



# МОРСКАЯ НАУКА И ТЕХНИКА

---

## MARINE SCIENCE AND TECHNOLOGY

НАУЧНО - ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ - СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВЫПУСК №9



---

МЕЖВЕДОМСТВЕННЫЙ ЭКСПЕРТНЫЙ  
СОВЕТ ПО БЕЗОПАСНОСТИ МОРСКИХ  
ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

---



# ГРУППА КОМПАНИЙ НефтеГазДиагностика

комплексные решения в области промышленной безопасности



## БЕЗОПАСНОСТЬ ОБЪЕКТОВ МОРСКОЙ ИНДУСТРИИ



**ВНУТРИТРУБНАЯ ДИАГНОСТИКА  
НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ**



**ТЕХНИЧЕСКОЕ ДИАГНОСТИРОВАНИЕ  
И ЭКСПЕРТИЗА ПРОМЫШЛЕННОЙ  
БЕЗОПАСНОСТИ ОПАСНЫХ  
ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ**



**РЕМОНТ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ СУДОВ**



**РЕМОНТ МОРСКИХ  
ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**



**ПОДВОДНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ РАБОТЫ**



**РАЗРАБОТКА НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ  
ДОКУМЕНТАЦИИ, РЕГЛАМЕНТОВ И СТАНДАРТОВ**



**РАЗРАБОТКА И ПРОИЗВОДСТВО РЕШЕНИЙ  
ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОЙ  
ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ**



**ГЕОДЕЗИЯ И КАРТОГРАФИЯ**

Наши представительства находятся в г. Пермь, о. Сахалин.

Долгосрочное партнёрство представлено компаниями Лукойл, Роснефть, Сибур, Новатэк, Газпром, Газпромнефть, Газпром-добыча шельф».

Все необходимые сертификаты и признания Ростехнадзора, РМРС, обеспечивают оперативное и инновационное решение поставленных технических задач.



Дорогие авторы, наши информационные партнеры, а главное – читатели научно-технического журнала «МОРСКАЯ НАУКА И ТЕХНИКА»!

Вот уже более года на страницах нашего журнала мы обмениваемся техническими и научными идеями в различных областях морской индустрии. Публикации с математическими расчетами прочности трубопроводов и геометрическими формулами современных корпусов судов, с описанием уникальных инженерных разработок и рассказами об эксклюзивности конструкций наших отечественных рационализаторов, постулаты от академиков и обращения простых судовых механиков, обзоры гениальных конструкторских решений и примеры реально действующих самодельных механизмов - все это, и многое другое, кропотливо и упорно собирает и предоставляет нам команда, я бы сказал, дружный экипаж журнала «Морская наука и техника».

В этом издании мы предлагаем обсудить важнейшие темы безопасности морских подводных высокорисковых объектов и прежде всего стратегическое значение их безопасности для нашей страны. Без сомнения предоставление отдельным блоком новых разработанных стандартов по обеспечению безопасного проектирования, строительства, эксплуатации и ремонта подводных морских трубопроводов является важным шагом в решении этой задачи. В данном журнале большое внимание уделено деятельности Межведомственного экспертного совета по безопасности МПТ и его работе как на выездных совещаниях, так и на площадках профильных государственных структур.

Особую актуальность в этой работе имеют иницилирующие предложения Межведомственного экспертного совета, разрабатываемые совместно с Комитетом по обороне и безопасности Совета Федерации и согласованные с Научным советом при Совете Безопасности РФ, с комиссиями по безопасности РАН, научными структурами федеральных и региональных ведомств, с научно-техническими советами и научно-техническими центрами надзорных органов в области обоснований всего спектра стратегических рисков.

Журнал позиционируется как научно-технический аналитический сборник - альманах с целью обеспечения необходимой производственной инженерной и научной информацией для многоцелевого сообщества морской индустрии России и зарубежных дружественных партнеров.

В настоящее время перед нашим журналом стоят задачи направленные на развитие познания процессов безопасного взаимодействия людей и морской среды и в этом мы придаем значимость всестороннему научному сотрудничеству с использованием последних достижений в области информационных технологий. Журнал открыт для интеллектуальных дискуссий и обмена мнениями по широкому кругу научных и технических вопросов. Приглашаем к еще более активному сотрудничеству всех коллег из регионов России, дружественных стран ближнего и дальнего зарубежья.

В предстоящем новом году желаю всем авторам и читателям журнала творческих успехов в научных исследованиях и новых свершений на ниве научных и технических познаний мирового океана!

Николай Андреевич Махутов, член-корреспондент РАН,  
председатель комиссии РАН по техногенной безопасности,  
президент научно-промышленного союза «Риском»

## СОДЕРЖАНИЕ НОМЕРА:

- 6** НИКОЛАЙ АНДРЕЕВИЧ МАХУТОВ О СТРАТЕГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ РОССИИ
- 14** О БЕЗОПАСНОСТИ МОРСКИХ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ – С. Н. КОЛБИН
- 16** О ПРИМЕНЕНИИ СОВРЕМЕННОЙ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ МОРСКОЙ ТЕХНИКИ  
В ОБЕСПЕЧЕНИИ БЕЗОПАСНОСТИ МПТ И СТРОИТЕЛЬСТВЕ ПРОФИЛЬНЫХ СУДОВ  
СПЕЦИАЛЬНОГО НАЗНАЧЕНИЯ – И. В. ПОМЫЛЕВ
- 18** ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ: ЛЮДИ, СОБЫТИЯ, ФАКТЫ
- 30** МЭС РАБОТАЕТ В АСТРАХАНИ С «ЛУКОЙЛ- НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»
- 34** «НЕФТЕГАЗДИАГНОСТИКА» - 27 ЛЕТ РАБОТАЕМ НА ЗЕМЛЕ, ПОД ЗЕМЛЕЙ,  
ПОД ВОДОЙ – В. В. ЛЕЩЕНКО
- 42** СДЕЛАНО В РОССИИ: УНИКАЛЬНЫЕ МУФТЫ ДЛЯ РЕМОНТА ТРУБОПРОВОДОВ
- 46** РАЗРАБОТКА НОРМАТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ ДОКУМЕНТОВ ОБОСНОВАНИЯ  
БЕЗОПАСНОСТИ МОРСКИХ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ - А. М. ЛЕПИХИН
- 52** МОРСКИЕ ПОДВОДНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ. ОБОСНОВАНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ПО  
КРИТЕРИЯМ РИСКА. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ОБОСНОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ
- 61** МОРСКИЕ ПОДВОДНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ. ОБОСНОВАНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ.  
ПОНЯТИЙНЫЙ АППАРАТ ОБОСНОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ. ОСНОВНЫЕ ТЕРМИНЫ  
И ОПРЕДЕЛЕНИЯ
- 66** МОРСКИЕ ПОДВОДНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ. ОБОСНОВАНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ.  
ОЦЕНКА ОПАСНОСТИ ДЕФЕКТОВ И ПОВРЕЖДЕНИЙ ТРУБОПРОВОДОВ
- 78** МОРСКИЕ ПОДВОДНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ. ОБОСНОВАНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ.  
ТЕХНОЛОГИИ И МЕТОДЫ РЕМОНТА. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

## НИКОЛАЙ АНДРЕЕВИЧ МАХУТОВ О СТРАТЕГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ РОССИИ

6



14

## О БЕЗОПАСНОСТИ МОРСКИХ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ – С. Н. КОЛБИН



52

## РАЗРАБОТКА НОРМАТИВНО- МЕТОДИЧЕСКИХ ДОКУМЕНТОВ ОБОСНОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ МОРСКИХ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ



18

## МЭС РАБОТАЕТ В АСТРАХАНИ С «ЛУКОЙЛ- НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»



34

## НЕФТЕГАЗДИАГНОСТИКА - 27 ЛЕТ РАБОТАЕМ НА ЗЕМЛЕ, ПОД ЗЕМЛЕЙ, ПОД ВОДОЙ - В. В. ЛЕЩЕНКО

### РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ ЖУРНАЛА:

1. Председатель коллегии - член корреспондент РАН, профессор, главный научный сотрудник НИИ МАШ, председатель комиссии РАН по техногенной безопасности – Махутов Николай Андреевич.
2. Заместитель председателя коллегии – кандидат технических наук, генеральный директор НТЦ «Нефтегаздиагностика», председатель правления союза «РИСКОМ» – Лещенко Виктор Викторович.
3. Доктор технических наук, технический секретарь Межведомственного экспертного совета по безопасности МПТ – Лепихин Анатолий Михайлович.
4. Профессор, доктор технических наук, ведущий эксперт МЭС – Харченко Юрий Алексеевич.
5. Профессор, кандидат технических наук, старший преподаватель Санкт-Петербургского государственного морского технического университета – Марков Сергей Петрович.
6. Доктор технических наук, профессор МИФИ – Морозов Евгений Михайлович.
7. Доктор технических наук, профессор, заведующий отделом НИИ МАШ РАН – Матвиенко Юрий Григорьевич.
8. Кандидат технических наук, Почетный председатель Севастопольского морского собрания – Кот Виктор Павлович.
9. Главный редактор журнала «Морская наука и техника», ответственный секретарь МЭС – Камшукوف Андрей Викторович.

# НИКОЛАЙ АНДРЕЕВИЧ МАХУТОВ О СТРАТЕГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ РОССИИ

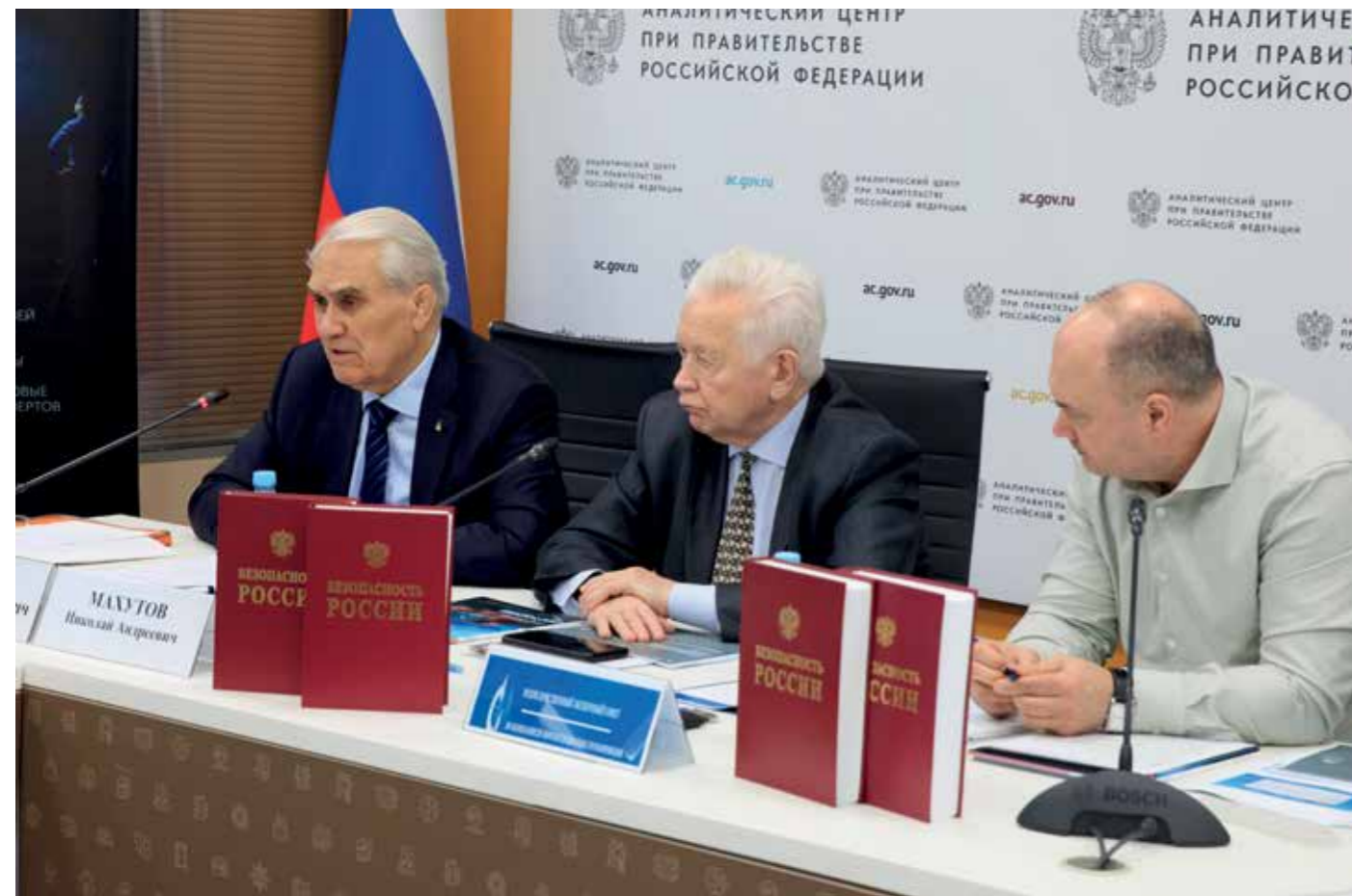


*Николай Андреевич Махутов, член-корреспондент РАН, председатель Комиссии РАН по техногенной безопасности, президент научно-промышленного союза «РИСКОМ»*

**Добрый день, Николай Андреевич! С вашей точки зрения, что на сегодняшний момент мы должны сделать для того, чтобы промышленность и производство продвигались вперед? Это должны быть технологии или же, с точки зрения практического производства, нам нужно быстрее приобретать именно саму технику?**

В Китае в свое время был известный руководитель Ден Сяопин. Он сказал так - для того, чтобы работать, думать, писать, надо народ накормить. Такую задачу он поставил в 70-е годы прошлого века – накормить Китай. На это ушло десятилетие. Потом в Китае была международная конфе-

ренция по глобальным энергетическим проблемам. Мы с директором ИМАШ в то время, Константином Васильевичем Фроловым, были на этой конференции. На конференцию приехал министр энергетики Китая. Мы разговаривали с ним по концепции, стратегии, методологии энергетики. Он говорит, все это очень интересно. А я вам расскажу, что у нас будет построено в Китае в ближайшие 10 лет. Не какими мы технологиями будем заниматься, а что у нас будет построено. Говорит, столько-то гидроэлектростанций будет, столько-то тепловых станций, столько-то электроэнергии будет вырабатываться. Когда народ наелся, стал сытым, он должен



иметь свое жилье, свой быт, должен обеспечить свою жизнь определенным количеством энергии. Следующая задача у нас будет такая - защитить нашу жизнь. После энергетики мы займемся вооружением, обеспечением безопасности. Он не говорил про прорывные технологии, искусственный интеллект, креативную экономику. Но когда ставятся задачи накормить, обеспечить энергией, обеспечить безопасность, то вольно или невольно приходится подтягивать интеллект, материалы, технологии, специалистов. Вот это примерный ответ на Ваш вопрос, что нам нужно.

