

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гаррисон Р., Норин Э., Брюер П. Управленческий учет. – Киев: Companion Group, 2009. – 1024 с.
2. Богатин Ю.В. Управленческий учет. Информационное обеспечение рациональных плановых решений фирмы. – М.: Финансы и статистика, 2007. – 512 с.
3. Плучевская Э.В. Применение методики SWOT-анализа в отношении отраслевых рынков // Российское предпринимательство. – 2011. – № 12. – С. 131–136.

Поступила 31.10.2011 г.

УДК 338.001.36

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Д.В. Федин, А.Ф. Бархатов, А.А. Вазим

Томский политехнический университет
E-mail: dvf_87@mail.ru

Проведен сравнительный анализ эффективности методов повышения эксплуатационной надежности существующих и вводимых промысловых трубопроводов. Выделены наиболее эффективные методы при разных сроках эксплуатации трубопроводов. Представлен экономический расчет применения усовершенствованной технологии внутритрубной очистки и ингибирования на примере промысловых трубопроводах ОАО «Томскнефть» ВНК.

Ключевые слова:

Затраты, экономическая эффективность эксплуатации трубопроводов, технико-экономическое обоснование.

Key words:

Expenses, economic efficiency of operation of pipelines, feasibility report.

Введение

На сегодняшний день трубопроводный транспорт является основным и одним из самых дешевых видов доставки нефти и газа на суше от мест добычи до потребителя [1]. В настоящее время на территории России эксплуатируется более 230 тыс. км магистральных и 350 тыс. км — промысловых трубопроводов (ПТ) [2]. Трубопроводный парк нашей страны способен транспортировать 600 млн т нефти и 800 млрд м³ газа. Большая часть углеводородов (90 %), уходящих на экспорт, транспортируется по нефтяным и газовым магистралям [1].

Рост протяженности трубопроводов сопровождается ростом аварийности в связи с увеличением обводненности добываемой нефти и широким использованием методов интенсификации добычи углеводородного сырья. Удельный вес отказов по причине коррозии составляет от 70 до 90 % в общем числе отказов на стальных ПТ [3]. Исследования В.А. Тимонина показали, что 42 % новых стальных труб при эксплуатации на нефтепромыслах не выдерживают пяти лет эксплуатации, а 17 % эксплуатируются до начала порывов менее двух лет [4]. По данным Э.З. Ягубова более 50 % трубопроводов, по которым транспортируют агрессивные газожиidкостные среды, имеют срок службы от одного месяца до двух лет [1].

На ежегодную замену промысловых сетей расходуется более 8 тыс. км труб, что составляет около 400...500 тыс. т стали [5]. При средней стоимости трубной стали 30 тыс. р/т [6] в ценах 2011 г. затраты

нефтегазодобывающих предприятий только на замену стальных трубопроводов составляют порядка 12 млрд р. в год. Помимо этого нефтегазодобывающие предприятия расходуют средства на выплату экологических штрафов. В среднем по РФ экологический штраф за одну тонну разлитой нефти составляет 250 тыс. р. При транспорте углеводородов на месторождениях потери могут достигать 6 % [1], что в денежном эквиваленте составляет порядка 20 млрд р. в год по РФ в ценах 2011 г.

В связи с этим решение проблемы повышения безопасности эксплуатации ПТ и обеспечения стабильности поставок углеводородов является важной и актуальной задачей. Цель данной работы предложить наиболее экономически эффективный метод повышения эксплуатационной надежности ПТ.

В настоящее время к наиболее распространенным методам повышения эксплуатационной надежности ПТ можно отнести:

- 1) применение труб с внутренним защитным покрытием или применение труб коррозионно-стойкого состава (композитные трубы);
- 2) ингибирование трубопровода;
- 3) проведение профилактики, в виде внутритрубной очистки.

На промыслах в основном используют стальные трубопроводы. Это связано с их дешевизной, ремонтпригодностью и высокой скоростью монтажа при строительстве. По данным Е.Н. Сафонова [7], стоимость стальных трубопроводов на 50...70 % ниже, а аварийность в 2 раза выше, чем

для трубопроводов в коррозионно-стойком исполнении [4]. Повышенная стойкость к коррозии компенсируется высокой стоимостью рассматриваемых трубопроводов и, как показывает опыт эксплуатации в компании ОАО «Томскнефть» ВНК, не дает существенного экономического эффекта. Также существует проблема, связанная с соединением трубопроводов с внутренним антикоррозийным защитным покрытием, что требует применения специальных втулок защиты внутренней зоны сварного соединения [8, 9]. Все это приводит к увеличению продолжительности строительства и удорожанию работ на 5 %.

