

УДК 338.001.36

РАСЧЕТ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ ВНУТРИТРУБНОЙ ОЧИСТКИ И ИНГИБИРОВАНИЯ ДЛЯ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

А.Ф. Бархатов, Д.В. Федин, А.А. Вазим

Томский политехнический университет
E-mail: barhatov@sibmail.com; dvf87@tpu.ru; vazim@tpu.ru

По данным, полученным на нефтедобывающем предприятии ООО «РН–ПУРНЕФТЕГАЗ», г. Губкинский, ЯНАО, выявлены основные причины отказов промысловых трубопроводов. Установлено, что наиболее эффективным способом повышения эксплуатационной надежности промысловых трубопроводов является комплексное применение технологии внутритрубной очистки и ингибирования. Показано, что применяемая в настоящий момент ингибиторная защита в ООО «РН–ПУРНЕФТЕГАЗ» неэффективна. Рассчитана экономическая эффективность внедрения технологии внутритрубной очистки и ингибирования на примере ООО «РН–ПУРНЕФТЕГАЗ».

Ключевые слова:

Затраты, экономическая эффективность эксплуатации трубопроводов, технико-экономическое обоснование, ручейковая коррозия, ингибиторная защита, внутритрубная очистка, пробковая технология.

Key words:

Expenses, economic efficiency of operation of pipelines, feasibility report, streamlet corrosion, inhibitor protection, intratrumpet cleaning, pith technology.

Введение

Способность трубопроводного парка нашей страны транспортировать углеводороды достигла к началу 2010 г. уровня 600 млн т нефти и 800 млрд м³ газа. По данным, приведенным С.М. Вайнштоком, трубопроводный транспорт является основным и одним из самых дешевых видов доставки нефти и газа на суше от мест добычи до потребления [1]. На сегодняшний день на территории России эксплуатируется более 350 тыс. км промысловых трубопроводов [2]. Однако состояние трубопроводных транспортных систем оставляет желать лучшего. В настоящее время даже на вновь введенном трубопроводе Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО) случаются аварии. Так, например, по данным Интерфакса [3] со ссылкой на пресс-службу Дальневосточного регионального центра МЧС России, 18 января на 1351-м км нефтепровода ВСТО западнее г. Ленска произошла утечка 450 м³ нефти на площади 20 тыс. м².

Постановка задачи

Для более подробного анализа проблем, связанных с транспортировкой нефти на территории Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО), был выбран ООО «РН–ПУРНЕФТЕГАЗ», поскольку высокое количество отказов на данном предприятии наносит неопределимый ущерб экологии и приводят к потерям ценного углеводородного сырья. На сегодняшний день протяженность трубопроводов ООО «РН–ПУРНЕФТЕГАЗ» составляет 3794 км. Исходя из такой протяженности, неизбежным является возникновение отказов на линейной части. Так, в 2009 г. затраты на их ликвидацию составили 239 млн р, учитывая что ликвидация одного отказа в среднем обходится в 0,39 млн р. При этом, следует отметить следующую динамику, число аварий увеличивается с каждым годом ввиду их изношенности (согласно экспертным оценкам специалистов ООО «РН–ПУРНЕФТЕГАЗ» около 70 % трубопроводов этой организации эксплуатируются более 20 лет).