Я думаю, что война на Украине показала, что наряду с космическими войнами, звездными войнами, которые любил Рейган, оказывается нужен обычный автомат, маскхалат, термометры, бинты и прочие простые вещи. Вот это все говорит о том, что современная жизнь усложненного и развитого общества является междисциплинарной и многопараметрической. Как только Вы делаете ставку на, условно говоря, прорывные технологии, которые, кажется, могут Вас спасти, и забываете о всех других компонентах жизнедеятельности и жизнеобеспечения, Вы начинаете проигрывать. Люди военные, генералы, маршалы, обычно готовятся к войне теми же методами и системами, которые использовались в прошлые войны. А надо готовиться к следующей войне, которая будет основана на других принципах, с другой техникой идти. Но нельзя забывать и о том, что и прошлые танки, автоматы, различные прицелы, пороха, снаряды, пули имеют такое же значение, как и, скажем, совершенно новые, прорывные вещи. Жизнь настолько сложна, что выбрасывать любой из компонентов жизнеобеспечения – это не совсем правильно.

**Николай Андреевич, у вас очень много трудов было направлено на безопасность, связанную с техногенными проблемами. Вы на протяжении жизни со своей командой создавали и обеспечивали систему мер защиты от аварий и катастроф, систему исключения или снижения влияния негативных факторов, которые приводят к экстремальным ситуациям. С вашей точки зрения, есть ли на сегодняшний момент какой-то алгоритм, при котором можно исключить события, которые могут стать трагическими для жизнедеятельности страны и общества?**

Это очень правильная постановка проблемы. Люди всегда будут иметь устремленности жить дольше, лучше, комфортнее, счастливее. Будут развивать новые технологии жизнеобеспечения. Это святая мечта человечества. Мы старались убеждать, показывать и доказывать, что в силу многофакторности нашей деятельности на этом пути обязательно в любом обществе, в любое время, при любом действии, на любом объекте всегда будут факторы, которые будут создавать угрозы, создавать риски. И поэтому при всех начинаниях, при всех задумках, при всех проектах думающий и серьезный человек, специалист должен на чашу весов положить два базовых результата. Что хорошего будет получено от моей деятельности, от моих задумок, от моих целей и задач, и что будет мере негативное, опасное, мешающее и угрожающее жизни людям. Мы даже придумали такую фразу, она еще звучала в советское время, что бы не создавал человек во благо человека, это всегда поворачивается к нему угрозы, рисками, вызовами и трагедиями.

И вот современность такова, что если вы одновременно с равным знанием, с равным обоснованием можете выдвинуть и позитивные, благие цели, задачи, результаты, проекты, программы, то вы с такой же тщательностью должны продумать, а что же здесь закрыто, не познано, не учтено, не сделано, что обернется против вас.

Это первая сторона дела. Мы хотели сказать, что авария, разрушение любой системы, социальной, природной, технической, это неотъемлемое право, свойство и существование этих

*Безопасность закладывается при проектировании, обеспечивается при изготовлении и поддерживается в эксплуатации.*

явлений, процессов и систем.

Надо таким образом знать и позитивную, и негативную сторону. Вопрос состоит в том, что если вы говорите о технике, о технологиях, то ясно, что они нам создают блага, создают определенные преимущества на следующих этапах жизни человечества. Но они одновременно создают и угрозы. Например, природа вам может подарить большие позитивы, но может подарить и ураганы, смерчи, наводнения, землетрясения.

Также происходит и с техникой. Мы стремимся что-то новое создать, но чаще всего это поворачивается в военную сферу. Это когда человек начинает использовать ее, даже благою задачу во имя нехороших целей.

И вот получается, техника, общество, природа имеют плюсы и минусы. Но у человека, у единственного, есть возможность знать и одно, и другое, и выстроить систему защит от этих опасностей, угроз и вызовов.

Сама техника не имеет возможность это сделать, природа тоже особенно об этом не заботится. Человек, знающий, понимающий, умеющий, может построить защитные барьеры.

**Касательно баланса, о котором мы сейчас говорим, если его обратить непосредственно к нашей теме безопасности морских трубопроводов, не является ли парадоксальной ситуация, в которой сейчас экспертный совет доказывает, что необходимо изменить и претворить в жизнь несколько новых требований по эксплуатационной безопасности трубопроводов? Возникает вопрос, что все, что построено до этого момента, построено с какими-то, возможно, будущими коррозиями и изменениями? Например, прошло какое-то время, год-полтора, появились правила, по которым должны строить и должны проверять безопасность. Нужно ли все ранее созданные трубопроводы привести к этому требованию, заставить владельца что-то переделать или доделать? В связи с этим возникает вопрос, насколько опасно сегодняшнее состояние трубопроводов и реально ли успеть остановить этот процесс? И тогда сразу же, не будут ли собственники этих трубопроводов против новых правил, так как это может уменьшить не только прибыль, но и процесс самого прохождения регистрации трубопровода?**

Это правильно. Мы часто вспоминаем в наших разговорах и на последнем заседании академика Николая Дмитриевича Кузнецова. Я его очень уважал, и он ко мне, как к молодому человеку, относился с большим уважением. Еще тогда у него родилась фраза, которую сейчас бы можно было произносить - **Безопасность закладывается при проектировании, обеспечивается при изготовлении и поддерживается в эксплуатации.** Эта фраза очень ёмкая. Сейчас получается так, что мы нарушили заповедь, которая действительно важна. Мы постарались достаточно просто строить. Проекты побыстрее, менее обоснованные вводили в жизнь. Проектировали по старым традиционным методам, критериям, подходам. Строили по принятым технологиям, которые были известны хорошо. Запускали в эксплуатацию и вдруг видели, что мы не учли коррозию, мы не учли выход морских трубопроводов из воды на берег в зоне приливов и отливов. Мы не учли в явном виде цунами, мы не учли донные течения,



мы не учли якоря, которые бросаются в разных местах, протаскиваются и могут повреждать. Мы не учли замыслов террористов и военные угрозы. Этого в проектах нет. А в жизни это всё встретилось.

И получается тогда так, что мы, уже сэкономив на первых этапах проектирования, строительства, знаний, исследований, разработок, нормативов, пошли в эксплуатацию со старым или недостаточно проработанным багажом.

И тут-то приходится уже затрачивать и средства, и ущерба иметь в десятки раз больше, чем суммы, которые можно было вложить на начальном этапе. И вот это целый новый поворот. Если он произойдет разумно, то тогда станет нужна и наука, и хорошие специалисты, и инженеры, и методы расчётов, и методы диагностики, и программные решения, и цифровизация на стадии проектирования. Этот путь, конечно, не может быть пройден за год, и даже за пятилетку, но на этот путь надо обязательно становиться.

**Когда нас в советское время всех учили такой науке как политекономия, то по сути этот шаг вперёд сократит прибыль, потому что её нужно будет изъять и направить на техническое обеспечение. Сначала на проектирование, потом на создание и на эксплуатацию. А те, кто сейчас владеет этими процессами, как государство, так и частные корпорации, понимают ли они, с вашей точки зрения, на сегодняшний момент цену внезапных возможных потерь на существующих системах, а также цену постоянного вложения в эту безопасность? Есть ли среди них люди, которые относятся к этому серьёзно?**

Люди, конечно, есть. Тяжёлые аварии, будь то Саяно-Шушенская, будь то морская платформа в Мексиканском заливе, Новороссийская авария приводят к различным обсуждениям, появляются новые стратегии, законы. Формируется новая словесная, вербальная, понятийная сфера. Определённая беда заключается в том, что сама по себе технология обеспечения безопасности ещё не перешла на серьёзный

научный фундамент.

Вот мы на прошлом совещании МЭС обсуждали некоторые простые уравнения, в применении к морским трубопроводам. Но комплексная безопасность морских трубопроводов требует определить с какими видами опасности вы встретитесь. Они могут быть техногенные, природные, антропогенные. Морской трубопровод нельзя построить, не зная уровня человеческих возможностей, ошибок, знаний. Нельзя не учитывать то, что подарит нам природа и то, что даст нам технология.

Есть разные виды безопасности. Есть техногенная безопасность. Это означает, что сама система, которую вы выпустили, она обязательно деградирует. У нее будет износ, коррозия, развитие дефектности. Это обязательно будет. Есть вторая, функциональная безопасность. Функциональная безопасность, это что означает? Это означает, что мы встроили в любую систему системы контроля, надзора, управления, наблюдения, щиты управления, диагностические параметры. Есть системы управления. Они не есть прямая принадлежность этого объекта. Функциональная безопасность означает то, насколько вы системы наблюдения, контроля и управления опасными состояниями заложили в новую трубопроводную систему.

И есть комбинированная безопасность. Это означает, что наряду с учетом поведения металла при нагрузках одновременно должна работать система контроля, наблюдения, управления. Все системы должны быть между собой связаны. Если скажем - есть антропогенный фактор, тот же самый терроризм или военные воздействия, то надо какую-то еще охранную систему создавать в дополнение к защитным системам: купола, оболочки, которые защищают при любом развитии событий. Таким образом, задача опять получается, что мы должны учесть и одно, и другое, должно быть учтено и третье.

Если вы проработали это, то тогда получается, что есть

свои критерии, свои числа, свои методы, они раскладываются по годам, они развиваются постепенно. Вот сейчас удалось подготовить и опубликовать многотомное издание «Безопасность России» в 65-х томах. Это издание имеет несколько редакций исследований и разработки проблем национальной безопасности. Вышел том по стратегии национальной безопасности, в котором отражены очень существенные, важные, новые мысли сформулированы, новые требования. В этом издании мы поставили свою задачу, а какие исследования и разработки нужны для нас, чтобы выполнить требования национальной безопасности. И мы готовим еще один том, где изложен понятийный аппарат проблемы безопасности.

**А в этих томах заложены рекомендации, связанные с нашей темой, с морской безопасностью?**

Да, такие рекомендации изложены и опубликованы. Они сформулированы с точки зрения экологической безопасности, экономической безопасности. Мы переходим на риск-ориентированный подход. В концепции национальной безопасности это отражено. Впервые в стране в таком высоком государственном документе сказали, что мы дальше будем пользоваться риск-ориентированным подходом. А это означает, что вы обязаны знать, что такое риск, уметь считать его, определять расчетом и экспериментом, регулировать, оценивать и нормировать. И тогда все становится более или менее на свое место. Но пока универсального уравнения нет.

**За вашей спиной, в написанных на доске уравнениях, даже затраты присутствуют.**

Да, вот смотрите, что тут получается. Наука должна сказать, что такое риск, как его вычислить, каким образом он будет определен. Риск для любого объекта, для человека, для отрасли, для страны, для мирового сообщества, это риск, который сложился. Достичь абсолютной безопасности вы уже не можете. То есть первое, что мы говорим, что риск всегда существует. Для безопасности нужно обосновать такой риск, который можно считать допустимым. Вы должны научно обосновать этот риск. Государство словами науки должно сказать - сегодня с моими возможностями, финансовыми, ресурсными, промышленными, военными, могу обеспечить риск вот такого приемлемого уровня.

А как этот риск установить надо? Вот произошли аварии, катастрофы, войны, пандемии. Это статистика. Здесь риски, которые мы считаем уже неприемлемыми. Для них уже известны показатели, во что они обошлись. Сколько погибло, сколько умерло, сколько разрушилось, сколько пострадало. Вы должны критический риск уменьшить в какое-то число раз. Должны ввести запас по рискам и тогда назначить приемлемый риск. И безопасность уже становится числом. Она становится рассчитываемой. Тогда уже что-то дальше уже можно что-то сделать для изменения и повышения безопасности.

Но безопасность может быть обеспечена только в том случае, если вы разработаете научный комплекс, разработаете законы и нормы, начнете следовать этим законам, нормам, правилам, начнете подготовку студентов, переподготовку специалистов, все это внедрите в промышленность. На это пойдут определенные затраты. Эти затраты надо рассчитать. Эти затраты войдут и в оценки рисков.

Этот подход можно применить и к безопасности человека. Это я рассказывал в Центре стратегических исследований МЧС России, что это все годится и для человека. Мне говорят, а как это так? Я говорю, давайте тогда посчитаем. У нас в стране есть заданное число неестественно погибших людей. Отравились, сгорели, утонули, замерзли. Это неестественные смерти. А вот это число населения, которое у нас есть. Тогда можно посчитать риски неестественных смертей. Наверное, 200 тысяч в год мы теряем здесь. Получается вы-

*Но безопасность может быть обеспечена только в том случае, если вы разработаете научный комплекс, разработаете законы и нормы, начнете следовать этим законам, нормам, правилам. Начнете подготовку студентов, переподготовку специалистов, все это внедрите в промышленность.*

сокая вероятность потери в жизни.

