

Литература

1. Официальный сайт Жамбылской ГРЭС им Т.И. Батурина URL: <http://zhgres.kz/>, (дата обращения 02.02.16).
2. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 4-е изд., стер.- Екатеринбург: АТП, 2015. – 648 с.: ил..
3. Справочник: Месторождения нефти и газа Казахстана, Алматы, 2007; –304 с.

ПРОТЕКТОРНАЯ ЗАЩИТА ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ

А.А. Мильке

Научный руководитель доцент О.С. Чернова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Анализ причин отказов и аварий нефтегазовых сооружений свидетельствует о преобладающем влиянии коррозионного фактора. Так, в нефтегазовой промышленности при эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов до 95 % отказов происходит по причине коррозионных повреждений [2] (таблица).

Таблица

Статистика отказов оборудования нефтегазовых систем

Система	Вид отказа				
	Коррозия, %	Брак строительно-монтажных работ, %	Брак материалов, %	Механические повреждения, %	Нарушение режима эксплуатации, %
Нефтепроводы	70	15	2	10	3
Газопроводы	36,7	10	13,3	13,9	26,1
Внутрипромысловые трубопроводы	95	2,8	0,8	0,6	0,8

В современных экономических условиях нефтяные компании эксплуатируют оборудование и трубопроводы до их полного выхода из строя, поэтому знание причин отказов, а именно – причин коррозии, и методов предотвращения отказов и их своевременного мониторинга является неотъемлемой частью экономической политики нефтяных компаний [4].

Несмотря на появление на рынке нефтепромысловых услуг России трубопроводов из неметаллических материалов и труб с внутренним покрытием, основной объем строительства трубопроводов выполняется из стальных труб. Стальные трубы, обладая комплексом полезных свойств, имеют один существенный недостаток – они подвержены коррозии, что приводит к нарушению целостности трубопроводов в процессе их эксплуатации [3].

Для того чтобы затормозить коррозионный процесс, необходимо повлиять либо на свойства металла, либо на свойства среды, транспортируемой по трубопроводу. Методы, которые основанные на изменении защитных свойств металла являются наиболее эффективными методами. Несмотря на это, нередко предпочтительнее изменить свойства коррозионной среды или же применить комбинированные способы защиты с экономической точки зрения [1].

На данный момент для защиты промысловых трубопроводов от коррозии используются трубопроводы с внутренним покрытием и ингибиторная защита. Оба эти метода достаточно затратные и нефтедобывающими предприятиями ведется постоянный поиск путей оптимизации защиты трубопроводов от коррозии. Один из вариантов – использование протекторной защиты (рисунок).

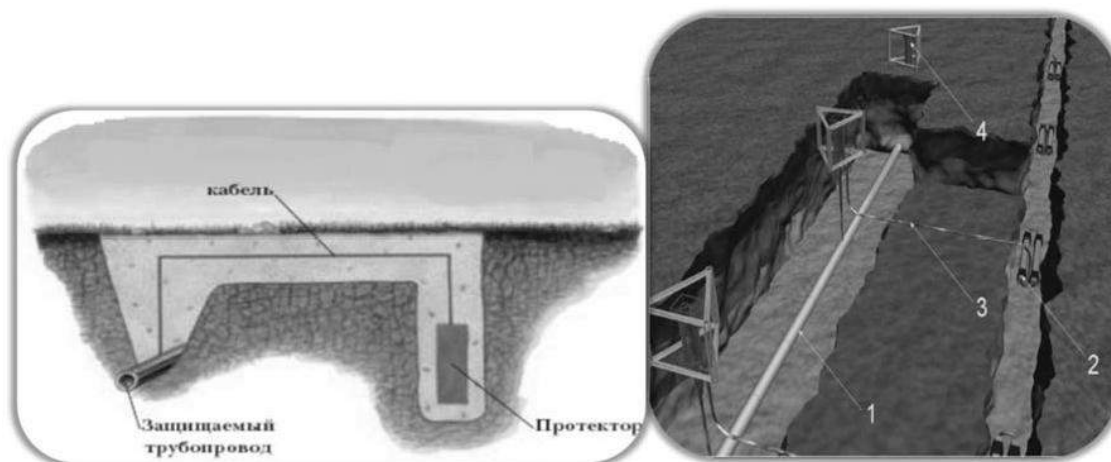


Рис. Схема протекторной защиты: 1 – трубопровод; 2 – протекторная установка; 3 – кабель; 4 – КИП[5]

Протекторная защита трубопроводов от коррозии заключается в присоединении защищаемого трубопровода к металлу, имеющему более отрицательный потенциал. При использовании протекторов коррозией разрушается не защищаемый трубопровод, а протектор-донор, изготовленный из электрохимически более активных металлов.

