

На правах рукописи

СУЛТАНМАГОМЕДОВ СУЛТАНМАГОМЕД МАГОМЕДТАГИРОВИЧ

**ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ
И ДОЛГОВЕЧНОСТИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ,
ПОДВЕРЖЕННЫХ КАНАВОЧНОМУ ИЗНОСУ**

Специальности: 05.26.03 – «Пожарная и промышленная безопасность»

(нефтегазовая отрасль)

05.02.13 – «Машины, агрегаты и процессы»

(нефтегазовая отрасль)

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени

доктора технических наук

Уфа - 2003

Работа выполнена в Уфимском государственном нефтяном техническом университете.

Научный консультант доктор технических наук, профессор
Кузеев Искандер Рустемович.

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор
Шарафиев Роберт Гарафиевич;

доктор технических наук, профессор
Гумеров Риф Сайфуллович;

доктор технических наук, профессор
Перелыгин Олег Андреевич.

Ведущее предприятие ОАО «Нефтяная компания «Роснефть».

Защита состоится 29 октября 2003 года в _____ на заседании диссертационного совета Д 212.289.05 при Уфимском государственном нефтяном техническом университете по адресу: 450062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Автореферат разослан 26 сентября 2003 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета

Ибрагимов И.Г.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. Определяющим критерием обеспечения безопасной эксплуатации и повышения долговечности промышленных трубопроводов является их надежность – свойство объекта сохранять заданные функции в течение установленного ресурса.

Обеспечение безопасной эксплуатации трубопроводов во многом является проблемой повышения их надежности и долговечности и представляется сложной комплексной задачей, которая включает в себя решение технических, технологических, экономических и организационных аспектов. Несмотря на то, что этой проблеме посвящены многочисленные исследования отечественных и зарубежных авторов, в настоящее время она еще полностью не решена и многие вопросы остаются открытыми.

Одной из особенностей развития трубопроводного транспорта на современном этапе является уменьшение объемов строительства трубопроводов при одновременном росте объемов и сокращении сроков работ по ремонту и реконструкции трубопроводных сетей, связанных с коррозионным износом и старением трубопроводов.

Изучение условий эксплуатации промышленных трубопроводов и анализ существующих способов повышения их долговечности в условиях преобладающего воздействия внутренней коррозии показывает, что, несмотря на применение различных мероприятий, количество отказов промышленных трубопроводов из-за внутренней коррозии составляет по отрасли порядка 90 % от их общего количества. Свыше 70 % аварий приходится на специфическое разрушение в виде «канавочного» износа. Следует отметить, что большинство трубопроводов, подверженных интенсивному внутреннему износу, эксплуатируются без наружной изоляции и системы ЭХЗ. Частые порывы трубопроводов, вызванные «канавочным» износом, требуют поиска новых технических решений, направленных на обеспечение их безопасной эксплуатации, повышение долговечности и стабильности функционирования.

Поэтому проблема обеспечения безопасной эксплуатации и повышения долговечности промысловых трубопроводов, несомненно, остается актуальной и своевременной.

Обеспечение безопасной эксплуатации и повышение долговечности промысловых трубопроводов может быть достигнуто за счет улучшения качества проектирования и строительства трубопроводов, применения новых, более совершенных конструктивных и технологических решений, совершенствования технологий и приемов технического обслуживания и эксплуатации.

Одним из новых ресурсосберегающих методов обеспечения безопасной эксплуатации трубопроводов и повышения их долговечности является профилактический поворот трубопроводов на участках, подверженных «канавочному» разрушению, позволяющий увеличить срок их эксплуатации за счет обеспечения более равномерного износа внутренней поверхности стенки труб.

Цель работы. Разработать новый ресурсосберегающий метод обеспечения безопасной эксплуатации и долговечности промысловых трубопроводов, подверженных «канавочному» износу, за счет периодического выведения изношенного участка из зоны интенсивного контакта с гидроабразивной средой.

Для достижения поставленной цели были сформулированы следующие задачи:

1) выявить влияние формы и размеров «канавочного» износа на безопасность и несущую способность промысловых трубопроводов; определить критерии безопасности и предельные состояния трубопровода с «канавочным» износом под действием нагрузок и воздействий, возникающих при повороте и последующей эксплуатации трубопровода;

2) разработать технологию безопасного поворота подземных и наземных трубопроводов; установить безопасные для выполнения поворота и

последующей эксплуатации трубопровода параметры; получить предельные параметры заземления трубопровода грунтом и захватным устройством, изучив закономерности процесса взаимодействия трубопровода с грунтом при повороте трубы, учитывая глубину заложения и диаметр трубы;

3) выявить закономерность изменения угла поворота и внутренних усилий по длине подземного трубопровода при кручении и установить влияние основных факторов на процесс поворота с целью ограничения деформаций, возникающих при выполнении поворота в пределах, безопасных для эксплуатации трубопровода. Обосновать величину максимально допустимого угла поворота трубопровода, крутящего момента и определить оптимальные расстояния между захватными устройствами;

4) получить условие безопасной передачи трубопроводу необходимого для поворота крутящего момента за счет сил трения, не повреждая поверхность трубы и не снижая его несущей способности; разработать технологические схемы и технические средства поворота трубопроводов с учетом схемы прокладки, параметров трубопровода и его остаточной прочности. Исследовать работоспособность гидравлического захватного устройства с целью определения рабочих характеристик и конструктивных параметров;

5) разработать методику определения срока безопасной эксплуатации промышленных трубопроводов, подверженных «канавочному» износу.

Методы решения поставленных задач. В работе в основном использован комплексный метод исследования, включающий аналитические решения и экспериментальное изучение как лабораторное на моделях, так и промышленные на трубопроводах.

Основные защищаемые положения

1. Метод обеспечения безопасной эксплуатации и долговечности промышленных трубопроводов, подверженных «канавочному» разрушению,

основанный на принципе обеспечения равномерного износа путем периодического поворота вокруг продольной оси трубы.

2. Теория безопасного выполнения поворота подземных и наземных трубопроводов. Критерии безопасности и предельные состояния трубопровода с «канавочным» износом под действием нагрузок и воздействий, возникающих при повороте и последующей эксплуатации трубопровода.

3. Закономерности изменения угла поворота и внутренних усилий по длине подземного трубопровода при кручении и влияние характеристик грунта и трубопровода на процесс поворота. Закономерности процесса взаимодействия подземного трубопровода с грунтом.

4. Условия безопасной передачи трубопроводу необходимого для поворота крутящего момента за счет сил трения, не повреждая поверхность трубы и не снижая его несущей способности. Технологические схемы и технические средства поворота трубопроводов. Конструктивные и рабочие характеристики хватных устройств, безопасные и оптимальные для поворота трубопровода.

5. Методика определения срока безопасной эксплуатации трубопроводов, подверженных «канавочному» износу. Соответствие теоретических и экспериментальных исследований.

Научная новизна. Разработан новый ресурсосберегающий метод обеспечения безопасной эксплуатации и долговечности промышленных трубопроводов, подверженных «канавочному» износу, базирующиеся на следующих новых результатах:

- на основе анализа существующих способов обеспечения безопасной эксплуатации промышленных трубопроводов, подверженных «канавочному» износу, установлено, что одним из эффективных способов обеспечения безопасной эксплуатации и долговечности является научно обоснованный поворот поврежденных трубопроводов на угол, обеспечивающий вывод образовавшейся канавки из зоны интенсивного износа. Показано, что

периодический поворот трубопровода, по мере образования канавки, обеспечивает более равномерный износ внутренней поверхности стенки трубопровода, и установлено: чем более равномерный износ стенки трубы, тем безопаснее эксплуатация трубопровода, которая определяется остаточной толщиной стенки в области канавки и зависит от внутреннего давления;

- доказана возможность безопасного для последующей эксплуатации выполнения поворота подземного и наземного трубопроводов. Установлено, что эквивалентные напряжения в стенке трубы от выполнения поворота увеличиваются на 5...15 % на каждые 0.5 град/м относительного угла закручивания, и тем больше, чем меньше давление и толщина стенки трубопровода. Напряжения при этом не превышают предела упругости, а наибольшие остаточные деформации трубопровода по длине из-за сопротивления грунта не более 20 %. Безопасное выполнение поворота наземного трубопровода обеспечивается ограничением поперечного перемещения меньше 1 % от длины поворачиваемого участка;

- выполненные исследования показали, что угол поворота подземного трубопровода по длине при его кручении изменяется по параболе и передается от поворачиваемого сечения на расстояние до 300 м в зависимости от диаметра трубы, толщины его стенки, кривизны продольной оси и заземления грунтом. Обобщенный коэффициент сопротивления грунта кручению трубы и изменение предельных касательных напряжений по контакту труба-грунт зависят от характеристик грунта, глубины заложения, диаметра и угла поворота трубы;

- установлена зависимость величины крутящего момента, передаваемого к сечению трубопровода, от коэффициента трения во фрикционных накладках захватного устройства, площади контакта, давления в его гидроцилиндре и поперечного усилия на его стреле. Условием безопасного выполнения поворота трубопровода является отношение крутящего момента на захватном устройстве к сопротивлению трубопровода кручению, которое должно быть больше единицы. При этом крутящий момент на захватном устройстве должен быть меньше предельного, определяемого из условия смятия и среза трубы;

- изучением влияния различных параметров перекачиваемой жидкости на скорость «канавочного» износа выявлена ее зависимость от скорости потока и установлено: чем меньше скорость потока, тем больше скорость «канавочного» износа и достигает 1...2 мм/год при скорости потока меньше 0.5 м/с.

Практическая ценность. Разработки, выполненные по результатам теоретических и экспериментальных исследований, внедрены на предприятиях нефтяной промышленности в виде:

1) технологии поворота промысловых трубопроводов, подверженных «канавочному» износу:

- выполнен профилактический поворот промысловых трубопроводов диаметром 325 мм протяженностью 6676 м в НГДУ «Аксаковнефть» ОАО «НК «Башнефть»;

- выполнен профилактический поворот промысловых трубопроводов диаметром 325 и 377 мм протяженностью 18500 м в НГДУ «Южносухокумское» ОАО «НК «Роснефть» - Дагнефть»;

- выполнен профилактический поворот промыслового нефтепровода диаметром 219 мм протяженностью 850 м в НГДУ «Федоровскнефть»;

- выполнен профилактический поворот промыслового нефтепровода диаметром 273 мм протяженностью 530 м в НГДУ «Лянторнефть» АО «Сургутнефтегаз»;

2) технических средств выполнения профилактического поворота:

- изготовлены и внедрены гидравлические захватные устройства, универсальные для выполнения поворота трубопроводов диаметрами 219...426 мм в ОАО «АНК «Башнефть»;

- изготовлены и внедрены механические захватные устройства для выполнения поворота трубопроводов диаметром 325 мм в ОАО «АНК «Башнефть»;

- изготовлены и внедрены механические и пневматические захватные устройства для поворота трубопроводов диаметром 325 и 377 мм в ОАО «НК «Роснефть» - Дагнефть»;

- изготовлены и внедрены механические самозахватывающие устройства для поворота трубопровода диаметром 219 мм в АО «Сургутнефтегаз»;

3) методик и нормативно-технической документации:

- регламент на выполнение профилактического поворота промышленных трубопроводов, подверженных канавочному износу СТП 003-263-03 – внедрен в ОАО «АНК «Башнефть»;

- инструкция по проектированию захватного устройства для выполнения профилактического поворота промышленных трубопроводов внедрена в ДООО «БашНИПИнефть» 27.01.03 г.;

- рекомендации по определению основных технологических параметров по профилактическому ремонту трубопроводов, подверженных канавочной коррозии – введены впервые в АО «Сургутнефтегаз» 16.02.95 г.;

- рекомендации на профилактический ремонт трубопроводов, подверженных канавочной коррозии – введены впервые в АО «Сургутнефтегаз» 10.04.95 г.;

- рекомендации по повышению долговечности крепи скважин при их эксплуатации и ремонте – введены впервые в ЗАО «Геология» 01.01.02 г.

Апробация работы. Основные результаты исследований, выполненные в диссертационной работе, докладывались на различных конференциях и конгрессах:

- на ежегодных научно-технических конференциях молодых ученых УГНТУ, начиная с 1989 года;

- научно-технической конференции «Проблемы нефтегазового комплекса России», 1995 г.;

- II республиканской научно-технической конференции «Техническая диагностика, промышленная и экологическая безопасность предприятий», 1996 г.;
- межвузовской научной конференции «Нефть и газ», 1997 г.;
- II, III, IV, V, VI, VII международных научно-технических конференциях «Проблемы строительного комплекса России», 1998, 1999, 2000, 2001, 2002, 2003 гг.;
- научно-технической конференции «Проблемы нефтегазового комплекса России», 1998 г.;
- Конгрессе нефтегазопромышленников России «Роль ТЭК в жизнеобеспечении Российской Федерации», 1998 г.;
- научно-технической конференции «Новоселовские чтения», 1998 г.;
- 49 научно-технической конференции посвященной 50-летию УГНТУ, 1998 г.;
- научно-технической конференции, посвященной 50-летию УГНТУ и 70-летию Сахалинморнефтегаз, 1999г.;
- научно-технической конференции, посвященной 70-летию РГУ НиГ «История вуза – важный фактор формирования патриотизма специалиста отрасли», 2000 г.;
- III Конгрессе нефтегазопромышленников России «Проблемы нефти и газа», 2001 г.;
- специализированной научно-технической конференции «Энергосберегающие технологии в Республике Башкортостан», 2001 г.;
- специализированной научно-технической конференции «Коррозия металлов: диагностика, предупреждение, защита и ресурс», 2002 г.;
- Всероссийской научно-технической конференции «Трубопроводный транспорт нефти и газа», посвященной 50-летию с начала подготовки специалистов трубопроводного транспорта в УНИ-УГНТУ, 2002 г.;
- Международной научно-технической конференции «Трубопроводный транспорт сегодня и завтра», 2002 г.;

- учебно - научно-технической конференции «Коррозия металлов. Защита от коррозии в промышленности» в рамках специализированных выставок: IV «Уралпромэкспо – 2003» и II «Станки и инструменты», 2003 г.;

- IV Конгрессе нефтегазопромышленников России «Наука и образование в нефтегазовом комплексе», 2003 г.

Публикации. По теме диссертации опубликовано 97 печатных работ, в том числе 1 монография и 65 статей.

Структура и объем диссертации. Диссертация состоит из введения, пяти глав, выводов, приложений и содержит 328 страниц машинописного текста, 94 рисунка, 5 таблиц, список использованной литературы из 114 наименований.

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы диссертации, сформулированы цель и основные задачи исследований.

В первой главе выполнен анализ причин отказов и способов повышения безопасности промысловых трубопроводов, подверженных внутреннему износу.

Объектом исследования работы являются промысловые трубопроводы, прокладываемые преимущественно без наружной изоляции из-за агрессивного «канавочного» износа по низу внутренней поверхности стенки трубопровода.

