

Рис. 4 Распределение напряжений по длине трубопровода

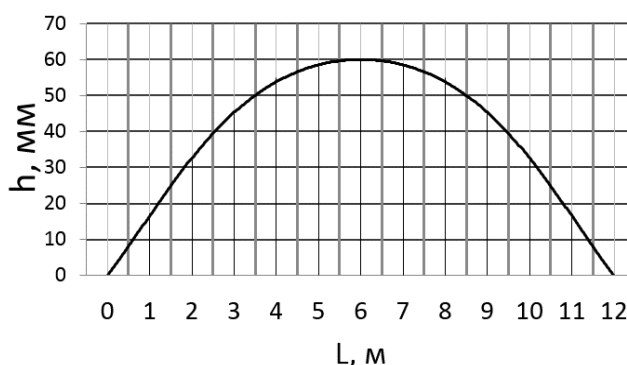


Рис. 5 Распределение суммарных перемещений по длине трубопровода

Из полученных результатов можно сделать следующие выводы:

- наиболее опасное сечение трубопровода находится в месте перехода из пучинистого в непучинистый грунт; здесь наблюдаются максимальные напряжения, снижающие уровень надежности нефтепровода;
- суммарные перемещения переменны по длине трубы, наиболее опасное сечение находится в центре нефтепровода.

#### Литература

1. СНиП III-42-80\*. Магистральные трубопроводы
2. ВСН 013-88. Строительство магистральных и промышленных трубопроводов в условиях вечной мерзлоты
3. Н.П. Васильев, А.К. Даркацакян. Строительство трубопроводов на болотах и многолетнемерзлых грунтах. - М.: Недра, 1987. – 167с

### КОНТРОЛЬ КОРРОЗИОННОГО РАСТРЕСКИВАНИЯ МЕТАЛЛА ТРУБ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

**В.А. Сабулов**

Научный руководитель профессор В.И. Хижняков

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

Проблема коррозионного растрескивания под напряжением (КРН) металла труб магистральных газопроводов является актуальной, начиная с 80-х годов прошлого столетия. За это время было изучено влияние различных факторов на развитие КРН и выделены следующие группы ключевых факторов, необходимых для его возникновения [3]: параметры напряженно-деформированного состояния металла труб, специфичность коррозионной среды и металлургические факторы, определяющие предрасположенность металла труб к растрескиванию. Специфичность коррозионной среды определяется несколькими критериями, наибольшее влияние из которых на аварийность газопровода по причине КРН согласно анализу, приведенному в [1], оказывают: тип грунтов, уровень грунтовых вод, величины защитных потенциалов, pH среды и минерализация грунта. Из указанных параметров регулируемым является величина защитного потенциала, которая поддерживается в диапазоне значений, регламентируемом ГОСТ Р 51164-98. Но аварийные разрушения возникают на участках с потенциалом трубопровода, находящимся в нормативном диапазоне значений [2], что объясняется отличием механизмов «классической» коррозии и КРН.

В работе [2] показано, что количество дефектов КРН зависит от расстояния до точки дренажа установок катодной защиты (УКЗ): вблизи точки дренажа вероятность развития дефектов КРН высокая, далее снижается по

мере удаления от УКЗ (см. рисунок). Это указывает на непосредственное влияние параметров электрохимической защиты (ЭХЗ) на возникновение КРН.

