

УДК 622.692.4.07
DOI: 10.18799/24131830/2025/7/4850
Шифр специальности ВАК: 2.8.5
Научная статья

Технология профилактического поворота трубопровода, подверженного канавочной коррозии

Т.С. Султанмагомедов[✉], С.М. Султанмагомедов, Х.Ш. Шамилов, А.Р. Урманова

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Россия, г. Уфа

[✉]sultanmaga@ya.ru

Аннотация. Актуальность. Предложена методика моделирования технологических параметров профилактического поворота трубопровода, подверженного канавочному износу. Такой поворот производится для выведения канавки из зоны интенсивной коррозии. Для проведения профилактического поворота необходимо знать геометрические характеристики канавки, свойства грунтов, глубину залегания трубопровода, скорость коррозии, рабочее давление в трубопроводе. Для поворота, без разрушения трубопровода, на заданный угол необходимо оценить усилия обжатия захватывающим устройством, крутящий момент, прикладываемый к трубопроводу, и расстояние между захватывающими устройствами. Исследование направлено на создание метода, который позволит оперативно определить расстояние между захватными устройствами и силу, необходимую для поворота трубопровода на требуемый угол без риска возникновения пластических деформаций в трубопроводе или потери его прочности и устойчивости. **Цель:** разработка конечно-элементной модели трубопровода для моделирования профилактического поворота и сравнение результатов моделирования с полевым экспериментом. **Объекты:** подземные промышленные трубопроводы, подверженные канавочному износу. **Методы:** математическое моделирование; моделирование методом конечных элементов в программном комплексе ANSYS; методы строительной механики и механики грунтов; планирование эксперимента, полевой эксперимент. **Результаты.** Приведено сравнение результатов полевого эксперимента по повороту на заданный угол с результатами моделирования. В полевом эксперименте производился поворот трубопровода 219×5,0 длиной 146,4 м на угол 28,77° с помощью двух захватывающих механизмов. Моделирование проводилось в программном комплексе ANSYS, сравнение моделирования и эксперимента проводилось по углам поворота в характерных сечениях, для сечения X=21 м, $\varphi_{\text{эксп}}=23^\circ$, $\varphi_{\text{числ}}=25^\circ$; для сечения X=60,2 м, $\varphi_{\text{эксп}}=21^\circ$, $\varphi_{\text{числ}}=24^\circ$. Также получено напряженное состояние в самом опасном сечении трубопровода с учетом краевого эффекта, такой точкой являлся участок, примыкающий к месту захвата поворотным устройством.

Ключевые слова: напряженно-деформированное состояние, ручейковая коррозия, канавочный износ, промышленный трубопровод, захватное устройство

Для цитирования: Технология профилактического поворота трубопровода, подверженного канавочной коррозии / Т.С. Султанмагомедов, С.М. Султанмагомедов, Х.Ш. Шамилов, А.Р. Урманова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 7. – С. 143–155. DOI: 10.18799/24131830/2025/7/4850

UDC 622.692.4.07
DOI: 10.18799/24131830/2025/7/4850
Scientific paper

Technology of preventive turnaround of pipelines subject to groove corrosion

T.S. Sultanmagomedov[✉], S.M. Sultanmagomedov, Kh.Sh. Shamilov, A.R. Urmanova

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation

[✉]sultanmaga@ya.ru

Abstract. Relevance. The paper proposes a methodology for modeling the technological parameters of preventive turning of a pipeline subject to groove corrosion. Such a turning is performed in order to remove the groove from the zone of intensive corrosion. To perform a preventive turnaround, it is necessary to know the geometric characteristics of the groove, soil properties, depth of the pipeline, corrosion rate, and operating pressure in the pipeline. In order to turn without destroying the pipeline to a given angle, it is necessary to estimate the gripping force, the torque applied to the pipeline and the distance between the gripping devices. The research is aimed at creating a method that will allow for the rapid determination of the distance between gripping devices and the force required to rotate the pipeline to the required angle without the risk of plastic deformation in the pipeline or loss of its strength and stability. **Aim.** Development of a finite element model of the pipeline for simulation of preventive turning and comparison of simulation results with field experiments. **Objects.** Underground field pipelines subject to groove corrosion. **Methods.** Mathematical modeling; finite element modeling in ANSYS software; methods of structural mechanics and soil mechanics; experiment planning, field experimentation. **Results.** The paper presents a comparison of the results of the field experiment on turning at a given angle with the results of modeling. In the field experiment the 219×5.0 pipeline with a length of 146.4 m was rotated at an angle of 28.77° using two gripping mechanisms. Modeling was carried out in the ANSYS software package, the comparison of modeling and experiment was carried out by the rotation angles in characteristic sections, for the section $X=21$ m, $\varphi_{\text{exp}}=23^\circ$, $\varphi_{\text{cal}}=25^\circ$; for the section $X=60.2$ m, $\varphi_{\text{exp}}=21^\circ$, $\varphi_{\text{cal}}=24^\circ$. The stress state in the most dangerous cross-section of the pipeline was also calculated taking into account the edge effect, such point was the section adjacent to the point of gripping by the rotary device.

Keywords: stress-strain state, groove corrosion, groove wear, field pipeline, gripping device

For citation: Sultanmagomedov T.S., Sultanmagomedov S.M., Shamilov Kh.Sh., Urmanova A.R. Technology of preventive turnaround of pipelines subject to groove corrosion. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 7, pp. 143–155. DOI: 10.18799/24131830/2025/7/4850

Введение

Большинство стальных трубопроводов для сбора нефти с промыслов подвержены интенсивной внешней и внутренней коррозии. Внутренняя коррозия протекает значительно быстрее, иногда в десятки раз превышая скорость коррозии внешней поверхности [1]. Интенсивность внутренней коррозии определяется концентрацией и составом минеральных солей, присутствующих в пластовой воде, которая транспортируется вместе с нефтью до места очистки последней от механических примесей [2]. Также существенное влияние на скорость коррозии оказывают сероводород и углекислый газ, присутствующие в нефти [3]. Особенно сильно на скорость коррозии влияет кислород. Таким образом, основной причиной отказов промысловых трубопроводов является внутренняя коррозия – 91 %, наружная коррозия – 4 %, строительные дефекты – 3 %, нарушение правил эксплуатации – 1 %, прочие причины – 1 %.

За последние 15 лет на нефте- и газопроводах в зарубежной практике произошло более 10000 аварий, что подчеркивает важность мер безопасности для таких объектов. Исследователями были предложены предиктивные модели для прогнозирования различных параметров отказа из-за большого количества факторов, влияющих на надежность промысловых трубопроводов.

Ввиду малого срока эксплуатации трубы для промысловых трубопроводов производятся из относительно дешевой стали Ст20, трубопроводы проложены преимущественно подземно или наземно в обваловании. Большое количество отказов трубопроводов происходят по нижней образующей из-за

дефектов в виде протяженных бороздок и канавок, глубина таких канавок может достигать 4–5 мм. Частота отказов по причине таких дефектов в зависимости от месторождения достигает 70 %. На скорость образования и увеличения глубины канавочной коррозии влияет давление внутри трубопровода, агрессивность среды [4], а также количество циклов работы трубопровода и угол его наклона.

Разработке методов увеличения долговечности и надежности промысловых трубопроводов посвящено большое количество работ. Основными работами, методы которых рассмотрены в статье, являются [5, 6]. Для рационального применения методов предотвращения канавочного износа трубопровода, используется неразрушающий контроль дефектных участков с канавочным износом, некоторые виды контроля предложены в работах [7–9]. Способ разрушающего контроля предложен в работах [10, 11], исследования проводились основываясь на том, что для процесса выноса металла по нижней образующей необходим определенный угол наклона трубопровода, такой, что механические примеси «шлифуют» поверхность трубопровода, а не выносятся потоком; ускоряет процесс образования канавки наличие дефектов, таких как риска или царапина на внутренней поверхности, агрессивная внутренняя среда, обогащенная кислородом, наличие солей в продукте, а также напряженное состояние трубопровода. В статье [12] представлен обзор методов контроля за развитием коррозионных дефектов, а также предложен метод борьбы с солевыми отложениями, которые сокращают срок службы промыслового трубопровода. Оценка коррозионных повреждений включает тща-

тельное изучение дефектов с использованием ультразвуковой толщинометрии (УЗТ) не менее чем в 12 точках в сечении, каждые 0,5 м в зоне предполагаемого утоньшения. Определение таких зон предполагается по результатам УЗТ нижней образующей трубопровода, также местоположение зон с повышенной скоростью коррозии определяется по гидравлическим моделям двухфазных потоков и поиском застойных зон.

