

**ПОВЫШЕНИЕ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ДЛИТЕЛЬНО
ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ МАЛЫХ
ЭКОНОМИЧЕСКИХ И ВРЕМЕННЫХ ЗАТРАТ**
INCREASING OIL FLOW CAPACITY IN EXTENDED OPERATION PIPELINES IN
THE CONDITIONS OF LOW MONEY AND TIME COSTS

В. И. Суриков

V. I. Surikov

*ООО Научно-исследовательский институт транспорта нефти и нефтепродуктов
«Транснефть», г. Москва*

*Ключевые слова: магистральный нефтепровод; повышение пропускной способности;
длительно эксплуатируемый трубопровод; шнековые колеса; стендовые испытания*
Key words: main oil pipeline; capacity increase; long-running pipeline; screw wheels; bench tests

Современная эксплуатация магистральных трубопроводов отличается частыми изменениями объемов перекачки нефти по определенным направлениям. Это объясняется как развитием российской и мировой экономики, так и непостоянством современной политической ситуации в мире. К примеру, добыча нефти к 2016 году достигла рекордных значений для постсоветского времени. Так, за 2015 год было добыто 534 млн т, а за 2016 — 548,6 млн т, что на 2,9 % больше. При этом, согласно заседанию ОПЕК от 30 ноября 2016 года, Россия обратно снижает уровень добычи нефти на 300 тыс. баррелей, то есть 2,7 % от текущих значений.

Таким образом, объемы перекачки нефти могут претерпевать частые изменения как в меньшую, так и в большую сторону. При наступлении конъюнктуры, направленной на повышение объемов перекачки по определенным направлениям, наступает необходимость увеличения пропускной способности нефтепровода в сжатые временные рамки. Однако, учитывая непостоянство современной мировой обстановки, продолжительность перекачки повышенных объемов нефти по отдельным трубопроводам может быть небольшой, что вызывает сложности при применении капиталозатратных методов повышения пропускной способности

нефтепроводов, таких как сооружение лупингов, строительство дополнительных промежуточных перекачивающих станций.

Качественная зависимость стоимости реализации наиболее распространенных методов повышения пропускной способности от степени ее повышения представлена на рисунке 1.

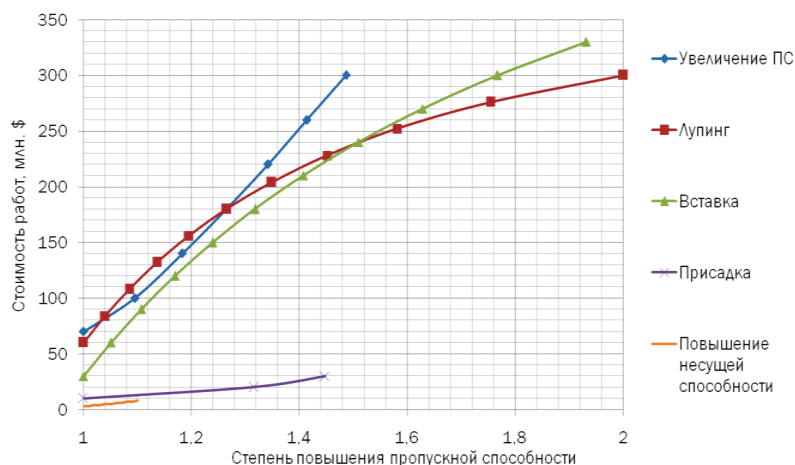


Рис. 1. Качественная зависимость стоимости работ на реализацию методов в зависимости от степени повышения пропускной способности

На рисунке 2 приведена зависимость общих экономических затрат для рассмотренных выше методов в зависимости от продолжительности работы трубопровода с повышенной пропускной способностью.