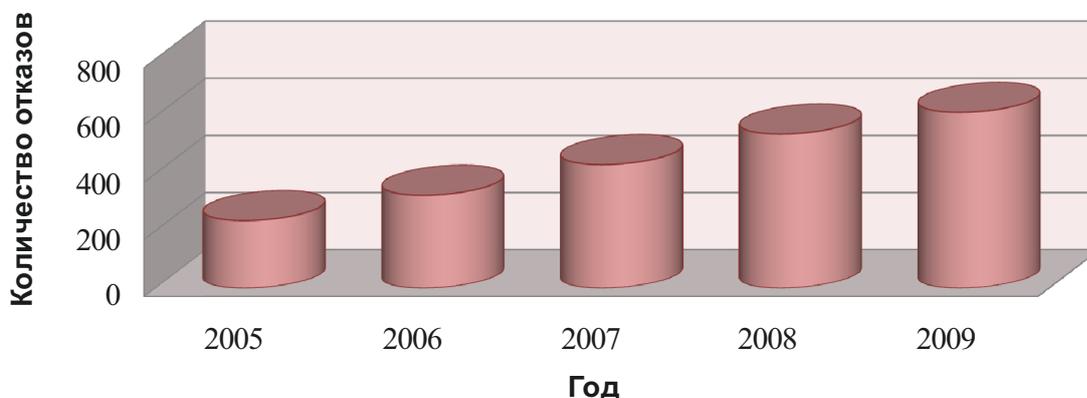


Рис. 1. Динамика отказов промысловых трубопроводов с 2005 по 2009 гг.

В настоящее время (согласно экспертным оценкам специалистов ООО «РН–ПУРНЕФТЕГАЗ») наблюдается следующая динамика отказов на нефтепромысловых трубопроводах в ООО «РН–ПУРНЕФТЕГАЗ» рис. 1.

Анализ имеющихся данных позволяет установить, что в 2009 г. ликвидация одного отказа и его последствий в среднем обходилась ООО «РН–ПУРНЕФТЕГАЗ» в 390 тыс. р. Эта сумма включает в себя затраты на:

- ликвидацию отказа, такие, как затраты на отсыпку места отказа, транспортные, оплату труда, оборудования – 35 тыс. р;
 - рекультивацию земель – 24 тыс. р;
 - ремонт трубопроводов композитной муфтой – 45 тыс. р;
 - потерю (разлив) 1 т нефти – 2 тыс. р;
 - оплату штрафа за разлитую нефть – 284 тыс. р.
- Итого 390 тыс. р.

Расчет величины штрафа на 1 т разлитой нефти определяется путем умножения следующих показателей: нормативная плата за сброс 1 т нефти (27550 р), дополнительный коэффициент для районов Крайнего Севера (2), коэффициента, учитывающего экологический фактор по ЯНАО (1,03) и повышающего коэффициента к нормативной плате за сверхлимитное загрязнение (5). Итого ущерб от 1 т разлитой нефти составляет 284 тыс. р.

Данный расчет произведен с учетом, что при порыве произошел разлив только 1 т нефти, но в основном при отказах происходит истечение десятков тонн нефти.

Удельный вес каждого вида затрат при ликвидации отказов в ООО «РН–ПУРНЕФТЕГАЗ» представлен на рис. 2.

В связи с большим числом порывов, необходимо выделить наиболее часто встречающиеся причины отказов. В первую очередь следует отметить ручейковую коррозию, чей удельный вес составляет от 70 до 90 % в общем числе отказов на сталь-

ных промысловых трубопроводах, по данным И.И. Мазура и О.М. Иванцова [4]. Проведенные исследования В.А. Тимонина показали, что 42 % новых стальных труб при эксплуатации на нефтепромыслах не выдерживают 5 лет эксплуатации, а 17 % эксплуатируются до начала порывов менее 2 лет [5]. По данным, приведенными Э.З. Ягубовым, более 50 % трубопроводов, по которым транспортируют агрессивные газожидкостные среды, имеют срок службы от одного месяца до двух лет [2].

В специализированной литературе указывается, что основными причинами ускоренного развития ручейковой коррозии на нефтепромыслах является, по мнению [6, 7], массовое применение гидро-разрыва пласта, реагентных обработок призабойной зоны пласта, снижение забойного давления значительно ниже давления насыщения, увеличение обводненности и уровня соленосодержания подтоварных пластовых вод, что существенно повысило не только дебиты и объемы добычи, но и скорость коррозии (до 2,7 мм/год). По мнению С.Б. Киченко [8], основной причиной ускоренного развития ручейковой коррозии (до 10 мм/год) является высокая обводненность скважинной продукции.