В последнее время активно разрабатываются предиктивные и статистические методы превентивной борьбы с канавочным износом: разрабатываются аналитические модели для расчета НДС [13] и статистические модели на основе непараметрического прогнозирования [14], критериев приемлемости риска [15], стохастического анализа [16].

Остаточный срок службы трубопроводов с канавочным износом оценивается на основе скорости коррозии – отношения глубины образовавшейся «канавки» к времени начала эксплуатации трубопровода. В этом случае предполагается, что в будущем «канавка» будет углубляться с той же скоростью в течение всего оставшегося периода эксплуатации трубопровода [17]. Однако иногда опыт эксплуатации нефтепромысловых трубопроводов показывает, что оставшееся время безопасной эксплуатации гораздо меньше расчетного. В статье [18] такое несоответствие объясняется ускорением скорости коррозии канавки в процессе ее углубления за счет увеличения уровня механических напряжений в окружающем металле, что интенсифицирует процесс коррозии в результате механохимического воздействия.

Увеличение срока эксплуатации промысловых трубопроводов обеспечивается путем применения мероприятий по борьбе с внутренней и наружной коррозией. Для борьбы с наружной коррозией применяются изоляционные покрытия, включая битумные, полимерные и на основе новых материалов; электрохимическая защита [19], включая катодную, анодную и электродренажную.

Для борьбы с внутренней коррозией используется воздействие на перекачиваемый продукт (технологический способ, ингибиторная защита, магнитные устройства, подготовка нефти на промыслах [20]). Также применяются внутренние изоляционные покрытия (полимерные, лакокрасочные, на основе новых материалов). Возможно изменение конструкции трубопровода, а именно, применение неметаллических трубопроводов, многослойных и армированных труб, подбор коррозионностойких сталей [21].

В зависимости от условий эксплуатации и технологических особенностей многие из предложенных методов могут оказаться неэффективными [22]. Наиболее оправданным, безопасным и экономичным оказывается применение стальных трубопроводов.

В статье рассматривается такой метод борьбы с внутренней коррозией, как профилактические мероприятия или профилактический ремонт методом поворота.

Подробно остановимся на последнем методе увеличения безаварийного срока эксплуатации трубопровода. В диссертации [6] предложен профилактический ремонт методом поворота, который подразумевает вырезку и поворот относительно оси пораженного участка трубопровода без замены самого трубопровода. Цель такого поворота – вывести образовавшуюся канавку из зоны скопления механических примесей [6]. Поворот трубопровода осуществляется путем передачи крутящего момента M_x захватными устройствами (ЗУ), расположенными на некотором расстоянии друг от друга [6] (рис. 1). Преимущество такого метода заключается в минимальных земляных работах, требуется лишь шурфовка в местах приложения крутящего момента. Расчетная схема приложения крутящего момента с помощью ЗУ показана на рис. 2. В зависимости от вида канавочной коррозии (шпоночной, овальной и серповидной), глубины и ширины дефекта может потребоваться поворот на различный угол, который будет уменьшаться по мере увеличения расстояния от места приложения крутящего момента.

ЗУ устанавливается на зачищенный стальной трубопровод. Длина $b_{\text{захв}}$ определяется исходя из конструкции ЗУ. Далее происходит обжатие трубопровода давлением q по всему периметру. Приложенный момент M_x возникает от действия силы T на плечо $h_{\text{пл}}$ (рис. 1), данный момент m_x равномерно распределен по площади захвата. Если рассмотреть точку на поверхности трубы, то в данной точке от давления q возникает усилие обжатия $F_{\text{обж}}$; в обратном направлении действует реакция N . При выполнении поворота по поверхности контакта от усилия в точке $F_{\text{кр}}$ возникает сила трения $F_{\text{тр}}$. В рассмотренной точке справедливо:

$$F_{\text{обж}} = N;$$

$$F_{\text{тр}} = F_{\text{кр}};$$

$$F_{\text{тр}} = \mu N = \mu F_{\text{обж}}.$$

Значит:

$$F_{\text{кр}} = \mu F_{\text{обж}}.$$

Из условия, что

$$F_{\text{обж}} = q\pi D b_{\text{захв}}$$

и

$$F_{\text{кр}} = \frac{m_x}{R} = \frac{2m_x}{D_{\text{вн}}},$$

получаем:

$$\frac{2m_x}{D_{\text{вн}}} = \mu q \pi D b_{\text{захв}} \rightarrow q = \frac{2m_x}{D_{\text{вн}}^2 \mu \pi b_{\text{захв}}}.$$

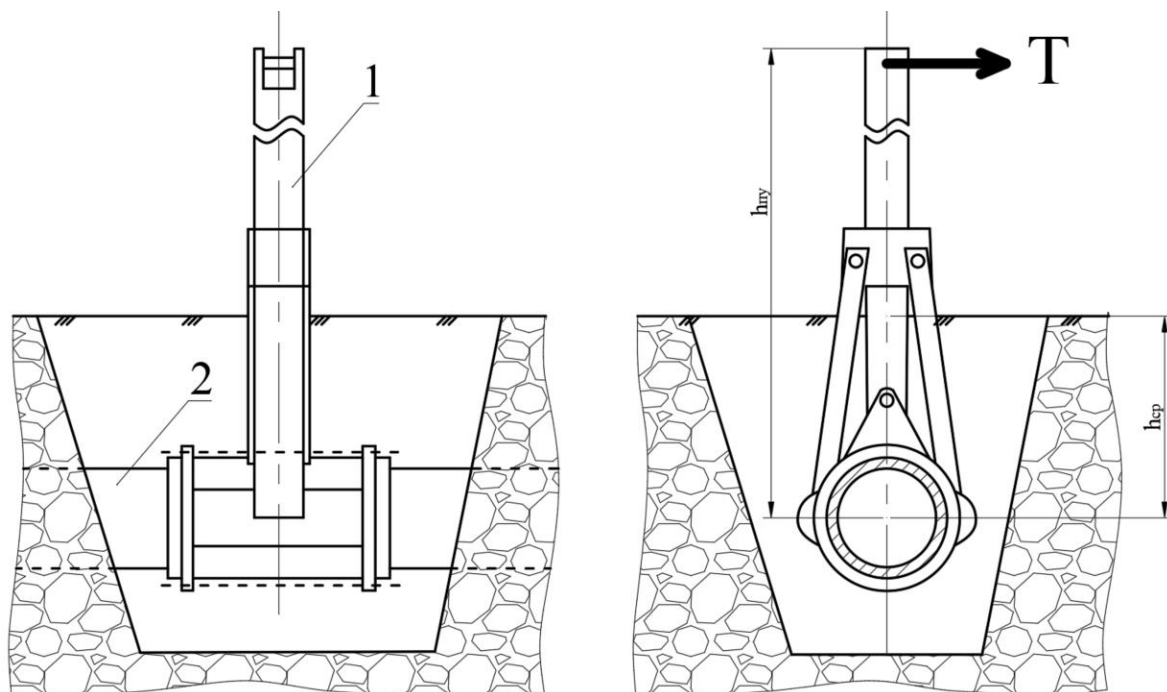


Рис. 1. Схематическое отображение метода профилактического поворота без вскрытия траншеи: 1 – захватное устройство, 2 – трубопровод, h_{ny} – высота стрелы ЗУ, T – усилие от поворотного механизма (экскаватора) [6]

Fig. 1. Schematic representation of the method of preventive turning without trench opening: 1 – gripping device, 2 – pipeline, h_{ny} – height of the sounder boom, T – force from the turning mechanism (excavator) [6]