Композитные трубы имеют гарантированный (безаварийный) срок службы эксплуатации в 50 лет [9]. Применение композитных труб при строительстве систем сбора скважинной продукции экономически целесообразно при длительном сроке эксплуатации месторождения (порядка 50 лет), однако средняя продолжительность эксплуатации нефтяных месторождений в России составляет 25...30 лет. В настоящее время наиболее распространенным методом поддержания эксплуатационной надежности стальных промысловых трубопроводов считается применение ингибиторов. Защитное действие современных ингибиторов составляет до 50...90 % [10], однако к недостаткам можно отнести то, что это защитное действие достигается только в случае, если на трубопроводе нет парафинистых отложений и механических примесей.

Гарантированный срок эксплуатации стальных трубопроводов – 10 лет, коррозионностойких трубопроводов – 15 лет, трубопроводов с противокоррозионным покрытием – 25 лет, стальных трубопроводов с ингибиторной защитой – 20 лет, композиционных трубопроводов – 50 лет [5].

Таблица 1. Зависимость усредненной стоимости 1 км уложенного трубопровода от времени его эксплуатации

Метод защиты трубопровода от внутренней коррозии	Стоимость 1 км уложенного трубопровода, тыс. р, через лет			
	1	10	20	30
Ставка дисконтирования 10 %				
Применение стальных труб	300	707	1 835	4 758
Применение коррозионностойкой стали	400	943	2 446	6 345
Внутренние противокоррозионные покрытия	450	1 061	2 752	7 138
Ингибиторная защита промысловых трубопроводов	400	943	2 446	6 345
Применение композитных труб	750	1768	4586	11897
Ставка дисконтирования 15 %				
Применение стальных труб	300	1 055	4 269	17 272
Применение коррозионностойкой стали	400	1 407	5 692	23 030
Внутренние противокоррозионные покрытия	450	1 583	6 404	25 908
Ингибиторная защита промысловых трубопроводов	400	1 407	5 692	23 030
Применение композитных труб	750	2 638	10 673	43 181

Для оценки эффективности применения методов защиты ПТ от внутренней коррозии был проведен расчет усредненной стоимости трубопровода при различных ставках дисконтирования, табл. 1. Ставка дисконтирования в 10 % учитывала только инфляцию, ставка 15 % учитывала инфляцию и риски, связанные с эксплуатацией трубопроводов.

Расчет суммарной стоимости эксплуатации трубопроводов за весь период эксплуатации месторождения (30 лет) с учетом того, что при выработке нормативного срока трубопроводы реконструировались, представлен в табл. 2. Суммарная стоимость в табл. 2 выражена с помощью коэффициентов, которые определялись делением усредненной стоимости одного км уложенного трубопровода на срок эксплуатации.

Таблица 2. Суммарная стоимость эксплуатации трубопроводов в зависимости от времени

Метод защиты трубопровода от внутренней коррозии	Суммарная стоимость эксплуатации трубопроводов, тыс. р, через лет				
	10	15	20	25	30
Ставка дисконтирования 10 %					
Применение стальных труб	101	67	142	114	95
Применение коррозионностойкой стали	40	128	96	77	64
Внутренние противокоррозионные покрытия	45	30	23	195	163
Ингибиторная защита промысловых трубопроводов	40	27	142	114	95
Применение композитных труб	75	50	37,5	30	25
Ставка дисконтирования 15 %					
Применение стальных труб	136	90	281	225	187
Применение коррозионностойкой стали	40	215	162	129	108
Внутренние противокоррозионные покрытия	45	30	23	533	444
Ингибиторная защита промысловых трубопроводов	40	27	305	244	203
Применение композитных труб	75	50	37,5	30	25

Анализ сравнения затрат на эксплуатацию трубопроводов в зависимости от метода защиты свидетельствует о том, что наиболее эффективным методом при эксплуатации трубопровода до 10 лет является применение стальных трубопроводов, до 15 лет – применение коррозионностойкой стали, до 20 лет – применение ингибиторной защиты и противокоррозионных покрытий, свыше 20 лет – композиционных труб.