В настоящее время наиболее распространенным методом поддержания эксплуатационной надежности стальных промысловых трубопроводов считается применение ингибиторов. К недостаткам данного вида защиты можно отнести то, что защитное действие современных ингибиторов составляет до 50...90 % [8]. Причем оно достигается, только в случае если на трубопроводе нет парафинистых отложений и механических примесей. При ингибировании трубопроводов уже с продуктами парафинистых отложений, ингибитор тонкой пленкой ложится на слой отложений, не препятствуя возникновению коррозионных поражений (рис. 3).



Рис. 2. Удельный вес затрат при ликвидации отказов в ООО «РН–ПУРНЕФТЕГАЗ»

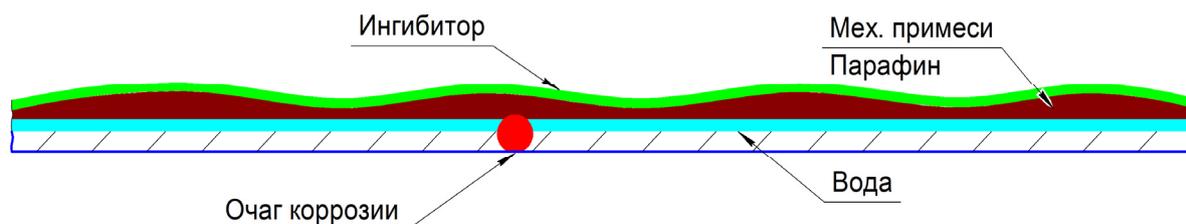


Рис. 3. Распределение ингибитора в сечении трубопровода

Следующий по распространенности метод борьбы с коррозией – это применение трубопроводов с внутренним антикоррозийным защитным покрытием. По мнению Е.Н. Сафонова [9], аварийность стальных трубопроводов в 2 раза выше, чем для трубопроводов в коррозионно-стойком исполнении. Стоимость таких труб на 50...70 % выше, чем стальных [7]. Помимо этого существует проблема, связанная с соединением трубопроводов с внутренним антикоррозийным защитным покрытием. Монтаж трубопроводов по традиционной технологии с применением сварки сводит на нет положительный эффект от защиты. Под действием высоких сварочных температур полимерное покрытие и футеровка выгорают [10], что не позволяет повсеместно их использовать. Есть и еще один недостаток – незащищенными остаются места стыков труб, что требует применения специальных защитных втулок и, как следствие, дополнительных затрат [10, 11]. В настоящий момент в ООО «РН–ПУРНЕФТЕГАЗ» из представленных методов применяется только ингибиторная защита.

Наиболее перспективным и приемлемым является третий метод – это комплексное применение внутритрубной очистки и ингибирования. В настоящее время данная технология для ООО «РН–ПУРНЕФТЕГАЗ» достаточно новая, как в целом и для других компаний. Эта технология достаточно широко используется в Канаде в провинции Альберта [12].

Внутритрубная очистка и ингибирование (пробковая технология подачи ингибитора) (рис. 4), когда одновременно с очисткой, между двумя поршнями, из стационарно-установленной емкости закачивается реагент, а затем вся система

подается в трубопровод. За счет поперечных пазов заднего поршня, ингибитор уходит из пачки, осаждаясь на внутреннюю полость трубы.

Ручейковая коррозия является проблемой номер один при эксплуатации промышленных трубопроводов в ООО «РН–ПУРНЕФТЕГАЗ», следовательно, решение данной проблемы является актуальной задачей для предприятия. Следует отметить, что поскольку месторождения ООО «РН–ПУРНЕФТЕГАЗ» находится на заключительной стадии эксплуатации, перед авторами статьи возникла задача изучения основных причин отказов на промышленных трубопроводах именно в ООО «РН–ПУРНЕФТЕГАЗ». Проведенные исследования позволили установить, что основными причинами отказов являются: 1) увеличение отбора жидкости; 2) увеличение выноса песка из добывающих скважин в абсолютном выражении; 3) качество материала ранее применяемых труб, а также физический износ трубопроводов (срок эксплуатации свыше 10 лет).