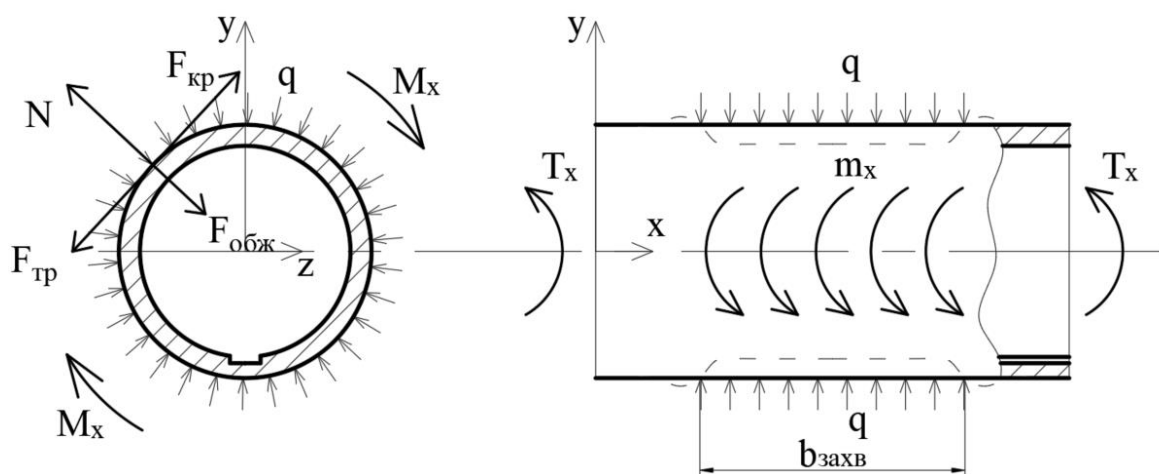


Рис. 2. Расчетная схема приложения крутящего момента к трубопроводу. Нагрузки, граничные условия

Fig. 2. Calculation scheme of torque application to the pipeline. Loads, boundary conditions

При выполнении профилактического поворота трубопровод рассматривается как стержень трубчатого сечения. Помимо крутящего момента, передаваемого от ЗУ, трубопровод испытывает внешнее местное давление со стороны ЗУ, а также поперечный изгиб. Нормативные документы предполагают определение работоспособности трубопровода по I и II предельным состояниям. Исходя из расчета по предельным состояниям первой группы, канавочный износ влияет на прочность конструкции трубопровода и устойчивость формы сечения трубо-

провода. Расчет по второму предельному состоянию ставит условие, что максимальные напряжения не должны превышать предела текучести стали трубопровода. При этом нормы расчета на прочность, жесткость и устойчивость не учитывают, что гипотеза плоских сечений Бернулли не справедлива при совместном действии упругопластического изгиба и кручения, так как при деформировании граница пластической области изменяется.

Также в работе [6] предложена методика аналитического расчета возможных сочетаний нагрузок

и граничных условий. В работе [23] выполнен расчет методом конечных элементов по определению напряжений от действия давления в трубопроводе с развитым канавочным дефектом различной формы и глубины. Результаты расчета сравнивались с результатами, полученными в [24, 25], где исследовалась зависимость напряженно-деформированного состояния плоского кольцевого сечения от величины давления и геометрических характеристик дефекта. Существуют несогласованности между моделированием деформированного состояния трубопроводов и экспериментами. Так, в работах [24, 25] происходит деформирование «внутри» в месте канавочного дефекта, что не соответствует реальности. Реальный случай разрыва из-за дефекта показан на рис. 3, как видно по рисунку деформация и последующий разрыв происходит наружу.



Рис. 3. Разрыв трубопровода по причине наличия канавочного износа

Fig. 3. Pipeline rupture due to groove corrosion

Как показывают натурные наблюдения, глубина и ширина дефекта разнится по длине трубопровода. Поэтому необходим инструмент для оценки НДС трубопровода на участке трубопровода конечной

длины с разными толщинами стенок в сечениях, как это сделано в работах [26, 27] на примере расчета ректификационной колонны. Сложность такого расчета заключается в моделировании разнотолщинности по длине и сечениям для одной оболочки программными средствами. Также представляют интерес направление и условия образования трещины оболочки в месте дефекта. В 2D-постановке задача образования трещины с локальным динамическим перестроением сетки решена в [23] в ПО ANSYS. Также имеется модель раскрытия трещины в ПО Abacus для 3D-модели [28], однако в работе приведен пример развития трещины при напряжениях, превышающих предел прочности, в то время как в случае с промышленными трубопроводными системами мы имеем дело с циклическим нагружением, не достигая предела прочности. Также предложены методы обработки стали для повышения прочностных характеристик [29, 30], данную технологию можно использовать на ответственных узлах элементов трубопроводов.

При проведении профилактического поворота помимо внутреннего давления немаловажным является напряженно-деформированное состояние трубопровода от действия температурного перепада и изгиба. Моделирование НДС от действия различных температурных перепадов, радиусов изгиба при различных длинах заземления проведено в работе [31]. Зависимость касательных напряжений, которые влияют на степень заземления трубопровода, от температуры и влажности представлена в [32]. Для определения НДС трубопровода необходимо учитывать его начальную кривизну [33].

Целью данного исследования является разработка методики расчета НДС промышленного трубопровода при профилактическом повороте в условиях мерзлых грунтов.

Задачи исследования:

- 1) анализ напряжений от действия механического ЗУ методом конечных элементов при выполнении поворота и разработка рекомендаций по технологическим характеристикам ЗУ;
- 2) разработка конечно-элементной модели на основе проведенного ранее натурного эксперимента по повороту промышленного трубопровода, изложенного в [6];
- 3) анализ напряженно-деформированного состояния трубопровода в области канавки вблизи ЗУ при проведении профилактического поворота трубопровода.

Методы исследования

Поворот трубопровода предполагается производить гидравлическим ЗУ. Данное устройство проще в изготовлении и применении, однако оно не автоматизировано. Также имеется патенты на механи-

ческое ЗУ. Усилие T (рис. 2) создается с помощью силового механизма (экскаватор). Конструктивная схема гидравлического ЗУ и ее реализация при проведении испытания в полевых условиях приведены на рис. 4. Диаметр трубопровода составил 219 мм и толщина стенки 5 мм. Трубопровод имеет следующие характеристики:

- диаметр трубопровода $D_n=219$ мм;
- толщина стенки трубопровода $t=5$ мм;
- плотность грунта $\rho=2000$ кг/м³;
- глубина от дневной поверхности до верхней образующей трубопровода $h_0=0,7$ м;
- срок эксплуатации трубопровода 5 лет;
- трубопровод опорожнен, давление $p=0$ МПа;
- предел текучести стали при кручении $[\tau]=206$ МПа;
- модуль сдвига $G=80$ ГПа;
- ширина серповидной канавки $b=50$ мм, глубина канавки 2 мм;
- минимально необходимый угол поворота начального сечения 30° .

При подготовке проведения полевого эксперимента были выполнены мероприятия по описанию профиля участка трубопровода с определением изогнутых участков и глубины заложения трубопровода, ультразвуковая толщинометрия для установления возможных мест установки захвата и измерения геометрических характеристик дефектов. Далее были проведены расчеты по методикам, разработанным в [6], по расчету необходимой мощно-

сти для создания крутящего момента, а также расстояния между ЗУ (по первой и второй группе предельных состояний), исходя из этих данных был определен минимальный угол поворота в местах установки ЗУ. После этого выполнена шурфовка, очистка трубопровода от грунта и изоляции, установка ЗУ, измерение расстояния между ЗУ. Далее была выполнена установка измерительных шкал на сечения для установления угла поворота. Также необходима подготовка площадок для техники, выполняющей поворот. После поворота выполнены восстановительные мероприятия (изоляция трубопровода и засыпка шурфов).

На рис. 5 показано положение трубопровода в процессе его поворота. Между осями двух ЗУ, на которые усилия прикладывались с помощью троса и двух тракторов Т-150, расстояние составило 46,2 м. Проведение замеров осуществлялось в шести точках, показанных на рисунке, ЗУ располагались в первой и третьей точке. Красной линией показаны отметки верхней образующей. Общая длина участка составила 146,4 м. Поворот проводился последовательно, после завершения поворота первым механизмом измеренная величина на расстоянии 6 м от начального сечения составила 27° (линия 1), положение трубы фиксировалось. Пунктирной линией показано аналитически рассчитанное положение трубопровода после поворота первым ЗУ. После проведения поворота вторым ЗУ труба приняла положение линии 2.

