

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ, ПУТЕМ СТАБИЛИЗАЦИИ ПРОСТРАНСТВЕННОГО ПОЛОЖЕНИЯ ТРУБОПРОВОДНОЙ ОБВЯЗКИ ЭЛЕКТРОПРИВОДНЫХ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ

Жданова Ю.Ю.

Научный руководитель - доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Перед газовой промышленностью России ставятся различные задачи, которые направлены на обеспечение безопасной эксплуатации трубопроводов, ведь на различных участках газопроводов могут наблюдаться негативные процессы. Одним из таких процессов является перемещение трубопровода в районах со специфическими гидрогеологическими и геологическими условиями, при которых технологические элементы газопроводов взаимодействуют со слабонесущим грунтом. В этом случае система трубопровод-грунт деформируется, изменяется ее напряженно-деформированное состояние, что может привести к авариям и отказам. Данная проблема всегда была и остается в настоящее время актуальной научной и производственной задачей, решением которой является поиск инновационных решений и модернизация существующих методов укрепления грунтов основания.

Одним из определяющих критериев оценки поведения трубопроводов и оборудования является их оценка через изменение напряженно-деформированного состояния, вследствие основных и дополнительных нагрузок на исследуемую систему [1,2]. Особенно ярко выражены изменения напряженно-деформированного состояния (НДС) в болотистой местности и на участках распространения многолетнемерзлых грунтов. Примером таких участков является северная территория Томской области. Возникает необходимость проведения комплекса диагностических работ, позволяющих своевременно предупреждать аварийные ситуации, вследствие изменения НДС, а также необходимость в проведении прогнозной оценки поведения исследуемого объекта. [3, 4].

В ходе эксплуатации компрессорной станции КС1, было выявлено сезонное изменение высотного положения опор технологической трубопроводной обвязки электро-газоперекачивающего агрегата (ТПО ЭГПА), что привело к увеличению механических напряжений в ТПО ЭГПА. Мониторинг напряженно-деформированного состояния объектов проводился с помощью программного продукта инженерного анализа – Ansys.

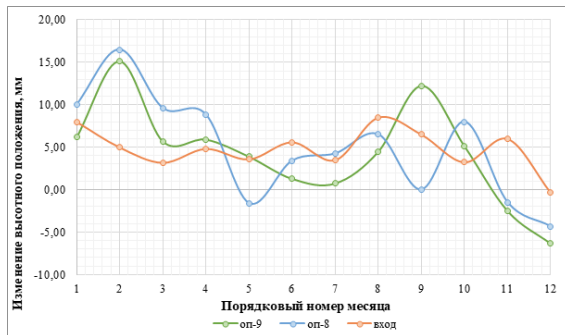


Рис. 1 Среднестатистические значения сезонного изменения высотного положения линии всасывания ТПО ЭГПА

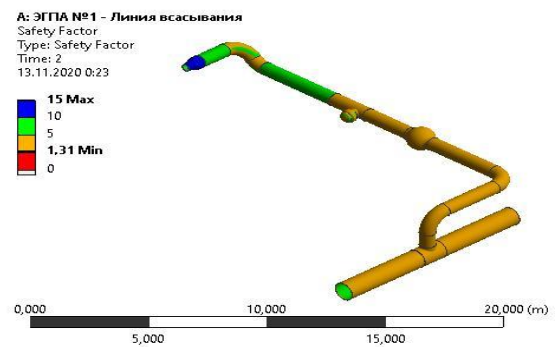


Рис. 2 Распределение коэффициента запаса по пределу текучести линии всасывания ТПО ЭГПА

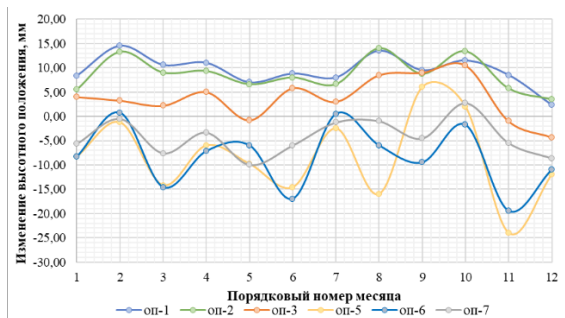


Рис. 3 Среднестатистические значения сезонного изменения высотного положения линии нагнетания ТПО ЭГПА