Из-за порывов нефтепроводов и водоводов происходят разливы больших объемов нефти и высокоминерализованной пластовой воды. Низкая надёжность промысловых трубопроводных систем по сбору продукции нефтяных скважин, внутри- и межпромысловому транспорту нефти обусловлена условиями их строительства и эксплуатации.

Кроме коррозии наружной поверхности трубопроводы подвергаются интенсивной внутренней коррозии, скорость которой часто в десятки раз превышает скорости коррозии их наружной поверхности и зависит от

концентрации и состава минеральных солей, содержащихся в пластовой воде, добываемой и транспортируемой вместе с нефтью до установок подготовки нефти. Срок службы трубопроводов в особо тяжёлых условиях (наличие в продукции сероводорода, углекислого газа, кислорода, пластовой воды высокой минерализации) при отсутствии специальных мер по защите их от коррозии исчисляется всего несколькими месяцами.

Неблагоприятные природно-климатические условия, в которых эксплуатируются трубопроводы, активное воздействие коррозионно-агрессивных компонентов, содержащихся в продукции скважин, низкое качество строительства трубопроводов, нарушение правил эксплуатации являются причинами их отказов, снижения надёжности и преждевременного выхода из строя. Например, причины отказов промысловых трубопроводов выглядят следующим образом: 91 % - внутренняя коррозия; 3.9 % - наружная коррозия; 2.8 % - строительные дефекты; 0.8 % - нарушение правил эксплуатации; 1.5 % - прочие.

Основной причиной «канавочного» износа трубопровода являются гидродинамические параметры транспортируемой газожидкостной смеси, а именно структура течения потока. Нижние слои жидкости представляют собой водную фазу, отслоившуюся в результате разрушения эмульсии и гравитационного осаждения. Ввиду высокой минерализации попутно добываемая вода является электролитом и способствует протеканию электрохимической коррозии на поверхности контакта с металлом трубопровода. Таким образом, первопричиной «канавочного» разрушения металла трубы является наличие гидроабразивной смеси в перекачиваемом продукте, вызывающее разрушение слоя окалины и технологических отложений и появление микрогальванопары. Впоследствии разрушение протекает за счет коррозионно-механических факторов.

В настоящее время применяются такие способы снижения внутренней коррозии, как ингибирование потоков, транспортируемых по трубопроводам; применение пластиковых, армированных и многослойных труб; покрытие

внутренней поверхности труб различными противокоррозионными составами (краски, лаки, эмали, стекло и др.).

Предупредить внутреннюю коррозию частично возможно, если перевести коррозионно-активную среду вовнутрь потока нефти, т.е. обеспечить эмульсионную структуру потока. В реальных условиях эксплуатации трубопроводов не всегда удается увеличить скорость перекачиваемой жидкости. Это связано с ухудшением в процессе эксплуатации некоторых параметров трубопровода (уменьшение толщины стенки вследствие коррозии), со снижением добычи нефти и часто меняющимися режимами течения.

Наиболее широко применяемым способом для защиты внутренней поверхности трубопроводов от коррозии является применение ингибиторов, хотя эффективность их применения редко превышает 85...90 %. Основная причина, вызывающая разрушение внутренней поверхности промышленных трубопроводов, - наличие в транспортируемой среде воды, различных солей и газов. Известно, что после подготовки нефти и газа на промыслах (удаление механических примесей, солей, воды, сероводорода, углекислого газа и т. д.) в них остается достаточное количество указанных компонентов. Механизм защитного действия ингибиторов в основном заключается в образовании на поверхности металлов защитных пленок, с помощью которых осуществляется разделение агрессивной среды и внутренней поверхности трубопровода. На участках трубопровода, где «канавочный» износ проявляется наиболее часто, вследствие абразивного удаления пленки ингибитора по низу трубы, желаемый эффект защиты не достигается, то есть ингибиторная защита практического влияния на скорость «канавочного» износа не оказывает.

Одним из перспективных направлений по обеспечению безопасной эксплуатации трубопроводов является изоляция внутренней его поверхности тонкослойными полимерными покрытиями. Несмотря на то, что в литературе широко освещается применение полимерных и лакокрасочных покрытий в качестве противокоррозионной защиты внутренней поверхности промышленных трубопроводов, на практике этот метод используется крайне редко. Это

объясняется дороговизной и трудоемкостью работ, особенно при покрытии внутренней поверхности трубопроводов, бывших в эксплуатации, где трудно добиться полной адгезии покрытия к стенке.

Использование магнитной обработки в качестве метода противокоррозионной защиты для снижения внутренней коррозии трубопроводов не получило распространения, возможно, это направление не изучено в полном объеме. Но, очевидно, что бороться с «канавочным» износом этим способом в настоящее время не удастся, так как механические примеси включают в себя не только металлические частицы.

В последние годы возрос интерес к применению в нефтяной промышленности пластиковых труб. Из таких труб сооружаются выкидные и напорные линии малых диаметров, где давление не превышает 3.5 МПа и температура перекачиваемой жидкости ниже 82°С, и сборные системы. К недостаткам пластиковых трубопроводов следует отнести их дороговизну по отношению к стальным трубам; ограничение рабочих параметров и диаметра трубопровода; не отработана технология проведения стыковки и ремонтных работ.

Все большее применение находят футерованные, многослойные трубопроводы. Анализ возможных выходов из строя таких трубопроводов показал, что в определенных условиях при целостности внешней стальной трубы могут происходить разрушения внутренней пластиковой трубы. Это может иметь место, например, при скоплении жидкостных пробок, при резком падении давления в трубопроводе при условии проникновения газа между пластиковой и стальной трубами или из-за наличия свищей в трубопроводе. К недостаткам рассматриваемых труб относят: ограниченный диапазон рабочих температур, высокий коэффициент теплового расширения по сравнению с этой же характеристикой углеродистой стали, а также то, что увеличение прочности материала по кольцу может быть достигнуто только путем увеличения толщины стенки. Применение неметаллических, многослойных и армированных труб только частично решает проблему внутреннего износа.

Они дороже металлических и использование таких труб ограничено несущей способностью, допускаемым давлением перекачки, размерами сечения, а также дефицитом этих труб.

Анализ статистической информации свидетельствует о том, что, несмотря на принимаемые меры, уровень аварийности промышленных трубопроводов остается высоким. Амортизационный срок службы этих трубопроводов не достигает нормативного срока.

Применение нового ресурсосберегающего метода периодического профилактического поворота трубопроводов с «канавочным» износом позволит обеспечить их безопасную эксплуатацию при экономном использовании несущей способности труб.

Вторая глава посвящена критериям безопасности и исследованию предельных состояний трубопроводов, подверженных «канавочному» износу. Выполнены теоретические и экспериментальные исследования закономерностей влияния на безопасность трубопровода различных факторов: глубины и формы «канавочного» износа; внутреннего давления; деформации кручения; воздействия захватного устройства; влияние кривизны оси трубы; взаимодействие с грунтом и др. с целью обеспечения безопасного поворота и последующей эксплуатации.

Одной из основных характеристик подземного трубопровода, определяющей его пригодность профилактическому повороту, является сопротивление кручению и возможность повернуть его на требуемый угол, не снижая безопасности. В работе определены предельные касательные напряжения в области канавки при кручении трубопровода при упругой и упругопластической стадиях деформации, что позволяет ограничить величину крутящего момента по условию безопасности.

Другой важнейшей характеристикой оценки пригодности трубопровода применению профилактического поворота является возможность обеспечения безопасной эксплуатации после поворота, которая определяется остаточной

толщиной стенки трубы в области канавки и способностью сопротивления внутреннему рабочему давлению. Рассмотрены разные расчетные схемы в зависимости от формы «канавочного» износа и его размеров. Получена формула для определения наибольших напряжений от внутреннего давления в опасном сечении изношенного трубопровода. За критерий наступления предельного состояния принят предел текучести материала трубы и получена соответствующая ему величина внутреннего давления:

$$p_T = \frac{\sigma_T t}{\left[R_e + \frac{6R_{вк}}{t} \left(R_{сп} (1 - \cos(\alpha_k / 2)) - R_{вк} \frac{\alpha_k^2}{8} \right) \right]},$$

где σ_T – предел текучести материала трубы; t – толщина стенки трубопровода; α_k – центральный угол, соответствующий ширине канавки.

Изменение напряжений в стенке трубы, ослабленной «канавочным» износом, представлены (рис. 1) графической зависимостью σ_t / σ_{t_k} от $k = t_k / t$.

Например, при $k < 0,335$ опасным является продольное сечение по основанию канавки, а при условии $0,335 < k < 1$ опасными будут сечения трубопровода, примыкающие к канавке, причем наибольшие напряжения составляют $1,35 \sigma_{тк}$, при $k = 0,6$.

По полученным результатам исследования воздействия внутреннего давления на трубопровод с «канавочным» износом определена предельная остаточная толщина стенки канавки, при которой требуется выполнение профилактического поворота. Определены предельные состояния трубопроводов, подверженных «канавочному» износу, как при периодическом выполнении поворота, так и без него.

Передача крутящего момента от поворотного устройства к трубопроводу осуществляется за счет сил трения (между накладками захватного устройства и обжимаемой поверхностью трубопровода), зависящих от рабочего давления в гидроцилиндре. Зависимость предельного внешнего давления на трубопровод от безразмерного параметра $m = R/t$ представлена графически (рис. 2).

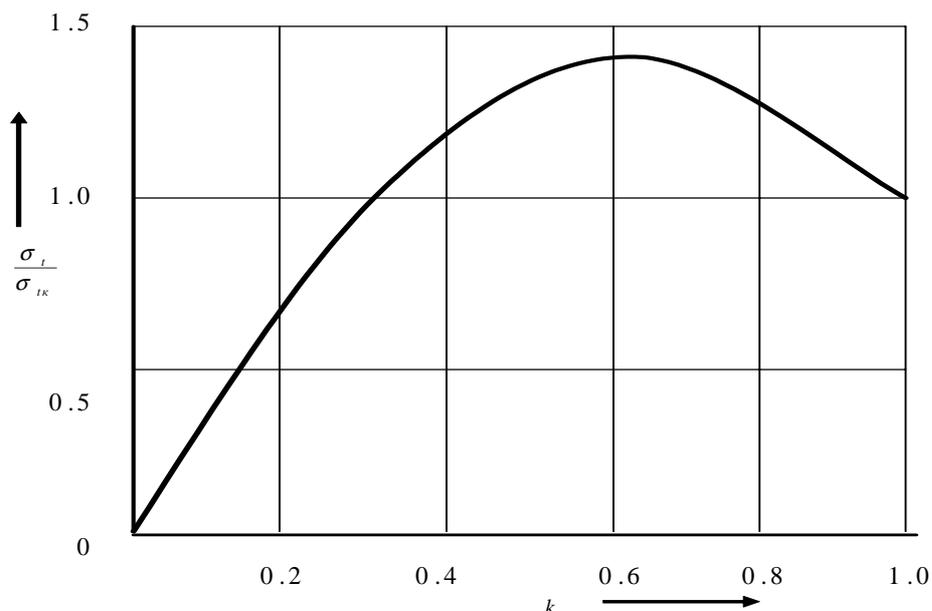


Рис. 1. График изменения относительных напряжений в стенке трубы, примыкающей к канавке, в зависимости от относительной глубины канавки k

При повороте подземного трубопровода необходимо исследовать процесс его взаимодействия с грунтом, с целью определения предельных параметров заземления трубопровода грунтом. Для этого необходимо знать распределение крутящего момента и изменение угла поворота по длине подземного трубопровода, что позволит назначить расстояние между захватными устройствами, обеспечивающее поворот всего пораженного участка трубопровода на требуемый угол.

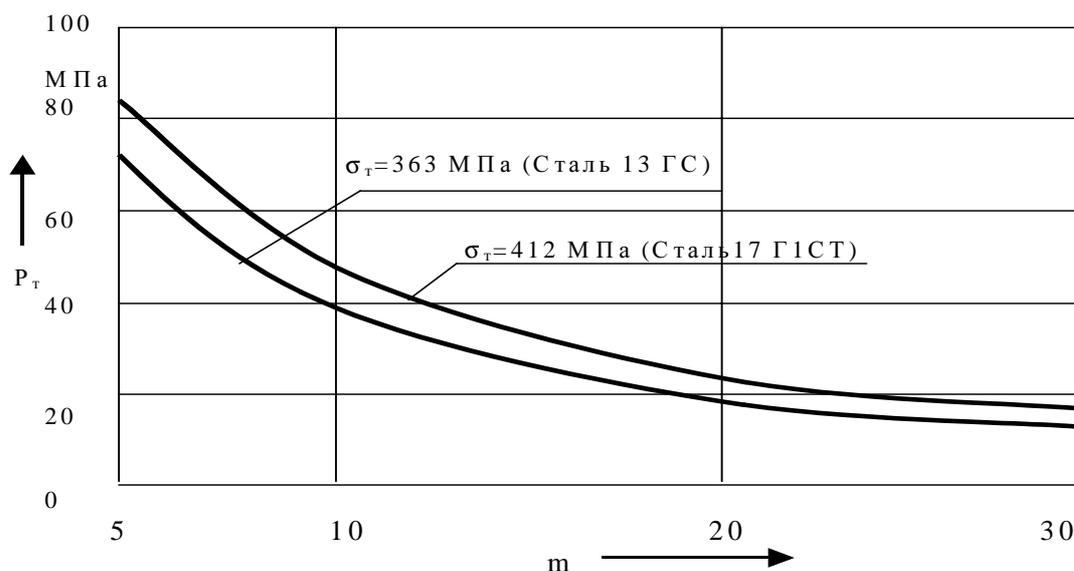


Рис. 2. Зависимость предельного внешнего давления на трубопровод от безразмерного параметра $m=R/t$

Взаимодействие трубопровода с грунтом рассматривалось в упругой и упругопластической стадии, с учетом наличия участка предельного равновесия, и получены соответствующие зависимости для определения угла поворота и крутящего момента по длине трубопровода, которые, в общем случае, имеют вид

$$\varphi = \frac{\pi D^2}{4GI_p} \tau_{np} (l_{np}^2 - x^2) - \frac{M_{np}}{GI_p} (l_{np} - x) + \varphi_1;$$

$$M = -\frac{\pi D^2}{2} \tau_{np} x + M_0,$$

где GI_p – жесткость сечения трубопровода при кручении; τ – касательные напряжения по контакту труба-грунт; τ_{np} – предельные касательные напряжения; l_{np} – длина участка предельного равновесия; M_{np} – предельный крутящий момент; M_0 – крутящий момент в начальном сечении; x – текущая координата по длине трубопровода; φ_1 – угол поворота в начальном сечении.

На практике, профилактический поворот выполняется одновременным использованием двух и более захватных устройств, в зависимости от длины пораженного участка. Поэтому в работе решалась задача о наложении действия двух скручивающих пар на подземный трубопровод (рис. 3). При работе одного поворотного механизма, на расстоянии $0,3l$ от него мы имеем угол поворота в два раза меньше, чем в сечении, где установлено само захватное устройство. Тогда, при одновременном повороте двух сечений трубопровода, расстояние между ними должно быть меньше или равно $0,6l$, где l – расстояние, на которое по обе стороны от захватного устройства распределяется угол поворота. Для упрощения выводов здесь принят равными нулю угол поворота и крутящий момент в конечном сечении силового участка.