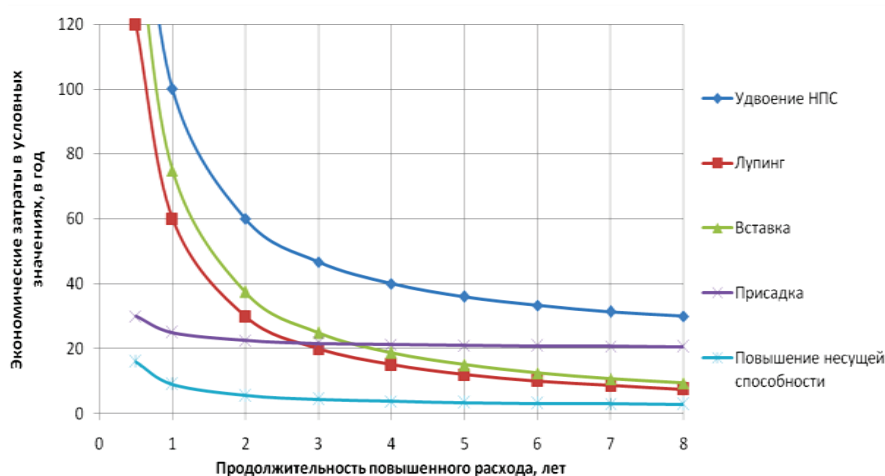


Рис. 2. Качественная зависимость стоимости работ на реализацию методов в зависимости от продолжительности повышения пропускной способности

Очевидно, что методы с использованием строительства дополнительных нефтеперекачивающих станций, лупинга или вставок большего диаметра отличаются очень высокими значениями капитальных затрат при малой продолжительности повышенной пропускной способности. При большой продолжительности повышенной пропускной способности ежегодные эксплуатационные расходы, связан-

ные с обслуживанием лупинга или вставок, стремятся почти к нулю, а при строительстве дополнительных нефтеперекачивающих станций эксплуатационные расходы для них в основном представлены потреблением электроэнергии.

Противотурбулентная присадка выгодна при малой продолжительности использования, но нецелесообразна для длительного применения из-за ее большой стоимости и высоких эксплуатационных расходов. Повышение несущей способности труб отличается почти отсутствием капитальных затрат и отсутствием дополнительных эксплуатационных расходов.

На сегодняшний день достаточно хорошо разработаны методы повышения пропускной способности нефтепровода, сопровождаемые значительными капитальными затратами на реконструкцию насосных станций и линейной части [1].

Однако опыт реализации методов, которые отличаются малым количеством затрачиваемых экономических и временных ресурсов, на данный момент еще не велик, за исключением применения противотурбулентных присадок.

Перспективными методами являются повышение или восстановление рабочего давления в магистральном нефтепроводе путем замены на некоторых участках дефектных труб либо труб с недостаточной несущей способностью, а также применение предвключенных шнековых колес в конструкции магистральных и подпорных нефтяных насосов.

Анализ этапов развития нефтепроводной магистральной системы выявил, что в предыдущие годы наблюдалось постепенное снижение рабочего давления на некоторых участках. Это происходило не только по технологической необходимости, но и в соответствии с «Рекомендациями по учету старения трубных сталей при проектировании и эксплуатации магистральных трубопроводов», разработанными ГУП «ИПТЭР» [2]. В данном документе для компенсации износа нефтепроводов было рекомендовано после 15 лет эксплуатации периодически снижать рабочее давление в соответствии со специальными коэффициентами старения, зависящими от марки стали трубопровода и срока его эксплуатации [3].

Выдвинута гипотеза, что использованный подход к постепенному снижению рабочего давления на некоторых участках во многих случаях может быть неверен.

Для проверки данной гипотезы было исследовано влияние длительной эксплуатации на структуру и механические свойства металла электросварных прямых труб магистральных нефтепроводов.

Проведены серии экспериментальных исследований, включающие стендовые испытания натурных образцов труб, исследование механических свойств материала труб и поверхностей разрушения образцов [4, 5].

Испытания натурных образцов труб проводились на стенде АО «Транснефть — Диаскан» по специально разработанной методике. Трубы подвергались ускоренным испытаниям на долговечность в объеме 10 000 циклов нагружения в течение 4–7 суток, что эквивалентно 30 годам фактической эксплуатации трубопровода.

Внутреннее давление менялось циклично по синусоидальному закону от значений P_{min} до P_{max} (где P_{max} — давление, соответствующее нормативному рабочему давлению по СП 36.13330.2012 [6] для участков III, IV категории с догрузкой натурного образца циклическим изгибающим моментом $M_{min...M_{max}}$, совпадающим по фазе с циклическим внутренним давлением; P_{min} — минимальное давление, примерно равное $0,1 \cdot P_{max}$).

Испытаниям подвергались условно бездефектные трубы, то есть трубы с нанесенными дефектами, которые не обнаруживаются внутритручными диагностическими приборами. Марки стали испытанных труб: 14ХГС, 17Г1С, 19Г и сталь «Ц». Данные трубные стали выбраны как основные, из которых выполнены магистральные нефтепроводы в ПАО «Транснефть». Результаты испытаний представлены в таблице 1.