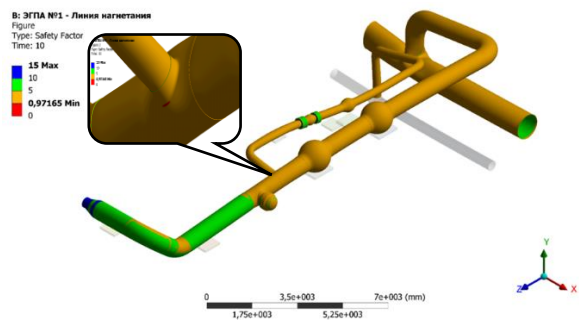


Рис. 4 Распределение коэффициента запаса по пределу текучести линии нагнетания ТПО ЭГПА

В процессе исследования, было проанализировано влияние внешних нагрузок, вследствие сезонных колебаний грунта, на изменение напряженно-деформированного состояния ТПО ЭГПА. Появившиеся, в связи с этим проблемы надежности и безопасности при эксплуатации трубопроводов, могут быть решены путем искусственного закрепления грунта – воздействие на грунт с помощью различных конструктивных и технологических мероприятий, которое повышает его несущую способность и снижает деформации.

Методы и средства стабилизации грунтов

В настоящее время существует множество методов закрепления грунта, каждый из которых имеет свои преимущества и недостатки. Стабилизация грунта включает методы, используемые для превращения рыхлого и нестабильного грунта в более жесткую, консолидированную среду, которая может поддерживать инженерные конструкции, изменять проницаемость, изменять подповерхностный поток или иммобилизовать загрязнение из-за минеральных осадков. Область применения определенного метода закрепления ограничена типом грунта.

Для предотвращения изменения высотного положения опор технологической трубопроводной обвязки газоперекачивающего агрегата с электроприводом, необходимо взамен существующей единичной опоры в виде забивной сборной железобетонной сваи, которая подвержена сезонному пучению использовать 2 винтовые сваи с объединяющим ростверком, которые за счет своей конструкции гарантированно сохраняют проектное положение трубопровода и не требуют воздействия защемляющей способности грунта.

Многолопастная винтовая свая, предназначенная для работы в талых грунтах и вечномерзлых грунтах, состоит из ствола 1 с оголовком 2, одного и более удлинительных стержней 3, соединяемых со стволом 1 и оголовком 2, винтовых лопастей 4 и крепежных элементов (рис. 5). Ствол сваи заканчивается конусным наконечником 5, выполняемым обрезанным под углом 45° к горизонтальной плоскости. Для варианта талых грунтов винтовые лопасти 4 выбираются одного размера, для вечномерзлых – каждая последующая лопасть, выполняется большего диаметра, минимальная длина сваи зависит от длины ее винтовой части и слоя сезонного промерзания/оттаивания и выбирается кратной 0,5 метра. Диаметр лопастей определяется от 1,5D до 3D, где D – диаметр ствола сваи. Диаметр ствола сваи выбирается в пределах от 89 мм до 426 мм.

Свая предлагаемой конструкции обеспечивает заданное оптимальное значение ее несущей способности для талых и вечномерзлых грунтов, которое рассчитывается по специальной методике, основанной на выявлении и определении ключевых и значимых расчетных параметров (длина сваи, количество лопастей, диаметр ствола, диаметр лопастей, разгиб лопастей, соотношение диаметра ствола и диаметра лопасти, соотношение диаметра лопасти и расстояния между лопастями, соотношение размеров лопастей) и их взаимозависимостей между собой, позволяющих также дополнительно рассчитать предельную несущую способность винтовой сваи, которая ограничивает общую несущую способность.

Несущая способность F_d (т) винтовой сваи грунтах диаметром лопасти d и длиной L , работающей на сжимающую или выдергивающую нагрузку, определяется по следующей формуле:

$$F_d = \gamma_c(F_{d0} + F_{df}) \quad (1)$$

где γ_c - коэффициент условий работы сваи, зависящий от вида нагрузки, действующей на сваю и грунтовых условий; F_{d0} - несущая способность лопасти, тс; F_{df} - несущая способность ствола, тс.