Оптимизируя расстояние между захватными устройствами из условия, чтобы остаточные деформации были наименьшими, получено уравнение

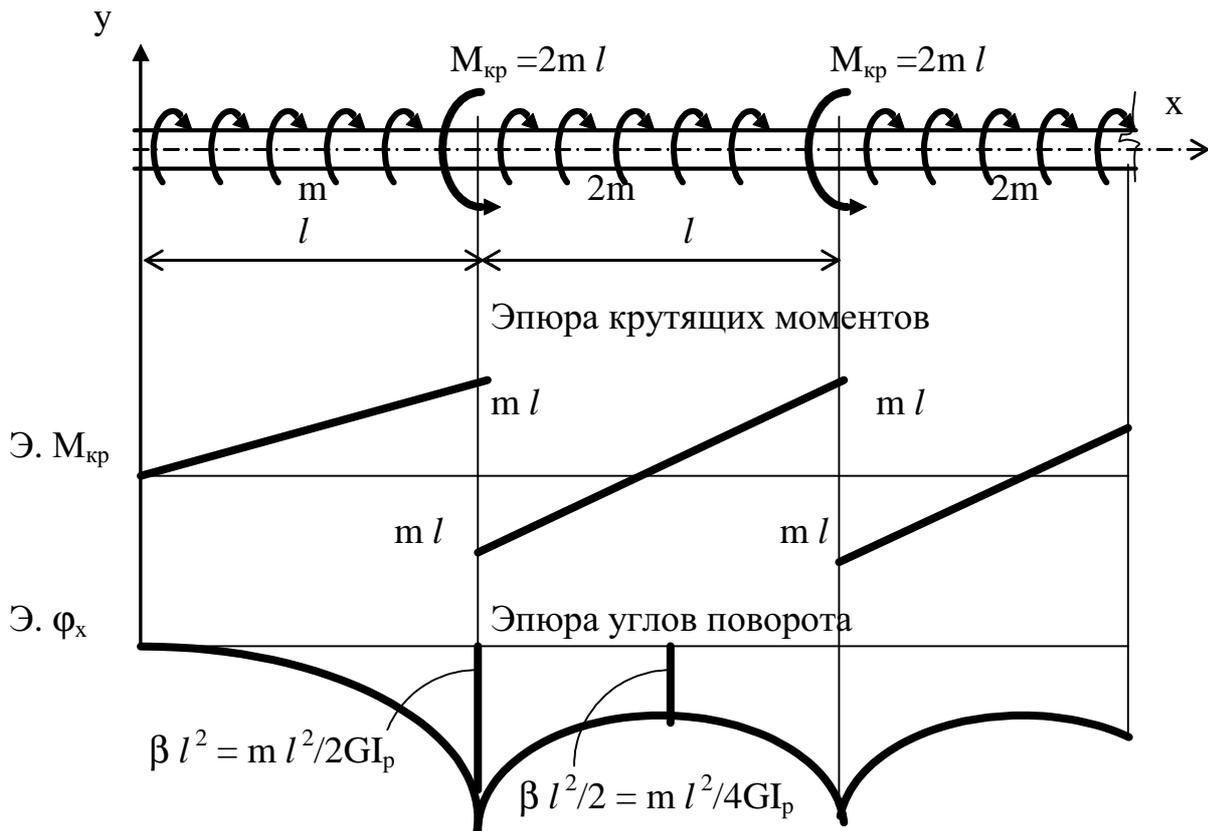


Рис. 3. Расчетная схема поворота трубопровода

определяющее изменение угла поворота трубопровода между захватными устройствами. Из анализа этих результатов следует, что при выполнении профилактического поворота первое захватное устройство необходимо расположить в начале пораженного участка трубопровода. Зная характеристики трубопровода и размеры канавки в поперечном сечении, назначают минимально необходимый угол, на который следует повернуть трубопровод. Увеличив этот угол на 15...20 %, определяют начальный угол поворота (рис. 4) для первого сечения. Принимая расстояние между поворотными механизмами $l_m = 0,6l$, выполняют поворот пораженного участка трубопровода.

Рациональное расположение захватных устройств имеет несколько преимуществ по сравнению с применением наибольшего расстояния между ними, а именно:

- 1) минимальная разница между наибольшим и наименьшим углами поворота сечений трубопровода (15...20 %);

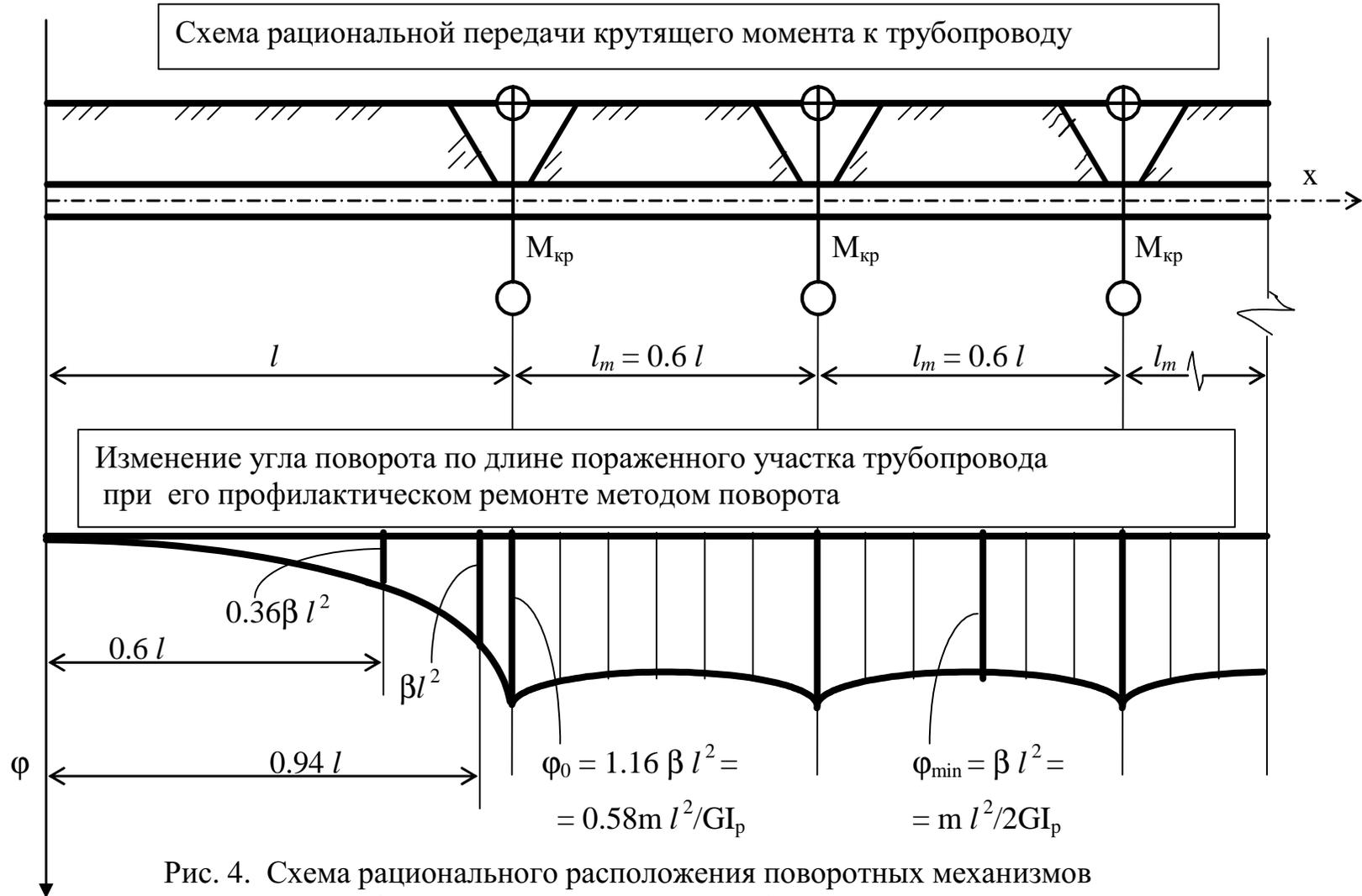


Рис. 4. Схема рационального расположения поворотных механизмов при выполнении профилактического ремонта трубопроводов методом поворота

- 2) возможность неоднократного применения метода поворота;
- 3) снижение остаточных деформаций;
- 4) уменьшение угла возврата под действием упругих деформаций.

Экспериментальные исследования по повороту надземного трубопровода 273x8 (НГДУ «Южносухокумское») показали следующее. При вертикальном расположении стрелы захватного устройства тяговая сила вызывает изгиб трубопровода одновременно с кручением; при достижении определенного угла поворота поперечное перемещение продолжается по направлению силы. При горизонтальном расположении стрелы захватного устройства имеет место поворот трубопровода с одновременным отрывом его от основания.

Эти обстоятельства требуют учета совместной деформации кручения и изгиба трубопровода при профилактическом повороте. Необходимо определить оптимальное расположение захватного устройства по отношению к направлению тяговой силы, при котором неизбежные поперечные деформации не превышают предельных величин.

Для решения некоторых задач, обозначенных выше, определено горизонтальное перемещение трубы под воздействием поперечной силы и изгибающего момента. Предельное сопротивление грунта перемещениям трубы в горизонтальной плоскости определялось как пассивное боковое давление грунта при расчетах подпорной стенки.

Для исследования изгибающих напряжений и зависимости поперечного перемещения от тяговой силы поворотного механизма рассматривался трубопровод с шарнирными опорами на концах, нагруженный сосредоточенной силой. При этом сопротивление изгибу оказывает сам трубопровод и отпор грунта. Поперечное перемещение трубопровода возможно только при удлинении трубопровода, следовательно, поперечная сила вызывает растягивающее внутреннее усилие в поперечном сечении трубы.

В работе получена формула для определения предельных напряжений в сечении трубопровода, в зависимости от перемещений:

$$\sigma = E \left(\frac{1}{\cos(x/z)} - 1 \right) \left[1 + \frac{Ax}{W} \left(\frac{\sin(x/z)}{(x/z)} - \cos(x/z) \right) \right].$$

Для наглядности и удобства в практическом применении были выполнены численные примеры по определению горизонтального перемещения трубопровода, под воздействием поперечной силы. В работе эти результаты приведены в виде графической зависимости относительного перемещения x/z от поперечной силы F , для различных диаметров. Определение напряжений по полученной формуле для различных величин x/z показывает, что при малых и одинаковых относительных перемещениях напряжения для различных диаметров практически не отличаются. Эта разница находится в пределах 5%.

Кривизна ρ оси трубопровода оказывает существенное влияние на изменение крутящего момента T по длине x (рис.5). В работе получена зависимость для определения T при известном начальном крутящем моменте $M_{кр}$ и реактивном моменте грунта поворота трубы m , которая имеет вид

$$T(\theta) = M_{кр} \cos \theta - m\rho\theta \cos(\theta/2).$$

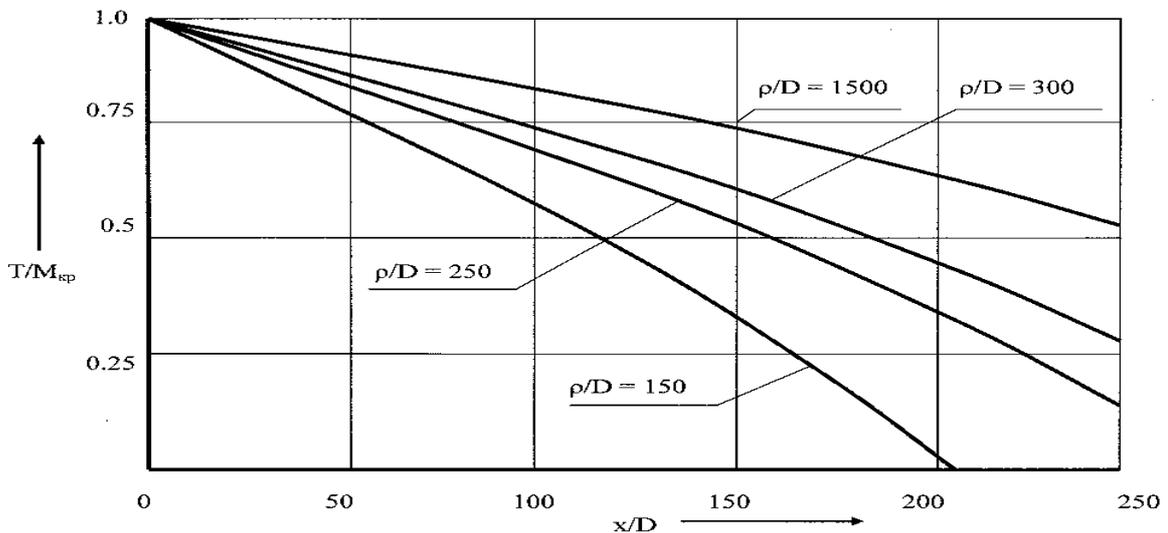


Рис. 5. Изменение крутящего момента по длине криволинейного трубопровода

Безопасность эксплуатации трубопровода при рабочем давлении после выполнения поворота зависит от эквивалентных напряжений, возникающих в стенке трубы, зависящих от относительного угла закручивания. Влияние

поворота трубопровода на эквивалентные напряжения покажем графически на примере трубы 325x10 (рис. 6).

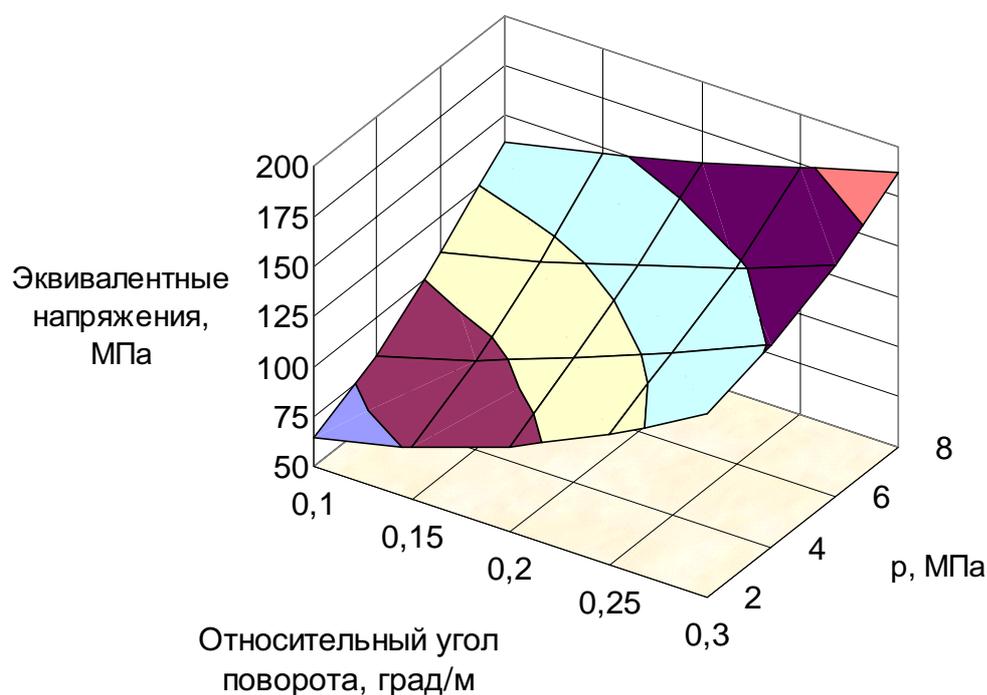


Рис. 6. Изменение эквивалентных напряжений в стенке трубопровода 325x10 при кручении для разных значений внутреннего давления

В третьей главе приведены результаты исследований процесса взаимодействия трубопровода с грунтом, которые позволяют определять предельные параметры, характеризующие защемление трубы грунтом, необходимые для практического использования аналитических зависимостей, описывающих изменение угла поворота и распределение крутящего момента по длине трубопровода.