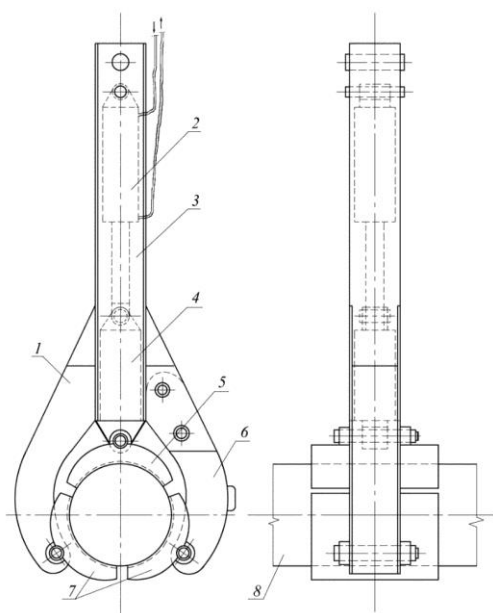


Рис. 4. Схема захватного устройства (а): 1 – корпус; 2 – гидроцилиндр; 3 – стойка корпуса; 4 – шток направляющий; 5, 7 – фрикционные накладки съемные; 6 – затвор замыкающий; 8 – трубопровод. Фотография ЗУ в полевых условиях (б)

Fig. 4. Scheme of the gripping device (a): 1 – body; 2 – hydraulic cylinder; 3 – body stand; 4 – guiding rod; 5, 7 – removable friction pads; 6 – closing gate; 8 – pipeline. Photo of the sounder in field conditions (b)

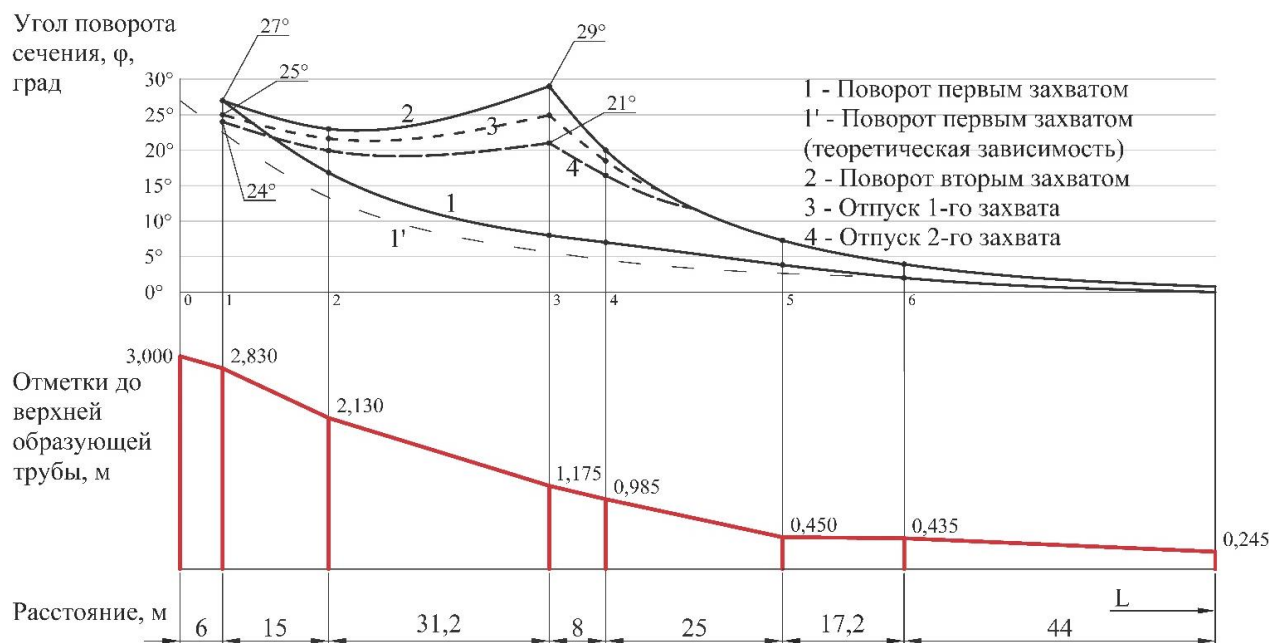


Рис. 5. Экспериментальная зависимость угловой деформации трубопровода по длине участка при последовательном повороте первым и вторым ЗУ

Fig. 5. Experimental dependence of angular deformation of the pipeline along the length of the section at consecutive rotation by the first and second sounders

При снятии усилия первого захвата угол поворота этого сечения составил 25° , после снятия второго захвата – 24° . Возврат первого и второго сечения в местах установки захвата (1 и 3 на схеме) составил 3° и 8° соответственно. В связи с упругим возвратом сечения при расчетах начального угла поворота рекомендуется применение поправочного коэффициента, равного 1,3.

Задача вращения цилиндрической оболочки является достаточно интересной с точки зрения приложения фрикционной нагрузки и взаимодействия двух тел, в нашем случае это ЗУ и трубопровод. Также, как говорилось ранее, при одновременном действии кручения и изгиба (или растяжения), закон Бернулли не справедлив. Интересно поведение цилиндрических оболочек различных длин, доведённых до предела текучести, их устойчивость [34], поэтому при выполнении поворота необходимо определить длину шурфа.

Для оценки силы трения разработаны различные конечно-элементные модели, которые оптимизируют поведение соединения для малых значений вращения и используются для прогнозирования общей прочности соединения с применением моделирования когезионной зоны и учета эффекта смятия в трубчатых сцеплениях [35]. Конечно-элементные модели, разработанные в [36], показывают методологию моделирования для оценки напряженного состояния в месте обжатия оболочки для композитных структур, армированных волокнами. Было рассмотрено множество примеров типичных металли-

ческих соединений при кручении для изучения взаимодействия между основными параметрами, определяющими работу соединения (т. е. толщина клея, толщина трубы и муфты, толщина/диаметр трубы и муфты, длина соединения и свойства материала) [37–39]. С точки зрения приложенных к конечно-элементной модели трубопровода нагрузок интересна модель, представленная в [40], имеется крутящий момент, локальное обжатие, изгиб, а также осевые силы, что характерно для проведенного эксперимента по повороту трубопровода.

На основании работ [34–40] при моделировании поворота трубопровода были заданы граничные условия (ГУ):

- трубопровод разбивался на элементы типа Shell, размер элемента (element size) 25 мм;
- жесткая заделка (fixed support) в конечном сечении трубопровода, $x=146,4$ м;
- принудительное вращение трубопровода вокруг оси x , ограничение степеней свобод для кручения вокруг осей y, z , ограничение линейных деформаций по осям x, y, z (revolute joint). Сечение с данным ГУ: $x=6$ м;
- принудительное вращение трубопровода вокруг оси x , ограничение степеней свобод для кручения вокруг осей y, z , ограничение линейных деформаций по осям x, y, z (revolute joint). Сечение с данным ГУ: $x=52,2$ м;
- ограничение деформаций по осям x, y, z для сечения $x=0$ м, возможность угловых деформаций по осям x, y, z ;

- упругое взаимодействие (elastic support) по всей площади трубы, за исключением мест захвата $k_0=30 \text{ МН/м}^3$.
Общее количество элементов модели 163968 шт.

Результаты исследования и их обсуждение

Результаты деформаций верхней образующей трубы по оси z угловых деформаций φ показаны на рис. 6. Угловые деформации найдены как $\arcsin(z/R)$, где R – внешний радиус трубопровода. Как видно по рисунку, характер изменения углов по длине соответствует измеренным значениям в ходе натурных экспериментов.

Результаты реактивных моментов в месте поворота:

- момент на ЗУ2 41280 Н*м;
- момент на ЗУ1 28047 Н*м.

Максимальные напряжения ожидаются в области максимального угла поворота в месте перехода

между захватом вторым ЗУ и свободной от ЗУ поверхности трубопровода. Для этой зоны смоделированы максимальные эквивалентные напряжения, возникающие в трубе, с учетом дефекта.

На рис.7 показано распределение эквивалентных напряжений по Мизесу при воздействии двух ЗУ. На рис. 7, а показаны напряжения при воздействии первого ЗУ, расположенного на расстоянии $x=6 \text{ м}$, максимальные напряжения без эффекта сингулярности составили 93 МПа в зоне дефекта. На рис. 7, б показаны напряжения при действии второго устройства, максимальные напряжения без эффекта сингулярности составили 136 МПа в зоне дефекта в сторону бесконечного конца. При этом максимальные напряжения на участке, близком ко второму ЗУ, между первым и вторым ЗУ, уменьшились. Это связано с изменением разницы углов поворота сечения в местах захвата.