Несущая способность лопасти винтовой сваи определяется по формуле:

$$F_{d0} = (\alpha_1 c_1 + \alpha_1 \gamma_1 h_1) A \quad (2)$$

где α_1 , - безразмерный коэффициент, принимаемый в зависимости от расчетного значения угла внутреннего трения грунта в рабочей зоне (под рабочей зоной понимается прилегающий к лопасти слой грунта толщиной, равной d); c_1 - расчетное значение удельного сцепления грунта в рабочей зоне, т/м²; γ_1 - осредненное расчетное значение удельного веса грунтов, залегающих выше лопасти сваи, т/м³; h_1 - глубина залегания лопасти сваи от природного рельефа, м; A - проекция площади лопасти, м², считая по наружному диаметру, при работе винтовой сваи на сжимающую нагрузку, и проекция рабочей площади лопасти, т.е. за вычетом площади сечения ствола, при работе винтовой сваи на выдергивающую нагрузку [5].

Определение несущей способности винтовой сваи на сжатие

Согласно инженерно-геологическому разрезу, лопасти винтовой сваи располагаются в ИГЭ-6. Несущая способность лопастей винтовой сваи, согласно формуле 15 СП 24.13330.2010 «Свайные фундаменты» [5], на сжатие равна: $F_{d1-2} = (15 \cdot 4,79 + 7 \cdot 1,87 \cdot 8,5) \cdot 0,38 + (15 \cdot 4,79 + 7 \cdot 1,87 \cdot 6,4) \cdot 0,3 = 104$ тс

Несущая способность грунта основания винтовой сваи, с учетом коэффициента работы, определяемого по таблице 8 СП 24.13330.2010 «Свайные фундаменты» [5], равна: $F_d = 0,8 \cdot 104 = 83,2$ тс

Максимально допустимая вертикальная сжимающая нагрузка на сваю с учетом коэффициентов, принимаемых согласно п. 3.10 СП 24.13330.2010 «Свайные фундаменты» [5], равна:

$$N \leq \frac{\gamma_0 F_d}{\gamma_n \gamma_k} \quad (3)$$

$$N \leq 1 \cdot 83,2 / 1,1 \cdot 1,4 = 54 \text{ тс}$$

Определение несущей способности винтовой сваи на выдергивание.

Несущая способность лопастей винтовой сваи, на выдергивание (1):

$$F_{d1-2} = (15 \cdot 4,79 + 7 \cdot 1,87 \cdot 8,5) \cdot 0,3 + (15 \cdot 4,79 + 7 \cdot 1,87 \cdot 6,4) \cdot 0,3 = 90,3 \text{ тс}$$

Несущая способность грунта основания сваи, с учетом коэффициента работы (2): $F_d = 0,7 \cdot 90,3 = 63,2$ тс.

Максимально допустимая вертикальная сжимающая нагрузка на сваю с учетом коэффициентов (3):

$$N \leq 1 \cdot 63,2 / 1,1 \cdot 1,4 = 41 \text{ тс}$$

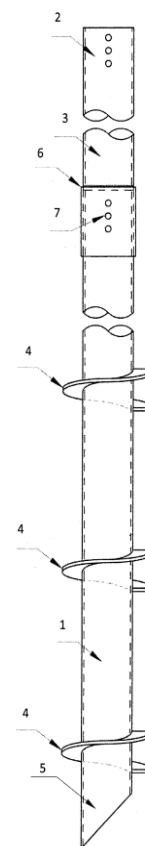


Рис. 5 *Схема многолопастной винтовой сваи*

Вывод: Многолопастные винтовые сваи в данных инженерно-геологических условиях, согласно расчету, способны выдержать выдергивающую нагрузку до 41 тс; максимально допустимая вертикальная сжимающая нагрузка равна 54 тс. Полученные значения удовлетворяют требованиям нагрузок, способствуют стабилизации пространственного положения трубопроводов технологической обвязки газоперекачивающих агрегатов с электроприводом, тем самым обеспечивая надежную и бесперебойную работу компрессорной станции.

