередь способствует ускоренному развитию коррозионных дефектов во внутренней полости труб, выявить которые не было возможности, так как резервные нитки конструктивно не приспособлены к пропуску очистных и диагностических устройств.

В подтверждение тезиса об ускоренном развитии коррозионных процессов во внутренней полости труб при отсутствии потока нефти свидетельствует ряд примеров. Так, на нескольких нефтеперекачивающих станциях (НПС «Защелье», НПС «Кобрин» и НПС «Туров») в результате внутритрубки диагностики пришлось вырезать плети на нефтепроводах диаметром 630 мм. Причина – коррозионные повреждения внутренней стенки труб на узле пропуска очистных устройств, т.е. на участке между 1 и 20 задвижками (рис. 4).

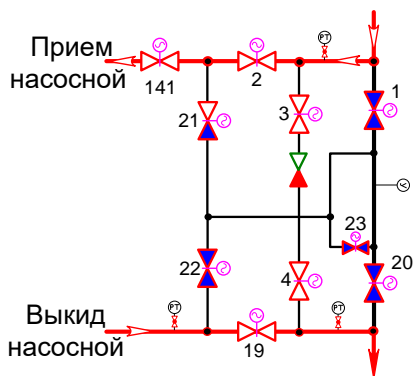


Рис. 4. Технологический узел пропуска очистных устройств промежуточных нефтеперекачивающих станций

По технологии работы станции, поток нефти по трубопроводу между 1 и 20 задвижками ведется только при пропуске очистных устройств, т.е. 99 % времени работы нефтепровода прокачка через эти участки не осуществляется.

В другом случае, на 90-м километре трассы из-за повреждений внутренней поверхности стенки был заменен участок нефтепровода протяженностью 150 м (диаметр 630 мм).

Визуально-измерительный контроль дефектов (рис. 5) после вырезки дефектной плиты показал, что большинство дефектов сосредоточено на нижней образующей трубы в виде многочисленных язв, питтингов, каверн и имеет явное коррозионное происхождение.

Многочисленные коррозионные повреждения имеются также на участке Кобрин – государственная граница все того же нефтепровода диаметром 630 мм.



Рис. 5. Коррозионные повреждения внутренней поверхности нефтепроводов

К сожалению, внутренние коррозионные повреждения имеют не только нефтепроводы с наработкой в 40 лет (первая очередь нефтепровода «Дружба»), но и относительно «молодые» нефтепроводы (в силу различных причин), перекачка по которым не велась длительное время. Так, по данным ВТД третья нитка нефтепровода диаметром 720 мм имеет множественные повреждения внутренней поверхности стенки труб (рис. 6). В настоящее время 88 % из них имеют глубину 1,0...1,5 мм, или 10...20 % от толщины стенки, и не представляют опасность (рис. 7), однако без принятия соответствующих мер ситуация может выйти из-под контроля.