Если человек гибнет, то семья теряет определенный доход. В среднем это около 10 миллионов. Сейчас мы выплачиваем компенсации в объеме 5 миллионов. Это уже тоже считается. Тогда моя личная безопасность будет складываться в некоторое расчетное уравнение по рискам с обязательными затратами.

**Понятно. Но, с другой стороны, получается, что при планировании, допустим при планировании и реализации государственных, федеральных, национальных проектов, нужно сразу закладывать эту концепцию?**

Вот мы написали общую концепцию. Мы опубликовали концепцию в журнале. Дальше ее нужно закладывать в теорию риска, теорию безопасности, теорию вероятности возникновения опасных ситуаций и ущербов надо сразу закладывать. Пора уже это начинать.

**Тогда получается, что если государство будет закладывать этот определенный показатель, то стоимость разработок будет увеличиваться на определенный уровень?**

Да, конечно.

**Теперь получается, что та группа людей, которые являются практиками и экспертами, люди, создающие науку и владеющие техникой, которые сидели за нашим столом, они готовы для государства стратегия, в случае неисполнения которой государство будет иметь возможность накладывать штрафы? Или будет терпеть ущербы, если оставит эту проблему без внимания.**

Конечно, и это будет наше достижение - мы можем, увеличивая затраты на снижение рисков, существенно (в 2-5 раз и более) сократить затраты на ликвидацию последствий аварий и катастроф.

**Здорово.**

Вот на это уходят годы, десятилетия, чтобы простая вещь получила отражение в реальной жизни. Я вот рассказываю, когда совершился такой поворот. Это были 1991-1992 годы, а мы уже занимались этим делом, реализуя Государственную научно-техническую программу «Безопасность». Пришли молодые наши руководители органов власти, и я написал обращение в комитет по безопасности Верховного Совета РСФСР, написал, что безопасность - это важнейший фактор. Не прибыль, не конкуренция, а безопасность потом. Я написал в пять комитетов, предложил все это к обсуждению.

**Стали обсуждать?**

Да, зашевелились. Потом стали вопросы - что же надо делать? Дело дошло до председателя Верховного Совета еще, мы с ним работали и ранее. Он говорил, ну, ладно, что же вам нужно? Я говорю, вы напишите нам на обращении, дайте указание, что этим надо заниматься. И тогда была выпущена первая редакция доктрины безопасности.

*Подводные заводы, подводная добыча лодками, так сказать, возим под льдами, тогда сокращаются маршруты, всепогодность обеспечена. Потом нужно учесть технологии разжижения, сжижения, тогда все по-другому выглядит.*

#### Это уже в 90-х годах?

Да, в 90-х годах. Там было написано, что это является важным с позиций безопасности государства. Доктрина укладки валась в четыре странички. А дальше началось ее развитие. Что такое безопасность? Что такое национальная безопасность? Безопасность государства тогда в 94-м, 95-м году для нас заключалась в сохранении народа, чтобы он развивался, приумножался. Надо сохранить территорию государства. Надо сохранить традиционный образ жизни. Потом это стало концепцией национальной безопасности тоже. Появилась стратегия безопасности, на которую мы сейчас стараемся работать. Ну, что получается? Вот выпущена стратегия, названа базовым документом национальной безопасности. Сказано, что все документы, которые будем мы разрабатывать, должны из нее исходить. Но очень многие не читали ее. Приходишь в ведомство, в структуру, в институт, видишь, что руководители даже не знают о принятой стратегии.

Еще один важный вопрос - нельзя стратегию национальной безопасности реализовывать, не перейдя на стратегическое планирование. Где вы сейчас слышите, что мы переходим на стратегическое планирование? То есть получается так, что государство и наука бьются за безопасную перспективу, а реальная жизнь настроена на получение краткосрочной прибыли.

**То есть понятие национальной безопасности не всегда вписывается в действия, которые обеспечивают государственную безопасность, потому что государственная структура иногда нарушает национальный интерес?**

У нас сейчас законы промышленной, транспортной, пожарной, радиационной безопасности есть. Мы над этим работали с органами государственного надзора с 80-х годов прошлого века. Были созданы новые правила безопасности, где предписаны действия, указано что и как включать, указаны меры защиты. Если их соблюдать, опасностей будет меньше, тогда и риски будут снижаться. В общем, доказали, что безопасность — это наука, это сфера знаний, которые синтезируют и механику, и физику, и химию, и экономику, и социологию. Так что первое что было нужно — это ввести в безопасность понятие риска. К началу XXI века это удалось.

#### А что второе?

Второе - какие могут быть риски? Риски — это большие неопределенности. Вот на Московский НПЗ приехала комиссия и специалисты Ростехнадзора. Они походили там по цехам, фотографировали: лестница не крашена, стол не там стоит, посторонние предметы в зоне оборудования. Сделали красочный альбом и передали руководству страны — оно тоже возмутилось. Завод стал оспаривать это. Тогда решили подготовленные материалы по НПЗ направить на экспертизу в Академию наук. Я член технического совета Ростехнадзора. Академия наук направляет мне это на заключение. Я стал смотреть, и там отмечено 49 недостатков, и только 3 недостатка, которые создают высокие риски. Анализ по-

казал, что остальные имеют несущественный косметический характер.

И здесь нужно отметить следующее. Есть у нас нарушения, аварии, катастрофы с тяжелыми последствиями. Есть прокуратура. Есть следователи по особо важным делам, с которыми я много раз участвовал в расследованиях аварий, спорил. У них обычно есть некоторый обвинительный тренд. Найти виновника поскорее и наказать его. И что же берется за основу? За основу берется только то, что не выполнен пункт такого-то правила, закона, такого-то постановления. Не смотрится на то, что сам по себе этот закон содержит еще большие риски, просто они еще не реализовались. И в этом плане беда, конечно, большая, и она очень непростая.

Вот, к примеру, я был тоже в экспертизе государственной по аварии под Уфой, когда два поезда сгорели. Там под железной дорогой труба была повреждена ковшем на 2 миллиметра, царапина на ней была сделана. Я говорил, что это опасное дело. Когда вы царапаете, то вы не только толщину стенки уменьшаете, а вы там создаете другие свойства металла. Забудьте то, что было по нормам, в этом месте металл совсем другой стал, напряжения другие. Там, естественно, возникла трещина. Из трещины пошел ШФЛУ. Это газ, когда он выходит, давление падает, идет, как называемое, адiabатическое расширение с уменьшением температуры. То есть в этом месте, где течь образовалась, температура стала понижаться у этой трещины. Если температура понижается, там возникают температурные напряжения. Пониженная температура сделала металл более хрупким. И, собственно, в нормах ни слова, ничего об этом нет. Когда мы посчитали, оказалось на 36 градусов понизилась температура, возникли температурные напряжения. Металл уже не мог это выдержать, он просто должен был разрушиться. И вот, когда я выступал на этом процессе, прокурор сказал, что впервые мы заслушиваем на судебном процессе эксперта, которому нечего возразить. И обвинители, и обвиняемые ничего не могут сказать. Для меня была эта оценка.

**Получается, что в каждом случае все нужно рассматривать конкретно и индивидуально?**

Ну, конечно. Обычно ищется стрелочник. Есть понятие человеческий фактор. Мы по человеческим факторам сделали отдельный том «Безопасности России». Что такое человеческий фактор? Это не то, что вы стрелку не и так перевели, вместо газа на тормоз нажали. Мы понимаем, что во всех бедах, которые случаются на Земле, виноват человеческий фактор. Считается, что у авиаторов, в военной авиации 80% человеческий фактор, в гражданской авиации 70%. У железнодорожников 12%. Все это известно. Но в общем человеческий фактор может быть важен на 100%. Он неправильно написал закон, неправильно написал нормы, не знал, что там на самом деле происходит, не так подготовил специалиста. Не было бы человека и вообще ничего бы не было. То есть во всем виноват человек. Но не только стрелочник. Виновники находятся выше — разработчики проектов, норм, законов.

**Хорошо. Человеческий фактор определил такую, ну скажем, политику потребления, движение природных ресурсов из одной страны в другую страну. И оно осуществляется в том числе по обсуждаемым трубопроводам. А что если через какое-то время будет принято решение не двигаться в этом направлении? То есть в нашей стране может быть уменьшен объем перемещений природных ресурсов. В связи с этим может снизиться их актуализация и средства, выделяемые на это государством. Или же вы считаете, что это не так?**

Это серьезнейший вопрос. Мы когда-то считали, что ресурсов, воды и воздуха всем хватит. И об этом не заботились. Конечно, Россия в силу своей территории и уникальности



обладает огромными национальными преимуществами перед всеми странами мира. По воспроизводству даже чистого кислорода за счет естественных процессов, из-за того, что у нас есть леса, степи, тундры. Мы, конечно, в этом смысле могли бы жить за счет налогов на вредные выбросы, поскольку с нашей территории идет выброс чистого кислорода, если правильно все посчитать. Мы могли, может быть, сжигать меньше и продавать меньше и подороже, и за этот счет могли бы жить.

Правильно надо уметь посчитать, правильно сделать оценки. А сейчас получается так. Люди хитрые придумали налог на выбросы, придумали зеленую энергетику. Вот скажем, вы производите нефть, газ, уголь, тогда платите налоги, они вас ими обложат из-за того, что большой процент выброса CO2 выйдет, и вы будете платить за то, что вы продаете не зеленые продукты. На самом деле, если я вам продаю, здесь во время продажи ничего нет, газ не выделяется. Газ выделяется, когда энергоресурсы купили, их начинают использовать. Фактически виноваты потребители. Они купили, они начинают его выбрасывать. Соединенные Штаты более 6 тонн на человека сжигают, а мы 3 тонны сжигаем. Люди страны по тонне или по полтонны в год не сжигают.

**Вот какая интересная ситуация. Получается, что все говорили, что давайте мы будем производить у себя и продавать уже готовую продукцию. А иногда сам процесс производства более вреден. То есть если увеличить соотношение восстанавливаемых ресурсов, хотя бы лесных, воду и газ уже не восстановишь, нефть тем более. А если какие-то направления выделить, то мы в общем-то еще молодцы, да?**

Конечно. Мы действительно обладаем большой территорией. Зеленая тайга, неосвоенные территории, малая плотность населения, небольшая промышленная нагрузка на окружающую среду. Мы уникальная страна. И если бы мы могли опять с точки зрения рисков посчитать нашу жизнь по самому верхнему уровню, то цифры и позиции могли бы

быть другие, и экономика иная.

**Вот такой вопрос, можно сказать, конкретный. Получается, что степень безопасности человека, живущего в районе Алтая и Сибири выше, чем живущего в Москве, Петербурге?**

Не совсем так. Получается, например, что Москва имеет конечно большое число автомобильных аварий, жертв и пострадавших в этих авариях. Но в Москве чуть получше медицина. А на Алтае машин поменьше, но и врачей поменьше. Эти цифры очень относительные. Сложно сравнивать регионы, но все данные есть. В этом смысле безопасность уже насыщена такой информацией, которую мы не используем сейчас.

**Ваши расчеты, если вернуться к предыдущей теме, они ценны для государства тем, что в конечном итоге, когда завершится вся эта работа, государство получит более безопасные объекты с минимальными рисками?**

Да. Но пока получается так, что риски никто не считает. Если вы возьмете социальный ущерб, 200 тысяч людей потеряли в год, ничего масштабно не сгорело, не взорвалось, просто потеряли людей от неестественных смертей. Если к ним присовокупить экономические потери за счет аварий, катастроф, пожаров, то получается примерно каждый год вы теряете 5-7% ВВП. Когда мы говорим, что должны достичь темпового роста 3%, а потеряли 5% в авариях, то вы уже даже при 3% роста просели на 2%. Чтобы развиваться, надо иметь рост не меньше 10%. Технологически развитые страны сегодня дают примерно при 3% роста. Но и они теряют 2,5%, но прирост все-таки идет. То есть у них 0,5% — они все-таки движутся вверх. А если вы, скажем, идете на 3%, а потеряли 5%, то получаете устойчивое развитие вниз.

Хочу еще раз вернуться к морским делам. Когда прошел разговор о Штокмане, тогда, конечно, Евгений Павлович Велихов, Константин Васильевич Фролов были, все работало. Мы стали говорить, что вы идете на шельф, на морскую тех-



нологию. Значит, если вы снова будете добывать, перевозить на землю, дальше по трубопроводам транспортировать, или будете транспортировать северным морским путем, наливными судами, там будут туда идти. Вот я посмотрел, я посчитал риски, которые с этим связаны. Значит, уже при такой технологии транспортировки на газовозах, танкерах по Северному морскому пути, в ледовых полях, с военными и террористическими угрозами, ущербы могут оказаться выше, чем от аварий в Мексиканском заливе. Здесь, в Арктике, надо переходить на другую технологию. И в нашей стране стали разрабатывать такую технологию, когда добываем под водой и льдом и не выходим на поверхность.

#### Подводные заводы?

Подводные заводы, подводная добыча, подводная и подледная транспортировка атомными лодками. Тогда сокращаются маршруты, всепогодность обеспечена и повышена защищенность от атак. Потом нужно учесть технологии сжижения природного газа - тогда все по-другому выглядит. Я посчитал интегральные риски, и оказалось, что их можно примерно 10 раз снизить за счет новых технологий. Когда это американцы узнали, что мы этим занимаемся, говорят, ребята, вы с ума сошли.

#### Да. Другой мир.

Другой мир. Мы сейчас реализовали Сахалин-1, Сахалин-2. Там платформы стоят. Они должны быть ледостойкие. Тогда решили бетонные опоры, на которых платформа стоит, защитить стальными такими обшивками, там, где лед ходит. Прошло некоторое время, они уже повредились. Значит, здесь также нужны новые технологии.