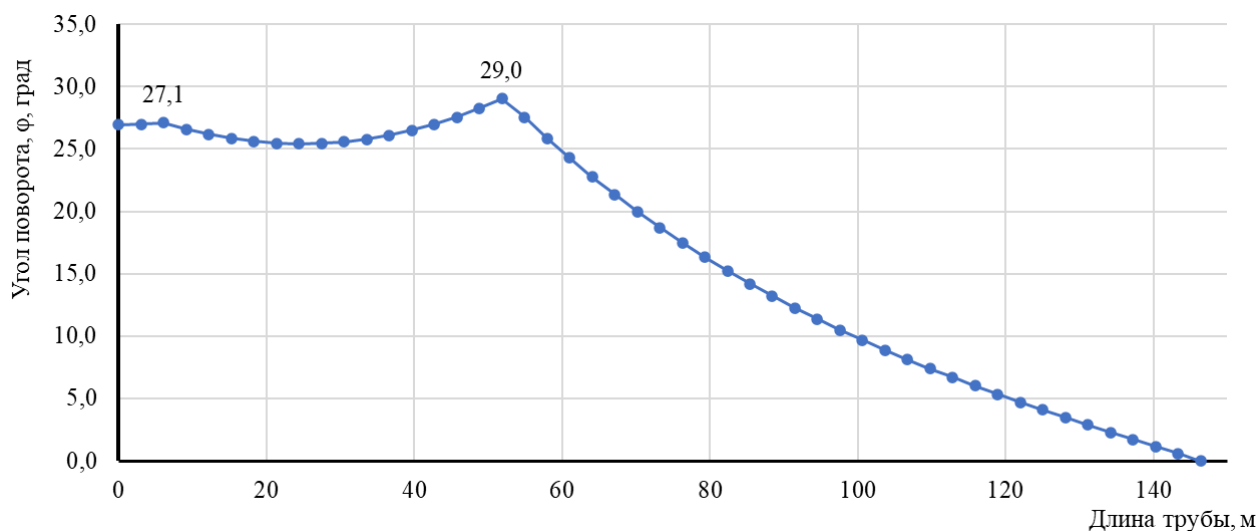


Рис. 6. Результаты экспериментального моделирования изменения угла φ в плоскости ZY при повороте двумя захватами

Fig. 6. Results of experimental modeling of the change in angle φ in the ZY plane when turning with two grips

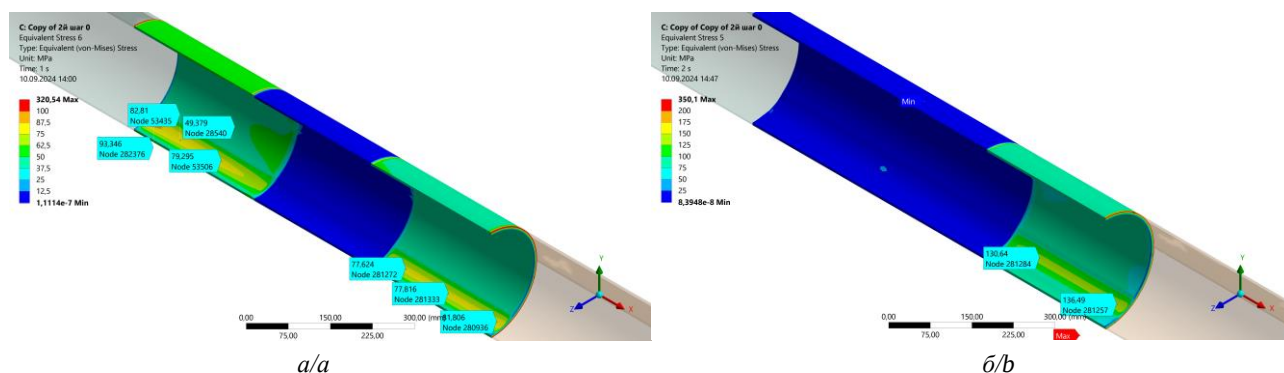


Рис. 7. Результаты моделирования НДС при воздействии: а) первого захвата; б) первого и второго захвата

Fig. 7. Results of Stress-Strain State modeling under the effect of: a) the first gripper; b) the first and the second gripper

Необходимо заметить, что в зонах, рассмотренных выше, не учитывается краевой эффект, что дает нам прибавление 82 % к максимальным напряжениям. При учете краевого эффекта напряжения в зоне с дефектом, примыкающие ко второму ЗУ максимальные напряжения очень близки с пределом текучести, что дает основание для мер по предварительному ультразвуковому контролю и поиску участков, наименее подверженных коррозии, с учетом оптимального расположения ЗУ исходя из минимизации напряженного состояния трубопровода.

Заключение

Технология профилактического поворота промысловых трубопроводов является рентабельным методом обеспечения долговечности промысловых трубопроводов. При проведении поворота необходим комплекс мероприятий по выявлению участков, требующих применения профилактических мер, экономическое и технологическое обоснования применения мер, а также технических положений для определения местоположения ЗУ, допустимых усилий обжатия, требуемого угла поворота и приложенного момента.

Для обоснования технических положений разработано три конечно-элементных модели по определению:

- максимального усилия обжатия различными видами ЗУ;
- положения и количества ЗУ в зависимости от характеристик грунта, требуемого угла поворота и усилий ЗУ;
- максимальных напряжений при выполнении поворота.

Разумеется, данные модели можно с достаточной точностью заменить на аналитические и экспериментальные модели, полученные в [6], однако в дальнейшем данные модели можно доработать для определения технологических характеристик профилактического поворота при наличии изогнутых участков трубопровода, для трубопроводов, проложенных в разных грунтах и имеющих различные комбинации дефектов, а также для трубопроводов, проложенных в тепловой изоляции или наземно и надземно.

Модель по определению положения и количества ЗУ в зависимости от характеристик грунта, требуемого угла поворота и усилий ЗУ была апро-

бирована на реальном полевом эксперименте, а сходимость значений углов поворота сечений показала хорошие результаты: сечение $X=21$ м, $\varphi_{\text{экс}}=23^\circ$, $\varphi_{\text{числ}}=25^\circ$; сечение $X=60,2$ м, $\varphi_{\text{экс}}=21^\circ$, $\varphi_{\text{числ}}=24^\circ$.

Погрешность в том числе связана с неучтенным изменением механических свойств по длине трубопровода, но точность является достаточной для утверждения о том, что необходимый угол был обеспечен.

Эквивалентные напряжения в месте захвата устройством трубы и в примыкающих участках с учетом краевого эффекта ($\sigma_{\text{экв}}=247$ МПа) меньше предела текучести рассматриваемой стали, однако перед поворотом необходимо проводить предварительную ультразвуковую толщинометрию в местах шурфования для определения минимального утоньшения трубопровода. При необходимости нужно иметь уточненную модель трубопровода в месте предполагаемой установки ЗУ, для этого необходим опросный лист, включающий в себя:

- по глубине залегания трубопровода;
- данные о толщине трубопровода и геометрических характеристиках дефекта по длине трубы;
- характеристики ЗУ (усилия обжатия, прикладываемый момент, коэффициент трения между трубой и ЗУ);
- информацию о необходимом угле для поворота;
- данные о расстоянии между ЗУ;
- прочностные характеристики стали трубопровода.

В полевых условиях после снятия всех ЗУ и засыпке трубопровода были проведены дополнительные исследования. Проводилась оценка изменения высотного положения оси трубопровода. Также была произведена вырезка катушки для оценки остаточных деформаций. По результатам проведенных исследований выявлено, что трубопровод сохранил свое проектное положение, в трубопроводе отсутствуют остаточные деформации. В случае с моделированием пока невозможно оценить изменение проектного положения ввиду заданных граничных условий.

Дальнейшие исследования будут направлены на доработку технологии в условиях теплоизолированных трубопроводов, проложенных в условиях многолетнемерзлых и талых грунтов, а также имеющих кривизну.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Prevention of fire hazardous situations on field pipelines / I.F. Khafizov, T.V. Latypova, F.Sh. Khafizov, I.V. Ozden // Oil and Gas Business. – 2024. – Vol. 4. – P. 20–36. DOI: 10.17122/ogbus-2024-4-20-36
2. Клисенок Л.Б., Лапшин А.П., Кудрин Д.В. Вероятные причины образования ручейковой коррозии в промысловых нефтепроводах, выявленной при техническом диагностировании // Современная наука: актуальные проблемы и пути их решения. – 2015. – Т. 22. – № 9. – С. 58–61.
3. Corrosion and grooving corrosion behavior of the ERW Joint of the Q125 grade tube steel CO2 / L.D. Wang, F.L. Liu, Q.Y. Zhao, H.B. Wu // Journal of Iron and Steel Research International. – 2015. – Vol. 22. – № 10. – P. 943–948. DOI: 10.1016/S1006-706X(15)30094-7