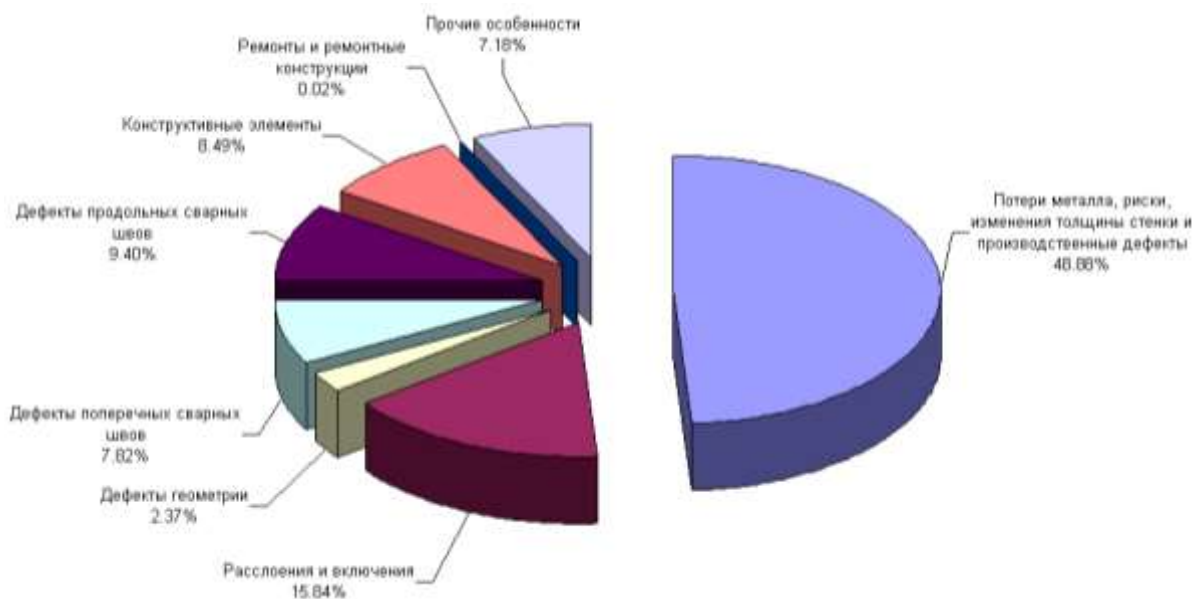


Рис. 6. Распределение дефектов по типам для нефтепровода диаметром 720 мм на участке НПС «Пинск» – государственная граница

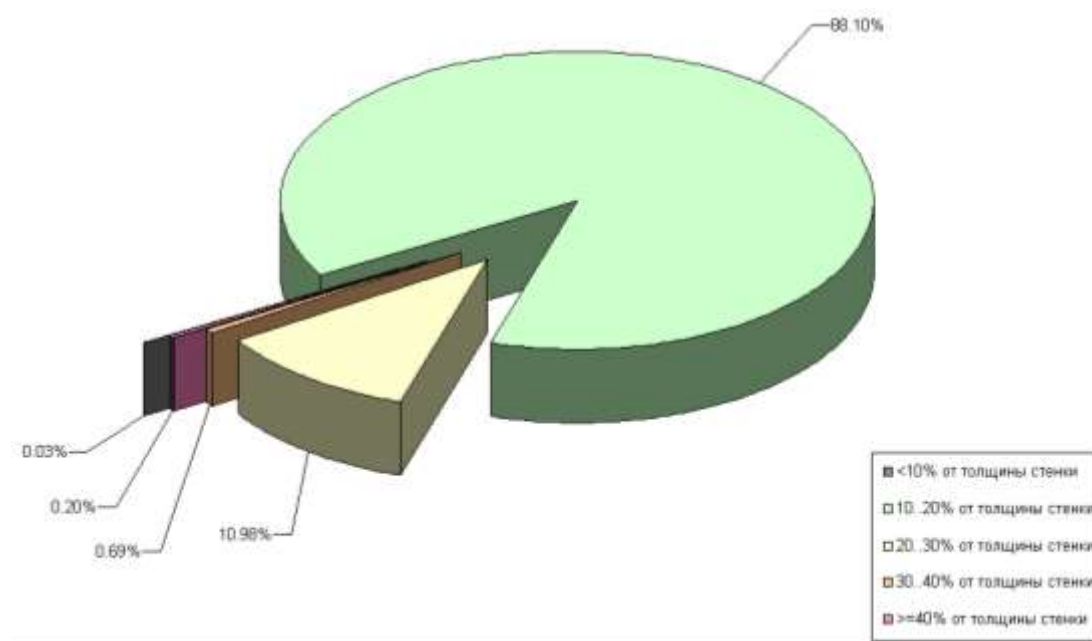


Рис. 7. Распределение дефектов типа «потеря металла» по глубине

Длительное время после строительства этот участок нефтепровода не подвергался очистке, что стало результатом практически 20 км поврежденных внутренней коррозией труб на выкиде станции.

Необходимость досконального изучения процессов коррозионного повреждения и его влияния на прочностную надежность труб магистральных трубопроводов диктует сам возраст и состояние трубопроводной системы Республики Беларусь. Двойная авария на магистральном нефтепродуктопроводе Унеча – Вентспилс весной 2007 года вновь подняла вопрос безопасной эксплуатации трубопроводов и их технического состояния, сфокусировав внимание именно на подводных переходах.

Выбор метода реконструкции подводных переходов. Анализ технического состояния основных и резервных ниток подводных переходов по аварийности показал значительное снижение надежности последних. Данные внутритрубной диагностики имелись по всем основным ниткам, а по резервным – только переход через Днепр. Ни одна из оставшихся резервных ниток до начала реконструкций не была конструктивно приспособлена для внутритрубной диагностики и очистки. Таким образом, после 2000 года назрела необходимость проведения масштабной реконструкции подводных переходов нефтепроводов предприятия, авария в 2003 году показала необходимость интенсификации работ.

Реконструкцию переходов решено осуществлять по двум основным принципам:

- 1) все участки нефтепроводов, пригодные для перекачки, должны находиться в работе;
- 2) все нитки переходов должны быть контролепригодны, и должна проводиться их периодическая очистка.