Это нужно учитывать и при строительстве трубопроводов на Сахалине, там есть георазломы, смещения поверхности от 3 до 5 метров достигает. Если вы туда заложили по обычной технологии трубу, то где-то в замерзшем грунте порвет эту трубу. Надо разработать такую технологию, чтобы грунт не был смерзающийся и трубы были более прочными и пластичными. Когда ясны опасности, выяснены риски и выяснены системы защиты от этих рисков, это уже совсем

другой разговор о безопасности.

Еще один пример, люди в Якутии на производственных комплексах мучаются при -50, -70, надо все утеплять зимой и охлаждать летом. А мы говорили, а зачем это всё делать? Если Вы опустили под землю на 5-6 метров, там всегда -8. Тогда получается, что экзотермические условия, теплоизоляция сделали, там теплосъем очень маленький, энергетические затраты ничтожные. Вот и получалось, что чистые производства, электронику, микроэлектронику можно было бы перенести в Якутию, опуститься под землю, в подземные комплексы.

И самое основное сейчас - это природные ресурсы: нефть, газ в том числе. Мы их используем как теплоносители. На самом деле это ценнейший продукт. Одежда, дороги, дома, полиэтилен, пропилен - всё делается из этой же нефти. И ясно, что от этого мы никуда не уйдём. Она будет требоваться всю жизнь, столетиями, тысячелетиями. И продавать для сжигания, гнать эту нефть и газ за рубеж по пониженной цене, это неправильно. Это большой стратегический риск. Пройдёт время, когда добывали нефть по 3 доллара за баррель, потом - 9, стало 30 долларов. Уйдёте вы на шельф, это станет 40 долларов для добычи и производства только. А вы уже израсходовали то, которое вам доставалось по 3 доллара. С учетом этих рисков, конечно, продавать надо продукты глубокой переработки.

**А если технически всё-таки задуматься, а также с точки зрения безопасности, может ли появиться какой-то металл, который значительно, в разы увеличит прочность и изменит сам подход к трубопроводному транспорту и бизнесу. Сейчас мы говорим, что в металле развилась трещина, которая привела к разрушению. А может быть изобретают или уже где-то находится в стадии подготовки такой материал, который позволит решить этот вопрос именно технически. Такое возможно?**

Чудеса всякие возможны, но есть некоторые природные ограничения физические, реальные существующие, которые непреодолимы. Ну что, скажем известно, что если вы

создадите монокристаллические лопатки газовых турбин, то, выигрываете в прочности огромный, очень большой. Вы выигрываете, скажем, в 10 раз в прочности. Но Вам всё равно придётся нарезать резьбу, создавать отверстия, это конструктивная концентрация напряжений. Вы увеличили прочность в 10 раз, дырку прострелили, потеряли уже тереть прочность. Поэтому, когда говорят, что подняли прочность образца материала в 3-5 раз, это ничего не значит. Мы же не на образцах ездим, а на машине ездим. Есть понятие прочности материала, ее можно очень сильно поднять, а есть конструкционная прочность, прочность конструкции. Важно, насколько Вы можете реализовать эту прочность в конструкции. Вы её уже не можете полностью реализовать.

Теперь дальше. Если Вы повышаете прочность, то тогда обычно деформационная способность падает. То есть нагрузки можно поднимать в пределах прочности, а пластичность материала и деформативность в 10 раз увеличить нельзя. Не получается. И когда все говорят, что сделали прочный материал, я спрашиваю - что стало с пластичностью? К сожалению, пластичность упала. Это новая опасность.

**То есть проблема не только в самом материале, но еще и в конструкции?**

Да. И в условиях эксплуатации.

**С вашей точки зрения, как наиболее эффективно транспортировать нефть и газ - по трубопроводам или специальными судами? Как безопаснее?**

Хороший вопрос. Юрий Николаевич Работнов говорил, старайтесь все сделать в виде трубы, тогда будет все просто и хорошо. В трубе нет отверстий, там нет резьбы. С точки зрения эффективности, конечно, трубопроводный транспорт обладает большими преимуществами. Но если вы морскую трубу положили, а с ней что-то произошло, то восстановить эту трубу очень сложно. Если вы везли на танкере и потеряли газозов, потеряли емкость, это поверхностная авария. И получается, что от вида конструкции зависит тип аварии и ущерб. Есть аварии, как мы называем, объектовые, местные, региональные, национальные, глобальные, планетарные. И тогда, с позицией безопасности, морская транспортировка распределенными системами, не магистральной моносистемой, становится более безопасной. В свое время японцы пошли на строительство танкеров, 300 тысяч, 500 тысяч кубометров. Но когда произошло 2-3 аварии, то уже оказалось, что риски высокие. И тогда было принято решение, что больше 200 тысяч кубометров танкеры не строить.

**А что касается концепции с платформой-накопителем, которая может стоять на определенном расстоянии от берега, от которой идет труба до резервуара на берегу. Это опасно для самого моря? Или это вообще нереальная какая-то вещь?**

Это реально. Так в основном и идет морская добыча углеводородов.

**Николай Андреевич, спасибо огромное за интересную беседу. Скажите, пожалуйста, о чем Вы мечтаете?**

Недавно на конференции я сказал о такой мысли. Мы говорим, когда общество развивалось тысячелетия - первобытный строй, рабовладельческий, феодальный, капиталистический, социалистический и даже коммунистический. И все это было привязано, в конце концов, к тому, что в идеале каждому - по способностям, от каждого - по потребностям.

Получается так, что всегда собственность, средства производства и технологии стали главенствующими. И все это направлено на то, чтобы, условно говоря, хорошо жить, хорошо есть, успешно развиваться, и получилось так, что производственная сфера и удовлетворение материальных потребностей являлось главной целью развития.

Меня сейчас ни капитализм, ни социализм, ни коммунизм с такой установкой не устраивают. Не может быть целью раз-

*Гений может быть злой, и гений добрый. Поэтому я пришел к мысли, что хорошо было бы сделать целью развития человечность. Это принципы духовные, мыслительные, интеллектуальные, но не физические.*

вития усовершенствование рыночных механизмов капитализма. Я думаю, что раз уж суждено было быть тому, что на земле появилось разумное существо, то человеческий разум должен быть во благо. Но разум может быть направлен и на другое. Гений может быть злой, и гений добрый. Поэтому я пришел к мысли, что хорошо было бы сделать целью развития повышение уровня человечности. Это принципы духовные, мыслительные, интеллектуальные, но нематериальные. Стремление только к материальному благополучию ведет к бесчеловечности.

Я дважды встречался с Фиделем Кастро, разговаривал с ним, он мне книжечку подарил. Он спросил - социализм, который мы строим, от капитализма чем отличается?

Я немножко замялся. Фидель сказал - социализм, который я строю у себя, должен дать неограниченные возможности духовного и физического развития человека. Но обязательно ограниченные возможности материального потребления. А капитализм, наоборот, дает неограниченные возможности материального потребления, но не дает развития необходимого духовного. И получается так, что если посмотреть на понятие человечности, то надо, конечно, вложить много новых мыслей и знаний. Но для меня это важно.

На конференции мы не договорились, что такое человечность пока, и живем ли по этому принципу. Но у нас уже есть пример Нюрнбергского процесса, который осудил преступление против человечности. Уже человечество, кажется, выработало понятие, что является преступлением против человечности.

Я сейчас думаю, что хорошо было бы, если бы к смыслу человечности привела вся наша эволюция. Что такое человечность? Даже 10 заповедей Христа, это что-то из этого. Помните, были принципы строителя коммунизма? Это тоже что-то близкое к тому.

Звери живут в природе, но хищники едят друг друга. А люди - одни эксплуатируют других, разрушают природу, войны ведут. Все это бесчеловечно. Если удастся как-то сосредоточиться на том, чтобы сформулировать принципы человечности - это был бы важный результат. А соперничество, конкуренция, перерастающие в борьбу и в войну - это уже бесчеловечно.

Я ребенком в концлагере был, в немецком, фашистском. Когда гибнут дети - это уже предельно бесчеловечно. Потому что есть даже волки, которые выкармливают и воспитывают детей. Когда помотришь, как ребенок играет с тигром, даже у зверя на каком-то глубочайшем уровне есть защита - не трогают они детей. А человек совершает преступления против детей. Это все за гранью человечности. Так было во второй мировой войне XX века. Но так не должно быть в XXI веке. В этом суть наших проблем сейчас и в будущем.

Об этом мы с различной степенью детализации т глубины говорим в 65-томном издании «Безопасность России». В нем отражены результаты разработок около тысячи наших ведущих специалистов.

Главный редактор Камшуков А. В.

## О БЕЗОПАСНОСТИ МОРСКИХ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ



*Колбин Сергей Николаевич, сенатор Российской Федерации, член Комитета Совета Федерации по обороне и безопасности.*

**Уважаемый Сергей Николаевич как вы считаете насколько сегодня актуален вопрос безопасности морских подводных трубопроводов...**

Очевидно, что взрывы на таких важных международных энергетических объектах представляют собой угрозу международному миру и безопасности и Совет Безопасности ООН уполномочен принимать решения в соответствии с Уставом ООН по предотвращению подобных действий в дальнейшем. Это до сих пор, к сожалению, не произошло и поэтому актуальным является разработка и принятие международной конвенции по защите подводных трубопроводов. В на-

стоящее время такой конвенции нет, а значит имеет место пробел в международном праве, который необходимо как можно скорее восполнить.

**Какие позиции по вашему мнению должны быть отражены в такой конвенции?**

В конвенции следовало бы отразить актуальные вопросы правового режима подводных трубопроводов. Прежде всего, установить «зоны ответственности» государств, через территории и морские пространства которых проходит трасса трубопровода. Во-вторых, объявить в рамках конвенции наказуемым преступлением повреждение трубопрово-



*И без сомнения нужно обсуждать и организовывать взаимодействие региональных органов власти, административных структур с межведомственным экспертным советом по обеспечению безопасности подводных морских объектов национального и регионального значения.*

дов. В-третьих, предусмотреть нормы о порядке создания и функционирования международной следственной комиссии в случае, когда такое преступление кем-либо совершено.

**В реальности мы наблюдаем неисполнение и несоблюдение системы международного права практически во всех областях безопасности и видимо надо искать какие-то свои решения. Что Вы думаете об этом..**

Считаю целесообразным соответствующим профильным структурам прежде всего руководствоваться положениями нашей российской законодательной базы, где четко определено что в соответствии с Морской доктриной Российской Федерации эффективное функционирование морских подводных трубопроводов углеводородного сырья имеет стратегическое значение для экономики страны. Основная задача нашей морской политики заключается в повышении безопасности морских подводных трубопроводов (МПП) и предотвращение аварий и катастроф. Безопасность МПП обеспечивается использованием современных методов проектирования и технологий строительства, применением новых конструктивных материалов, методов и средств технического диагностирования и ремонтов. Особое внимание уделяется нормативно-правовому регулированию морского трубопроводного транспорта. Целью такого регулирования является обеспечение структурной целостности и безопасности МПП по критериям риска на всех стадиях жизненного цикла.

**Каким образом определяется деятельность в этом направлении структурами Совета Федерации..**

Год назад по результатам обсуждения имеющихся проблем было принято Постановление Совета Федерации Федерального Собрания РФ от 22 июня 2022 г. N 256-СФ "О Федеральном законе "О внесении изменений в Федеральный закон "О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса" и ряд отдельных законодательных актов Российской Федерации". Мы понимаем что в настоящее время необходим еще ряд решений основанных на тщательной научно-технической, правовой экспертной работе. В связи с этим наш комитет принимает к сведению результаты работы Межведомственного экспертного совета по безопасности МПП.

**В чем вы видите задачи и особенности работы данного экспертного совета...**

С момента создания межведомственного экспертного совета по безопасности морских подводных трубопроводов (МЭС) прошло полтора года. За это время выполнен ряд организационно-технических мероприятий, определивших роль и место МЭС в решении проблемы безопасности подводных трубопроводов. Решение данной проблемы имеет

важное значение для расширения добычи углеводородов на шельфах Балтийского, Каспийского, Охотского морей и морей Арктики. Особенностью стало создание отечественной нормативно-методической базы обоснования безопасности МПП. Очевидно, что эта база должна опираться на риск-ориентированный подход и содержать многие десятки норм и стандартов по решению прямых и обратных задач обоснования безопасности и расчетов риска, проведению проектных и поверочных расчетов, выбору конструктивных материалов, обоснованию и проведению методов ремонтов, операционному менеджменту и риск-менеджменту, и другим аспектам. Создание такой базы потребует усилий многих организаций и специалистов. Но в конечном итоге это будет наша отечественная максимально сориентированная на реальные возможности и условия безопасного проектирования строительства эксплуатации и ремонта МПП.

**В чем вы видите принципы взаимодействия региональных федеральных структур в обеспечении данного вида безопасности...**

Федеральный закон от 21 июля 2011 года N 256-ФЗ "О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса" определяет что федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса, совместно с федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере транспорта, могут устанавливаться особенности защиты объектов транспортной инфраструктуры, расположенных в границах объектов топливно-энергетического комплекса, от актов незаконного вмешательства. Система обеспечения безопасности подразумевает и экологическую и социальную защищенность населения приморских регионов- а это уже прямая ответственность и губернаторов, и аппарата сенаторов.

**Как бы Вы сформулировали перспективные направления работы вашего комитета и экспертного совета...**

Во-первых это правовые и технические аспекты взаимодействия профильных ведомств и структур РФ в части решения проблемы безопасности морских высокорисковых подводных объектов.