Результаты испытаний и анализа образцов натурных труб

Год начала эксплуатации	Марка стали	Минимальное испытательное давление, МПа	Размах испытательного давления, МПа	Максимальный изгибающий момент фактический, КН·м	Размах изгибающего момента, КН·м	Количество циклов нагружения
1959	19Г	0,74	6,63	742,9	148,6	10 000
1960	19Г	0,71	6,37	644,5	128,9	10 000
1961	19Г	0,58	5,26	557,2	111,4	5 050
1961	«Ц»	0,83	7,52	295,7	59,1	8 400
1964	14ХГС	0,64	5,73	1 012,2	346,8	7 296
1973	17Г1С	0,65	5,88	1 219,7	580,3	10 000
1975	17Г1С	0,52	4,73	1 513,6	466,4	10 000
1977	17Г1С	0,51	4,54	1 346,2	453,8	10 000

В результате стендовых испытаний установлено, что не подтверждается связь отказов нефтепроводов со сроком их эксплуатации, которая должна была быть обусловлена «старением трубных сталей» согласно «Рекомендациям по учету старения трубных сталей при проектировании и эксплуатации магистральных трубопроводов».

Проведены механические испытания образцов материала труб и исследования поверхностей их разрушения, в результате которых установлено, что после всех циклов нагружения механические свойства сталей не претерпевают радикальных изменений. Получено, что отсутствует четкая зависимость прочностных свойств металла труб от срока службы трубопровода. В качестве примера на рисунке 3 приведены изменения свойств стали 17Г1С после 10 000 циклов испытаний.

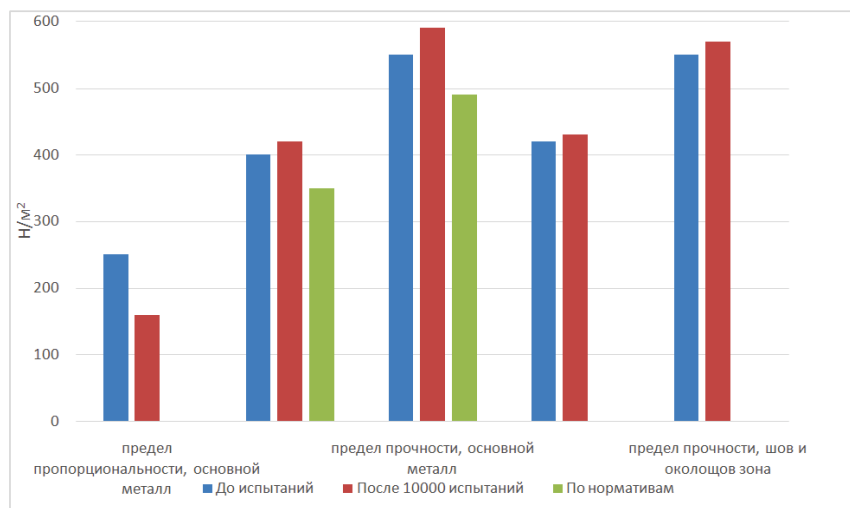


Рис. 3. Изменение механических свойств стали 17Г1С по результатам испытаний образцов на растяжение

Результаты стендовых и лабораторных испытаний показали, что механические свойства эксплуатируемых и неэксплуатируемых труб почти не изменяются. Следовательно, эксплуатация трубопровода не оказывает значительного влияния на его дефектность, и прочность трубопровода не имеет строгой зависимости от циклов нагружения.

Произведена оценка резерва работоспособности испытанных трубных сталей, который составил 15–30 лет (табл. 2).