Разрабатывая принципиальную технологическую схему подводных переходов, мы пришли к единому мнению, что для подводных переходов с тремя и менее основными нитками достаточно одной резервной с устройством технологических перемычек, позволяющих с любой основной нитки переключаться на резервную. В свое время, при строительстве третьей очереди от резервной нитки с целью сокращения затрат было решено отказаться, присоединив перемычками к резервной нитке второй очереди. В результате на первом этапе реконструкции существующая технологическая схема переходов (рис. 8), состоящая из трех или двух трубопроводов, в результате реконструкции была приведена к схеме с одной резервной ниткой (рис. 9) и стационарными камерами запуска и приема внутритрубных устройств. Резервная нитка диаметром 630 мм либо демонтируется, либо используется как дюкер для прокладки коммуникаций.

На втором этапе осуществляется внутритрубная диагностика резервной нитки. Дальнейшая реконструкция и ее необходимость зависят уже от результатов диагностики.

В настоящее время закончена реконструкция подводных переходов трехниточного магистрального нефтепровода Мозырь – Брест через озеро Глиницкое, реки: Ствига, Припять – Пина, Горынь. На стадии проектных работ находятся работы по реконструкции ПП через реки Уборть и Стырь. На подводных

переходах ведется внутритрубная диагностика резервных ниток. Возведены стационарные узлы пуска и приема внутритрубных снарядов на подводных переходах.

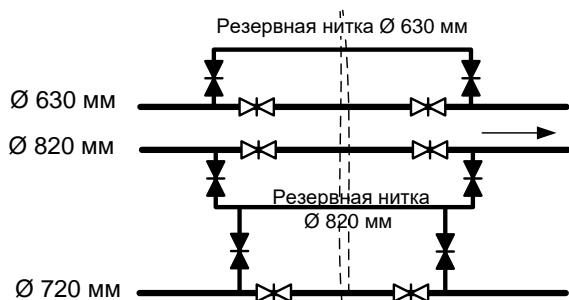


Рис. 8. Технологическая схема подводного перехода магистрального нефтепровода «Мозырь – Брест» через реку Ствига

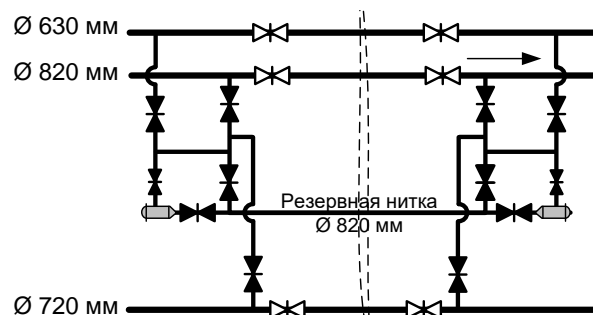


Рис. 9. Технологическая схема подводного перехода магистрального нефтепровода «Мозырь – Брест» через реку Ствига после реконструкции

Особая тема – реконструкция подводного перехода магистрального нефтепровода Унеча – Мозырь через реку Днепр. Учитывая, что данные внутритрубной диагностики имеются и по основной, и по резервной ниткам, на первом этапе реконструкции проводится замена основной нитки диаметром 820 мм, причем русловая часть длиной 570 м сооружается методом ГНБ.

На втором этапе технологическая схема перехода будет приведена к стандартной – резервная нитка диаметром 820 мм будет выведена из эксплуатации; на резервной нитке диаметром 1020 будут установлены камеры приема-пуска внутритрубных устройств с последующей диагностикой и смонтированы технологические переключки. Дальнейшая эксплуатация перехода и необходимость замен будет определяться по результатам диагностики. При необходимости замены нефтепроводов на русловых участках переходов решено использовать метод ГНБ.

Заключение. В настоящее время для обеспечения гарантированной безопасной эксплуатации подводных переходов магистральных нефтепроводов должен быть выполнен ряд требований при строительстве, реконструкции и эксплуатации:

- 1) новое строительство необходимо вести методами ГНБ, труба в трубе или обычным траншейным методом, но с использованием обетонированных труб;
- 2) для прокладки использовать трубы класса прочности не менее K52 в заводской изоляции;
- 3) береговые задвижки должны быть электрифицированы и телемеханизированы, с резервным питанием и управлением;
- 4) необходимо наличие резервной нитки;
- 5) постоянный режим работы;
- 6) наличие эффективной электрохимической защиты;
- 7) регулярная диагностика и очистка внутренней полости трубопровода;
- 8) наличие дееспособной аварийно-восстановительной службы;
- 9) регулярные водолазные обследования.

Поступила 20.12.2007