При определении основных технологических параметров для выполнения профилактического поворота заглубленных трубопроводов используется ряд физических характеристик грунтов, многие из которых приведены в справочной литературе. Однако имеющиеся характеристики грунта не позволяют с достаточной для практических расчетов точностью описывать процесс взаимодействия трубы с грунтом при повороте.

Исследования взаимодействия трубы с грунтом были проведены в лабораториях УГНТУ, а также на промышленных трубопроводах НГДУ «Федоровскнефть», «Аксаковнефть» и «Южносухокумское».

Так как эксперименты проводились на моделях, имеющих те же деформативные свойства, что и натурные трубы, то из теории моделирования и подобия следует, что геометрические размеры модели должны быть равны натурным, то есть эксперименты должны проводиться на натурном трубопроводе. Следовательно, в данном случае необходимо использовать моделирование на основе расширенного подобия, то есть подобия модели и природы не по всем, а только по наиболее интересующим параметрам. При изучении взаимодействия трубопровода с грунтом исследовались распределение угловых перемещений, усилий и напряжений по длине поворачиваемого трубопровода. Геометрические и деформативные свойства трубы оценивались ее жесткостью.

Лабораторные опыты проводились в восьмиметровом лотке, высотой 40 см и шириной 70 см. В качестве грунта использовался песок. Плотность песка в рыхлом состоянии составляла 1570 кг/м^3 , угол внутреннего трения 30 градусов.

Общая схема установки представляет собой трубу, уложенную на заданную глубину h_0 в грунтовый лоток. Крутящий момент передавался на трубу через барабан, жестко соединенный с нею фланцем. Создание пары сил позволяло передавать на трубу только крутящий момент (без изгиба). Линейные перемещения образующей трубы измерялись прогибомерами с ценой деления 0.01 мм, которые позволяли измерять величины перемещений без ограничения. При повороте трубы относительно своей продольной оси на угол φ намотанная на трубу нить сойдет с ее дуги длиной φD_n . Эта величина и составляет приращение отсчета по прибору. Крутящий момент возрастает до предельного значения $M_{пр}$, при котором труба проворачивается в грунте без дальнейшего увеличения нагрузки, что соответствует предельному сопротивлению грунта, окружающего трубу. Глубина заложения трубы

задавалась отношением h_0/D_H , равным 1, 2 и 3, что соответствует реальным условиям прокладки трубопроводов.

Зависимость $M_x - \varphi_x$ параболическая. В процессе нагружения происходит как закручивание трубы, так и ее поворот как жесткого целого. При разгрузке концевое сечение остается неподвижным, т.е. происходит только раскручивание трубы, а как жесткая целая она не проворачивается.

Характер заземления подземного трубопровода в реальных условиях отличается от лабораторных результатов, поэтому были выполнены исследования на промышленных трубопроводах. Из большого числа экспериментальных зависимостей на рис. 7 и 8 показаны зависимости крутящего момента от угла поворота для трубопроводов диаметрами 219 и 325 мм соответственно, которые проводились в суглинках, при разной глубине заложения. На основе обработки результатов экспериментов подтверждена упругопластическая модель взаимодействия поворачивающегося трубопровода с грунтом, предложенная ранее для песчаных грунтов.

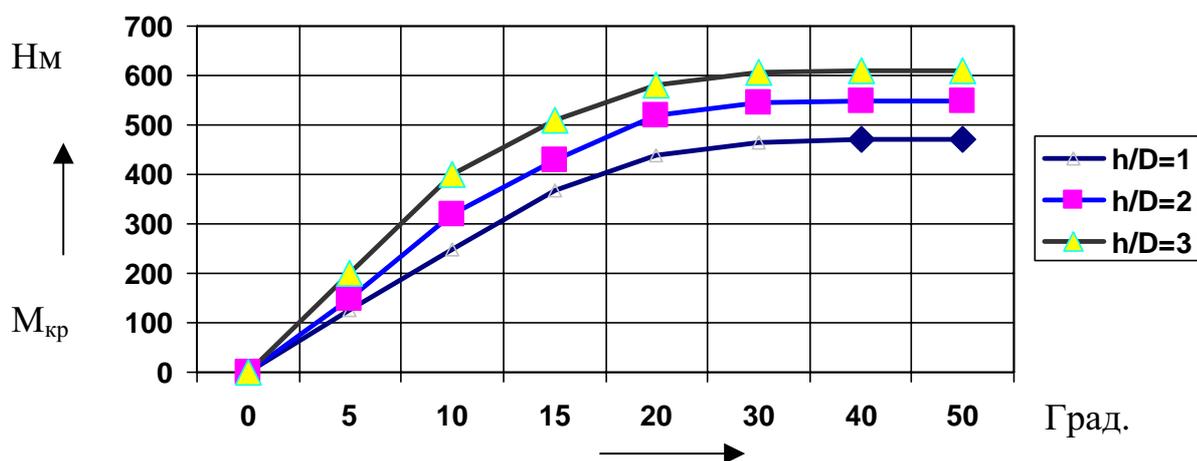


Рис. 7. Зависимость угла поворота от крутящего момента, $D_H = 219$ мм. В зависимости от величины угловых перемещений взаимодействие трубы с окружающим его грунтом может быть упругим и упруго-пластическим. Самой простейшей расчетной моделью грунта при этом является линейная модель. Использование нелинейной модели позволяет повысить точность

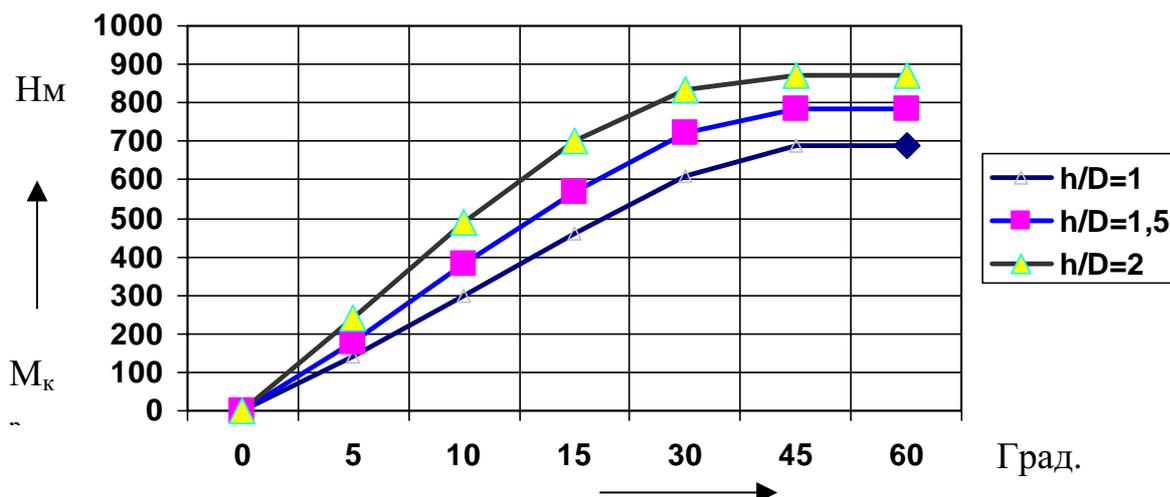


Рис. 8. Зависимость угла поворота от крутящего момента, $D_n = 325$ мм

результатов расчета. По диаграммам зависимости сопротивления грунта от угловых и продольных перемещений были выделены три участка. Первый участок соответствует стадии, на которой между сопротивлением и перемещением имеется почти линейная зависимость. Это первая фаза напряженного состояния грунта - фаза уплотнения, когда грунт уплотняется и приобретает свойства упругого тела. На втором участке пропорциональность между сопротивлением и перемещением нарушается, что соответствует второй фазе, на которой доля упругих деформаций уменьшается и происходит нарастание остаточных деформаций. На третьем участке - прямая, которая характеризует равномерное перемещение трубы. Это третья фаза напряженного состояния грунта. Она характеризует работу грунта в стадии предельного равновесия, т.е. когда между трубой и грунтом установилась пластическая связь.

Качественный характер взаимодействия трубопровода и грунта при угловых и продольных перемещениях можно описать следующей схемой. До возникновения состояния предельного равновесия происходит деформация структуры грунта, и касательные напряжения являются функцией перемещений. При дальнейшем росте перемещений касательные напряжения

остаются постоянными, причем их максимальная величина ограничивается напряжением сдвига грунта, а минимальная - трением структуры.

По результатам экспериментов можно сделать вывод, что характер взаимодействия трубопровода с грунтом при продольных и угловых перемещениях примерно одинаков, и зависимость сопротивления грунта от угловых перемещений в области упругопластических деформаций выражается перемещением, соответствующим предельному сопротивлению грунта закручиванию. Обобщенный коэффициент сопротивления характеризует упругую связь между трубопроводом и окружающим его грунтом.

Используя зависимости касательных напряжений τ от угловых перемещений φ , были определены средние значения коэффициентов сопротивления грунта кручению k_φ для различных значений углов поворота.

Практика выполнения поворотов участков трубопроводов длиной от 300 до 6000 м, проложенных в песчаных и суглинистых грунтах, диаметрами до 325 мм позволяют утверждать о возможности выполнения поворота промышленных трубопроводов без разрезки. Последующее наблюдение за повернутыми трубопроводами при их эксплуатации показывает, что предложенный метод обеспечения их безопасной работы является эффективным, а использованные при повороте трубы технологические параметры справедливы.

Первые промышленные исследования по изучению характера распределения угла поворота φ по длине подземного трубопровода и проверка теоретических исследований были проведены на промышленном трубопроводе длиной 850 м и диаметром 219 мм НГДУ “Федоровскнефть” (рис. 9). Было показано, что в зависимости от угла поворота сечения трубопровода его упругий возврат составляет до 20 % и зависит от длины участка.

Схема поворота трубопровода без разрезки является предпочтительной и экономически более эффективной. В некоторых случаях возможно выполнение поворота без остановки перекачки, например, водоводы. Поэтому ряд

экспериментов по повороту трубы выполнялись в ходе профилактического ремонта трубопроводов методом поворота на заранее подготовленных прямолинейных участках. Характерные зависимости углов поворота от длины подземного трубопровода (без разрезки) приводятся на графике (рис.10).

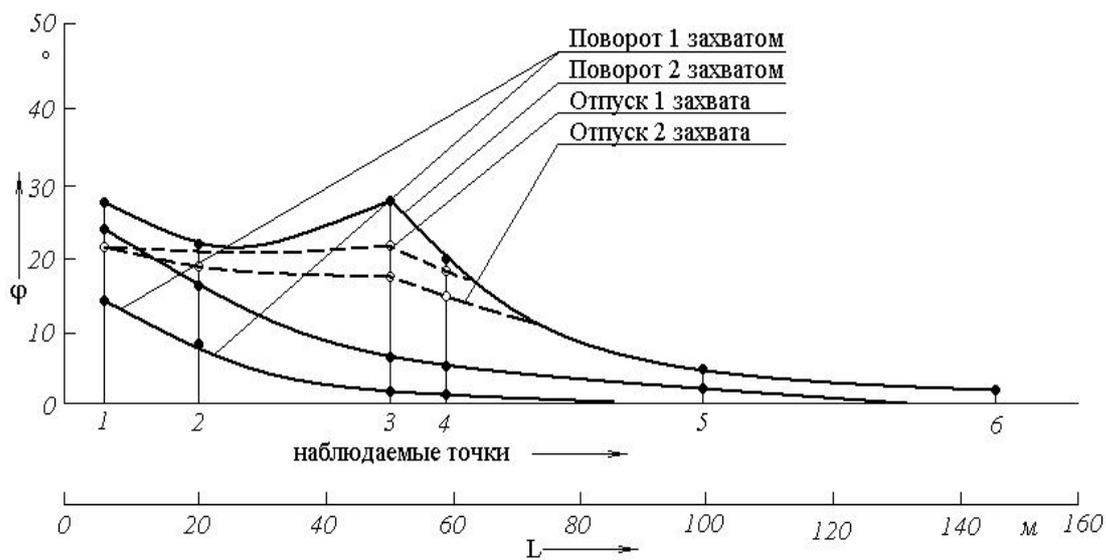


Рис. 9. Экспериментальная зависимость угла поворота от длины поворачиваемого участка на разных стадиях наблюдения ($D_H=219 \times 5$)

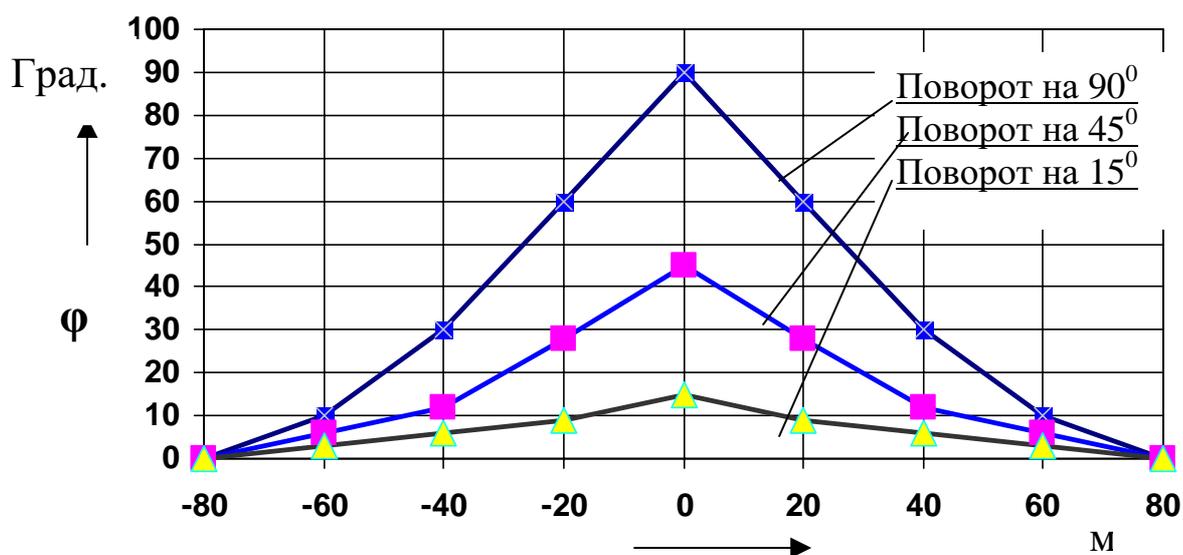


Рис. 10. Экспериментальная зависимость угла поворота трубопровода от длины, $D_H = 325$ мм: грунт – суглинок; глубина заложения – 0.7 м; поворот одним захватным устройством, без разрезки трубы

За начало отсчета принято сечение трубопровода, где установлено захватное устройство и выполняется поворот на заданный угол поворота.