4. Xu Y., Zhang Q., Chen H. Experimental study on erosion-corrosion of carbon steel in flowing NaCl solution of different pH // *Journal of Materials Research and Technology*. – 2022. – Vol. 20. – P. 4432–4451. DOI: 10.1016/j.jmrt.2022.09.012
5. Скоромный В.И. Разработка методов и средств повышения безопасности эксплуатации нефтесборных трубопроводов: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Уфа, 2004. – 24 с.
6. Султанмагомедов С.М. Обеспечение безопасной эксплуатации и долговечности промысловых трубопроводов, подверженных канавочному износу: автореф. дис. ... д-ра техн. наук. – Уфа, 2003. – 48 с.
7. Reliability assessments of corroded pipelines based on internal pressure – a review / R. Amaya-Gómez, M. Sánchez-Silva, E. Bastidas-Arteaga, F. Schoefs, F. Muñoz // *Engineering Failure Analysis*. Elsevier Ltd. – 2019. – Vol. 98. – P. 190–214. DOI: 10.1016/j.engfailanal.2019.01.064
8. Study on grooving corrosion behavior of QT800 coiled tubing / F. Yan, Z. Li, Ch. Zhang, H. Wang // *AIP Adv.* – 2021. – Vol. 11. – № 4. DOI: 10.1063/5.0044098
9. El-Sayed M.H. Grooving corrosion of seam welded oil pipelines // *Case Stud Eng Fail Anal.* – 2014. – Vol. 2. – № 2. – P. 84–90. DOI: 10.1016/j.csefa.2014.05.002
10. Bolobov V., Popov G.G. Methodology for testing pipeline steels for resistance to grooving corrosion // *Journal of Mining Institute*. – 2021. – Vol. 252. – P. 854–860. DOI: 10.31897/PMI.2021.6.7
11. Коррозионное разрушение металла нефтегазопроводных труб в процессе эксплуатации и при лабораторных испытаниях / С.С. Петров, Р.А. Васин, Ж.В. Князева, Д.И. Андриянов, Е.С. Сургаева // *Нефтегазовое дело*. – 2020. – Т. 18. – № 4. – С. 102–112. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-4-102-112
12. Konnov D. Prediction of corrosion defects in oil pipelines // *Univsum: Technical sciences*. Siberian Academic Book LLC. – 2023. – Vol. 115. – № 10. DOI: 10.32743/unitech.2023.115.10.16180
13. Шаймухаметов М.Р. Напряжения в области канавочного разрушения трубопроводов // *Нефтегазовое дело*. – 2009. – Т. 2. – № 7. – С. 115–120.
14. Курасов О.А., Бурков П.В. Системный анализ конкурирующих рисков отказа технических систем на основе непараметрического прогнозирования // *Вестник ТГАСУ*. – 2024. – Т. 26. – № 2. – С. 93–103. DOI: 10.31675/1607-1859-2024-26-2-93-103
15. Курасов О.А., Бурков П.В. Оценка заданного уровня надежности сложных технических систем на основе критериев приемлемости риска // *Вестник ТГАСУ*. – 2024. – Т. 26. – № 2. – С. 80–92. DOI: 10.31675/1607-1859-2024-26-2-80-92
16. Курасов О.А., Бурков П.В. Стохастический анализ структурной надежности технических систем // *Вестник ТГАСУ*. – 2024. – Т. 26. – № 1. – С. 108–117. DOI: 10.31675/1607-1859-2024-26-1-108-117
17. Болобов В.И., Жуikov И.В., Попов Г.Г. К влиянию напряженного состояния трубы на интенсивность питтинговой коррозии промысловых нефтепроводов // *Нефтегазовое дело*. – 2023. – Т. 21. – № 4. – С. 109–120. DOI: <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-4-109-120>.
18. Development of the kinetic equation of the groove corrosion process for predicting the residual life of oil-field pipelines / G. Popov, V. Bolobov, I. Zhuikov, V. Zlotin // *Energies (Basel)*. Multidisciplinary Digital Publishing Institute (MDPI). – 2023. – Vol. 16. – № 20. DOI: 10.3390/en16207067
19. Corrosion behavior of X80 steel with coupled coating defects under alternating current interference in alkaline environment / Z. Li, C. Li, H. Qian, J. Li, L. Huang, C. Du // *Materials*. – 2017. – Vol. 10. – № 7. – P. 1–11. DOI: 10.3390/ma10070720
20. О вкладе механохимического фактора в скорость протекания «ручейковой» коррозии промысловых нефтепроводов / В.И. Болобов, Г.Г. Попов, Е.А. Кривокрысенко, В.А. Злотин, И.В. Жуиков, Д.В. Гареев // *Технологии нефти и газа*. – 2020. – Т. 129. – № 4. – С. 3–9. DOI: 10.32935/1815-2600-2020-129-4-42-45
21. Попов Г.Г. Разработка метода защиты промысловых нефтепроводов от ручейковой коррозии подбором коррозионноустойчивых сталей: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – СПб, 2020. – 20 с.
22. Ovchinnikov K.A., Ermolina L.V. Methods for mitting corrosion in the oil and gas industry and cost optimization based on import substitution // *Economy, Governance and Lave Basis*. – 2020. – Vol. 4. – P. 19–25. DOI: 10.51608/23058641_2020_4_19
23. Расчет напряженно-деформированного состояния трубопроводов, подверженных канавочному износу методом конечных элементов / Т.С. Султанмагомедов, Т.М. Халиков, Р.Н. Бахтизин, С.М. Султанмагомедов // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2023. – Т. 334. – № 6. – С. 151–162. DOI: 10.18799/24131830/2023/6/4014.
24. Поподько Д.В. Оценка безопасной эксплуатации оболочек с «канавочным износом» методом конечных элементов: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Уфа, 2004. – 24 с.
25. Исследование напряженно-деформированного состояния промысловых трубопроводов, подвергшихся воздействию ручейковой коррозии / П.В. Бурков, В.П. Бурков, Д.С. Фатьянов, В.Ю. Тимофеев // *Вестник Кузбасского государственного технического университета*. – 2018. – Т. 18. – № 3. – С. 5–12. DOI: 10.26730/1999-4125-2018-3-5-12
26. Modeling the impact of shell wall thickness thinning on the stress state / K. Abdrakhmanova, E. Yarmonov, P. Kulakov, R. Tlyasheva // *Journal of Physics: Conference Series*. IOP Publishing Ltd. – 2021. – Vol. 1889. – № 4. DOI: 10.1088/1742-6596/1889/4/042089
27. Абдрахманова К.Н. Прогнозирование предельного состояния обечаек аппаратов на основе цифровых моделей // *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*. – 2021. – Т. 5 (133). – С. 112–120. DOI: 10.17122/ntj-oil-2021-5-112-120
28. Верификация цифровой модели нагружением оболочки внутренним давлением до разрушения / К.Н. Абдрахманова, Р.Р. Тляшева, Д.Н. Шерматов, Р.О. Кадыров, В.А. Гафарова, Р.А. Гимаев // *Сетевое издание «Нефтегазовое дело»*. – 2022. – Т. 2. – С. 5–19. DOI: 10.17122/ogbus-2022-2-5-19
29. Improving safety during operation of gas turbine units / N.H. Abdrakhmanov, Z.A. Zakirova, M.N. Gurianova, K.N. Abdrakhmanov, Yu.N. Savicheva // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. IOP Publishing Ltd. – 2022. – V. 981. – № 3. DOI: 10.1088/1755-1315/981/3/032047