И без сомнения нужно обсуждать и организовывать взаимодействие региональных органов власти, административных структур с межведомственным экспертным советом по обеспечению безопасности подводных морских объектов национального и регионального значения.

*Главный редактор МНТ Андрей Камшук*





# О ПРИМЕНЕНИИ СОВРЕМЕННОЙ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ МОРСКОЙ ТЕХНИКИ В ОБЕСПЕЧЕНИИ БЕЗОПАСНОСТИ МПТ И СТРОИТЕЛЬСТВЕ ПРОФИЛЬНЫХ СУДОВ СПЕЦИАЛЬНОГО НАЗНАЧЕНИЯ



*Помылев И.В., начальник отдела учета и управления РИД, Департамент судостроительной промышленности и морской техники*

Хотелось бы вкратце поговорить на тему применения современной отечественной морской техники и обеспечения безопасности, в частности, по направлению морских подводных трубопроводов и о строительстве профильных судов специального назначения.

Наша страна обладает богатейшими запасами нефти и газа, а также разветвленной сетью трубопроводов, часть из которых проходит под водой. Одной из составляющих реализации программы энергетической стратегии России на период до 2030 года является создание морской инфраструктуры, включающей морские трубопроводы, в том числе промысловые. В России на сегодняшний день реализованы крупномасштабные проекты и сооружения морских трубопроводов, в том числе и на континентальном шельфе. Текущие и перспективные потребности науки и практической морской деятельности требуют существенного повышения эффективности технических средств, обеспечивающих выполнение широкого спектра работ, в том числе и по обеспечению безопасности морских подводных трубопроводов. Хотелось бы на этом остановиться.

В настоящее время существуют проблемы внедрения комплексных систем безопасности морских подводных трубопроводов. Это связано с тем, что длительное время владельцы и эксплуатанты морских подводных трубопроводов использовали коммерческие методы защиты от возможных угроз, осуществляя только страхование различных рисков. Но 2020-2022 годы показали, что это не соответствует масштабу угроз и что необходимо внедрять системы безопасности, которые могут реагировать на все виды угроз. Российская промышленность имеет все необходимые элементы и готова при необходимости разрабатывать и внедрять систему безопасности морских подводных трубопроводов.

При этом необходима консолидированная работа владельцев морских подводных трубопроводов, эксплуатантов, проектных и производственных организаций по формированию технических заданий, проектированию, производству и вводу в эксплуатацию систем комплексной безопасности

морских подводных трубопроводов.

Хотелось бы остановиться на некоторых российских разработках и поговорить подробнее. Для контроля верхней полусферы и водных средств требуются различные системы обнаружения, а также автоматизированные комплексы, решающие задачи как управления средствами контроля обстановки, так и системами поражения или другого активного воздействия на нарушителей и их боевые ударные средства либо комплексы. В настоящий момент угрозы существуют в различных средах. Для верхней полусферы поверхности воды и под водой необходимо иметь средства обнаружения и противодействия. При этом модель угроз должна включать все возможные средства: воздушные, надводные и подводные.

Основные решаемые задачи комплексной системы безопасности – автоматический сбор и накопление информации об обстановке и от средств контроля обстановки, автоматизированное отождествление и классификация наблюдаемых целей, оценка обстановки, автоматизированное управление средствами контроля обстановки, предоставление инструментария для подготовки отечественного отчетного информационного документа для руководства.

Современное использование различных видов датчиков позволяет решить задачу обнаружения более эффективно. То, что плохо видит одна подсистема, хорошо видит другая. Таким образом, объединенная информация с различных подсистем дает полную 3D-картинку. Основные датчики являются радиолокационные, гидроакустические, гидролокация, оптико-электронные, сейсмические, а также использование воздушных и подводных роботов для обнаружения угроз. Для противодействия угроз необходимы средства воздействия.

Основные характеристики комплекса системы безопасности, основные параметры которого включают в себя различные задачи, а именно: максимальное число одновременно обрабатываемых целей, время выдачи цели указания средствами противодействия объекта по внезапно появив-



Комплекс телеуправляемого необитаемого подводного аппарата ТНПА

шимся целям, периодичность решения задач управления средствами противодействия объекта, время выработки решения и перенацеливания средствами противодействия объекта на более опасную цель, максимальное время задержки информации в комплексе при трансляции данных средствами противодействия объекта и периодичность решения задач управления использованием средствами противодействия объекта. Для современных систем безопасности данные временные параметры определяются до 20 секунд.

Есть системы с различными видами датчиков радиоконтроля, которые предназначены для обнаружения воздушных целей, контроля поверхности воды, наземных объектов на значительном расстоянии. В зависимости от частотного датчика, имеются различные характеристики по зоне обзора, дальности и обнаружении целей.

Так же имеются системы предназначенные для обнаружения подводных и надводных целей, воздействия на аквалангистов. Оборудование производится российскими предприятиями промышленности. В частности, пример приведен на рубежную гидроакустическую станцию «Талисман», зонную гидроакустическую станцию «Талисман», гидроакустические средства предупреждения «Талисман».

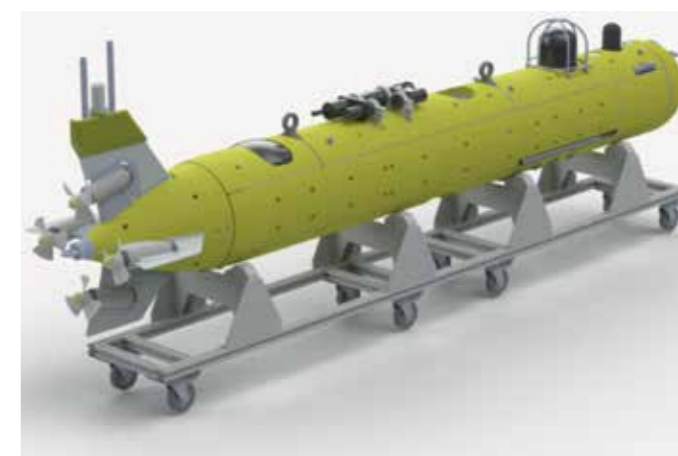
Комплексная система защиты подводных объектов, которая должна включать в себя гидроакустическую станцию, оповещение подводной обстановки, систему акустического предупреждения, звуковизоры, а также комплекс нелетальной защиты. Здесь приведены характеристики российских гидроакустических средств защиты подводных объектов, акватории и береговых сооружений. Приведены, в частности, гидроакустическая станция оповещения подводной обстановки «Сивуч», система акустического предупреждения, оповещение рев «А», звуковизор, гидроакустический комплекс нелетальной защиты «Кербер», который также может применяться на безопасности морских подводных трубопроводов.

Предоставлена информация о выпускаемых российской промышленностью системах подводного позиционирования, которые необходимы для проведения подводных работ и комплексных системах безопасности для обеспечения подводной навигации. На примере представлена система акустического позиционирования пикет USB-L, специализированное программное обеспечение «Афалина» USB-L и также маяков-ответчиков.

Что касается комплекса телеуправляемых российских необитаемых подводных аппаратов ТНПА, в данном случае представлен аппарат, выпускаемый российской промышленностью, который предназначен для выполнения осмотровых задач. Данный аппарат был разработан корпорацией морского приборостроения совместно с Акустиче-



Система акустического позиционирования «ПИКЕТ-USB/L», специализированного программного обеспечения «Афалина-USB/L», маяков-ответчиков



Образец-прототип ММТ-3500

ским институтом имени академика Андреева. Назначение аппарата – проведение подводно-поисковых спасательных операций по затонувшим объектам, по аварийным гидроакустическим маякам, выполнение различных подводных инженерных работ и прочих работы. Характеристики и значения также можно увидеть на фото.

Представлены разработки Акустического института имени академика Андреева, в частности, это заякоренный мобильный профилирующий аппарат, который является роботизированным носителем океанологической измерительной аппаратуры, а также автономный подводный разведывательный бой. На данном слайде приведен состав российского образца комплекса освещения донной обстановки «Галтель-Э», что является разработкой Института проблемных морских технологий. Комплекс предназначен для поиска, обнаружения, определения классификационных признаков, обследования протяженности, в частности, подводных каменных линий, морских трубопроводов, линий связи, стационарных подводных объектов, удаленных морских акваторий с борта, обеспечивающих судно. Данный комплекс прошел апробацию в боевых условиях в Сирии.

Другим ярким примером является российский аппарат ММТ-3500, который применялся в 2022 году для обследования подводного трубопровода «Голубой поток». Также данный аппарат может применяться для разведывания поиска мин, вскрытия донной обстановки в местах базирования ВМФ, военно-морских судов, инспекционных подводных кабелей, систем подводных стационаров, морских трубопроводов.

Полностью статья предоставляется секретариатом МЭС



## ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ: ЛЮДИ, СОБЫТИЯ, ФАКТЫ

*ЛУКОЙЛ – ОДНА ИЗ КРУПНЕЙШИХ ВЕРТИКАЛЬНО ИНТЕГРИРОВАННЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ В МИРЕ, НА ДОЛЮ КОТОРОЙ ПРИХОДИТСЯ БОЛЕЕ 2% МИРОВОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ОКОЛО 1% ДОКАЗАННЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ. ЛУКОЙЛ В РОССИИ ЭТО 11% ДОКАЗАННЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ, 15% ДОБЫЧИ НЕФТИ, 15% ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ*

«ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» – одно из крупнейших нефтедобывающих предприятий, занимающихся разведкой и разработкой месторождений нефти и газа в акватории Каспийского и Азовского морей. Является 100% дочерним обществом ПАО «ЛУКОЙЛ».

Предприятие вошло в состав группы компаний «ЛУКОЙЛ» в 1995 году. С 1995 года приоритетное направление деятельности предприятия – реализация «Каспийского проекта», предусматривающего поиск залежей углеводородного сырья в Каспийском море и их дальнейшую разработку. С 2003 года «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» также приступил к изучению и освоению ресурсов Азовского моря. Морские проекты ЛУКОЙЛ в Южном федеральном округе – основа деятельности предприятия сегодня.

Сохранение уникальной природы районов деятельности, активное участие в жизни регионов и создание широких возможностей для сотрудников предприятия – принципы, лежащие в основе планомерного развития «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть». Успехи организации в этих направлениях неоднократно отмечены престижными премиями.

Развивая производство нефти на Северном Каспии, компания постоянно работает над повышением экологической безопасности, использует технологии нулевого сброса, спутникового мониторинга и воспроизводства биоресурсов.



**НИКОЛАЙ НИКОЛАЕВИЧ ЛЯШКО  
РУКОВОДСТВО:** Генеральный директор ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть».

**Год рождения:** 1961

В 2000 году окончил Тюменский государственный нефтегазовый университет. Специальность: «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

С 1995 года работал на предприятиях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Начал свою карьеру в ТПП «Когалымнефтегаз», где последовательно занимал позиции от мастера цеха поддержания пластового давления до заместителя генерального директора по производству. В 2007 году переведен в ТПП «Урайнефтегаз» на должность первого заместителя генерального директора-главного инженера. С 2009 года – генеральный директор ТПП «Лангепаснефтегаз». В 2011 году назначен генеральным директором ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть».

**Депутатская деятельность:**

С 2011 с 2021 год – депутат Думы Астраханской области, заместитель председателя комитета по аграрно-продовольственной политике, природопользованию и экологии.

**Награды:**

2003 год – Благодарность Министерства энергетики РФ.

2007 год – Почетная грамота Министерства промышленности и энергетики РФ.

2010 год – Звание «Почетный нефтяник».

2016 год – Медаль ордена «За заслуги перед Отечеством» II степени.

2021 год – Орден Почета.



Материалы для публикации получены из открытых источников  
<https://nvn.lukoil.ru/ru/About/History>



**ИСТОРИЯ**

Запуск в эксплуатацию 12 июля 1949 года скважины № 1 Жирновского нефтегазового месторождения считается началом истории промышленной добычи нефти на территории Волгоградской области и датой образования предприятия (тогда – Нижневолжскнефтегаз).

В 1962 году в зону деятельности управления Нижневолжскнефтегаз Сталинградского совнархоза включена Астраханская область.

В 1970 году создано производственное объединение «Нижневолжскнефть», в составе которого – управления буровых работ, образованные на базе трестов «Сталинграднефть» и «Жирновскнефтегазразведка».

В 1973 году специалисты «Нижневолжскнефть» были привлечены к разведочным работам в центральной части Западного Казахстана, где 6 лет спустя открыли одно из крупнейших в мире месторождений – Тенгизское.

В период с 1991 по 2002 годы на севере Волгоградской области геологами предприятия разведаны нефтяные месторождения с реальными запасами около 50 млн т, в том числе одно из самых крупных за весь период развития региона – Памятно-Сасовское.

**1996 – 2001 ГОДЫ: ПЕРВЫЕ ОТКРЫТИЯ**

В 1995 году «Нижневолжскнефть» становится 100% дочерним предприятием компании «ЛУКОЙЛ» и приступает к исследованию ресурсов Каспийского моря.

В 1999 году на Каспии началось разведочное бурение с помощью самоподъемной полупогружной буровой установки «Астра».

В 2000 году в акватории Каспийского моря открыты первые месторождения – имени Юрия Корчагина и Хвалынское.

В 2001 году открыты месторождения Ракушечное и 170

километр, в 2003 году – месторождение Сарматское (переименовано в дальнейшем в месторождение имени Ю. Кувыкина).

**2002 – 2005 ГОДЫ: ИЗУЧЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В АЗОВСКОМ МОРЕ**

В 2002 году в ходе реструктуризации ОАО «ЛУКОЙЛ» принято решение об укрупнении ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» путем присоединения к нему ряда специализированных предприятий. Организация становится единым оператором ЛУКОЙЛ по добыче углеводородного топлива на территории Южного Федерального округа.