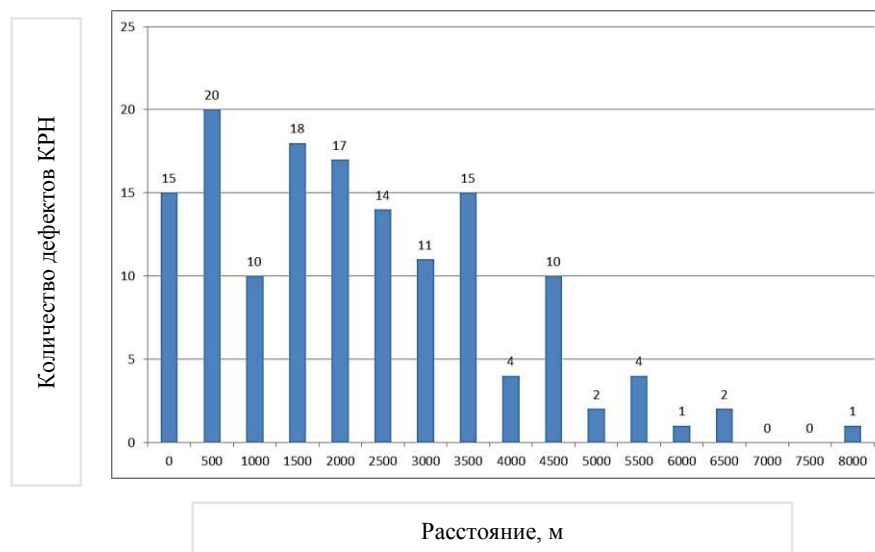


Рисунок. Распределение дефектов КРН в зависимости от расстояния до ближайшей УКЗ

Ток катодной защиты является причиной наводороживания стенки трубы, которое в свою очередь приводит к разрыву микропор, образовавшихся в металле трубы при длительной эксплуатации, и выходу их на внешнюю катоднозащищаемую поверхность (КЗП) в виде «водородного надреза» [8]. Подтверждением этому может служить то, что содержание водорода в очаге стресс-коррозионных разрушений составляет 8...13 см<sup>3</sup>/100 г при исходном («родословном») содержании водорода вне очаговой зоны 1,2...2,0 см<sup>3</sup>/100 г [6]. Следовательно, для контроля образования стресс-коррозионных трещин необходимо регулировать параметры ЭХЗ таким образом, чтобы свести интенсивность выделения водорода на КЗП трубопроводов к минимуму.

Исследования, проведенные в работе [5] показывают, что водород на образцах трубной стали 17ГС начинает выделяться при различных значениях поляризационного потенциала, но при практически одной и той же величине катодной поляризации  $\Delta\phi$  – разности между величиной поляризационного потенциала и потенциалом коррозии, равной 210...280 мВ (табл.1). Дальнейшее увеличение катодной поляризации сопровождается более интенсивным выделением водорода.

Таблица

Влияние влажности грунтов на величины катодной поляризации и критерия  $K_{к.з.}$ , при которых начинается выделение водорода на образце трубной стали 17ГС

Тип грунта	Влажность, w, %	Величина катодной поляризации начала выделения водорода, $\Delta\phi$ , В	$j_{к.з.}/j_{np}$
Торф	170	0,23	3,9
	150	0,22	3,7
	110	0,25	4,2
	90	0,21	3,5
Песок	28	0,22	3,7
	24	0,24	4,1
	16	0,27	4,6
Глина	18	0,25	4,2
	14	0,25	4,2
	12	0,28	4,7

Экспериментально установлено, что одной и той же величине катодной поляризации соответствует определенное значение безразмерного критерия  $K_{к.з.}$ , равного отношению плотности тока катодной защиты  $j_{к.з.}$  к плотности предельного тока по кислороду  $j_{np}$ . Между величиной катодной поляризации и вышеуказанным критерием существует прямая пропорциональная зависимость  $\Delta\phi \approx \frac{RT}{4F} \cdot \frac{j_{к.з.}}{j_{np}}$  (где R – универсальная газовая постоянная, T – температура окружающей трубопровод среды, F – постоянная Фарадея), справедливая для всех типов исследованных грунтов (торф, глина, песок, 0,5%-ный раствор NaCl) [4]. Следовательно, также существует

прямая зависимость между соотношением плотности тока катодной защиты  $j_{к.з.}$  и плотности предельного тока по кислороду  $j_{лр}$  и интенсивностью выделения водорода. Используя вышеуказанную зависимость величины катодной поляризации от критерия  $K_{к.з.}$  и данные приведенные в [5], найдем значения критерия  $K_{к.з.}$  для грунтов различной влажности, при которых на образцах трубной стали начинает выделяться водород (примем  $T = 25$  °С). Результаты приведены в таблице.

Полученные результаты показывают, что выделение водорода начинается при соотношении  $j_{к.з.}/j_{лр}$  равном 3,7...4,7 в зависимости от типа и влажности грунтов. Заметное выделение водорода начинается, когда данное соотношение достигает 5...7 [7]. При этом «классическая» коррозия надежно подавляется катодной защитой, когда  $j_{к.з.}/j_{лр} = 3...5$ . Исходя из этого, для контроля образования КРН трубной стали необходимо поддерживать значение критерия  $K_{к.з.}$  в диапазоне значений 3...4. Для измерения  $j_{к.з.}$  и  $j_{лр}$  разработан аппаратно-программный комплекс «Магистраль», позволяющий в трассовых условиях количественно определять скорость остаточной коррозии и степень наводороживания стенки трубы при различных потенциалах катодной защиты подземных стальных трубопроводов[4].