Поворот начального сечения трубопровода выполнялся на заданный угол: 15, 30, 45 и 90°, при каждом значении измерялись углы поворотов наблюдаемых сечений по длине. Приведенные на графиках эпюры углов поворота трубопровода по длине отличаются от теоретических на 10-12 %. В то же время практические значения крутящих моментов прикладываемых для поворота сечений на определенный угол оказались меньше, чем теоретические. Эта разница тем больше, чем больше угол поворота (рис. 11). Это объясняется образованием свода естественного равновесия, который не учитывается в теоретических зависимостях и в лабораторных экспериментах.

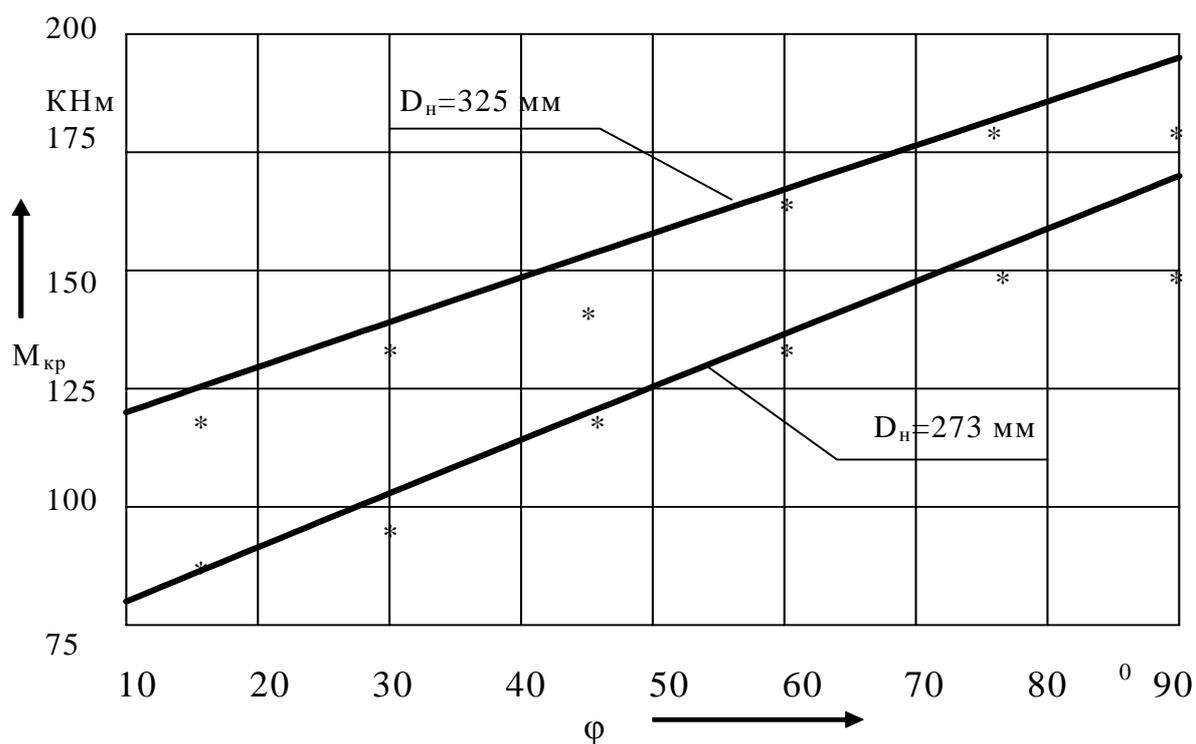


Рис. 11. Зависимость угла поворота сечения трубопровода от крутящего момента

Четвертая глава посвящена разработке технологических схем и технических средств выполнения поворота трубопровода с «канавочным» износом.

Предлагаемый метод обеспечения безопасной эксплуатации трубопроводов с «канавочным» износом заключается в том, что на пораженном участке трубопровод поворачивают относительно его продольной оси на некоторый угол φ , зависящий от размеров канавки. В результате, имеющаяся канавка перемещается из зоны интенсивного разрушения в зону, защищенную от образования канавки. Остаточная толщина стенки трубопровода в области канавки до выполнения поворота должна быть не меньше допускаемой из условия безопасной эксплуатации трубопровода.

Поворот трубопровода осуществляется передачей крутящего момента от захватного устройства к трубопроводу за счет сил трения между ними. Для этого захватное устройство фиксируется на заданном сечении трубы (рис. 12) и обжимает его так, чтобы при его повороте с помощью силового механизма (трактор, трубоукладчик и др.) поворачивалось и сечение трубы, на которое оно установлено. При этом участок трубопровода определенной длины повернется. Эта длина принимается за расстояние до следующего сечения l_m , где необходимо установить захватное устройство (рис. 13). После поворота второго сечения первое захватное устройство снимается и устанавливается на третье сечение и выполняет его поворот. Так, последовательно или одновременно, в зависимости от характеристик и длины пораженного участка трубопровода, осуществляют его поворот. Теперь имеющаяся канавка на всем пораженном участке выведена на боковую поверхность и защищена от дальнейшего интенсивного износа.

На примере подземного трубопровода 325x7, проложенного в песчаном грунте, показана последовательность определения необходимых и безопасных для поворота параметров. В зависимости от ширины канавки определяется минимально необходимый угол поворота трубопровода φ_{min} , исключаящий

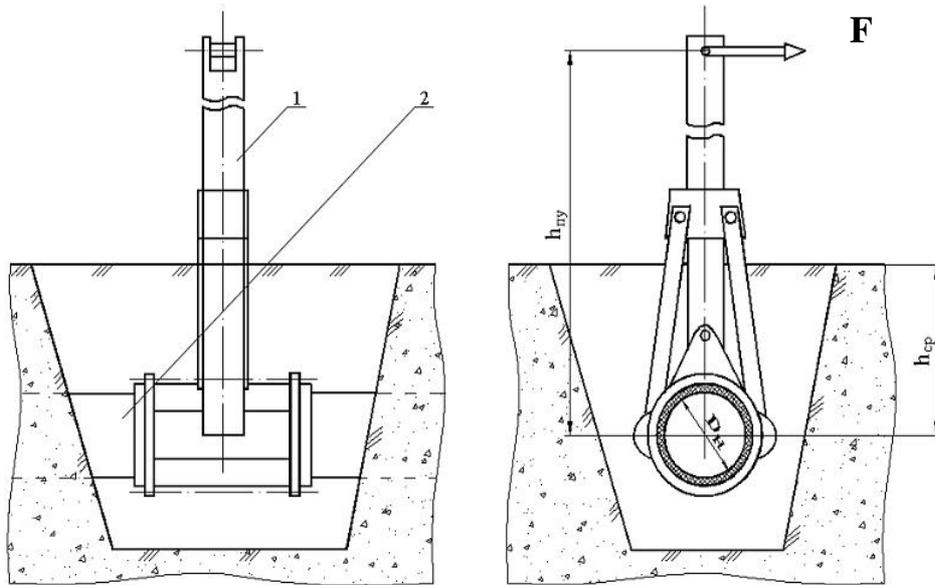


Рис. 12. Схема передачи крутящего момента на подземный трубопровод:
1 – захватное устройство; 2 – трубопровод

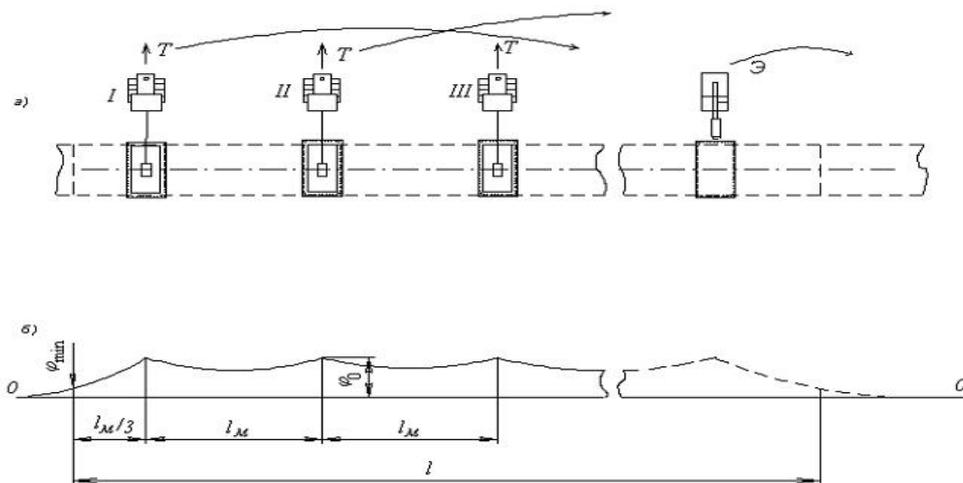


Рис. 13. Технологическая схема поворота трубопровода без разрезки:
а – расположение поворотных механизмов; б – эпюра угла поворота

дальнейшее углубление канавки. В данном примере, при ширине канавки до 35 мм, минимальный угол поворота принят 25° . По полученным аналитическим зависимостям угла поворота и крутящего момента от длины трубопровода при его кручении определяем расстояние l_m , на которое по обе стороны от поворачиваемого сечения распространяется угол поворота и крутящий момент. Ниже (рис. 14 и 15) представлены графики этих зависимостей.

Максимальный начальный угол поворота φ_0 определяется по графической зависимости угла поворота трубопровода от его длины L (см. рис. 14). Точки, ограничивающие кривые, указывают на предельные углы поворотов для соответствующих труб. При толщине стенки трубопровода 7 мм начальный угол поворота $\varphi_0 = 35^\circ$. По известным φ_0 и φ_{min} , используя графическую зависимость $\varphi - L$, находим безопасное расстояние между поворотными механизмами $l_m = 100$ м и длину поворачивающегося участка $L = 120$ м.

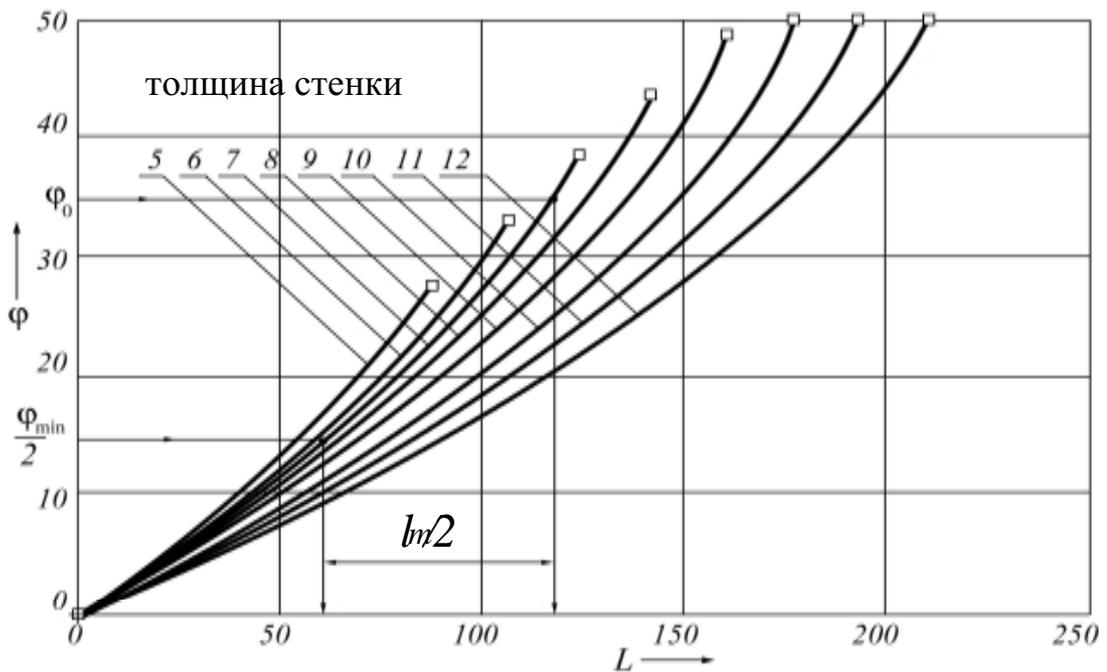


Рис. 14. График зависимости $\varphi - L$ для трубопровода с $D_H = 325$ мм

По длине L , используя номограмму (см. рис. 15), определяем требуемый и безопасный для выполнения поворота крутящий момент $M_{кр} = 125$ кНм, передаваемый поворотными механизмами через захватное устройство к сечению трубопровода. Номограмма построена для труб различных диаметров и толщин стенок. Пунктирные линии номограммы указывают на предельные величины крутящих моментов. Зная величину $M_{кр}$, из графика (рис. 16) определяем давление обжатия в захватном устройстве $p = 8.2$ МПа, где для соответствующих толщин стенок пунктиром ограничены величины предельных давлений, опасных для трубопровода.

