технических ограничений землеройной техники. Для данных условий необходимо рассматривать возможность надземной прокладки нефтепровода.

Литература

1. Лисин Ю.В., Сощенко А.Е. и др. Развитие технологий и строительных решений по способам прокладки трубопровода Заполярье-Пурпе на многолетнемерзлых грунтах и их применение на подводных переходах трубопровода Куюмба-Тайшет // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – №3. – С. 68-72.
2. СНиП 2.02.04-88. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. – М.: Изд-во Минрегион России, 2012. – 118 с.
3. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы. – М.: ФГУП ЦПП, 2005. – 60 с.
4. Строительные конструкции нефтегазовых объектов: учебник / Под ред. Ф.М. Мустафина, Л.И. Быкова и др. – СПб: ООО «Недра», 2008. – 780 с.
5. Текущие закупки – «АК «Транснефть». [электронный ресурс] – режим доступа к стр.: http://www.transneft.ru/tenders/all. Дата обращения: 12.02.16.

АНАЛИЗ ПРИЧИН СИСТЕМАТИЧЕСКИХ ОТКАЗОВ ПРОМЫСЛОВЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ КАЛЬЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Е. Н. Шавлов

Научные руководители, профессор В. Г. Лукьянов, доцент О. В. Брусник

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Кальчинское нефтяное месторождение, открытое в 1990 году, является самым южным в Тюменской области разрабатываемым месторождением. Территория месторождения находится в пределах Средне-Обской низменности и представляет собой расчлененную озерно-аллювиальную равнину. Гидрографическая сеть района месторождения представлена бассейном реки Иртыш и его притоками. Вблизи речных долин, благодаря хорошему дренажу поверхностных и грунтовых вод, широко развит густой лес. Заболоченность территории составляет 81 %, из них открытых болот - 4%. Болота, в основном торфяного типа с мощностью торфяного слоя 6-8 метров. Территория месторождения представлена суглинистыми, глинистыми грунтами, а также песками различной крупности. Согласно СНиП 2.01.01-82 рассматриваемая территория месторождения относится к 1 климатическому району, подрайон Д. Территория месторождения согласно СНиП П-7-81 «Строительство в сейсмических районах» расположена в районе с базовой сейсмичностью в 6 баллов.[1]

Коррозионная агрессивность грунтов по отношению к стали определяется в соответствии с ГОСТ 9.602-2005 посредством измерения удельного сопротивления грунта. Удельное сопротивление грунта измеряется в полевых условиях при помощи измерителя заземления Ф4103М1, по четырехэлектродной схеме, вдоль трассы трубопровода в шурфах и при изменении типа грунта. Расчетное значение определяли по формуле:

$$R_г = 2\pi aR, \text{ Ом·м}$$

где R – показания прибора, Ом;

а – расстояние между электродами, м.

Анализ результатов измерений свидетельствует о том, что трасса обследованного трубопровода проложена в грунтах средней коррозионной агрессивности по отношению к стали (удельное сопротивление от 20 до 50 Ом·м).

Основная доля извлекаемых запасов Кальчинского месторождения приходится на пласты Ачимовской пачки. Особенностью добываемой продукции является ее обводненность, которая составляет 86%. Пластовые воды Кальчинского месторождения относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу, минерализация вод составляет в среднем от 12,21 до 14,21 г/л.

На основании исходных данных о физических свойствах перекачиваемой среды и гидродинамических параметрах транспорта определялись скорости потоков перекачиваемой среды и критические скорости перехода от расслоенного режима к эмульсионному. Условие существования антикоррозионного режима выполняется, если скорость потока среды выше критической скорости. Если условие антикоррозионного режима не выполняется, то в трубопроводе возможна интенсивная локальная коррозия. Настоящие расчеты выполнены в соответствии с методикой, приведенной в РД 390147323-339-89-Р «Инструкция по проектированию и эксплуатации антикоррозионной защиты трубопроводов систем нефтегазосбора на месторождениях Западной Сибири» с целью определения режимов перекачки продукта и максимально возможных скоростей коррозии. По результатам гидравлического расчета видно, что режим потока расслоенный, так как скорость течения смеси 0,69 м/с ниже критической скорости 0,76 м/с, таким образом, в соответствии с РД 39-0147323-339-89-Р режим потока – коррозионный.

В настоящее время существуют следующие методы защиты от коррозии: механические, технологические и химические. К механическим методам относится применение пластмассовых, стеклопластиковых и гибких труб, а также футерование трубных плетей полиэтиленом и специальной конструкцией стыка. К технологическому методу относится технология первичного (предварительного) разделения продукции скважин. В качестве химических методов защиты используются ингибиторы.