Таблица 2

Результаты испытания и анализа образцов натуральных труб

Марка стали	Диаметр трубы, м	Характеристики металла труб			Количество циклов нагружения до разрушения натуральных образцов труб	Прогнозное максимальное рабочее давление, МПа	Прогнозный срок эксплуатации бездефектной трубы, лет
		Временное сопротивление разрыву, МПа	Предел текучести, МПа	Относительное удлинение, %			
17Г1С	1220	491–598	375–505	14,8–25	10 000	7,0	30
17Г1С	720	510–624	385–435	17–25	7 006	6,0	22
19Г	720	510–530	390–415	11,5–14,4	5 050	5,0	15
	720	510–530	390–415	11,5–14,4	10 000	4,0	30
	720	530–550	335–425	10,0–20,0	10 000	7,0	30
14ХГС	1020	540–580	290–425	12,0–19,0	7 296	6,0	22
«Ц»	530	485–570	280–430	15,3–26,0	7 000	8,0	21

Таким образом, на основе проведенных стендовых испытаний натуральных труб, механических испытаний материала труб, исследований поверхностей разрушения образцов после механических испытаний и оценки резерва долговечности установлено, что ресурс длительно эксплуатируемых труб значительно выше, чем считалось ранее согласно «Рекомендациям по учету старения трубных сталей при проектировании и эксплуатации магистральных трубопроводов».

Следовательно, имеется потенциал по повышению или восстановлению рабочего давления в нефтепроводах, что приведет к увеличению пропускной способности.

Для реализации метода по восстановлению рабочего давления длительно эксплуатируемых труб предлагается следующий методический подход:

1. Шаг первый. Сбор и уточнение исходных данных.

- Проведение внутритрубной диагностики.
- Привязка результатов внутритрубной диагностики и информации из проектной/исполнительной документации к трубным секциям по категориям и прочностным характеристикам труб магистрального нефтепровода.
- Использование результатов ранее проведенных испытаний труб или при отсутствии таких результатов проведение натуральных испытаний выбранных секций и исследования механических характеристик труб.

Для этого может использоваться база данных с результатами внутритрубной диагностики; база данных механических характеристик трубных сталей; верифи-

кационные стендовые испытания; лабораторные испытания трубных сталей из катушек с дефектами.

2. Шаг второй. Выполнение расчетных оценок.

- Расчет несущей способности трубопровода.
- Расчет допустимых рабочих давлений на выходе нефтеперекачивающих станций.

3. Шаг третий. Определение критических секций труб, их местоположения и количества и последующая замена. По результатам определяется возможность увеличения пропускной способности магистрального нефтепровода.

Апробация разработанного методического подхода проводилась на объектах ПАО «Транснефть», и ее результаты приведены в таблице 3.

Таблица 3

Результаты внедрения разработанной методики на объектах ПАО «Транснефть»

Реконструировано магистральных трубопроводов, шт.	Общая протяженность реконструированных магистральных трубопроводов, км	Замена линейной части		Пропускная способность, млн т/год		Увеличение пропускной способности, %
		км	%	до замены трубы	после замены трубы	
5	1 747,5	36,6	2,1	180,7	193,9	7,3

Из приведенных данных (см. табл. 2) видно, что реконструкция малого объема линейной части (2,1 %) и восстановление рабочего давления приводят к значительному увеличению пропускной способности (7,3 %).

Таким образом, можно заключить, что восстановление рабочего давления в трубопроводе позволяет значительно повысить пропускную способность трубопровода до 7,3 %. При этом метод отличается не только очень низкими экономическими затратами, но и временными, поскольку его применение возможно сразу после проведения работ по внутритрубной диагностике и исследованию механических свойств труб.

Список литературы

1. Суриков В. И. Исследование методов повышения пропускной способности эксплуатируемых магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов // X Междунар. учеб.-науч.-практ. конф. «Трубопроводный транспорт — 2015». — Уфа, 2015.
2. Рекомендации по учету старения трубных сталей при проектировании и эксплуатации магистральных нефтепроводов. — Уфа: ВНИИСПТнефть, 1988. — 29 с.
3. Старение труб нефтепроводов / А. Г. Гумеров [и др.]. — М.: Недра, 1995. — 218 с.
4. Чепурной О. В. Определение и учет циклов нагружения магистрального нефтепровода / О. В. Чепурной [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов — М., 2015. — № 3 (19) — С. 23–29.
5. Испытания на долговечность труб класса прочности К60 с дефектами «вмятина, примыкающая к сварному шву» на стенде АО «Транснефть — Диаскан» / И. Н. Тюрин [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов — М., 2015. — № 4 (20) — С. 66–74.
6. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85.

Сведения об авторе

Суриков Виталий Иванович, заместитель генерального директора, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, тел. +7(495)9508295, e-mail: surikov-vi@niitnn.transneft.ru

Information about the author

Surikov V. I., Deputy General Director, Transneft R&D LLC, Moscow, phone: +7(495)9508295, e-mail: surikov-vi@niitnn.transneft.ru