Литература

1. Жданова М.П., Формирование системы технического диагностирования оборудования и трубопроводов компрессорных станций// Материалы VI Научно-практической конференции молодых ученых и специалистов, том I. - 2013 - С. 237-240
2. Ланчаков, Г.А., Работоспособность трубопроводов. В 3-х ч. Ч. 3. Диагностика и прогнозирование ресурса / Г.А. Ланчаков, Е.Е. Зорин, Ю.И. Пашков, А.И. Степаненко. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2003. – 291 с.
3. Найманбаев Ф. Ж, Перспективные методы исследования конструктивной надежности магистральных газопроводов // Материалы VI Научно-практической конференции молодых ученых и специалистов, том I. – 2013. – С. 83-88.
4. Харионовский В.В. Надежность магистральных газопроводов: Становление, развитие и современное состояние//Газовая промышленность – 2019 – №1 – С. 56-68.
5. СП 24.13330.2011 Свайные фундаменты. Актуализированная редакция СНиП 2.02.03-85.

ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОВ СНИЖЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ТЕЧЕНИЯ ЖИДКОСТИ В МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ

Клочков М.В., Пряжников М.И.

Научный руководитель - доцент А.В. Минаков
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

На современном этапе развития нефтедобывающей промышленности все отчетливее прослеживается тенденция увеличения объемов добываемой нефти, что, в свою очередь, приводит к возникновению проблемы ее бесперебойной транспортировки к местам переработки и сбыта. Кроме этого, ведутся активные разработки новых месторождений, зачастую расположенных в удаленных и труднодоступных регионах. Все это существенно увеличивает расходы на транспортировку добываемого сырья, поэтому предлагаются различные пути разрешения данной проблемы.

В работе исследуется эффективность применения трех различных методов снижения гидравлического сопротивления, среди которых: использование противотурбулентных присадок (далее ПТП), облучение нефти ультразвуковым излучением и применение завихрителей потока среды.

Исследование эффективности противотурбулентных присадок

Как правило, определение эффективности ПТП производится путем опытно-промышленных испытаний на магистральных нефтепроводах. Но ввиду дороговизны подобных испытаний многие нефтяные компании, в целях экономии, производят закупку сразу нескольких опытных образцов ПТП различных производителей и применяют их, ограничиваясь лишь входным контролем. Это, в свою очередь, не позволяет в полной мере достоверно определить эффективность того или иного типа присадки, так как условия оценки (температура, состав нефти) могут постоянно изменяться. Более эффективным способом изучения влияния свойств ПТП являются исследования в лабораторных условиях при помощи специальных установок.

Стенд, разработанный для проведения данных исследований, предназначен, в первую очередь, для исследования ПТП, но может также применяться для оценки снижения гидравлического сопротивления и изучения свойств применяемых присадок и других химических реагентов, таких как депрессорные добавки или ПАВ (поверхностно-активные вещества). Сконструированная установка воспроизводит приближенные к промышленным гидродинамические условия нефтетранспортировки.

Испытательная установка представляет собой замкнутую гидравлическую систему, основанную на принципе действия циркуляционного кольца. В состав установки входит гидробак, откуда осуществляется забор жидкости, разогретой до определенной температуры в паровой бане, посредством шестеренчатого насоса перекачиваемая жидкость попадает в испытательный участок, на котором происходит контроль давления при помощи манометра и съем необходимых показаний. Продвигаясь по линейному участку, жидкость проходит через кориолисовый расходомер, с помощью которого определяется расход. Далее жидкость возвращается обратно в гидробак, откуда снова забирается насосом и направляется на повторный цикл перекачки. При тестировании установки на воде максимальное отклонение между расчетными и экспериментальными значениями изменения давления и числа Рейнольдса составило 5,43%.

В качестве испытуемого образца использовалась нефть, характеризующаяся низким содержанием серы и невысокой плотностью.

Объектом исследования была выбрана антитурбулентная присадка, представляющая собой полимер со сверхвысоким молекулярным весом, диспергированный в органическом носителе. Перед проведением эксперимента в испытуемую нефть была введена антитурбулентная присадка в количестве, установленном техническим паспортом завода-изготовителя.

По результатам опыта делаем вывод, что максимальный эффект присадки наблюдается при нагреве перекачиваемой нефти до 60°C. Его величина составляет 35,6 %, в то время как при 20°C снижение гидравлического сопротивления составляет 19,9 %, а при 40°C 25,9 %.