

**СЕКЦИЯ 8. ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ. ВЛИЯНИЕ  
ТЕХНОГЕННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИРОДНУЮ СРЕДУ АРКТИКИ.  
ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ. ОХРАНА И ЗАЩИТА АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА**

**ИССЛЕДОВАНИЯ ОТКАЗОВ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В РЕЗУЛЬТАТЕ  
ПРОЦЕССА КОРРОЗИИ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА**

**А.А. Мильке**

Научный руководитель доцент О.С. Чернова

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

На территории Российской Федерации зарегистрировано множество нефтедобывающих компаний, и в каждой существует проблема коррозии погружного оборудования. Эта проблема существует с самого начала истории добычи нефти и требует к себе пристального внимания [1].

Для анализа были использованы данные с месторождений ООО «Газпромнефть-Восток». Названия месторождений были зашифрованы по просьбе компании и названы буквами латинского алфавита.

Основные задачи данной работы, необходимые для реализации поставленной цели:

1) Проанализировать зависимость скорости коррозии подземного оборудования от значения средней обводненности месторождения.

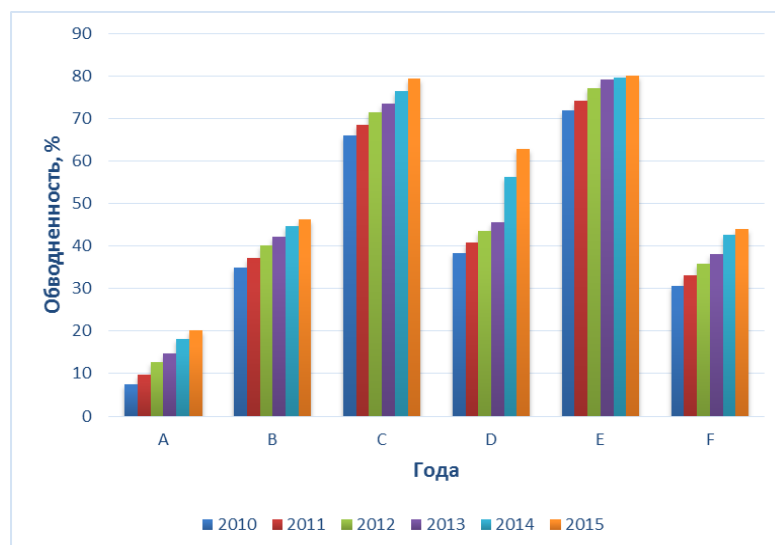
2) Рассчитать наиболее экономически эффективный вариант защиты и сравнить с технологическими возможностями других методик защиты от коррозии.

В теории, чем выше значение обводненности, тем выше должна быть скорость коррозии.

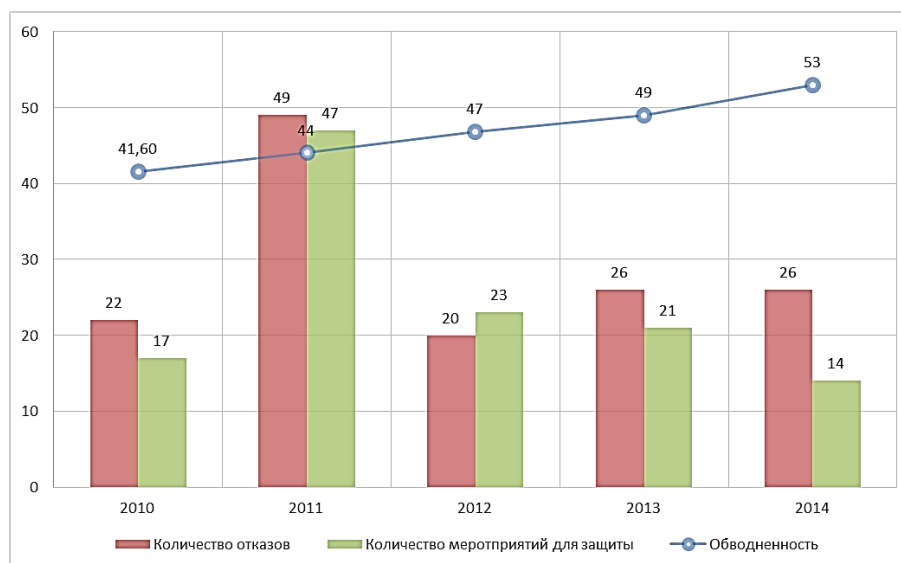
Естественное увеличение доли воды в потоке ведет к ускорению коррозии. Это происходит из-за коррозионной активности кислорода, который растворен в воде [2]. В ходе работы была использована информация с семи месторождений и значения месячной обводненности для каждой скважины были рассчитаны. Затем было рассчитано среднее значение обводненности для каждого месторождения, и, наконец, была вычислена

обводненность в среднем за год для каждого месторождения (Рис. 1).

Количество отказов по причине коррозии практически не увеличивается в связи с тем, что в 2010 году на предприятии ООО «Газпромнефть-Восток» начала действовать программа борьбы с коррозией подземного оборудования скважин. Если сопоставить графики обводненности и ввода антикоррозионных мер защиты (Рис. 2), то будет видно, что именно по причине ввода антикоррозионных мер нет роста отказов оборудования начиная с 2010 года.



**Рис. 1 Среднее годовое значение обводненности для каждого месторождения**



**Рис. 2 Эффективность работы антикоррозионных мер защиты подземного оборудования скважин**

График показывает, что антикоррозионные меры, используемые в компании, очень полезны и не позволяют дальнейшего роста числа отказов оборудования из-за коррозии. Это свидетельствует о том, что антикоррозионные меры действительно работают и необходимо уделять особое внимание их применению и совершенствованию.

Для дальнейшего анализа антикоррозионной защиты было использовано значение среднего времени до отказа. Информация о коррозионности были проанализированы и результаты сведены в таблице 1.

**Таблица 1**

**Анализ антикоррозионных технологий**

Защита	Общая длина, м	Среднее время до отказа, день	Среднее время до отказа, день
Majorpack	80913	26999	450
ТС-3000	33023	20301	846
26ХМФА-2	20300	15583	1039

**Литература**

1. Сухотин А. М., Богачев А. Ф. и др. Коррозия под действием теплоносителей, хладагентов и рабочих тел. Справ. изд. – М.: Химия, 1988. – 360 с.
2. Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Бурение и заканчивание скважин / под ред. У. Лайонза и Г. Плизга, Спб: Профессия, 2009, 640 с.