Для обоснованного внедрения новой или усовершенствованной техники, технологии необходимо, чтобы за счёт её внедрения произошло улучшение следующего ряда показателей, например снижение количество отказов, интенсивности отказов и увеличение средней наработки на отказ [13].

Для расчета эффективности данной технологии проведем экономическое обоснование на участке, который является показательным. Поэтому необходимо подробнее остановиться на критериях выбора экспериментального участка: *во-первых*, самый продолжительный участок – протяженностью 15,5 км, был выбран, потому что на нем происходит минимальное количество отказов в сравнение с остальными; *во-вторых*, наиболее целесообразно приме-

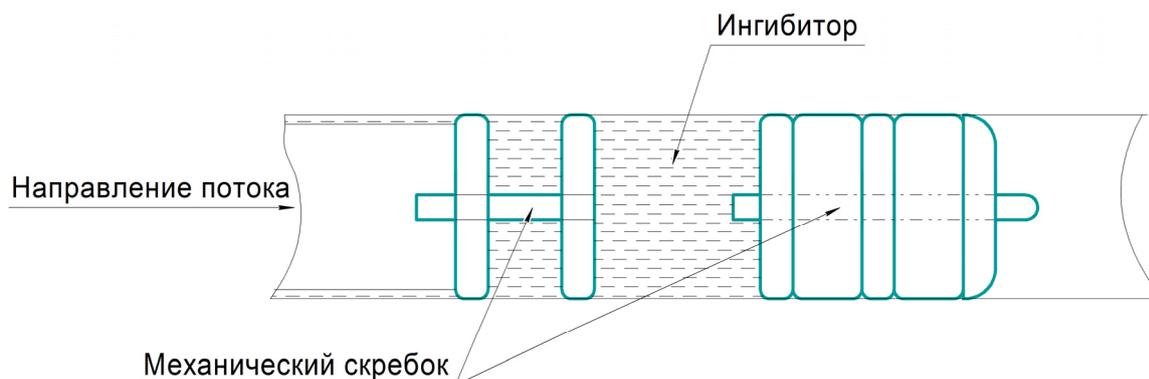


Рис. 4. Пробковая технология подачи ингибитора

нять внутритрубную очистку на наиболее протяженных участках, нежели на коротких, поскольку это позволит увеличивать протяженность очищенных трубопроводов. Очистка напорного нефтепровода позволит нам уменьшить число отказов до нуля.

Объектом модернизации определен напорный нефтепровод диаметром 325 мм. Согласно плану осуществления ремонта на 2010 г. планируются затраты на обслуживание (транспортные затраты, затраты на ликвидацию запланированных отказов и их последствий, зарплата работников и т. д.) напорного нефтепровода до модернизации составляют 1,9 млн р в 2010 г. и 1,5 млн р в последующих годах. Среди различных вариантов расходования средств самое эффективное решение проблемы – это внедрение современных технологий, например, внутритрубной очистки и ингибирования. В следующем абзаце рассмотрим обоснование данного тезиса.

Результаты расчетов

В табл. 1 приведены результаты расчетов установки средств очистки и диагностики на напорном нефтепроводе.

Таблица 1. Затраты на установку средств очистки и диагностики на напорном нефтепроводе в ценах 2010 г.