30. Abdrakhmanova K.N., Shabanova V.V., Abrakhmanov N.Kh. Application of modeling of the accident development process and risk assessment in order to ensure the safe operation of oil and gas facilities. *Safety of technogenic and natural systems // Composites Part A: Applied Science and Manufacturing*. – 2020. – Vol. 2. – P. 2–13. DOI: 10.23947/2541-9129-2020-2-2-13
31. Султанмагомедов Т.С. Влияние продольных перемещений трубопровода на напряженно-деформированное состояние при оттаивании участка многолетнемерзлого грунта // *Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов*. – 2022. – Т. 12. – № 4. – С. 331–339. DOI: 10.28999/2541-9595-2022-12-4-331-339.
32. Экспериментальные исследования сопротивления мерзлого грунта продольным перемещениям трубопровода при изменении температуры и влажности / Р.Н. Бахтизин, С.М. Султанмагомедов, Т.С. Султанмагомедов, Д.А. Гулин, А.Р. Урманова // *Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов*. – 2020. – Т. 10. – № 3. – С. 243–251. DOI: 10.28999/2541-9595-2020-10-3-243-251
33. Обоснование возможности оценки уровня изгибных напряжений в стенках труб магистральных газонефтепроводов определением его пространственного положения с поверхности грунта / А.А. Фирстов, Ж.Ю. Капачинских, В.А. Середенок, Э.А. Мамедова, Р.В. Агиней // *Наука и техника в газовой промышленности*. – 2020. – Т. 2. – С. 89–98.
34. Petrov M.V., Kibets A.I., Mikhailov B.V. Experimental studies of the stability of thin-walled cylindrical shells of medium length filled with bulk material under torsion // *International Journal for Computational Civil and Structural Engineering*. – 2023. – Vol. 19. – P. 49–57. DOI: 10.22337/2587-9618-2023-19-3-49-57
35. Numerical study of flexible tubular metal-polymer adhesive joints / M.A. Dantas, R. Carbas, E.A.S. Marques, M.P.L. Parente, D. Kushner, L.F.M. da Silva // *The Journal of Adhesion*. – 2020. – Vol. 98 (2). – P. 131–153. DOI: 10.1080/00218464.2020.1822173
36. Das R.R., Pradhan B. Finite element based design and adhesion failure analysis of bonded tubular socket joints made with laminated FRP composites // *Journal of Adhesion Science and Technology*. – 2011. – Vol. 25 (1–3). – P. 41–67. DOI: 10.1163/016942410X508073
37. Effects of staged cooling in shrink-fitting compounded cylinders / N.O. Collie, A.K. Kaw, G.H. Besterfield, M.M. Rahman // *The Journal of Strain Analysis for Engineering Design*. – 2006. – Vol. 41 (5). – P. 349–361. DOI: 10.1243/03093247jsa126
38. Geometrical and material optimization of tensile loaded tubular adhesive joints using cohesive zone modelling / L.R.F. Ferreira, R.D.S.G. Campilho, R.J.B. Rocha, D.R. Barbosa // *The Journal of Adhesion*. – 2019. – Vol. 95 (5–7). – P. 425–449. DOI: 10.1080/00218464.2018.1551136
39. Nimje S.V., Panigrahi S.K. Strain energy release rate based damage analysis of functionally graded adhesively bonded tubular lap joint of laminated FRP composites // *The Journal of Adhesion*. – 2016. – Vol. 93 (5). – P. 389–411. DOI: 10.1080/00218464.2015.1077706
40. Shishesaz M., Tehrani S. Interfacial shear stress distribution in the adhesively bonded tubular joints under tension with a circumferential void or debond // *Journal of Adhesion Science and Technology*. – 2020. – Vol. 34 (11). – P. 1172–1205. DOI: 10.1080/01694243.2019.1701894

Информация об авторах

Тимур Султанмагомедович Султанмагомедов, кандидат технических наук, доцент кафедры проектирования и строительства объектов нефтяной и газовой промышленности, факультет трубопроводного транспорта, Уфимский государственный нефтяной технический университет, Россия, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1; sultanmaga@ya.ru. <https://orcid.org/0000-0002-4969-2808>

Султанмагомед Магомедтагирович Султанмагомедов, доктор технических наук, академик РАЕН, профессор кафедры проектирования и строительства объектов нефтяной и газовой промышленности, декан факультета трубопроводного транспорта, Уфимский государственный нефтяной технический университет, Россия, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1; ftt2010@mail.ru. <https://orcid.org/0000-0001-6111-1319>

Хирамагомед Шехмагомедович Шамилов, кандидат технических наук, доцент кафедры гидрогазодинамики трубопроводных систем и гидромашин, факультет трубопроводного транспорта, Уфимский государственный нефтяной технический университет, Россия, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1; khiramagomed@mail.ru. <https://orcid.org/0000-0001-8190-6389>

Аделия Радиковна Урманова, ассистент кафедры гидрогазодинамики трубопроводных систем и гидромашин, факультет трубопроводного транспорта, Уфимский государственный нефтяной технический университет, Россия, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1; urm.ar@yandex.ru. <https://orcid.org/0000-0001-7521-6031>

Поступила в редакцию: 02.10.2024

Поступила после рецензирования: 15.10.2024

Принята к публикации: 18.06.2025

REFERENCES

1. Khafizov I.F., Latypova T.V., Khafizov F.Sh., Ozden I.V. Prevention of fire hazardous situations on field pipelines. *Oil and Gas Business*, 2024, vol. 4. pp. 20–36. DOI: 10.17122/ogbus-2024-4-20-36
2. Klisenko L.B., Lapshin A.P., Kudrin D.B. Probable causes of stream corrosion formation in field oil pipelines revealed during technical diagnostics. *Modern Science: Actual Problems and Ways of Their Solution*, 2015, vol. 22, no. 9, pp. 58–61. (In Russ.)

3. Wang L.D., Liu F.L., Zhao Q.Y., Wu H.B. CO₂ corrosion and grooving corrosion behavior of the ERW joint of the Q125 grade tube steel. *Journal of Iron and Steel Research International*, 2015, vol. 22, no. 10, pp. 943–948. DOI:10.1016/S1006-706X(15)30094-7
4. Xu Y., Zhang Q., Chen H. Experimental study on erosion-corrosion of carbon steel in flowing NaCl solution of different pH. *Journal of Materials Research and Technology. Elsevier Editor Ltda*, 2022, vol. 20, pp. 4432–4451. DOI: 10.1016/j.jmrt.2022.09.012
5. Skoromny V.I. *Development of methods and means to increase the safety of oil gathering pipelines operation*. Cand. Diss. Abstract. Ufa, 2004. 24 p. (In Russ.)
6. Sultanmagomedov S.M. *Ensuring safe operation and durability of field pipelines subjected to groove wear*. Cand. Diss. Abstract. Ufa, 2003. 48 p. (In Russ.)
7. Amaya-Gómez R., Sánchez-Silva M., Bastidas-Arteaga E., Schoefs F., Muñoz F. Reliability assessments of corroded pipelines based on internal pressure – a review. *Engineering Failure Analysis*, 2019, vol. 98, pp. 190–214. DOI: 10.1016/j.engfailanal.2019.01.064
8. Yan F., Li Z., Zhang Ch., Wang H. Study on grooving corrosion behavior of QT800 coiled tubing. *AIP Adv*, 2021, vol. 11, no. 4. DOI: 10.1063/5.0044098
9. El-Sayed M.H. Grooving corrosion of seam welded oil pipelines. *Case Stud Eng Fail Anal*, 2014, vol. 2, no. 2, pp. 84–90. DOI: 10.1016/j.csefa.2014.05.002
10. Bolobov V., Popov G.G. Methodology for testing pipeline steels for resistance to grooving corrosion. *Journal of Mining Institute*, 2021, vol. 252, pp. 854–860. DOI: 10.31897/PMI.2021.6.7
11. Petrov S.S., Vasin R.A., Knyazeva J.V., Andriyanov D.I., Surgaeva E.S. Metal corrosion destruction of oil and gas pipelines during operation and laboratory tests. *Petroleum Engineering*, 2020, vol. 18, no. 4, pp. 102–112. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-4-102-112
12. Konnov D. Prediction of corrosion defects in oil pipelines. *Universum: Technical sciences. Siberian Academic Book LLC*, 2023, vol. 115, no. 10, pp. DOI: 10.32743/unitech.2023.115.10.16180
13. Shaimukhametov M.R. Stresses in the area of groove fracture of pipelines. *Oil and gas business*, 2009, vol. 2, no. 7, pp. 115–120. (In Russ.)
14. Kurasov O.A., Burkov P.V. System analysis of competing risks of failure of technical systems on the basis of nonparametric forecasting. *Bulletin of TGASU*, 2024, vol. 26, no. 2, pp. 93–103. (In Russ.) DOI: 10.31675/1607-1859-2024-26-2-93-103
15. Kurasov O.A., Burkov P.V. Estimation of the given level of reliability of complex technical systems on the basis of risk acceptability criteria. *Bulletin of TGASU*, 2024, vol. 26, no. 2, pp. 80–92. (In Russ.) DOI: 10.31675/1607-1859-2024-26-2-80-92
16. Kurasov O.A., Burkov P.V. Stochastic analysis of structural reliability of technical systems. *Bulletin of TGASU*, 2024, vol. 26, no. 1, pp. 108–117. (In Russ.) DOI: 10.31675/1607-1859-2024-26-1-108-117
17. Bolobov V.I., Zhuikov I.V., Popov G.G. Influence of pipe stressed state on intensity of pitting corrosion of field oil pipelines. *Oil and Gas Business*, 2023, vol. 21, no. 4, pp. 109–120. (In Russ.) DOI: <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-4-109-120>
18. Popov G., Bolobov V., Zhuikov I., Zlotin V. Development of the kinetic equation of the groove corrosion process for predicting the residual life of oil-field pipelines. *Energies (Basel). Multidisciplinary Digital Publishing Institute (MDPI)*, 2023, vol. 16, no. 20. DOI: 10.3390/en16207067
19. Li Z., Li C., Qian H., Li J., Huang L., Du C. Corrosion behavior of X80 steel with coupled coating defects under alternating current interference in alkaline environment. *Materials*, 2017, vol. 10, no. 7, pp. 1–11. DOI: 10.3390/ma10070720
20. Bolobov V.I., Popov G.G., Krivokrysenko E.A., Zlotin V.A., Zhuikov I.V., Gareev D.V. On the contribution of mechanochemical factor to the rate of “stream” corrosion of field oil pipelines. *Oil and Gas Technologies*, 2020, vol. 129, no. 4, pp. 3–9. (In Russ.) DOI: 10.32935/1815-2600-2020-129-4-42-45
21. Popov G.G. *Development of a method for protection of field oil pipelines from stream corrosion by selection of corrosion-resistant steels*. Cand. Diss. Abstract. St Petersburg, 2020. 20 p. (In Russ.)
22. Ovchinnikov K.A., Ermolina L.V. Methods for mitigating corrosion in the oil and gas industry and cost optimization based on import substitution. *Economy, Governance and Lave Basis*, 2020, vol. 4, pp. 19–25. DOI: 10.51608/23058641_2020_4_19
23. Sultanmagomedov T.S., Khalikov T.M., Bakhtizin R.N., Sultanmagomedov S.M. Calculation of stress-strain state of pipelines subjected to groove wear by finite element method. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 6, pp. 151–162. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2023/6/4014
24. Popodko D.V. *Estimation of safe operation of shells with “groove wear” by the finite element method*. Cand. Diss. Abstract. Ufa, 2004. 24 p. (In Russ.)
25. Burkov P.V., Burkov V.P., Fatyanov D.S., Timofeev V.Yu. Investigation of stress-strain state of field pipelines exposed to stream corrosion. *Bulletin of Kuzbass State Technical University*, 2018, vol. 18, no. 3, pp. 5–12. (In Russ.) DOI: 10.26730/1999-4125-2018-3-5-12
26. Abdrakhmanova K., Yarmonov E., Kulakov P., Tlyasheva R. Modeling the impact of shell wall thickness thinning on the stress state. *Journal of Physics: Conference Series. IOP Publishing Ltd*, 2021, vol. 1889, no. 4. DOI: 10.1088/1742-6596/1889/4/042089
27. Abdrakhmanova K. N. Prediction of limit state of apparatus shells on the basis of digital models. *Problems of gathering, treatment and transportation of oil and oil products*, 2021, vol. 5 (133), pp. 112–120. (In Russ.) DOI: 10.17122/ntj-oil-2021-5-112-120
28. Abdrakhmanova K.N., Tlyasheva R.R., Shermatov D.N., Kadyrov R.O., Gafarova V.A., Gimaev R.A. Verification of the digital model by loading the shell with internal pressure before fracture. *Network edition «Neftegazovoye delo» (Oil and Gas Business)*, 2022, vol. 2, pp. 5–19. (In Russ.) DOI: 10.17122/ogbus-2022-2-5-19
29. Abdrakhmanov N.H., Zakirova Z.A., Gurianova M.N., Abdrakhmanov K.N., Savicheva Yu.N. Improving safety during operation of gas turbine units. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. IOP Publishing Ltd*, 2022, vol. 981, no. 3. DOI: 10.1088/1755-1315/981/3/032047