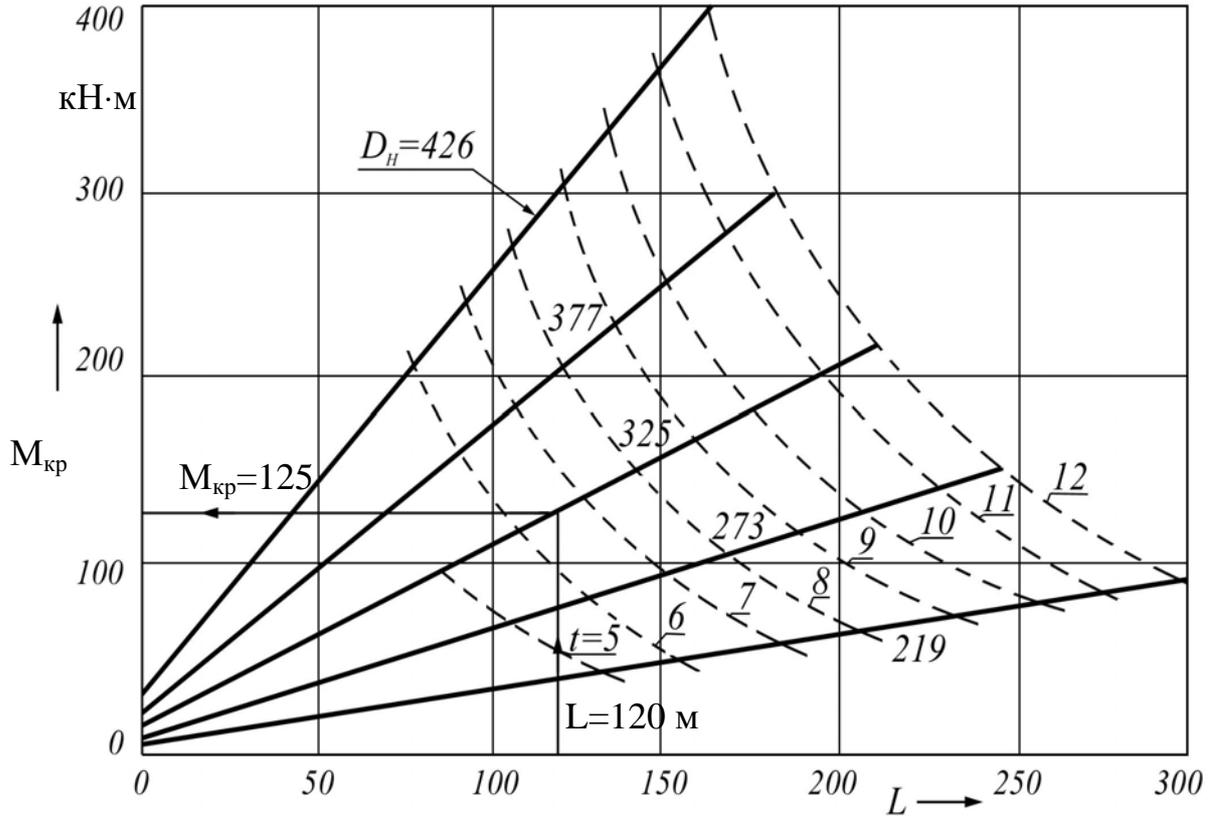


Рис. 15. Номограмма для определения крутящего момента $M_{кр}$ в зависимости от длины поворачиваемого участка L

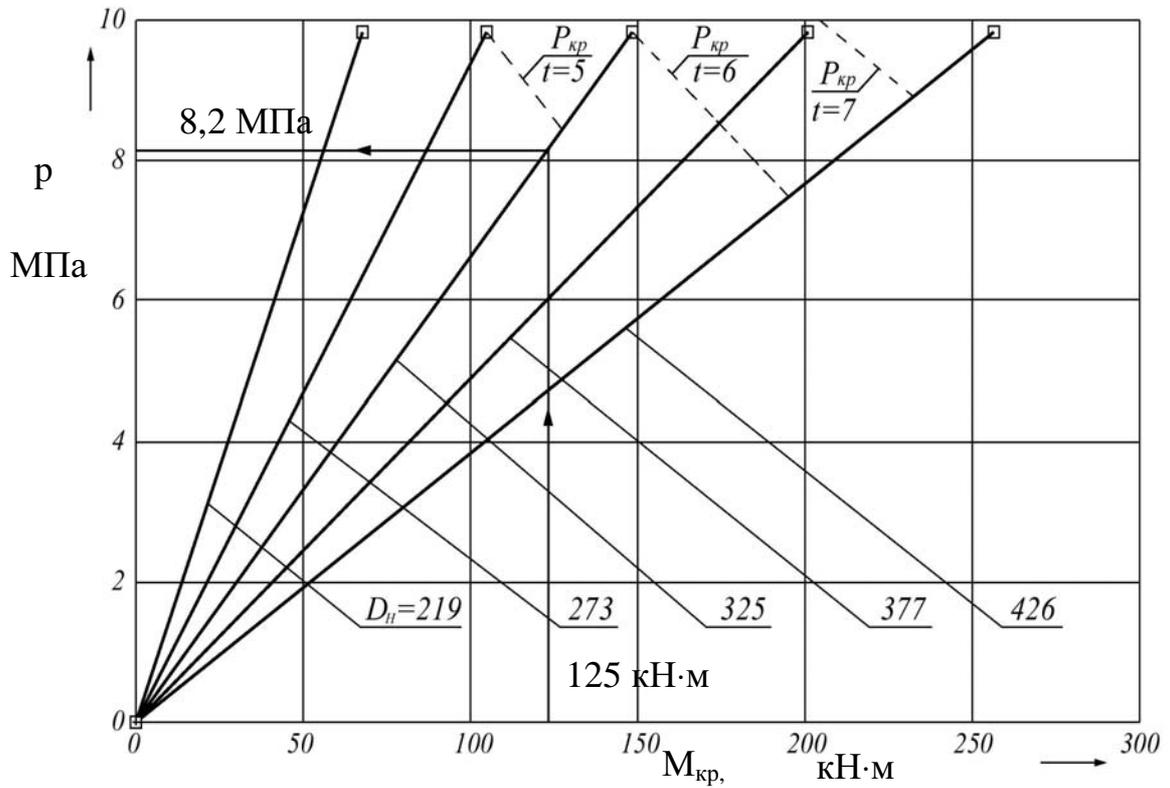


Рис. 16. Графики зависимости $p - M_{кр}$

Экспериментальная проверка изменения углов поворота подземного трубопровода в реальных условиях показывает консервативность теоретических зависимостей (рис. 17). При одинаковых величинах крутящего момента угол поворота по длине трубопровода в реальных условиях больше на 5...20 %, чем его теоретическое значение, и тем больше, чем больше угол поворота. Это вызвано образованием грунтовой оболочки вокруг трубопровода вследствие циклических деформаций, вызванных изменением внутреннего давления в трубе в процессе эксплуатации.

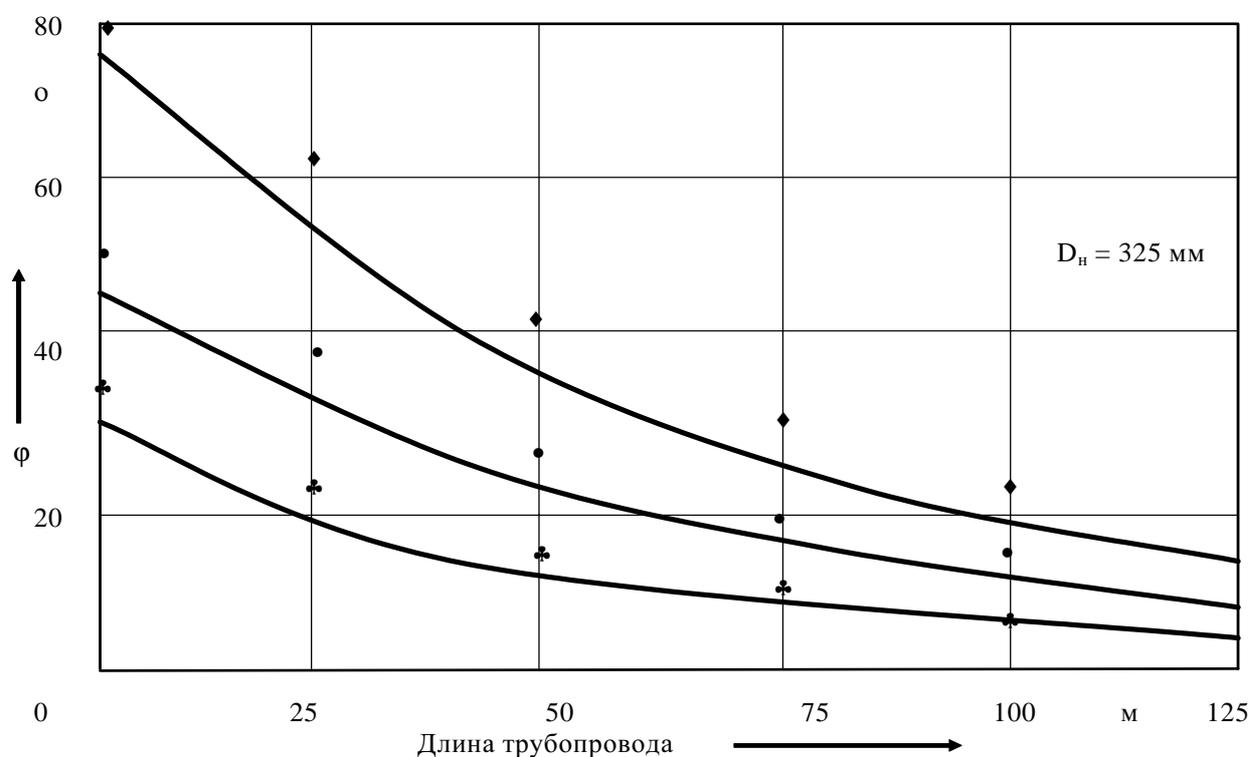


Рис. 17. Зависимость угла поворота подземного трубопровода от его длины

В работе приведен алгоритм реализации предлагаемого метода профилактического поворота трубопровода (рис. 18).

В этой же главе предложены конструкции захватных устройств, для поворота трубопровода: механическая, пневматическая и гидравлическая. Рассмотрены теоретические и экспериментальные исследования их работоспособности. Особенностью гидравлического захватного устройства (рис.19) является то, что оно универсальное для ряда диаметров, за счет сменных накладок, работает как навесное оборудование экскаватора, управляется из кабины машиниста и

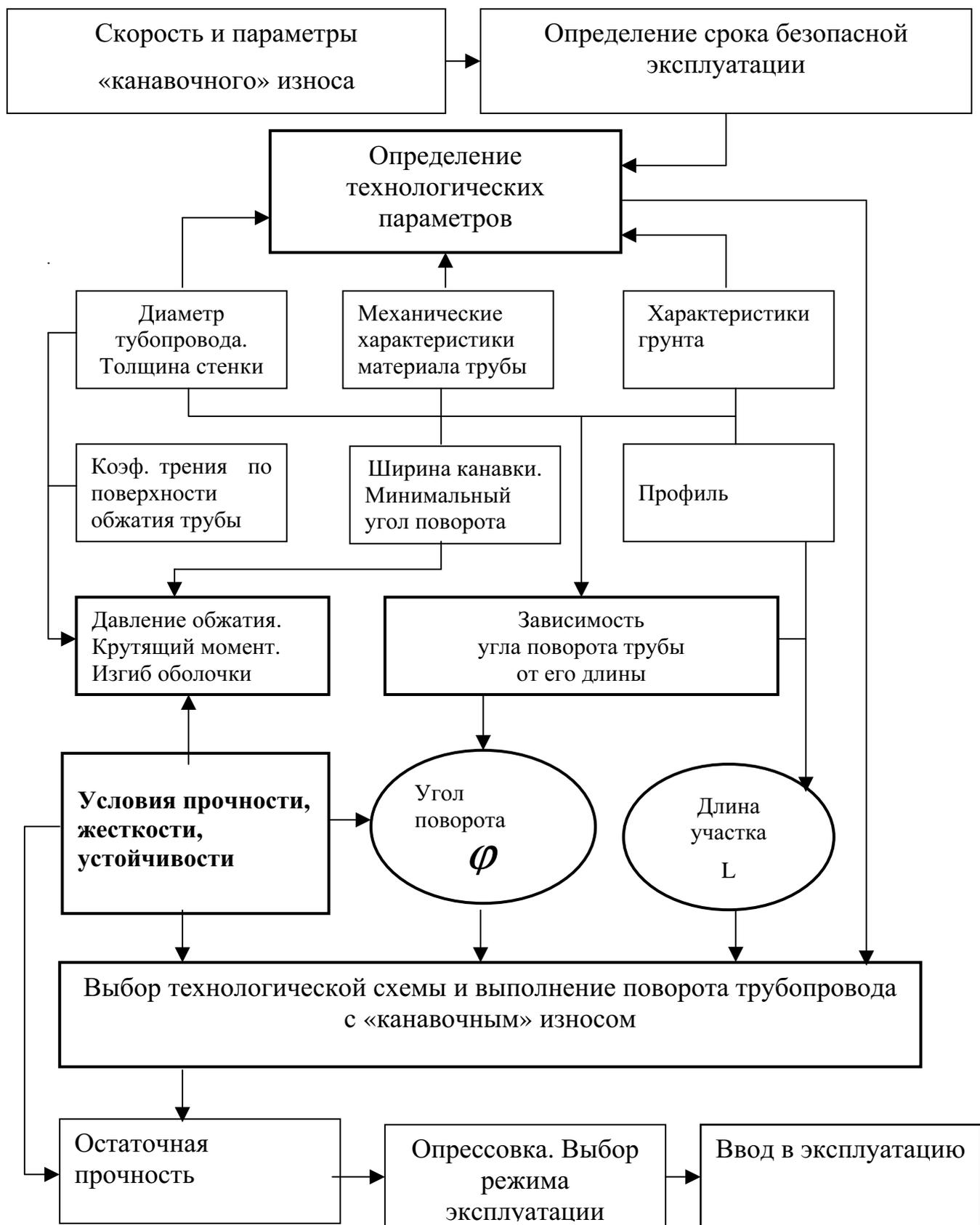


Рис. 18. Алгоритм определения параметров профилактического поворота

требует наименьших трудозатрат при эксплуатации. Показано, что путем обжатия поверхности трубопровода захватное устройство развивает и безопасно передает трубопроводу необходимый для поворота крутящий момент.

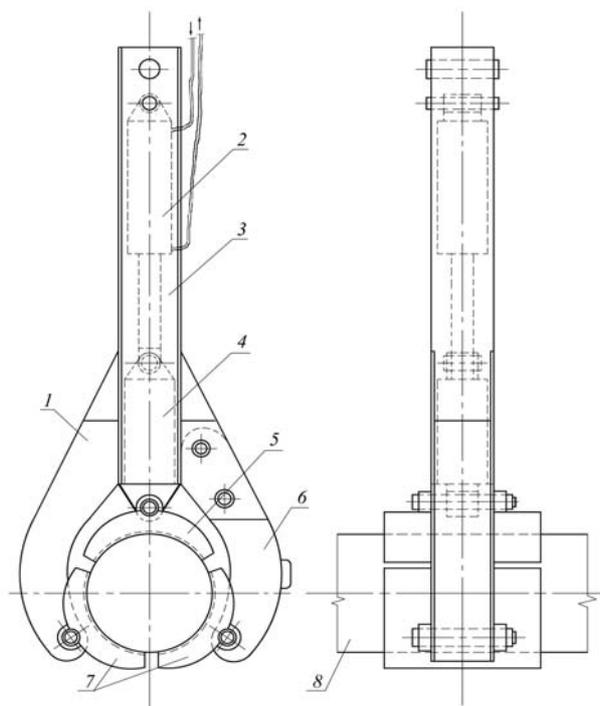


Рис. 19. Схема гидравлического захватного устройства: 1-корпус; 2-гидроцилиндр; 3-стойка корпуса; 4-шток направляющий; 5,7-фрикционные накладки съемные; 6-затвор замыкающий; 8-трубопровод

Пятая глава посвящена определению срока безопасной эксплуатации промышленных трубопроводов, подверженных «канавочному» износу.