Состав затрат	Сумма затрат тыс. р
1. Камера приема скребка (ОУ-УЗПП-5М-300-8,0Л)	3500
2. Камера запуска скребка (ОУ-УЗПЗ-5М-300-8,0Л)	
3. Затраты на монтаж и установку	760
4. Щеточный блок (ОУ-П-300(0001.00.600))	10
5. Ежегодные затраты на обслуживание (транспортные затраты, затраты на проведение одной операции очистки в мес. и зарплата работников)	30
Итого: затраты на все мероприятия	4300

Затраты на внедрение технологии внутритрубной очистки и ингибирования окупаются на 39 мес. после ввода в эксплуатацию, при ставке дисконтирования 10 %. Таким образом, чтобы предлагаемая технология окупилась необходимо, чтобы она позволила предотвратить порядка 11 отказов в ценах 2010 г. на что и потребуется 39 мес.

Внедрение внутритрубной очистки и ингибирования на рассматриваемом ранее участке показывает высокую экономическую эффективность. Если рассматривать возможность внедрения данной технологии в масштабах всей компании, то следует разбить весь комплекс трубопроводных систем на участки, на которых будут располагаться камеры пуска и приема средств очистки и диагностики. Например, если рассмотреть помимо этого участка ещё три наиболее протяженных участка общей длиной 314 км. В табл. 2 приведены результаты расчетов установки средств очистки и диагностики на трех напорных нефтепроводах.

Таблица 2. Затраты на установку средств очистки и диагностики на трех напорных нефтепроводах в ценах 2010 г.

Состав затрат	Кол-во шт.	Сумма затрат тыс. р
1. Камера приема скребка (ОУ-УЗПП-5М-300-8,0Л)	3	10500
2. Камера запуска скребка (ОУ-УЗПЗ-5М-300-8,0Л)	3	
3. Затраты на монтаж и установку		2280
4. Щеточный блок (ОУ-П-300(0001.00.600))	3	30
5. Ежегодные затраты на обслуживание (транспортные затраты, затраты на проведение одной операции очистки в мес. и зарплата работников)		90
Итого: затраты на все мероприятия		12900

Затраты на ликвидацию отказов на данных участках до применения технологии внутритрубной очистки и ингибирования составляли ежегодно в ценах 2009 г. 5,85 млн р. Применение данной технологии позволит снизить количество отказов до нуля и окупится на 36 мес. после ввода в эксплуатацию.

Выводы

Применение технологии внутритрубной очистки и ингибирования на предприятии ООО «РН–ПУРНЕФТЕГАЗ», г. Губкинский, ЯНАО даст возможность снизить затраты на обслуживание трубопроводов (ликвидация одного отказа в ценах 2009 г. составляет 390 тыс. р) всего за 2009 г. – 239 млн р. Затраты на внедрение новой технологии на рассматриваемом участке окупаются на 39 мес. после ввода в эксплуатацию.

Ежегодные затраты при использовании данной технологии на трех наиболее протяженных участках общей длиной 314 км после модернизации составят в ценах 2010 г. 90 тыс. р при стоимости оборудования 10,53 млн р и затратах на внедрение 2,28 млн р, и окупаются на 36 мес. после ввода в эксплуатацию. Затраты на ликвидацию отказов на данных участках до применения технологии внутритрубной очистки и ингибирования составляли ежегодно в ценах 2009 г. 5,85 млн р.

По мнению авторов, последовательный переход ООО «РН–ПУРНЕФТЕГАЗ» на систему внутритрубной очистки и ингибирования позволит снизить эксплуатационные затраты на ликвидацию отказов и позволит создать отдельных цех, который будет заниматься внутритрубной очисткой. Полностью одновременно перевести трубопроводный парк ООО «РН–ПУРНЕФТЕГАЗ», г. Губкинский, ЯНАО на внутритрубную очистку невозможно ни с финансовой, ни с технической точки зрения.