Полученные результаты могут быть применены для оценки эффективности применения того или иного метода противокоррозионной защиты при строительстве новых трубопроводов в зависимости от срока эксплуатации месторождения. Следует заметить, что количество вновь вводимых трубопроводов ничтожно мало по сравнению с количеством существующих. Для повышения эксплуатационной надежности был рассмотрен способ решения проблемы борьбы с коррозионными повреждениями с помощью применения технологии

комплексной внутритрубной очистки и ингибирования на примере ООО «РН-Пурнефтегаз» [10]. Данная технология была модернизирована на кафедре Транспорта и хранения нефти и газа Томского политехнического университета. Разработана новая конструкция очистного скребка с гелевыми уплотнениями, обеспечивающая максимальный вынос продуктов очистки. Кроме того гелевые уплотнения обеспечивают герметичность конструкции, равномерность распределение ингибитора на стенках трубопровода.

Для более подробного анализа проблем, связанных с транспортировкой скважинной продукции на территории Томской области, была выбрана ОАО «Томскнефть» ВНК. По экспертным оценкам на данном предприятии происходит большое количество отказов по причине ручейковой коррозии, что наносит неопределимый ущерб экологии и приводят к потерям ценного углеводородного сырья (5,54 % по предприятию). Ситуации осложняются тем, что месторождения расположены на севере Томской области в болотистой местности и для того, чтобы ликвидировать порыв (отказ) трубопровода необходимо использование специальной техники повышенной проходимости и дополнительное устройство лежневых дорог, что приводит к удорожанию стоимости ремонтных работ, так стоимость ликвидации одного порыва может колебаться от 400 до 800 тыс. р.

Для обоснованного внедрения новой или усовершенствованной техники, технологии необходимо, чтобы за счёт её внедрения произошло улучшение таких показателей, как снижение количества и интенсивности отказов, увеличение средней наработки на отказ.

Результаты расчетов

Для расчета эффективности внедрения усовершенствованной технологии внутритрубной очистки и ингибирования проведем экономическое обоснование на примере системы сбора скважинной продукции ОАО «Томскнефть» ВНК. Система сбора ОАО «Томскнефть» ВНК включает в себя блоки дозирования реагентов, камеры пуска и приема средств очистки на каждом участке.

В табл. 3 приведены результаты расчета затрат до внедрения усовершенствованной технологии внутритрубной очистки и ингибирования.

В табл. 4 приведены результаты расчетов после внедрения мероприятия.

Применение технологии внутритрубной очистки и ингибирования на предприятии ОАО «Томскнефть» ВНК, г. Стрежевой, даст возможность снизить затраты на обслуживание трубопроводов при реконструкции системы сбора. В результате расчета экономического эффекта от внедрения пробковой подачи ингибитора на примере участков протяженностью 4 км ОАО «Томскнефть» ВНК, экономия на обслуживании составит 4,24 млн р (1,06 млн р/км). Срок окупаемости составит менее 5 мес. Отношение полезного результата к затратам составляет 1,92.

Таблица 3. Расчет затрат до внедрения мероприятия

№	Показатели	Пояснения	Расчет, тыс. р/год
1	Ингибитор коррозии «Амдор ИК-5»	При расходе 80 кг/сут, годовой расход составит 29,2 т	2 283
2	Амортизация блока дозирования реагента (4 шт.)	Нормативный срок эксплуатации – 10 лет	320
3	Стоимость услуг ООО «СИАМ-Нефтехим»	Затраты на годовое обслуживание 4-х блоков дозирования реагента	1635
4	Амортизация камеры запуска/приема очистного устройства, 6 шт.	Нормативный срок эксплуатации – 10 лет	1500
5	Амортизация камеры запуска/приема очистного устройства, 2 шт.		600
6	Оплата труда	6.1+6.2	105
6.1	Мастер, 9 разряд	Запуск механических скребков – по 11 ч	37
6.2	Трубопроводчик линейный, 4 разряд (3 чел.)	дважды в месяц	67
	Итого затраты до внедрения		6443

Таблица 4. Расчет затрат после внедрения мероприятия

№	Показатели	Пояснения	Расчет, тыс. р/год
1	Ингибитор коррозии «Амдор ИК-5»	–	395
2	Полимерный разделитель	Состав полиакриламид, поливиниловый спирт, бура	126
3	Оплата труда	3.1+3.2+3.3	102
3.1	Инженер-химик, 8 разряд	Изготовление поршней. Время работы – 7 ч	22
3.2	Лаборант хим. анализа, 4 разряд		13
3.3	Мастер, 9 разряд	Запуск разделителей с пробкой ингибитора – по 7 ч дважды в месяц	24
3.4	Трубопроводчик линейный 4 разряд (3 чел.)		43
4	Амортизация камеры запуска/приема очистного устройства, 3 шт.	Нормативный срок эксплуатации – 10 лет	450
5	Амортизация камеры запуска/приема очистного устройства, 2 шт.		600
6	Амортизация блока дозирования реагента, шт		80
7	Стоимость услуг ООО «СИАМ-Нефтехим»	Затраты на годовое обслуживание 1 блока дозирования реагента	408
	Итого годовые затраты после внедрения		2204
	Итого экономический эффект		4239