Цель проекта – анализ применения протекторной защиты как метода борьбы с коррозией трубопроводов.

Преимущества применения данного метода:

- относительно малые как капитальные, так и операционные затраты;
- простота в использовании;
- возможность защиты отдельных элементов;
- возможность защиты выкидных линий скважин;
- возможность комбинирования с другими видами защиты.

В работе была рассчитана экономическая эффективность (приблизительно 500 000 руб./год на 1 км трубопровода) применения протекторной защиты нефтепромысловых трубопроводов на примере Западно-Крапивинского месторождения.

Литература

1. Кац Н.Г., Стариков В.П., Парфенова С.Н. Химическое сопротивление материалов и защита оборудования нефтегазопереработки от коррозии – Москва: Машиностроение, 2011. – 211 с.
2. Кирсанов В.В., Мингазетдинов И.Х., Глебов А.Н., Фролов Д.В. Промышленная безопасность трубопроводных систем // НефтьГазПромышленность. – 2006. – №6. – С. 17 – 28.
3. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела: Учебник для вузов. – Уфа: «ДизайнПолиграфСервис», 2005. – 528 с.
4. Мамулова Н.С. Все о коррозии: справочник. – Санкт-Петербург: Химиздат, 2000. – 517 с.

ВЛИЯНИЕ ТЕРМООБРАБОТКИ НА ТЕМПЕРАТУРУ ЗАСТЫВАНИЯ И РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ

И.В. Мурачев

Научные руководители заведующая лабораторией Л.В. Чеканцева¹,
научный сотрудник Е.В. Мальцева²

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия,

²Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

Подвижность нефти при низких температурах имеет огромное значение в процессах перекачки и перевозки ее в зимних условиях. Одним из распространенных способов снижения гидравлических потерь при сборе и транспортировке аномальных нефтей является их тепловая обработка с целью понижения температуры застывания. Принято считать, что в результате любого прогрева нефти величина температуры застывания обязательно уменьшается, а условия обработки влияют лишь на степень этого уменьшения. Кроме этого отмечается, что для тяжелых топлив и нефтяных остатков характерна «положительная» аномалия вязкости – после термообработки повторно определяемая вязкость при той же температуре оказывается ниже начальной [4]. Основной причиной снижения температуры застывания считают влияние термообработки на свойства содержащихся в нефти парафинов. По существующим представлениям, нагрев нефти приводит к «плавлению» имеющегося парафина, а при повторном охлаждении либо возникают более мелкие кристаллы парафина, либо образуется меньшее число центров кристаллизации [1]. Однако исследования показали, что термообработка не всегда приводит к снижению ее температуры застывания (T_3). Авторами [2, 3] были зафиксированы интервалы температур термообработки, при которых характеристики застывания начинали резко ухудшаться. Кроме этого, в этой же температурной области происходило резкое ухудшение реологических параметров нефтей.

Целью данной работы является исследование возможности появления подобных аномальных температурных эффектов после термической обработки и анализ реологические свойства высокопарафинистой нефти. Физико-химические характеристики этой нефти представлены в таблице 1.

Таблица 1

Физико-химические свойства исследуемой нефти

Содержание, масс.доли, %	Парафины	Смолы силикагелевые	Асфальтены
Значение показателей	10,14	6,93	0,64

Исследование проводилось с образцом нефти, хранящимся при комнатной температуре. Для термообработки при заданной температуре и определения соответствующего изменения T_3 каждый раз использовали новую порцию нефти. Термообработку проводили в течение часа, после чего нефть охлаждали до 20 °С в термостате. Температуру застывания определяли с помощью прибора ИНПН SX-800. Результаты влияния термообработки на температуру застывания представлены в таблице 2 и на рисунке 1.