#### Литература

1. Александров Ю.В. Выявление факторов, инициирующих развитие разрушений магистральных газопроводов по причине КРН // Практика противокоррозионной защиты. - 2011. - № 1. - С. 43 - 48.
2. Александров Ю.В., Юшманов В.Н., Агинея Р.В. Выявление факторов, инициирующих развитие разрушений магистральных газопроводов по причине КРН // Практика противокоррозионной защиты. - 2011. - № 3. - С. 15 - 20.
3. Теплинский Ю.А., Быков И.Ю. Управление эксплуатационной надежностью магистральных газопроводов. – М.: ЦентрЛитНефтегаз, 2007. – 400 с.
4. В.И. Хижняков. Коррозионное растрескивание трубопроводов под напряжением при транспорте нефти и газа. - М.: КАРТЭК, 2013. – 176 с.
5. Хижняков В.И. Перезащита – фактор образования и роста стресс-коррозионных трещин на катоднозащищаемой поверхности высоконапорных трубопроводов // Практика противокоррозионной защиты. - 2009. - № 4. - С. 40 - 43.
6. Хижняков В.И. и др. Коррозионное растрескивание напряженно- деформированных трубопроводов при транспорте нефти и газа // Известия Томского политехнического университета. - 2011. - Т. 319. - № 3. - С. 84-89.
7. Хижняков В.И. и др. О необходимости разработки нормативного документа, регламентирующего процесс выделения водорода при выборе потенциалов катодной защиты подземных стальных трубопроводов // Практика противокоррозионной защиты. - 2012. - 3. - С. 51-55.
8. Хижняков В.И., Жилин А.В. Определение инкубационного периода образования дефектов КРН на катоднозащищаемой поверхности подземных стальных трубопроводов // Практика противокоррозионной защиты. - 2009. - № 4. - С. 44 - 48.

### МОБИЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ МЕХАНИЗАЦИИ СПУСКОПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ И ТЕКУЩЕМ РЕМОНТЕ СКВАЖИН

А.А. Сухов

Научный руководитель доцент Ю.Д. Коннов

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия*

Проведение спускоподъемных операций является наиболее трудоёмким и непроизводительным производственным процессом в капитальном и текущем ремонте скважин. С 2006г. уфимский государственный нефтяной технический университет, а именно, кафедра нефтегазопромыслового оборудования (НГПО) занимается данной проблемой, а именно механизацией трудоёмких процессов в добыче и бурении. Была проведена значительная работа в течение трёх лет по исследованию работоспособности пяти бригад на двадцати скважинах уфимского управления текущего и капитального ремонта скважин (УУТКРС) ОАО «АНК Башнефть», а также ООО «Роснефть-Сервис».

Как показал анализ отечественных и зарубежных патентов во многих разработках присутствует верхний привод и громоздкая система складирования труб. Стоимость подобных систем соответственно очень высокая (к примеру, итальянская разработка для спускоподъемных операций составляет стоимость 100-110млн. руб.) и требует подготовки высококвалифицированной бригады [2].

В 2009г. на базе Уфимского государственного нефтяного технического университета на общественных началах была создана творческая группа, куда вошли ведущие специалисты. В результате проделанной работы 7.06.2010 в федеральный институт промышленной собственности была отправлена заявка №2010123180, и 10.03.2012 был зарегистрирован патент на изобретение №2444608 [1].

Внедрение данного комплекса позволяет сократить время на спускоподъемные операции насосно-компрессорных труб (и вспомогательные операции до 10%), а также увеличить их срок службы, также оно способствует снижению риска аварийности работ за счет внедрения программного управления комплекса, что ведёт к сведению тяжёлого ручного труда бригады капитального ремонта скважин до минимума и существенному увеличению культуры производства.

Технология комплекса заключается в механизации и автоматизации спускоподъемных операций при капитальном и текущем ремонте скважин за счет широкомасштабного комплексного применения гидравлических механизмов с программным управлением.