В 2003 году ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» совместно с Администрацией Краснодарского края и НК «Роснефть» учредило ООО «НК «Приазовнефть», созданное для геологического изучения и освоения месторождений в акватории Азовского моря.

В 2005 году в пределах Темрюкско-Ахтарского лицензионного участка в акватории Азовского моря выделена структура «Новая», где через год началось бурение первой поисково-оценочной скважины.

**2005 – 2007 ГОДЫ: УСПЕХИ НА КАСПИИ**

В 2005 году в акватории Каспийского моря открыто месторождение имени Владимира Филановского – самое крупное по запасам нефти из разведанных в Российской Федерации за последние 20 лет.

В 2006 году ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» приобрело пакет акций ОАО «Приморьнефтегаз», владеющего лицензией на геологическое изучение недр Пойменного участка в Астраханской области. Ресурсы открытого на этом участке Центрально-Астраханского серогазоконденсатного месторождения способны обеспечить стабильную добычу и переработку углеводородного сырья в течение 30 лет.

Тогда же, в 2006 году, на заводе «Астраханский корабел»

началось строительство ледостойкой стационарной платформы для месторождения им. Ю. Корчагина.

В 2007 году подписаны международные контракты на строительство подводного трубопровода и системы точечного причала для этого месторождения.

**2008 – 2009 ГОДЫ: ОБУСТРОЙСТВО МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

В июле 2008 года из состава ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» выделено ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтегаз». Созданное предприятие стало правопреемником в разработке месторождений углеводородного сырья на суше – на территории Волгоградской, Астраханской областей и Республики Калмыкии. ЛУКОЙЛ-«Нижневолжскнефть» получил возможность сосредоточиться исключительно на морских проектах, связанных с изучением и освоением ресурсов акватории Каспийского и Азовского морей.

В том же 2008 году в Каспийском море открыты месторождения Западно-Ракушечное и Центральное. В Элисте в 2008 году прошли общественные слушания, в рамках которых получил одобрение проект обустройства месторождения им. В. Филановского.

В 2009 году завершено строительство основных объектов обустройства месторождения им. Ю. Корчагина: двух ледостойких стационарных платформ, плавучего нефтехранилища и точечного причала. На Каспии установлены морская ледостойкая стационарная платформа и морской перегрузочный комплекс, которые соединены между собой подводным нефтепроводом.

Продолжилась подготовка к началу промышленной добычи нефти на Каспии. 16 декабря 2009 года на морской ледостойкой стационарной платформе состоялось подписание акта готовности бурового комплекса к бурению.

**2010 – 2015 ГОДЫ: ПЕРВАЯ НЕФТЬ**

В 2010 году на месторождении им. Ю. Корчагина получена первая нефть. С этого момента технологическая цепочка по добыче каспийской нефти отлажена, все объекты обустройства месторождения включены в производственный процесс.

В 2011 году в Северодвинске подписаны договоры с подрядчиками на строительство морских объектов обустройства месторождения им. В. Филановского.

В 2012 году «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» заключает контракты на строительство внутрипромысловых трубопроводов и трубопроводов внешнего транспорта нефти и газа для месторождений Северного Каспия.

3 ноября 2012 года на месторождении им. Ю. Корчагина добыт первый миллион тонн нефти.

В 2013 году на астраханских верфях завершено строительство опорных оснований ледостойкой стационарной платформы, центральной технологической платформы, райзерного блока и платформы жилого модуля для месторождения им. В. Филановского. Все опорные блоки установлены в Каспийском море.

На астраханском судостроительном заводе «Красные баррикады» началось строительство платформы жилого модуля для месторождения им. В. Филановского.

В 2015 году объем нефти, добытой на месторождении им. Ю. Корчагина, превысил 5 млн т.

**2016 – 2017 ГОДЫ: ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ КРУПНЕЙШЕГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

31 октября 2016 года в Астрахани состоялся торжественный ввод в промышленную эксплуатацию месторождения им. В. Филановского с участием президента России Владимира Путина.

В 2016 году компания «ЛУКОЙЛ» приступила к строительству второй очереди объектов для обустройства месторождения им. Ю. Корчагина в акватории Каспийского моря.

В ноябре 2016 компания «ЛУКОЙЛ» ввела в эксплуатацию головные береговые сооружения в Республике Калмыкия для транспортировки углеводородов с месторождений Северного Каспия.

В январе 2017 года «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» добыл первый миллион тонн нефти на месторождении им. В. Филановского в Каспийском море.

В 2017 году объекты обустройства второй очереди месторождения им. В. Филановского ЛСП-2 и ПЖМ-2 выведены и установлены на заданных точках в Каспийском море. Также продолжается обустройство второй очереди месторождения им. Ю. Корчагина - выведено в море и установлено опорное основание блок-кондуктора.

В июне 2017 года накопленный объем нефти, добытой на месторождениях им. Ю. Корчагина и им. В. Филановского превысил 10 млн тонн.

В сентябре 2017 года ПАО «ЛУКОЙЛ» преодолело рубеж поставок в 3 млн тонн нефти с месторождений им. В. Филановского и им. Ю. Корчагина на нефтеперекачивающую станцию «Комсомольская» Каспийского трубопроводного консорциума (КТК) в Республике Калмыкия.

# МЕСТОРОЖДЕНИЕ ИМ. Ю. КОРЧАГИНА



## МЕСТОРОЖДЕНИЕ ИМ. Ю. КОРЧАГИНА

Предприятие ведет добычу углеводородного сырья на нефтегазоконденсатном месторождении им. Ю. Корчагина, открытом в 2000 году и введенном в эксплуатацию в 2010 году. Разведанные запасы составляют 130 359 тыс. т нефти и порядка 63 млрд м<sup>3</sup> газа. В 2015 году на месторождении преодолен рубеж добычи в 5 млн т нефти. В декабре 2016 года добыто 7 млн т нефти.

В августе 2018 года в рамках обустройства второй очереди месторождения в эксплуатацию был введен блок-кондуктор.

Месторождение им. Ю. Корчагина, открытое в 2000 году, стало первым месторождением, запущенным ЛУКОЙЛОМ на Каспии. Добыча на месторождении началась в 2010 году.

- Первая очередь месторождения, введенная в эксплуатацию в 2010 году, включает морскую ледостойкую стационарную платформу, платформу жилого модуля, а также морской перегрузочный комплекс, который использовался для отгрузки продукции до запуска инфраструктуры месторождения им. В. Филановского.

- Вторая очередь обустройства месторождения включает блок-кондуктор (малогабаритная морская ледостойкая стационарная платформа), который начал работать в 2018 году, подводные трубопроводы и силовые кабели для соединения с ледостойкой стационарной платформой первой очереди.
- При разработке и обустройстве месторождения были успешно отработаны сложные технологические решения, получен значительный опыт и дополнительные сведения о геологии региона. Так, например, Компания успешно применила уникальные для Российской Федерации технологические решения по строительству добывающих скважин с длинами горизонтальных участков более 5 км и системами интеллектуального заканчивания.
- Все решения, которые успешно показали себя при обустройстве месторождения им. Ю. Корчагина, Компания применяет для максимально эффективной разработки других каспийских месторождений.



# МЕСТОРОЖДЕНИЕ ИМ. В. ФИЛАНОВСКОГО



## МЕСТОРОЖДЕНИЕ ИМ. В. ФИЛАНОВСКОГО

В 2011 году предприятие начато обустройство месторождения им. В. Филановского, открытого в 2005 году и признанного самым крупным из разведанных в Российской Федерации за последние 25 лет. Извлекаемые запасы нефти, по оценке специалистов, составляют 129 млн т, газа – 30 млрд м<sup>3</sup>. Проектная добыча нефти составляет 6 млн т/год.

Строительство объектов обустройства месторождения им. В. Филановского велось на астраханских верфях. В 2013 году установлены опорные основания, а в 2014 году смонтированы верхние строения центральной технологической платформы, ледостойкой стационарной платформы, райзерного блока и платформы жилого модуля.

Ледостойкая стационарная платформа предназначена для бурения и эксплуатации скважин. В состав платформы входят: буровой комплекс для бурения 11 наклонно-направленных скважин с горизонтальным заканчиванием ствола, эксплуатационный комплекс для сбора, замера и по-

дачи продукции скважин на центральную технологическую платформу и энергетический комплекс.

Общий вес ледостойкой платформы составляет более 15 тыс. т.

Центральная технологическая платформа предназначена для подготовки и транспортировки на берег нефти и попутного газа. Подготовка нефти осуществляется на двух технологических линиях мощностью 3 млн т/год каждая. Общий вес платформы составляет около 21 тыс. т.

Райзерный блок предназначен для подключения внутри-промысловых трубопроводов и трубопроводов внешнего транспорта, по которым осуществляется транспортировка нефти и газа с месторождений на береговые сооружения.

Платформа жилого модуля рассчитана на проживание 125 человек. Над крышей жилого модуля смонтирована вертолетная площадка.

В октябре 2016 года месторождение им. В. Филановского введено в промышленную эксплуатацию.

- Первая очередь обустройства месторождения, введен-

ная в эксплуатацию в 2016 году, включает следующие объекты: ледостойкую стационарную платформу, платформу жилого модуля, райзерный блок и центральную технологическую платформу.

- Вторая очередь обустройства месторождения, введенная в эксплуатацию в 2017 году с целью поддержания стабильного уровня добычи в 6 млн тонн нефти в год, состоит из ледостойкой стационарной платформы и платформы жилого модуля.
- Третья очередь введена в эксплуатацию в 2019 году и включает блок-кондуктор (мини-платформу). Факторы, определяющие экономическую эффективность проекта
- Опыт, накопленный при разработке месторождения им. Ю. Корчагина, – оптимизация технических решений, двукратное увеличение скорости бурения;
- Уникальная геология и современные технологии – рекордно высокие дебиты и низкие удельные расходы на добычу;
- Выгодное расположение с доступом в Каспийский трубопроводный консорциум (КТК) – экономия на транспортных расходах;
- Наличие банка качества в КТК – справедливая цена реализации, отражающая высокое качество нефти;
- Поставка попутного газа на Ставролен – полная вертикальная интеграция, создание высокой добавленной стоимости;
- Государственная поддержка в виде специального налогового режима – увеличение удельной маржи на этапе добычи.

Месторождение отличается уникальной геологией: вы-

сокая проницаемость коллекторов позволяет достигать рекордных начальных дебитов. Средний начальный дебит добывающих скважин на месторождении многократно превышает средний дебит по прочим новым скважинам компании. Нефть месторождения отличается высоким качеством и относится к категории легкой малосернистой. Добываемая нефть поставляется на экспорт через систему Каспийского Трубопроводного Консорциума (КТК). Благодаря наличию в КТК банка качества цена реализации нефти соответствует ее высоким характеристикам. Попутный газ с месторождения поставляется на нефтегазохимический комплекс Ставролен для дальнейшей переработки в товарный газ и продукцию нефтехимии.

Инфраструктура месторождения им. В. Филановского обеспечивает существенную синергию для других каспийских проектов. В частности, с запуском месторождения начались поставки нефти с месторождения им. Ю. Корчагина через систему КТК, что привело к значительному снижению транспортных расходов. Следующие проекты Компании на Каспии также планируется реализовывать с учетом синергии с инфраструктурой месторождения им. В. Филановского. Например, продукцию месторождения им. В. Грайфера планируется направлять на подготовку на ЦТП Филановского и далее через КТК на экспорт. Месторождение Кувькина также сможет использовать транспортную инфраструктуру месторождения им. В. Филановского.

На Каспии компания применяет передовые технологии бурения и заканчивания скважин. Двуствольные горизонтальные скважины оснащаются интеллектуальными устройствами контроля притока, что позволяет эффективно управлять отбором запасов в каждом стволе.



# МЕСТОРОЖДЕНИЕ ИМ. В. ГРАЙФЕРА



## МЕСТОРОЖДЕНИЕ ИМ. В. ГРАЙФЕРА

Месторождение им. В. Грайфера (бывшее Ракушечное), открытое в 2001 году, является третьим проектом, который компания реализует на Каспии. Месторождение расположено в непосредственной близости от месторождения им. В. Филановского, благодаря чему планируется использование уже построенной инфраструктуры.

Это позволит сократить сроки и затраты на обустройство месторождения. Ожидаемая полка добычи – свыше 1 млн тонн нефти в год.

Объекты обустройства месторождения включают ледо-

стойкую стационарную платформу, платформу жилого модуля, переходную галерею, а также подводные межпромысловые трубопроводы и кабельные линии для соединения со второй ледостойкой стационарной платформой месторождения им. В. Филановского.

Непосредственная близость с действующими месторождениями Компании на Каспии позволила существенно оптимизировать проект обустройства за счет использования существующей инфраструктуры для подготовки и транспорта продукции, а также обеспечения энергоснабжения месторождения им. В. Грайфера.





#### КОРЧАГИН ЮРИЙ СЕРГЕЕВИЧ (1932-2000)

В 1956 году окончил Московский нефтяной институт им. И. М. Губкина по специальности «эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Трудовую деятельность начал в объединении «Татнефть», где прошел путь от оператора по добыче нефти и газа до главного инженера одного из крупнейших НГДУ – Елховнефть.

Талант Корчагина Ю.С. как организатора раскрылся во время его работы начальником НГДУ «Узеньнефть», заместителем генерального директора производственного объединения «Мангышлакнефть». При его непосредственном участии в объединении было освоено крупнейшее месторождение Казахстана – Узеньское, внедрены новейшие технологии добычи высоковязких нефтей.

Как талантливый организатор и высококвалифицированный специалист нефтяной промышленности Корчагин Ю.С. в 1981 году был приглашен на работу в Госплан СССР. Как главный специалист Отдела нефтяной и газовой промышленности Госплана СССР координировал деятельность нефтяной отрасли в области внедрения новой техники.

