

Литература

1. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов: учебно-практическое пособие / под. ред. Ю.Д. Земенкова – М.: Инфра-Инженерия, 2006. – 928 с.
2. Ежегодные отчёты о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору [Электронный ресурс] // Официальный сайт Ростехнадзора. URL: http://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/ (последнее обращение 16.02.2016).
3. Шапошников А. Борьба с криминальными врезками: есть ли перспективы? [Электронный ресурс] // Информационно-аналитический портал «Транспорт нефти». URL: <http://www.transport-nefti.com/blog/5290/> (последнее обращение 19.02.2016).
4. Мамонова Т.Е. Методы диагностики линейной части нефтепроводов для обнаружения утечек // Проблемы информатики. – 2012. - №5. – С. 103-112.
5. Avramchuk V.S., Goncharov V.I. Time-frequency Correlation Method for Improving the Accuracy in detecting Leaks in Pipelines // *Advanced Materials Research*. – 2013. – Vol. 650. – P. 443-446
6. Faerman V.A., Cheremnov A.G., Avramchuk V.S., Luneva E.E. Prospects of frequency-time correlation analysis for detecting pipeline leaks by acoustic emission method // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – 2014 - Vol. 21. - Issue 1. – Art. num. 12041.
7. Лунёва Е.Е., Черемнов А.Г., Аврамчук В.С. Оптимизация расчёта частотно-временной корреляционной функции на центральном процессоре // *Системы управления и информационные технологии*. – 2014. - № 2. – С. 58-62.

ВЫБОР МЕРОПРИЯТИЙ ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ОСАДКИ ПОДЗЕМНОГО НЕФТЕПРОВОДА В УСЛОВИЯХ ОСТРОВНОГО РАСПРОСТРАНЕНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ

А. Н. Чехлов

Научный руководитель, доцент Н. В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Обеспечение выхода экспортного нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» на проектную мощность требует освоения новых месторождений, а также строительства магистральных и межпромысловых нефтепроводов в регионах Восточной Сибири и Дальнего Востока. Значительная часть этих территорий относится к районам островного распространения многолетнемерзлых грунтов. Их геокриологические особенности оказывают негативное влияние на напряженно-деформированное состояние подземных сооружений, поэтому требуют учета при проектировке и строительстве трубопроводов.

Островное распространение многолетнемерзлых грунтов характеризуется прерывистостью залегания мерзлых пород небольшой мощности, с температурой близкой к 0 °С. В связи с этим, такие негативные процессы, как термокарст, представлены незначительно. Процессы морозного пучения также не проявляются, так как нефтепроводы круглый год имеют положительную температуру, что связано с необходимостью снижения вязкости нефти за счет нагрева.

Опасность при эксплуатации нефтепроводов в районах островного распространения многолетнемерзлых грунтов представляют просадки грунтов при формировании ореолов оттаивания. Для обеспечения безаварийной эксплуатации подземного нефтепровода в данных условиях необходимо провести комплекс мероприятий по ограничению осадки нефтепровода ниже предельного значения.

Целью работы является выбор оптимальных решений по ограничению осадки подземного нефтепровода, проходящего по многолетнемерзлым грунтам, отличающимся коэффициентом оттаивания и глубиной возникающих ореолов оттаивания [2].

К мероприятиям, позволяющим ограничить осадку нефтепровода в многолетнемерзлом грунте, относятся: использование различных типов тепловой изоляции трубопровода, удаление высокольдистого грунта из траншеи, сооружение компенсаторов, применение сезоннодействующих термостабилизирующих устройств. При сооружении магистральных нефтепроводов в районах островного распространения многолетнемерзлых грунтов ОАО «АК «Транснефть» в настоящее время применяет: заводское нанесение кольцевой изоляции из пенополиуретана, дополнительную тепловую изоляцию из полистирольных плит, укладываемых на дно траншеи, замену льдистого грунта в основании траншеи [1]. Выбор конкретных технологических решений основывается на расчетах осадки трубопровода и должен обеспечивать соблюдение условия прочности.

Выбор мероприятий по ограничению осадки начинается с расчета предельного напряжения от осадки трубопровода, при котором соблюдается условие прочности. Согласно данным [3] определяется расчетное сопротивление металла трубы с учетом коэффициентов надежности и условий работы. Из этого значения вычитаются величины напряжений от внутреннего давления и температурного перепада. Предельное напряжение вводит ограничение на величину максимальной осадки трубопровода.