На основании полученных расчетов, установлено, что внедрение усовершенствованной технологии внутритрубной очистки и ингибирования для уже существующих стальных ПТ является наиболее эффективным методом повышения эксплуатационной надежности. Расчет суммарной стоимо-

сти внедрения технологии внутритрубной очистки и ингибирования для вновь строящихся трубопроводов за весь период эксплуатации месторождения (30 лет) представлена в табл. 5.

Таблица 5. Суммарная стоимость эксплуатации трубопроводов при их внутритрубной очистке и ингибировании, тыс. р

Ставка дисконтирования, %	Срок эксплуатации, лет				
	10	15	20	25	30
10	35	24	124	100	83
15	47	32	167	135	112

Анализ результатов, приведенных в табл. 2 и 5, свидетельствует о том, что наиболее эффективным методом их защиты от коррозии при сроке эксплуатации трубопровода до 20 лет является применение усовершенствованной технологии внутритрубной очистки и ингибирования.

Выводы

Приведен сравнительный анализ, позволяющий выделить оптимальные технико-экономические решения повышения эксплуатационной на-

дежности промысловых нефтесборных трубопроводов на разных временных этапах разработки нефтяного месторождения.

Расчет применения усовершенствованной технологии внутритрубной очистки и ингибирования на промысловых трубопроводах ОАО «Томскнефть» ВНК показал экономию от внедрения в 1,06 млн р/км промыслового трубопровода. Срок окупаемости составляет менее 5 мес. Отношение полезного результата к затратам – 1,92. С экономической и технологической точки зрения применение усовершенствованной технологии внутритрубной очистки и ингибирования для уже существующих, а также проектируемых стальных промысловых трубопроводов при сроке эксплуатации до 20 лет является наиболее эффективным методом повышения эксплуатационной надежности.

Работа подготовлена при финансовой поддержке Федеральной целевой программы «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009–2013 гг. Наименование и регистрационный номер проекта: «Исследование физико-механических процессов взаимодействия породоразрушающего инструмента с обрабатываемой средой при бестраншейной прокладке трубопроводов методом наклонно-направленного бурения», ГК № П1404 от 03.09.2009 г.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Трубопроводный транспорт нефти / под ред. С.М. Вайнштока. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 621 с.
2. Ягубов Э.З. Композиционно-волоконная труба нефтегазового назначения // Технологии нефти и газа. – 2009. – № 4. – С. 55–57.
3. Мазур И.И., Иванцов О.М. Безопасность трубопроводных систем. – М.: Недра, 2004. – 700 с.
4. Тимонин В.А. Техничко-экономические аспекты проблемы коррозии // Антикорт-Гальваносервис: Труды Междунар. научно-практ. конф. – М., 2007. – С. 54–57.
5. Бушковский А.Л., Малышев С.А., Хисматулин Р.Я. Техничко-экономическое обоснование выбора толщины стенки и материала труб для строительства, ремонта и реконструкции промысловых трубопроводов // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 8. – С. 90–93.
6. Трубы магистральные прайс лист // Сталь-Про. 2010. URL: <http://www.steel-pro.ru/trubi/truba-stalnaya-elektrosvarnaya/trubi-magistralnie> (дата обращения: 20.12.2010).
7. Сафонов Е.Н., Низамов К.Р., Гребенькова Г.Л. Эффективность применения противокоррозионных покрытий на объектах ОАО «АНК «Башнефть» // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 4. – С. 71–74.
8. Гумеров А.Г., Сираев А.Г., Бажайкин С.Г., Митюшкин В.А. О причинах выхода из строя трубопроводов, построенных из футерованных полиэтиленом стальных труб // Нефтегазовое дело. – 2009. – № 3. – С. 42–47.
9. Анализ работоспособности коррозионно-стойких трубопроводов // Нефтегазовое дело. Электронный научный журнал. 2010. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Grebenkova/Grebenkova_1.pdf (дата обращения 20.12.2010).
10. Бархатов А.Ф., Федин Д.В., Вазим А.А. Расчет эффективности внедрения внутритрубной очистки и ингибирования для промысловых трубопроводов // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 317. – № 6. – С. 34–38.

Поступила 19.05.2011 г.