На Кальчинском месторождении в качестве защиты промысловых нефтепроводов от коррозии применяется химический метод. Анализ динамики отказов промысловых нефтепроводов по протяженности (рис.1), показывает, что в основном увеличивается протяженность промысловых нефтепроводов сроком до 5 лет, в то время как протяженность промысловых нефтепроводов сроком эксплуатации более 5 лет резко сокращается.

Анализ динамики отказов промысловых нефтепроводов по количеству порывов (рис.2) также показывает, что количество порывов, вызванные внутренней коррозией, преобладают на промысловых нефтепроводах эксплуатируемых сроком до 5 лет.

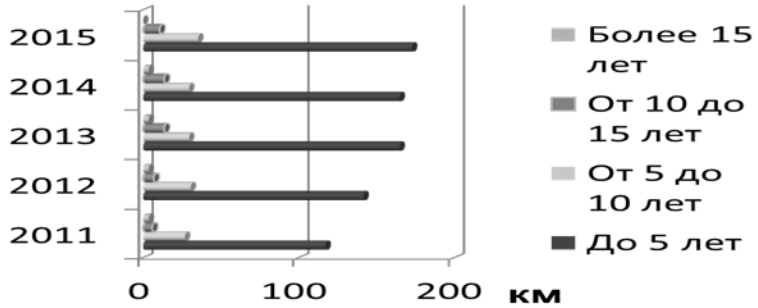

Рис.1. Анализ динамики отказов промысловых нефтепроводов по протяженности

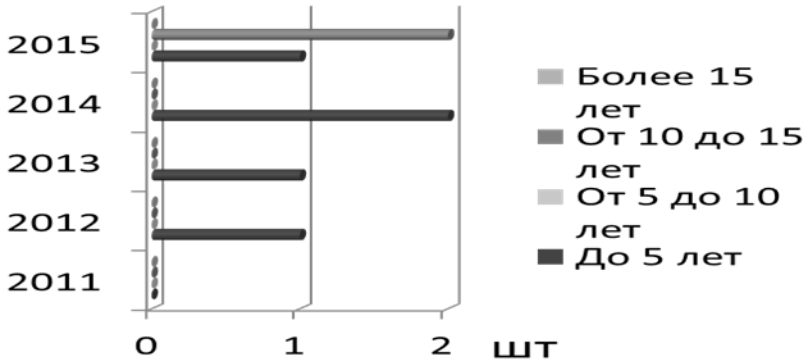

Рис. 2 . Анализ динамики отказов промысловых нефтепроводов по порывам

Таким образом, оптимальным вариантом для повышения надежности эксплуатации промысловых нефтепроводов и продлении их срока эксплуатации на Кальчинском месторождении является применение механического метода защиты от коррозии, а именно внедрение стеклопластиковых труб. Исходными материалами для изготовления данных труб и фасонных изделий являются связующие (термореактивные полимеры) и наполнитель (стекловолоконный ровинг). Трубы и фасонные изделия изготавливаются методом намотки на оправки стеклоровинга, пропитанного связующим с последующим их отверждением. Материалы, из которых изготавливаются трубы и изделия, имеют высокую коррозионную стойкость, инертны по отношению к сероводороду, углекислому газу и другим агрессивным компонентам нефтепромысловых жидкостей. Их предельные концентрации в транспортируемых средах не ограничены. Трубы и фасонные изделия изготавливаются номинальным давлением 27,6 МПа (276 кг/см²). Минимальный коэффициент запаса прочности по герметичности для линейных труб и фасонных изделий-2,3. Максимальная температура транспортируемой среды +150 ˚С.

Внедрение стеклопластиковых труб на Кальчинском месторождении позволит исключить систематические отказы промысловых нефтепроводов, вызванные внутренней коррозией, а также продлит их срок эксплуатации до 20 лет, что повлечет за собой сокращение затрат на ремонт аварийных участков и ликвидацию аварий.

Литература

1. Технологический регламент по эксплуатации трубопроводов нефтесборной сети и трубопроводов системы поддержания пластового давления Кальчинского нефтяного месторождения. – Тюмень, 2012. – С. 12–16.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ВЫСОКОПРОЧНЫХ КОМПОЗИТНЫХ МАНЖЕТ ДЛЯ ВОССТАНОВЛЕНИЕ НЕСУЩИЙ СПОСОБНОСТИ ДЕФЕКТНЫХ СЕКЦИЙ ТРУБОПРОВОДА

Д. О. Щербаков

Научный руководитель, доцент О. В. Брусник

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Месторождения газа и нефти в России расположены гораздо дальше от потребителей, чем в любой другой стране мира. Отсюда следует, что эффективность и надежность функционирования нефтяной и газовой промышленности во многом зависят от надежной и безопасной работы трубопроводных систем [1].