Наибольшие напряжения от осадки возникают на границе мерзлых и немерзлых грунтов, а также в местах соприкосновения мерзлых грунтов с различными свойствами. Эти места являются наиболее опасными, по ним производится расчет максимально допустимой осадки, согласно методике, предложенной в [4]. Трубопровод рассматривается в виде балки с жестким защемлением, и определяется прогиб. Величина прогиба при напряжении, соответствующем предельному, является максимально допустимой осадкой трубопровода, которая рассчитывается по формуле (1).

$$S_{пред} = \frac{6 \cdot \sigma_{пред} \cdot I}{r^2 \cdot q \cdot E}, \quad (1)$$

где $S_{пред}$ – максимальная допустимая осадка трубопровода;

$\sigma_{пред}$ – предельное напряжение;

I – осевой момент инерции;

r – радиус трубопровода;

q – нагрузка на трубопровод;

E – модуль продольной упругости материала трубы.

Согласно данным [2] осадка многолетнемерзлого грунта происходит из-за оттаивания льда, содержащегося в грунте, а также за счет уплотнения под действием нагрузки от веса трубопровода и грунта засыпки. В качестве допущения принято, что осадка происходит только за счет оттаивания льда. Это позволяет вычислить максимально допустимую глубину оттаивания грунта при известной величине коэффициента оттаивания многолетнемерзлого грунта по формуле (2).

$$H_{пред} = \frac{S_{пред}}{A}, \quad (2)$$

где $H_{пред}$ – максимальная допустимая глубина оттаивания грунта;

A – коэффициент оттаивания многолетнемерзлого грунта.

Расчет глубины оттаивания многолетнемерзлого грунта под нефтепроводом производится по методике, предложенной в [2], которая основывается на решении уравнения теплопроводности грунта. Мощность ореола оттаивания определяется для труб без изоляции, с заводской и дополнительной изоляцией. Получившееся значение сравнивается с максимально допустимой глубиной оттаивания грунта. Если расчетный ореол оттаивания превышает максимально допустимые значения, необходимо произвести замену льдистого грунта в основании траншеи на глубину, равную разнице между расчетной и предельно допустимой глубиной оттаивания грунта. Далее производится расчет стоимости проведения мероприятий для одной секции трубопровода (11 метров). На его основе осуществляется выбор оптимального решения (мероприятия или комплекса мероприятий), которое при минимальной стоимости обеспечивает ограничение осадки нефтепровода ниже предельно допустимого значения.

По описанному алгоритму был произведен выбор мероприятий для ограничения осадки нефтепровода со следующими характеристиками: наружный диаметр – 720мм, толщина стенки – 8мм, давление – 6,3МПа, температура нефти – 30 °С. Рассмотрены варианты прокладки нефтепровода в многолетнемерзлых грунтах с различными сочетаниями основных характеристик: глубина оттаивания за весь период эксплуатации на основании данных [1] принята от 3 до 9 м, коэффициент оттаивания грунта – от 0,1 до 0,4, что соответствует грунтам II и III категории просадочности.

По данным, приведенным в [5], из условия минимальной стоимости проведения мероприятий выбраны оптимальные решения по ограничению осадки нефтепровода, проложенного в многолетнемерзлых грунтах с различными свойствами (табл.).

Таблица

Мероприятия по ограничению осадки нефтепровода

Глубина оттаивания грунта, м	Коэффициент оттаивания грунта			
	0,1	0,2	0,3	0,4
3	Мероприятия не требуются	Заводская изоляция	Заводская изоляция + замена грунта на глубину 0,6м	Заводская изоляция + замена грунта на глубину 0,8м
5	Заводская изоляция	Заводская изоляция + замена грунта на глубину 1,4м	Заводская изоляция + замена грунта на глубину 2,0м	Дополнительная изоляция + замена грунта на глубину 1,0м
7	Заводская изоляция	Заводская изоляция + замена грунта на глубину 0,9м	Заводская изоляция + замена грунта на глубину 1,5м	Заводская изоляция + замена грунта на глубину 1,7м
9	Заводская изоляция + замена грунта на глубину 1,0м	Дополнительная изоляция + замена грунта на глубину 1,9м	Дополнительная изоляция + замена грунта на глубину 2,5м	-
11	Заводская изоляция + замена грунта на глубину 0,8м	Заводская изоляция + замена грунта на глубину 2,5м	Дополнительная изоляция + замена грунта на глубину 2,8м	-

Полученные результаты позволяют сделать вывод о том, что выбранного перечня мероприятий достаточно, чтобы обеспечить максимальное значение осадки нефтепровода в заданных пределах для всех предложенных грунтов, кроме тех, у которых значение коэффициента оттаивания выше 0,3 при глубине оттаивания за время эксплуатации более 9 м. Замена таких грунтов на требуемую глубину невозможна из-за

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-Гурпе 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:

$$R_{г} = 2\pi aR, \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

где R – показания прибора, Ом;

a – 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, во время как протяженность промысловых нефтепроводов сроком эксплуатации более 5 лет резко сокращается.