30. Abdrakhmanova K.N., Shabanova V.V., Abrahmanov NKh. Application of modeling of the accident development process and risk assessment in order to ensure the safe operation of oil and gas facilities. *Safety of technogenic and natural systems. Composites Part A: Applied Science and Manufacturing*, 2020, vol. 2, pp. 2–13. DOI: 10.23947/2541-9129-2020-2-2-13
31. Sultanmagomedov T.S. Influence of longitudinal displacements of the pipeline on the stress-strain state during thawing of perennially frozen ground. *Science and Technologies of Pipeline Transportation of Oil and Oil Products*, 2022, vol. 12, no. 4, pp. 331–339. (In Russ.) DOI: 10.28999/2541-9595-2022-12-4-331-339.
32. Bakhtizin R.N., Sultanmagomedov S.M., Sultanmagomedov T.S., Gulin D.A., Urmanova A.R. Experimental studies of frozen ground resistance to longitudinal movements of the pipeline under temperature and humidity changes. *Science and Technologies of Pipeline Transportation of Oil and Oil Products*, 2020, vol. 10, no. 3. pp. 243–251. (In Russ.) DOI: 10.28999/2541-9595-2020-10-3-243-251
33. Firstov A.A., Kapachinskikh J.Y., Seredenok V.A., Mamedova E.A., Aginei R.V. Justification of the possibility of estimation of bending stress level in pipe walls of main gas and oil pipelines by determination of its spatial position from the ground surface. *Science and Technology in Gas Industry*, 2020, vol. 2, pp. 89–98. (In Russ.)
34. Petrov M.V., Kibets A.I., Mikhailov B.V. Experimental studies of the stability of thin-walled cylindrical shells of medium length filled with bulk material under torsion. *International Journal for Computational Civil and Structural Engineering*, 2023, vol. 19, pp. 49–57. DOI: 10.22337/2587-9618-2023-19-3-49-57
35. Dantas M.A., Carbas R., Marques E.A.S., Parente M.P.L., Kushner D., Da Silva L.F.M. Numerical study of flexible tubular metal-polymer adhesive joints. *The Journal of Adhesion*, 2020, vol. 98 (2), pp. 131–153. DOI: 10.1080/00218464.2020.1822173
36. Das R.R., Pradhan B. Finite element based design and adhesion failure analysis of bonded tubular socket joints made with laminated FRP composites. *Journal of Adhesion Science and Technology*, 2011, vol. 25 (1–3), pp. 41–67. DOI: 10.1163/016942410X508073
37. Collier N.O., Kaw A.K., Besterfield G.H., Rahman M.M. Effects of staged cooling in shrink-fitting compounded cylinders. *The Journal of Strain Analysis for Engineering Design*, 2006, vol. 41 (5), pp. 349–361. DOI: 10.1243/03093247jsa126
38. Ferreira L.R.F., Campilho R.D.S.G., Rocha R.J.B., Barbosa D.R. Geometrical and material optimization of tensile loaded tubular adhesive joints using cohesive zone modelling. *The Journal of Adhesion*, 2019, vol. 95 (5–7), pp. 425–449. DOI: 10.1080/00218464.2018.1551136
39. Nimje S.V., Panigrahi S.K. Strain energy release rate based damage analysis of functionally graded adhesively bonded tubular lap joint of laminated FRP composites. *The Journal of Adhesion*, 2016, vol. 93 (5), pp. 389–411. DOI: 10.1080/00218464.2015.1077706
40. Shishesaz M., Tehrani, S. Interfacial shear stress distribution in the adhesively bonded tubular joints under tension with a circumferential void or debond. *Journal of Adhesion Science and Technology*, 2020, vol. 34 (11), pp. 1172–1205. DOI: 10.1080/01694243.2019.1701894

Information about the authors

Timur S. Sultanmagomedov, Cand. Sc., Associate Professor, Ufa State Petroleum Technological University, 1, Kosmonavtov street, Ufa, 450064, Russian Federation. sultanmaga@ya.ru, <https://orcid.org/0000-0002-4969-2808>

Sultanmagomed M. Sultanmagomedov, Dr. Sc., RANS Academician, Professor, Dean of the Pipeline Transport Faculty, Ufa State Petroleum Technological University, 1, Kosmonavtov street, Ufa, 450064, Russian Federation. ftt2010@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0001-6111-1319>

Khiramagomed Sh. Shamilov, Cand. Sc., Associate Professor, Ufa State Petroleum Technological University, 1, Kosmonavtov street, Ufa, 450064, Russian Federation. khiramagomed@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0001-8190-6389>

Adeliia R. Urmanova, Assistant, Ufa State Petroleum Technological University, 1, Kosmonavtov street, Ufa, 450064, Russian Federation. urm.ar@yandex.ru, <https://orcid.org/0000-0001-7521-6031>

Received: 02.10.2024

Revised: 15.10.2024

Accepted: 18.06.2025