Проблема определения ресурса трубопроводов, в условиях воздействия агрессивных коррозионных сред нефтяных и газовых промыслов, является одной из важнейших, поскольку направлена на предотвращение аварийных отказов и связанных с ними ремонтно-восстановительных работ.

Теория и практика моделирования коррозионных процессов трубопроводов наиболее подробно освещены в работах И.Г. Абдуллина, Д.Е. Бугая, А.Г. Гареева, Э.М. Гутмана, В.Ф. Новоселова, П.И. Тугунова, Л.Я. Цикермана и др. Обобщены и классифицированы основные, известные математические модели.

Так как «канавочное» разрушение носит сложный характер, то весьма трудно применить существующие подходы к определению скорости коррозии к конкретным промышленным условиям, где факторов, прямо или косвенно влияющих на механизм износа трубопроводов, множество.

Совместно с лабораторией коррозии АО «Дагнефть» были выполнены замеры на разных промышленных трубопроводах по определению количества выноса железа перекачиваемым продуктом. При различных режимах эксплуатации, обводненности нефти, его химическом составе и температуре замерялось содержание ионов железа в перекачиваемом продукте, как основного показателя информативности перекачиваемой жидкости. Замеры проводились в течение всего года, в начале и в конце каждого исследуемого участка трубопровода. Фактором, имеющим важное информационное свойство перекачиваемого продукта, является обводненность. По этому показателю была собрана и обработана обширная база данных. Она позволяет исследовать влияние обводненности перекачиваемого продукта на динамику выноса железа и коррозионную активность среды. Обводненность перекачиваемого продукта на месторождении «Димитровская» находится в пределах 47-55 %, в то время как количество выносимого железа для разных трубопроводов этого месторождения отличается в несколько раз. Следовательно, динамика выноса железа, хотя и определяется обводненностью, является величиной, зависящей еще от ряда других параметров перекачиваемой жидкости. Установить приемлемую математическую зависимость скорости коррозии промышленных трубопроводов от обводненности перекачиваемой жидкости не удалось.

Исследуемые трубопроводы эксплуатируются в условиях низкой концентрации сероводорода, при $\text{pH} \approx 5,5$ и средней обводненности 50 %. Принимая постоянным влияние этих параметров на скорость коррозии, была получена эмпирическая зависимость максимальной скорости «канавочного» износа от средней скорости коррозии и скорости течения жидкости.

Для определения межремонтного периода установлена взаимосвязь между рабочим давлением в трубопроводе p , допускаемым напряжением для металла трубы $[\sigma]$ и сроком безопасной эксплуатации T .

В качестве примера представлены графические зависимости срока безопасной эксплуатации трубопровода T от скорости «канавочного» износа (рис. 20). Приняты следующие исходные данные: диаметр трубопровода и толщина стенки 325x10 мм; параметр «канавочного» износа $\alpha_k = 2,6 \cdot 10^{-2}$; рабочее давление в трубопроводе $p = 4; 6; 8$ МПа; скорость потока $v_n = 0,42 \dots 0,5$ м/с; объем выноса железа $V_{Fe} = 48 \dots 62$ мг/л; допускаемое напряжение $[\sigma] = 220$ МПа.



Рис. 20. Зависимость срока безопасной эксплуатации трубопровода от скорости «канавочного» износа

Из графиков видно, что при скорости коррозии 1 мм/год и рабочем давлении 4 МПа межремонтный период данного трубопровода составляет 6,9 лет; если при этих же условиях эксплуатации рабочее давление равно 8 МПа, то срок службы трубопровода снизится до 4 лет.

Данные по отказам по причине «канавочного» износа трубопроводов АО «Дагнефть» удовлетворительно согласуются с полученными эмпирическими

зависимостями. Например, на трубопроводе №7, введенном в эксплуатацию в 1996 г., первый отказ по причине «канавочного» износа был зафиксирован через 5 лет, расчетный межремонтный период равен 4,6 лет. В сентябре 2001 года после 8 отказов по низу трубы был выполнен профилактический поворот поврежденного участка. В течение 15 месяцев наблюдения на данном трубопроводе порывов не было.

По данной методике был определен межремонтный период для низконапорного водовода (ГКНС-КНС-3 НГДУ «Аксаковнефть») диаметром 325 мм и протяженностью 6676 м. Трубопровод был построен в 1984 г. Первые три отказа по нижней образующей были зафиксированы в 1995 г. При снижении скорости потока в 1999-2000 гг. было зафиксировано 29 отказов по низу трубы. Расчетный межремонтный период, при средних значениях скорости потока, составил 13 лет. В августе 2000 г. был выполнен профилактический поворот с последующей опрессовкой. На данном трубопроводе за 26 месяцев наблюдений после поворота порывов обнаружено не было.

Срок безопасной эксплуатации трубопровода (без применения поворота), подверженного «канавочному» разрушению, определяется в зависимости от предельной остаточной толщины стенки трубы t_{np} следующим выражением: $T_{np} = (t - t_{np}) / v_k^k$. Применение предлагаемого метода поворота трубопровода n раз, по мере углубления канавки до минимально допускаемой толщины стенки $[t_k]$, позволяет увеличить срок безопасной эксплуатации промышленных трубопроводов T_{np}^n в 2...3 и более раз (в зависимости от ширины канавки и ее формы).

ОБЩИЕ ВЫВОДЫ

1. Повышенный запас прочности промышленных трубопроводов, заложенный в процессе проектирования, позволяет осуществить поворот трубы на участках, подверженных «канавочному» износу, с целью вывода изношенных участков из зоны интенсивного взаимодействия с коррозионно-механической средой. Выполненными расчетами, используя теорию

тонкостенных оболочек и механику грунтов, экспериментальными исследованиями и практической реализацией разработанной технологии доказана возможность выполнения поворота как наземного, так и подземного трубопроводов. Применение специальных захватных устройств позволяет исключить потерю устойчивости формы как за счет внешнего обжатия, так и за счет кручения вследствие сопротивления грунта.

2. Выполнение профилактического поворота подземного и наземного трубопроводов, подверженных «канавочному» износу, безопасно для их последующей эксплуатации. Наличие канавки шпоночного типа более опасно, чем канавка серповидной формы, т.к. возникают краевые изгибающие моменты и концентрации напряжений. Эквивалентные напряжения в стенке трубы от выполнения поворота увеличиваются лишь на 5...15 % на каждые 0.5 град/м относительного угла закручивания и тем больше, чем меньше давление и толщина стенки трубопровода. Ограничение эквивалентных напряжений в стенке трубы в пределах упругости выполняется с учетом износа, деформации кручения, внутреннего давления, воздействия захватного устройства и грунта. Невозвратные относительные деформации кручения подземного трубопровода за счет сопротивления грунта не превышают 20 %, что безопасно для последующей его эксплуатации. Безопасное выполнение поворота наземного трубопровода обеспечивается ограничением поперечного перемещения меньше 1 % от длины поворачиваемого участка.

3. Расстояние между захватными устройствами при повороте трубопровода определяется законом изменения угла закручивания по длине. Выявлена параболическая зависимость угла поворота подземного трубопровода по длине, которая передается от поворачиваемого сечения на расстояние до 300 м в зависимости от диаметра трубы, толщины его стенки, кривизны продольной оси и заземления грунтом. Заземление трубопровода грунтом определяется обобщенным коэффициентом сопротивления и предельными касательными напряжениями. Зависимость обобщенного коэффициента сопротивления грунта от поворота трубы гиперболическая и тем меньше, чем меньше глубина заложения трубы и больше угол поворота. Предельные касательные напряжения по контакту труба-грунт линейно зависят от угла поворота при малых величинах (до $5...10^0$) и тем больше, чем больше угол; принимают постоянное значение (тем большее, чем больше глубина заложения трубопровода) при углах больше 10^0 .

4. Условием безопасного выполнения поворота трубопровода является отношение крутящего момента на захватном устройстве к сопротивлению трубопровода кручению, которое должно быть больше единицы. При этом крутящий момент на захватном устройстве должен быть меньше предельного, определяемого из условия смятия и среза трубы. Расчеты по данному условию показывают: напряжения в стенке трубы от действия захватного устройства с учетом краевого эффекта и износа не превышают 160 МПа, а радиальные перемещения – 1/200 наружного диаметра трубы, если принять оптимальное

расстояние между захватными устройствами. Следовательно, разработанные захватные устройства обеспечивают безопасное выполнение поворота трубы.

5. Разработана методика определения срока безопасной эксплуатации трубопроводов с учетом следующих факторов: скорость потока, обводненность перекачиваемой жидкости, ее химический состав и содержание ионов железа. Определяющим для увеличения скорости «канавочного» износа фактором оказалась скорость перекачиваемой жидкости, даже при большей ее обводненности, но одинаковом содержании технологических отложений и мехпримесей. И чем меньше скорость потока, тем больше скорость «канавочного» износа и достигает 1...2 мм/год при скорости потока меньше 0.5 м/с. Срок выполнения поворота трубопровода зависит от рабочего давления и допускаемой толщины стенки в области канавки. По предложенной методике для трубопровода 325x10 при скорости коррозии 1 мм/год и давлении 4 МПа межремонтный период составляет 6,9 лет, а при давлении 8 МПа – 4 года. Результаты расчетов по данной методике хорошо согласуются с данными о порывах труб. Общий срок безопасной эксплуатации трубопровода может быть увеличен в 2...4 раза и зависит от количества возможных поворотов трубы, определяемых шириной канавок и защитных перегородок между ними.

6. Технология безопасного поворота заключается в том, что поворот подземного трубопровода выполняется, не снижая его несущей способности, без разрезки, и вскрываются только места установки захватных устройств. По разработанной технологии было выполнено поворотов на 9 трубопроводах общей длиной более 60 км, подтверждено актами – 26.5 км. В настоящее время технология и технические средства поворота внедрены на нефтегазодобывающих предприятиях (АНК «НК «Башнефть», АО «НК «Роснефть» - Дагнефть» и др.) в качестве основного и экономически эффективного метода обеспечения безопасной эксплуатации трубопроводов, подверженных «канавочному» износу.

Основные результаты диссертации опубликованы в следующих работах:

1. Султанмагомедов С. М., Быков Л. И., Юсупов Ф. Ш. Способ профилактического ремонта промысловых нефтепроводов, подверженных «ручейковой» коррозии // Защита от коррозии и охрана окружающей среды: НТЖ. - М.: ВНИИОЭНГ, 1994.- №3.- С. 15-17.

2. Султанмагомедов С. М., Быков Л. И. Обоснование способа профилактического ремонта трубопроводов, подверженных канавочной коррозии // Защита от коррозии и охрана окружающей среды: НТЖ. - М.: ВНИИОЭНГ, 1995.- №4.- С. 10-12.

3. Султанмагомедов С. М., Быков Л.И. Повышение надежности нефтепроводов, подверженных канавочной коррозии// Проблемы нефтегазового комплекса России: Матер. Всерос. науч.-техн. конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1995. – С.121.

4. Султанмагомедов С. М. Сравнение коэффициентов сопротивления грунта кручению и продольным перемещениям трубопровода // Проблемы нефтегазового комплекса России: Матер. Всерос. науч.-техн. конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1995. – С.136.
5. Султанмагомедов С. М., Быков Л.И. Способ профилактического ремонта трубопроводов // Каталог научно-технических разработок УГНТУ. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1995. – С.78.
6. Султанмагомедов С. М. Повышение надежности нефтепроводов, подверженных канавочной коррозии: Автореферат дис... канд. техн. наук: 05.15.07. – Уфа, 1995. - 23 с.
7. Султанмагомедов С. М. Экспериментальное определение обобщенного коэффициента сопротивления грунта повороту трубы // Техническая диагностика, промышленная и экологическая безопасность: Матер. II Всерос. науч.-техн. конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1996. – С.50-51.
8. Султанмагомедов С. М., Быков Л.И. Профилактический ремонт нефтепроводов, подверженных канавочной коррозии // Техническая диагностика, промышленная и экологическая безопасность: Матер. II Всерос. науч.-техн. конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1996. – С. 67.
9. Султанмагомедов С. М., Бобрик Б.Ф. Конструкция кожуха теплоизолированных нефтепроводов // Техническая диагностика, промышленная и экологическая безопасность: Матер. II Всерос. науч.-техн. конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1996. – С. 66.
10. Султанмагомедов С. М., Быков Л.И. Взаимодействие подземного трубопровода с грунтом при профилактическом ремонте методом поворота // Нефть и газ: Межвуз. сб. науч. ст. -1997. - №1. – С. 170-172.
11. Султанмагомедов С. М. Определение несущей способности стальных сосудов и аппаратов, подверженных износу// СТП. Введен впервые 01.01.1997г./ ОАО «Дагнефть». – Махачкала, 1997. – 39 с.
12. Султанмагомедов С. М. Методика оценки напряженно-деформированного состояния трубопроводов с учетом канавочного износа// СТП. Введен впервые 01.01.1997г. /ОАО «Дагнефть». – Махачкала, 1997. – 53 с.
13. Султанмагомедов С.М. Влияние деформации кручения на напряженное состояние трубопровода// Проблемы строительного комплекса России: Матер. II Междунар. науч.-техн. конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1998. – С. 113.
14. Султанмагомедов С.М. Коррозионно-механические характеристики трубопровода при изменении рабочего давления / Проблемы нефтегазового комплекса России: Матер. Междунар. науч.-техн. конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1998. – С. 134.
15. Султанмагомедов С.М., Быков Л.И. Сопротивление грунта кручению и продольным перемещениям трубопровода // Проблемы нефтегазового комплекса России: Матер. Междунар. науч.-техн. конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1998. – С. 135.
16. Султанмагомедов С.М. Напряженное состояние цилиндрического стержня в зоне разрушения при растяжении // Проблемы нефтегазового

комплекса России: Матер. Междунар. науч.-техн. конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1998. – С. 136.

17. Султанмагомедов С.М., Быков Л.И., Юсупов Ф.Ш. Определение несущей способности трубопровода при наличии концентраторов напряжений // Проблемы нефтегазового комплекса России: Матер. Междунар. науч.-техн. конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1998. – С. 137.

18. Султанмагомедов С.М. Оценка напряжений в трубопроводе при закручивании // Роль ТЭК в жизнеобеспечении Российской Федерации: Сб. науч. тр. Конгресса нефтегазопромышленников России. – Уфа: ИПТЭР, 1998. – С. 44.

19. Султанмагомедов С.М. Влияние глубины заложения и веса трубопровода на предельные касательные напряжения грунта // Роль ТЭК в жизнеобеспечении Российской Федерации: Сб. науч. тр. Конгресса нефтегазопромышленников России. – Уфа: ИПТЭР, 1998. – С. 45.

20. Ibragimov M.M., Pyasov D.V., Soultanmagomedov S.M. The time of destruction a pipeline subject to ditch corrosion // Сб. тез. 49-й науч.-техн. конф., посвящ. 50-летию УГНТУ. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1998. - С.33.