В 1986 году был переведен на работу в Бюро Совета Министров СССР по топливно-энергетическому комплексу, где занимал должности старшего референта, главного специалиста, заместителя заведующего Отделом топливобывающих отраслей, а с 1991 года выдвинут на должность заместителя заведующего Отделом топливных ресурсов – заведующего сектором нефтяной и нефтеперерабатывающей промышленности аппарата Государственной топливно-энергетической комиссии Кабинета Министров СССР.

С 1992 по 2000 год Корчагин Ю.С. работал в ОАО «ЛУКОЙЛ», занимая должности советника Президента, секретаря Совета – руководителя Аппарата Совета директоров.

Был награжден орденами: Трудового Красного Знамени, «Знак Почета», тремя медалями. Ему было присвоено почетное звание «Заслуженный работник нефтяной и газовой промышленности Российской Федерации».



#### ФИЛАНОВСКИЙ-ЗЕНКОВ ВЛАДИМИР ЮРЬЕВИЧ (1928–1994)

После окончания (1952) Московского нефтяного института им. И.М. Губкина был направлен в ПО «Татнефть», где прошел путь от помощника мастера до начальника НПУ «Альметьевнефть». В 1962–1965 гг. работал в аппарате Татарского, а затем Средне-Волжского СОВНАРХОЗА: заместителем начальника по капитальному строительству и главным инженером в управлении нефтяной промышленности. Вместе с В.И. Муравленко создавал «Главтюменнефтегаз», где занимал пост главного инженера (1965–1969). В 1969 был переведен в Министерство нефтяной промышленности СССР, где работал начальником Главного управления капитального строительства, с 1975 г. – начальником Управления по добыче нефти. Руководил разработкой и внедрением высокоэффективных комплексных технико-экономических решений, обеспечивших ускоренное развитие добычи нефти в Тюменской области. В 1976–1985 гг. возглавлял отдел нефтяной и газовой промышленности Госплана СССР, затем был назначен первым заместителем Министра нефтяной и газовой промышленности СССР (1985–1989). В 1989 г. создал и возглавил совместное предприятие «Камнефть», которое занималось разработкой и внедрением новых, прогрессивных технологий нефтегазодобычи.

Лауреат Ленинской премии (1970), Почетный нефтяник, Почетный работник Министерства строительства предприятий нефтяной и газовой промышленности, дважды лауреат премии имени академика И.М. Губкина.

Награжден четырьмя орденами Трудового Красного Знамени, орденом Октябрьской революции, медалями. Его Именем В.Ю. Филановского-Зенкова названо нефтегазовое месторождение в Каспийском море, разрабатываемое ПАО «ЛУКОЙЛ».



#### ГРАЙФЕР ВАЛЕРИЙ ИСААКОВИЧ (1929–2020)

В 1952 г. окончил Московский нефтяной институт им. И.М. Губкина. Профессиональную деятельность начал в Татарии, прошёл путь от помощника мастера по добыче нефти до главного инженера объединения «Татнефть». В 1972 г. был приглашен в Москву в Министерство нефтяной промышленности СССР и назначен на должность начальника планово-экономического управления, а с 1985 г. стал заместителем Министра нефтяной промышленности СССР – начальником «Главтюменнефтегаз». Под его руководством произошла смена концепции освоения нефтегазовых ресурсов Западной Сибири, вовлечение в разработку большого числа менее крупных месторождений, значительное сокращение фонда недействующих скважин, увеличение объемов добычи. С 1991 г. профессиональная деятельность связана с «ЛУКОЙЛ». В 1992 г. организовал и возглавил «Российскую инновационную топливно-энергетическую компанию» (РИТЭК), деятельность которой была нацелена на внедрение новых технологий для освоения запасов трудноизвлекаемой нефти. С 2000 г. – Председатель Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ». С 2010 г. – Председатель Совета директоров «РИТЭК», входящей в состав Группы ЛУКОЙЛ. В.И. Грайфер автор около 100 научных публикаций и 40 изобретений, профессор РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.

Лауреат Ленинской премии (1976), заслуженный работник нефтяной и газовой промышленности РСФСР (1967), Почетный нефтяник СССР (1979). Награжден орденами Ленина (1971), Трудового Красного Знамени (1966), «За заслуги перед Отечеством» III и IV степеней (1999, 2007), Александра Невского (2014), другими орденами и медалями.

## МЭС РАБОТАЕТ В АСТРАХАНИ С «ЛУКОЙЛ- НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»



На прошедшем 12 октября 2023 года в Астрахани экспертном совете по безопасности МПТ с приветственным словом, рассказом о деятельности компании, выступил Ляшко Николай Николаевич, генеральный директор ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневожскнефть».

На прошедшем 12 октября 2023 года в Астрахани экспертном совете по безопасности МПТ с приветственным словом, рассказом о деятельности компании, выступил Ляшко Николай Николаевич, генеральный директор ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневожскнефть».

Научные основы и прикладные разработки проблем безопасности и защищенности морских трубопроводных сооружений - эти вопросы были обсуждены в докладе Махутова Николая Андреевича, председателя комиссии РАН по техногенной безопасности, председателя МЭС.

С важной информацией об актуальных задачах нефтегазовой промышленности и деятельности МЭС, на данном этапе заочно, в своем видеообращении выступил Шмаль Геннадий Иосифович, председатель Союза нефтегазопромышленников России.

С обзором международного научно-технического и инновационного сотрудничества в акватории Каспийского моря







по обеспечению безопасности морских подводных трубопроводов выступил Надеин Владимир Александрович, генеральный директор НГБ «Энергодиагностика».

О создании судов особого назначения для обеспечения безопасности МПТ и о современных тенденциях научно-производственных разработок и практике их применения в области безопасности МПТ рассказал Лещенко Виктор Викторович, генеральный директор НТЦ «Нефтегаздиагностика».

С важными техническими предложениями выступил представитель технического сообщества ПАО «Газпром» Евгений Михайлович Подоляко.

О возможностях отечественной судостроительной промышленности и морской техники в безопасном строительстве и о применении робототехники был доклад Вавилова Дмитрия Викторовича, представителя департамента судостроительной промышленности и морской техники Минпромторга России, ЦНИИ «Курс».



строительной промышленности и морской техники Минпромторга России, ЦНИИ «Курс».

Разработка нормативно-методических документов по обоснованию безопасности МПТ – главная тема доклада Лепихина Анатолия Михайловича, технического секретаря МЭС, эксперта РАН.

О современных тенденциях научно-производственных разработок и практике их применения в области безопасности МПТ рассказали Кот Виктор Павлович и эксперт МЭС Лупырь Роман Ростиславович.

С рабочим визитом 11 октября члены МЭС побывали на нефтедобывающей платформе имени В. Грайфера, ознакомившись с техническими решениями применяемыми инженерами «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ» при добыче нефти в открытом море. По традиции гостям предложили попробовать добытую нефть на вкус из каски – таковы правила посвящения в нефтяники. Пребывание на платформе и общение с опытными профессионалами бурового дела завершилось дружеским обедом.

Приглашенная для участия в Международном молодежном нефтегазовом форуме «Каспий – море успеха» делегация экспертов МЭС приняла участие в пленарном заседании совместно с губернатором Астраханской области Игорем Юрьевичем Бабушкиным. Важным событием для научно-технического сообщества юга России стало открытие профильного факультета в Астраханском технологическом университете работу которого организовал первый заместитель генерального директора «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ» Усенков Андрей Владимирович. В рамках программы открытия факультета прошла выставка инновационных отече-

ственных разработок, где достойное место занял аппарат диагностики трубопроводных систем, созданный командой талантливых молодых инженеров научно-технического центра «НЕФТЕГАЗДИАГНОСТИКА».

Обсуждение экспертами актуальной темы необходимости иметь суда специального назначения для обеспечения безопасности высокорисковых подводных объектов прошло на борту пилотного проекта такого судна с названием «Нептун» непосредственно в акватории реки Волга. Площадка для спецоборудования и водолазных работ, комплект мощных насосов и опытная специально обученная команда, этот так называемый профминимум уже имеется у астраханских коллег. Принято решение максимально усилить навигационные возможности, устойчивость связи и расширить ремкомплект.

Большое внимание вызвало у членов совета и приглашенных экспертов профильных корпораций демонстрация процесса создания ремонтных муфт для МПТ на площадке завода «Каскад». Генеральный директор Владимир Петрович Шуреков поэтапно, в деталях показал все варианты создания муфт и поделился многолетним опытом ремонтно-восстановительных работ на подводных трубопроводах.

Благодаря высокому уровню организации, проявленному командой «ЛУКОЙЛ – НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ» и руководством МК «КАСКАД» выездное совещание МЭС прошло очень результативно и было наполнено большим количеством важных и интересных встреч, событий что стало основанием для планирования и дальнейших подобных мероприятий в ключевых точках водной акватории нашей страны.

## «НЕФТЕГАЗДИАГНОСТИКА» - 27 ЛЕТ РАБОТАЕМ НА ЗЕМЛЕ, ПОД ЗЕМЛЕЙ, ПОД ВОДОЙ



*Лещенко Виктор Викторович, генеральный директор ООО «НТЦ «Нефтегаздиагностика». Родился 29 апреля 1966 года в г. Ухта Коми АССР. В 1989 году окончил Московский авиационный институт им. С. Орджоникидзе (МАИ) по специальности «Ядерные энергетические установки космических летательных аппаратов». После окончания института работал в отделении физики плазмы Института атомной энергии им. И.В.Курчатова. Кандидат технических наук. Эксперт высшей квалификации по экспертизе объектов нефтяной и газовой промышленности. Председатель Правления Научно-Промышленного Союза «РИСКОМ» (Управление Рисками, Промышленная Безопасность, Контроль и Мониторинг). Разработчик систем ремонта морских подводных нефтегазопроводов. Автор более 100 статей по тематике промышленной безопасности, соавтор более 90 нормативно-технических документов: методик, технических регламентов, межотраслевых и государственных Стандартов. Имеет многочисленные патенты на изобретения.*

*НТЦ «Нефтегаздиагностика» — отечественная инновационная компания, специализирующаяся на обследовании и ремонте нефтегазопроводов. Предприятие неоднократно брало на себя миссию по созданию новых рынков. Так, в начале 2000-х «Нефтегаздиагностика» стала первой компанией в России, занявшейся внутритрубной диагностикой промысловых трубопроводов — сферы, где с тех пор она является одним из ведущих игроков. А относительно недавно компания взялась за еще более сложную задачу — формирование новой для нашей страны подотрасли ремонтов морских подводных нефтегазопроводов.*

Генеральный директор ООО «НТЦ «Нефтегаздиагностика» Виктор Викторович Лещенко — мы обсудили с ним специфику отраслей, где работает его компания, узнали его мнение о перспективах освоения морских месторождений российской Арктики и попросили поделиться экспертной оценкой состояния сферы промышленной безопасности в стране.

— Виктор Викторович, НТЦ «Нефтегаздиагностика» работает уже более 25 лет. В вашей компетенции разнообразные задачи, в том числе внутритрубная диагностика нефте- и газопроводов, техническое диагностирование и

экспертиза промышленной безопасности опасных производственных объектов, ремонт сухопутных и морских подводных трубопроводов, разработка нормативно-технической документации. Также производятся уникальные устройства для устранения внутренних и внешних дефектов трубопроводов. Что из этих направлений сегодня занимает основное место в вашей деятельности?

— Уже достаточно долгое время наша основная сфера — внутритрубная диагностика сухопутных и подводных нефтегазопроводов, а также ремонт поврежденных участков трубопроводов муфтами собственной разработки и производства. Особое место занимает морская тематика — обследование и ремонт шельфовых и морских подводных нефтегазопроводов. Здесь мы достигли впечатляющих успехов, вышли в лидеры. В области диагностики и ремонта морских подводных нефтегазопроводов нами разработана и производится линейка уникальных продуктов, которые по своим характеристикам как минимум не уступают лучшим мировым решениям, что признано ведущими производителями данных услуг.

А по некоторым продуктам превосходят лучшие иностранные разработки. Компания — лидер в России по диагностике внутритрубными интеллектуальными снарядами и водолазному обследованию морских подводных нефтегазопроводов. По многим техническим решениям подводных ремонтов НТЦ «Нефтегаздиагностика» находится на ведущих позициях в мире. В России по морским подводным ремонтам мы безусловные лидеры. Мы разрабатываем и производим ремонтные конструкции, сами проводим подводно-технические работы по ремонту трубопроводов, разрабатываем нормативное обеспечение. По сути, нами сформирована новая подотрасль трубопроводного транспорта — обеспечение безопасной эксплуатации и живучести морских подводных трубопроводов (МПТ).

— В сфере подводных ремонтов у вас нет конкурентов среди российских компаний?

— Есть очень уважаемые и опытные специализированные компании в «Газпроме» и «Транснефти» по ремонту подводных переходов трубопроводов на реках — там своя специфика. В море были эпизодические работы. А на нашем счету сегодня — более 350 ремонтов морских трубопроводов в четырех морях! Нами предложена комплексная система решений и методов для ремонтов МПТ — от создания отечественного продукта до разработки соответствующей нормативно-технической базы. Разработана уникальная линейка решений для устранения большинства видов дефектов для всех типов подводных трубопроводов. Налажено их производство на входящих в нашу группу компаний предприятиях: астраханском МК «Каскад» и московском ПСО «Нефтегаздиагностика».

И, наконец, создана нормативно-техническая документация не только под эти изделия, но вообще под методологию проведения морских подводных ремонтов. Разработан технологический регламент, прописывающий требования и процедуру выбора технических решений в зависимости от конкретной ситуации, технологические карты, схемы расстановки якорей, алгоритмы взаимодействия разных служб. Внесены необходимые изменения и дополнения в правила Российского морского регистра судоходства.