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.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Вайншток С.М., Новоселов В.В., Прохоров А.Д., Шаммазов А.М. и др. Трубопроводный транспорт нефти. – М.: ООО «Недра–Бизнесцентр», 2006. – 621 с.
2. Ягубов Э.З. Композиционно-волоконистая труба нефтегазового назначения // Технологии нефти и газа. – 2009. – № 4. – С. 55–57.
3. В нефтепроводе ВСТО произошла авария с разливом нефти // Грани Ру. 2010. URL: <http://grani.ru/Events/Disaster/m.173549.html> (дата обращения 30.04.2010).
4. Мазур И.И., Иванцов О.М. Безопасность трубопроводных систем. – М.: Недра, 2004. – 700 с.
5. Тимонин В.А. Техничко-экономические аспекты проблемы коррозии // Антикор–Гальваносервис: Труды Междунар. научно-практ. конф. – М., 2007. – С. 54–57.
6. 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.
7. Лаптев А.Б., Навалихин Г.П. Повышение безопасности эксплуатации промысловых нефтепроводов // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 1. – С. 48–52.
8. Киченко С.Б., Киченко А.Б. К вопросу об оценке комплексной эффективности ингибиторов коррозии // Практика противокоррозионной защиты. – 2005. – № 3. – С. 24–28.
9. 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.
10. 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.
11. Земенков Ю.Д. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов. – М.: ООО «Инфра–Инженерия», 2006. – 928 с.
12. Мокеров С.К., Родомакин А.Н. Отчет о визите группы специалистов ОАО «НК «Роснефть» в Канаду для изучения опыта эксплуатации трубопроводов в северных климатических условиях. – М.: ОАО «НК «Роснефть», 2007. – 342 с.
13. Курочкин В.В., Малюшин Н.А., Степанов О.А., Мороз А.А. Эксплуатационная долговечность нефтепроводов. – М.: ООО «Недра–Бизнесцентр», 2001. – 231 с.

Поступила 17.05.2010 г.

УДК 332.2.021.012.33

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ АГРАРНОГО СЕКТОРА

А.В. Андреев, Ж.А. Ермушко, Э.В. Плучевская

Томский политехнический университет
E-mail: economics@tpu.ru

Описан опыт развития аграрного комплекса России и показано, что государственная политика в сфере сельского хозяйства была и остается неэффективной. Проведен анализ современного состояния аграрного сектора РФ. На основе этого анализа выявлена специфика аграрного комплекса России, сформулирована стратегия его дальнейшего развития и определены направления государственного регулирования. Указаны факторы, которые препятствуют реализации стратегии развития аграрного сектора в России.

Ключевые слова:

Аграрная модель, материально-техническая база сельского хозяйства, инфраструктура сельского хозяйства, точечный рост сельского хозяйства.

Key words:

Agrarian model, material base of agriculture, agriculture infrastructure, dot growth of agriculture.

Вопрос продовольственной безопасности страны являлся ключевым для российского государства на протяжении многих десятилетий. Россия долгие годы развивалась по аграрной модели. Во второй половине XIX в. страна становится на индустриальный путь развития. Начинается вовлечение в хозяйственный оборот новых природных ресурсов и территорий.

Сельское хозяйство в силу природных условий, недостатка средств и других причин развивались крайне неравномерно. Урожайные годы чередовались с неурожайными.

Неравномерность развития села в какой-то мере объясняется тем, что из аграрного сектора постоянно изымались огромные средства в виде на-

логов, а вплоть до сегодняшнего дня существовал диспаритет цен на промышленную и сельскохозяйственную продукцию. За счет сельского хозяйства осуществлялось и восстановление страны после гражданской и Великой Отечественной войн, индустриализация и другие, важные для страны, мероприятия. Все это не позволяло осуществлять в больших масштабах расширенное, а иногда и простое воспроизводство в этой важнейшей отрасли экономики. И все это не смотря на то, что в сельское хозяйство, особенно в советские годы, вкладывались огромные средства для осуществления программ по улучшению плодородия земли в центральных областях европейской части страны, мелиорации, освоению целинных и залежных