21. Reshetnicov A.A., Andrianova Y.G., Soultanmagomedov S.M. Limiting shearing stress of a sandy ground // Сб. тез. 49-й науч.-техн. конф., посвящ. 50-летию УГНТУ. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1998. - С.35.

22. Ibragimov M.M., Soultanmagomedov S.M. Limiting shearing stress of a sandy ground // Сб. тез. 49-й науч.-техн. конф., посвящ. 50-летию УГНТУ. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1998. - С.34.

23. Юсупов Ф.Ш., Шувалов В.Ю., Султанмагомедов С.М. Расчеты на прочность и устойчивость трубопроводных конструкций: Методическое пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1998. – 25 с.

24. Султанмагомедов С.М. Выполнение профилактического ремонта трубопровода, подверженного канавочной коррозии совместно с капитальным ремонтом // Новоселовские чтения: Сб. тр. науч.-техн. конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1998. – С. 35.

25. Султанмагомедов С.М. Поворот криволинейного участка трубопровода относительно продольной оси // Новоселовские чтения: Сб. тр. науч.-техн. конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1998. – С. 36.

26. Быков Л.И., Шувалов В.Ю., Султанмагомедов С.М. Напряженно-деформированное состояние сложных участков трубопроводов // Новоселовские чтения: Сб. тр. науч.-техн. конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1998. – С. 24-27.

27. Султанмагомедов С.М. О возможности выполнения профилактического ремонта магистрального трубопровода, подверженного канавочной коррозии // Проблемы строительного комплекса России: Междунар. межвуз. сб. науч. тр. УГНТУ. – Уфа: Изд-во «Экономика и право», 1998. – С.48-49.

28. Султанмагомедов С.М. Внутренние силовые факторы и напряжения в сечении трубопровода с криволинейной продольной осью // Проблемы

строительного комплекса России: Междунар. межвуз. сб. науч. тр. УГНТУ. – Уфа: Изд-во «Экономика и право», 1998. – С.50-51.

29. Султанмагомедов С.М. Определение остаточного ресурса нефтепровода, подверженного канавочной коррозии // Сб. науч. ст., посвящ. 50-летию УГНТУ и 70-летию ОАО «Роснефть-Сахалинморнефтегаз». – Уфа: УГНТУ, 1999. – С. 78-80.

30. Султанмагомедов С.М. Расчет трубопровода под воздействием симметричной кольцевой нагрузки // Сб. науч. ст., посвящ. 50-летию УГНТУ и 70-летию ОАО «Роснефть-Сахалинморнефтегаз». – Уфа: УГНТУ, 1999. – С. 80-82.

31. Султанмагомедов С.М. Радиальные перемещения трубы при равномерном обжатии // Проблемы строительного комплекса России: Матер. III Междунар. науч.-техн. конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1999. – С. 83-84.

32. Султанмагомедов С.М. Классификация способов защиты промышленных нефтепроводов от коррозии // Проблемы строительного комплекса России: Матер. III Междунар. науч.-техн. конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1999. – С. 85.

33. Султанмагомедов С.М. О возможности выполнения профилактического ремонта магистрального трубопровода, подверженного канавочной коррозии // Проблемы строительного комплекса России: Междунар. межвуз. сб. науч. тр. УГНТУ. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1999. – С.48-49.

34. Султанмагомедов С.М. Внутренние силовые факторы и напряжения в сечении трубопровода с криволинейной продольной осью // Проблемы строительного комплекса России: Междунар. межвуз. сб. науч. тр. УГНТУ. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1999. – С.50-51.

35. Султанмагомедов С.М. Юсупов Ф.Ш. Быков Л.И. Алгоритм определения технологических параметров при профилактическом ремонте трубопроводов методом поворота // Проблемы строительного комплекса России: Матер. IV Междунар. науч.-техн. конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2000. – С. 34.

36. Султанмагомедов С.М. К расчету брусьев при действии осевых и поперечных нагрузок // Проблемы строительного комплекса России: Матер. IV Междунар. науч.-техн. конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2000. – С. 34.

37. Султанмагомедов С.М. Практическое применение профилактического ремонта трубопроводов, подверженных канавочной коррозии // Проблемы строительного комплекса России: Матер. V Междунар. науч.-техн. конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2001. – С. 41-42.

38. Султанмагомедов С.М. Использование каната для поворота трубопровода при выполнении профилактического ремонта // Проблемы строительного комплекса России: Матер. V Междунар. науч.-техн. конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2001. – С. 42-43.

39. Султанмагомедов С.М. Поперечное перемещение трубопровода при выполнении профилактического ремонта // Проблемы строительного комплекса России: Матер. V Междунар. науч.-техн. конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2001. – С. 43-44.

40. Ибрагимов М.М., Султанмагомедов С.М. Изгиб стенки трубопровода под давлением захватного устройства // Проблемы строительного комплекса России: Матер. V Междунар. науч.-техн. конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2001. – С. 44-45.

41. Ибрагимов М.М., Султанмагомедов С.М. Влияние деформации кручения на напряженное состояние трубопровода// Проблемы строительного комплекса России: Матер. V Междунар. науч.-техн. конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2001. – С. 45-46.

42. Ибрагимов М.М., Султанмагомедов С.М. Расчет криволинейного участка трубопровода, подверженного кручению// Проблемы строительного комплекса России: Матер. V Междунар. науч.-техн. конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2001. – С. 46.

43. Ибрагимов М.-Г. М.-Р., Султанмагомедов С.М. Увеличение срока эксплуатации промысловых трубопроводов, подверженных канавочной коррозии // III Конгресс нефтегазопромышленников России. Секция Н «Проблемы нефти и газа». г. Уфа, 23-25 мая 2001 г.: Науч. тр. – Уфа: ГИНТЛ «Реактив», 2001. – С. 258-259.

44. Султанмагомедов С.М. Изгиб трубопровода при выполнении профилактического ремонта// III Конгресс нефтегазопромышленников России. Секция Н «Проблемы нефти и газа». г. Уфа, 23-25 мая 2001 г.: Науч. тр. – Уфа: ГИНТЛ «Реактив», 2001. – С. 241-242.

45. Султанмагомедов С.М. Оптимальные технологические параметры при выполнении профилактического ремонта трубопровода методом поворота // III Конгресс нефтегазопромышленников России. Секция Н «Проблемы нефти и газа». г. Уфа, 23-25 мая 2001 г.: Науч. тр. – Уфа: ГИНТЛ «Реактив», 2001. – С. 243-244.

46. Султанмагомедов С.М., Алексеев Д.Л. Влияние износа обсадных колонн на напряженное состояние и остаточную прочность // III Конгресс нефтегазопромышленников России. Секция Н «Проблемы нефти и газа». г. Уфа, 23-25 мая 2001 г.: Науч. тр. – Уфа: ГИНТЛ «Реактив», 2001. – С. 52-53.

47. Султанмагомедов С.М., Быков Л.И., Ибрагимов М.М., Волочков Н.С. Профилактический ремонт трубопровода с канавочной коррозией методом поворота // Коррозия металлов: диагностика, предупреждение, защита и ресурс: Сб. науч. ст. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2002. –С. 72-78.

48. Султанмагомедов С.М. Остаточная прочность трубопровода, подверженного канавочной коррозии// Коррозия металлов: диагностика, предупреждение, защита и ресурс: Сб. науч. ст.. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2002. – С. 79-83.

49. Ибрагимов М.-Г. М.-Р., Султанмагомедов С.М. Анализ условий эксплуатации промысловых трубопроводов ОАО «Роснефть-Дагнефть»// Проблемы строительного комплекса России: Матер. VI Междунар. науч.-техн. конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2002. – С.97-98.

50. Ибрагимов М.-Г. М.-Р., Султанмагомедов С.М. Опыт применения стеклопластиковых труб на промыслах ОАО «Роснефть-Дагнефть»// Проблемы

строительного комплекса России: Матер. VI Междунар. науч.-техн. конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2002. – С.98-99.

51. Ибрагимов М.-Г. М.-Р., Султанмагомедов С.М. Особенности профилактического ремонта наземного трубопровода методом поворота // Проблемы строительного комплекса России: Матер. VI Междунар. науч.-техн. конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2002. – С.99-101.

52. Султанмагомедов С.М. Взаимодействие с грунтом подземного трубопровода при его повороте // Проблемы строительного комплекса России: Матер. VI Междунар. науч.-техн. конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2002. – С.101-102.

53. Султанмагомедов С.М. Оценка экономической эффективности применения профилактического ремонта промышленных трубопроводов // Проблемы строительного комплекса России: Матер. VI Междунар. науч.-техн. конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2002. – С.102-104.

54. Султанмагомедов С.М. Параметры профилактического ремонта промышленных трубопроводов методом поворота // Нефтегазовое дело. <http://ogbus.ru/authors/Sultan/sm1.pdf>, 2002. – 8с.

55. Рахимов А.С., Яковлев А.А., Султанмагомедов С.М. Профилактический ремонт наземного трубопровода методом поворота // Трубопроводный транспорт нефти и газа: Матер. науч.-техн. конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2002. – С.120-121.

56. Ибрагимов М.-Г. М.-Р., Султанмагомедов С.М., Тихонова Н.А. Определение межремонтного периода промышленных трубопроводов, подверженных канавочной коррозии // Трубопроводный транспорт нефти и газа: Матер. науч.-техн. конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2002. – С.122-125.

57. Тихонова Н.А., Султанмагомедов С.М. Экономическая эффективность применения профилактического ремонта промышленных трубопроводов методом поворота // Трубопроводный транспорт нефти и газа: Матер. науч.-техн. конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2002. – С.197-199.

58. Ибрагимов М.-Г. М.-Р., Султанмагомедов С.М., Тихонова Н.А. Сооружение промышленных трубопроводов из стеклопластиковых труб // Трубопроводный транспорт нефти и газа: Матер. науч.-техн. конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2002. – С.115-116.

59. Ибрагимов М.-Г. М.-Р., Султанмагомедов С.М., Тихонова Н.А. Причины отказов промышленных трубопроводов ОАО «Роснефть-Дагнефть» // Трубопроводный транспорт нефти и газа: Матер. науч.-техн. конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2002. – С.117-119.

60. Султанмагомедов С.М. Повышение долговечности промышленных трубопроводов с канавочным износом // Трубопроводный транспорт нефти и газа: Матер. науч.-техн. конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2002. – С.133-140.

61. Алексеев Л.А., Конесев Г.В., Сакаев Р.М., Султанмагомедов С. М. и др. Рекомендации по повышению долговечности крепи скважин при их эксплуатации и ремонте // СТП Введен впервые 01.01.2002г. / УГНТУ; ЗАО «Геология», 2002. – 22 с.

62. Ибрагимов М.-Г. М.-Р., Султанмагомедов С.М. Увеличение срока эксплуатации промысловых трубопроводов, подверженных канавочной коррозии // Проблемы и перспективы развития транспорта углеводородного сырья и продуктов его переработки: Сб. науч. ст. III Конгресса нефтегазопромышленников России. – Уфа: ИПТЭР, 2001. – С.65-66.

63. Султанмагомедов С.М. Оптимальные технологические параметры при выполнении профилактического ремонта // Проблемы и перспективы развития транспорта углеводородного сырья и продуктов его переработки: Сб. науч. ст. III Конгресса нефтегазопромышленников России. – Уфа: ИПТЭР, 2001. – С.54-55.

64. Султанмагомедов С.М. Изгиб трубопровода при выполнении профилактического ремонта // Проблемы и перспективы развития транспорта углеводородного сырья и продуктов его переработки: Сб. науч. ст. III Конгресса нефтегазопромышленников России. – Уфа: ИПТЭР, 2001. – С.41-42.

65. Алексеев Л.А., Конесев Г.В., Сакаев Р.М., Султанмагомедов С. М. и др. Причины нарушения и повышения долговечности крепи скважин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2002. – 71 с.

66. Султанмагомедов С.М., Быков Л.И., Волочков Н.С., Ибрагимов М.М. Перспективы практического применения профилактического поворота промысловых трубопроводов с канавочным износом // Трубопроводный транспорт - сегодня и завтра: Матер. Междунар. науч.-техн. конф.: Сб. науч. тр. - Уфа : Монография, 2002. - С. 145-147.

67. Султанмагомедов С.М. Технология и технические средства поворота промысловых трубопроводов с канавочным износом для обеспечения их безопасной эксплуатации // Трубопроводный транспорт - сегодня и завтра: Матер. Междунар. науч.-техн. конф.: Сб. науч. тр. - Уфа: Монография, 2002. - С. 147-149.

68. Султанмагомедов С.М. Профилактический ремонт трубопроводов, подверженных канавочной коррозии, и определение технологических параметров для его выполнения // Мировое сообщество: проблемы и пути решения: Сб. науч. ст. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2002. - № 12. – С. 103-113.

69. Султанмагомедов С.М. Графическое определение параметров при профилактическом ремонте промысловых трубопроводов, подверженных канавочной коррозии // Нефть и газ. Изв. вузов. – Тюмень. – 2002. - №2. – С. 67-71.

70. Султанмагомедов С.М. Повышение долговечности промысловых трубопроводов, подверженных канавочной коррозии // Нефтяное хозяйство. - М. – 2002. - №11. – С. 104-106.

71. Султанмагомедов С.М. Обеспечение долговечности и безопасной эксплуатации промысловых трубопроводов, подверженных канавочному износу. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2002. – 224 с.

72. Султанмагомедов С.М. Влияние скорости канавочного износа на срок службы промысловых трубопроводов // Коррозия металлов. Защита от коррозии в промышленности: Сб. науч. ст. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2003. – С. 51-53.

73.Султанмагомедов С.М. Профилактический поворот трубопроводов с криволинейной осью// Коррозия металлов. Защита от коррозии в промышленности: Сб. науч. ст. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2003. – С. 53-60.

74.Султанмагомедов С.М. Остаточная прочность трубопровода с канавочным износом// Проблемы строительного комплекса России: Матер. VII Междунар. науч.-техн. конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2003. – С.115.

75.Султанмагомедов С.М. Срок безопасной эксплуатации промышленных трубопроводов с канавочным износом// Проблемы строительного комплекса России: Матер. VII Междунар. науч.-техн. конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2003. – С.116-118.

76.Султанмагомедов С.М. Остаточная прочность трубопровода, подверженного канавочной коррозии // Вестник Дагестанского научного центра РАН. – Махачкала. –2003. -№14. – С. 39-42.

77.Султанмагомедов С.М. Поперечное перемещение трубопровода при профилактическом ремонте методом поворота// Нефть и газ. Изв. вузов. – Тюмень. –2003. -№1. – С. 53-60.

78.Султанмагомедов С.М. Оптимизация технологических параметров при выполнении профилактического ремонта промышленных трубопроводов// Нефть и газ. Изв. вузов. – Тюмень. –2003. -№2. – С. 75-79.