— МПТ ведь используются в России относительно недавно?

— Так сложилось, что добыча углеводородов в нашей стране развивалась в основном на суше. Добычей на море в России стали серьезно заниматься с начала 2000-х, когда началось активное освоение акваторий Охотского, Баренцева, Карского и других морей. Первая полностью построенная в России морская ледостойкая стационарная платформа Д-6

*На нашем счету сегодня — более 350 ремонтов морских трубопроводов в четырех морях! Нами предложена комплексная система решений и методов для ремонтов МПТ — от создания отечественного продукта до разработки соответствующей нормативно-технической базы. Разработана уникальная линейка решений для устранения большинства видов дефектов для всех типов подводных трубопроводов. Налажено их производство на входящих в нашу группу компаний предприятиях: астраханском МК «Каскад» и московском ПСО «Нефтегаздиагностика».*

появилась на Балтике только в 2003 году. Соответственно, долгое время практически все решения по морской добыче у нас были импортные, не существовало и отечественных технологий по ремонту МПТ. До последнего времени и работа по стандартизации различных методов и способов подводного ремонта, а также разработка методик их испытания и сертификации тоже шла фрагментарно. Специализированного нормативного документа по ремонтам морских подводных трубопроводов в России не существовало. Были лишь ГОСТ и газпромский стандарт — оба переведенные импортные регламенты, которые никоим образом не решают задачу регулирования. Их даже и применять толком невозможно, так как они ссылаются на огромное количество иностранных же нормативов и технологий.

— Почему России так важно иметь собственные решения в области морских подводных ремонтов?

— Раз уж мы идем в море, нужно быть полностью готовыми ко всем неожиданностям, которые могут возникнуть при эксплуатации подводных трубопроводов. Для каждого типа инцидента у нас должны быть свои решения, целиком закрывающие проблему. И опираться следует на отечественную базу технологий. Опыт стран, давно и успешно работающих на море — США, Норвегии, Австралии, стран Юго-Восточной Азии, разработавших и внедривших в практику немало решений в области подводных ремонтов, безусловно, необходимо учитывать. Но не стоит сбрасывать со счетов высокую стоимость иностранных ремонтных конструкций, длительные сроки изготовления и поставки, а также политические и санкционные риски. Все это особенно важно, если мы говорим об освоении морских углеводородных запасов российской части Арктики, где условия гораздо жестче, чем где бы то ни было. Экологи не устанут напоминать о страшных последствиях разлива нефти в Мексиканском заливе. Но даже если значительно меньшая по масштабам утечка нефти произойдет в Арктике, катастрофа будет куда более тяжелой. Потому что в арктических акваториях нет такого бешеного биоценоза, как в южных морях, загрязнение в ар-





ктических водах намного труднее ликвидировать. И, конечно, не стоит забывать о том, какой урон подобная катастрофа может нанести имиджу России и какой козырь она даст нашим политическим оппонентам.

— Наши политические оппоненты вообще любят упрекать Россию в пренебрежении к экологии. Европейцы, например, при строительстве «северных потоков» всегда упирали на их потенциальную экологическую опасность.

— В то время, когда начались эти дискуссии, в них было меньше политики. Тогда никто не подвергал сомнению факт, что у Европы нет иной альтернативы, кроме российского газа. Свою «Сланцевую кампанию» США начали позже. К «Северному потоку» на этапе его строительства было много объективных вопросов по экологии. На дне Балтийского моря после войны действительно захоронен огромный объем боеприпасов, в том числе боевых отравляющих веществ нацистской Германии. И существовала реальная опасность экологической катастрофы. Чтобы ее нейтрализовать и расчистить трассу для «Северного потока», была проведена огромная работа. Кстати, мы участвовали в диагностике «Северного потока», обследовали обе нитки этого уникального объекта, по 1224 км каждая. А сейчас, конечно, для наших оппонентов экология — это всего лишь удобный повод помешать России.

— Насколько тесно сегодня на рынке внутритрубной диагностики и как НТЦ «Нефтегаздиагностика» удается конкурировать с достаточно крупными игроками — дочерними или аффилированными структурами нефтегазотранспортных корпораций?

— Вообще рынок внутритрубной диагностики в отличие от традиционной диагностики трубопроводов, которой занимается немало компаний — от крупных до микро, довольно узок. До недавнего времени в России игроков на

нем было совсем немного, да и теперь, чтобы пересчитать их, с лихвой хватит пальцев двух рук. И в мире тех, кто специализируется на внутритрубной диагностике, мало. У нас только пять достаточно крупных компаний, которые сами производят внутритрубные снаряды, в том числе дочерние структуры «Транснефти» и «Газпрома», и создавались они для диагностики магистральных трубопроводов большого диаметра, хорошо обустроенных, с вдольтрассовым проездом, с инфраструктурой. Мы же в свое время первыми в России занялись внутритрубной диагностикой промысловых трубопроводов. Шел 2004 год. Тогда всех интересовала диагностика магистральных нефтегазопроводов. Браться за внутритрубное обследование промысловых линий никто не решался. Слишком сложно и дорого это казалось. Все, кто слышал о нашей инициативе, крутили пальцем у виска и говорили: «Зачем вы туда идете? Есть же не магистральные линии! Промысловые трубы — „солома“: не обустроены, узкие, кривые, мятые, забиты парафином, асфальтенами и строительным мусором, пролегают в труднодоступных местах, продукт по ним идет неочищенный, что там внутри, непонятно! Вы больше вложите, чем получите!» Все так, работа была очень сложной. Но зато потенциальный рынок-то огромный и пустой!

Мы сами его сформировали, оказались на нем первыми, стали лидерами. Сегодня внутритрубная диагностика промысловых нефте-и газопроводов интересна многим компаниям, как российским, так и зарубежным. Конкуренция весьма жесткая. Однако мы не уступаем, мы же первопроходцы!

— Иностранные технологии в области диагностики и в ремонтах вы используете?

— Для диагностики — да. Используем как свои решения, так и передовое оборудование и технологии зарубежных компаний. Есть собственные разработки средств измерения

для внутритрубных обследований. Скажем, наши гироскопы для внутритрубных приборов одни из лучших на рынке — и на порядок точнее, чем у многих иностранных производителей, и самые компактные. Также развиваем новые методы технического диагностирования трубопроводов, в частности те, которые не требуют применения средств внутритрубной инспекции, например метод акустико-резонансной диагностики. А в ремонтах — решения собственные, которые мы сами разработали, защитили патентами и производим на предприятиях нашей группы компаний: усиливающие композиционные муфты трубопровода (УКМТ/Гермес/Smart Lock), адаптивные усиливающие муфты серии «Белуга», усиливающая муфта для труб с бетонным бандажированием, для ремонта криволинейных участков (УБМТ/УРСК), композиционная муфта для защиты сварных стыков (ИКМТ/Smart Wrap).

— НТЦ «Нефтегаздиагностика» — старейшее предприятие группы компаний. Кто еще в нее входит и какова география вашей работы в России?

— Да, ООО «НТЦ «Нефтегаздиагностика» — научно-технический центр, с которого началось формирование группы компаний, составляющих технологически-производственную цепочку. Наши партнеры по группе — производственно-сервисная компания ПСО «Нефтегаздиагностика», астраханская МК «Каскад», питерская «Северная морская компания». Еще есть филиалы в разных регионах России, за рубежом. Сейчас, например, у нас активно развиваются астраханский кластер и филиал на Сахалине. А работаем мы по всей стране. Где добывается нефть — там и мы, от Калининграда до Сахалина, сотрудничаем со всеми значимыми нефтяными компаниями.

— Вы упомянули об Арктике, с освоением углеводородных запасов которой, в том числе и шельфовых, связывают будущее отечественной нефтегазовой отрасли. Понятно, что это задача не из легких. Как России с ней справиться?

— Переоценить значение Арктики для нашей страны невозможно, как в геополитическом, так и в экономическом аспекте. Уже сегодня эта территория, где проживает лишь 1% населения нашей страны, дает больше 11% ВВП и 22% экспорта России. И это только за счет добычи там углеводородов. Потенциальный вклад региона намного больше. Арктика — это и огромная ресурсная база, и бездонный рынок спроса и предложения прорывных технологий, развитие и тиражирование которых могут дать колоссальный мультипликативный эффект в экономике страны. В Арктике российские нефтяники и газовики работают давно, но не на море — на материке. За месторождения на арктическом шельфе мы только взяли, и это лишь отдельные проекты. Освоение арктического шельфа — это вызов для нашей страны. Таких условий, как в российской Арктике, нет нигде в мире: это и огромная протяженность береговой линии, и жесткие метеорологические характеристики. Скажем, на арктических нефтегазоносных территориях Норвегии, имеющей достаточно большой опыт разработки морских нефтегазовых ресурсов Арктики, благодаря теплоте течения Гольфстрима климат более мягкий, море не замерзает. И ни Россия, ни любая другая страна мира, какими бы колоссальными ресурсами она ни обладала, в одиночку в разумные сроки полномасштабно такой регион освоить не сможет.

По сложности эта задача сравнима с освоением космоса или с покорением термоядерного синтеза. Мое видение ситуации: если мы хотим комплексно развивать Арктику, на государственном уровне нужно поставить вопрос таким образом: «Иностранцы компании, дружественных нам стран, хотите участвовать в добыче углеводородов на российском арктическом Севере? Добро пожаловать! При одном жестком условии — локаливайтесь! Открывайте свои производства на нашей территории, исследовательские центры,

создавайте рабочие места, обучайте наших мальчишек и девчонок своим технологиям, но в российских университетах». Так делают китайцы. Вначале они создали на своей территории максимально привлекательные условия для ведения бизнеса и инвестиций, а когда заполучили и освоили технологии, диктуют условия иностранным совладельцам китайских компаний. А России чего стесняться?

— А мы-то сами готовы к освоению Арктики? Ведь помимо технологий нужны еще решения для инфраструктуры, скажем, мощный ледовый флот. Хватит ли у нас для этого производственных мощностей?

— Многих технологий для Арктики пока вообще ни у кого нет. Но раз их нет, то надо создавать эти технологии, создавать производственные мощности — задача стратегически важная и, очевидно, окупится сторицей. Конечно, как я уже говорил, таких условий, как в российской Арктике, нет нигде в мире.

С одной стороны, глубина моря в пределах разведанных углеводородных месторождений на нашем шельфе невелика — от 20–110 м в Печорском море и на Сахалине до 320–340 м на Штокмановском месторождении. Это в разы меньше, чем на месторождениях, освоенных иностранными компаниями.

В мировой терминологии до 500 м — мелководье. А с другой стороны, российская арктическая акватория — это и промерзающее до дна море, и мощнейшие ледовые поля, которые движутся, живут своей жизнью. С таким не сталкивалась еще ни одна держава, занимающаяся разработкой морских месторождений. Температуры до  $-50^{\circ}\text{C}$ , навигация не больше пяти месяцев, соленые туманы, в которых пока не умеют работать турбины, огромные расстояния... Многих, если не большинства, решений для освоения российского сектора Арктики сейчас нет ни у кого в мире. Поэтому я убежден, что решение такой грандиозной задачи в одиночку в разумные сроки невозможно. Хотя это вовсе не значит, что этим не надо заниматься. Да, у нас нет пока всего спектра собственных отработанных технологий для освоения арктического шельфа. Но у норвежцев, американцев, австралийцев богатейший опыт освоения подводных месторождений и работы на больших глубинах. На том же норвежском шельфе Aker Solution построила компрессорную станцию на глубине 2 км.

Мы многому научились за последние годы: сами строим морские ледостойкие платформы, у нас появился опыт эксплуатации подводных добычных комплексов, понемногу осваиваем подводные телеуправляемые аппараты тяжелого класса, так называемые ROV (remote operated vehicle), те же ледоколы — столь сильного ледового флота нет ни у кого в мире. Однако самое главное — у нас богатейший опыт работы в суровых северных условиях, опыт создания вполне комфортных условий для жизни. Ведь никто в мире не умеет строить города за полярным кругом. Как говорили мои институтские учителя: «Сделать можно все что угодно. Хоть самолет, который будет летать вокруг солнца, хоть ракету, летающую под землей. Все упирается в вопрос целесообразности, политической воли и ресурсов».

— О промышленной безопасности. Согласно Федеральному закону № 116-ФЗ: «Промышленная безопасность — это благоприятное состояние производственных объектов, при котором достигается безопасность таких объектов для работников предприятия, жителей близлежащих территорий и окружающей среды». Что из этого определения относится к трубопроводному транспорту? Ведь первое впечатление дилетанта, что нефте- или газопровод — это довольно безопасное сооружение: вроде как трубы сварили, уложили, и лежат они себе на суше или на дне морском. Чего ж тут опасного?

— А вы помните взрыв конденсатопровода под Уфой, ког-

да разом заживо сгорели 575 человек, из них 181 ребенок? Или, когда в 2009 году взорвался газопровод в Москве? Трубопровод — потенциально опасный производственный объект. Это высокое давление, это огромные объемы запасенных опасных веществ. На него наводятся серьезные электрические токи, которые приводят к коррозии, и внутри него и снаружи агрессивная коррозионная среда, циклические нагрузки, а служить он должен 30–50 лет... Знаете, когда видишь последствия раскрытия нефтепровода где-нибудь в тундре, когда территория залита нефтью на сотни метров или нефть попадает в реку и губит все живое, такие вопросы сразу отпадают.

#### — Часто случаются подобные аварии?

— Масштабные, к счастью, нечасто. Незначительные прорывы — достаточно рутинная вещь. Они происходят локально, и технологии ремонта сухопутных трубопроводов хорошо отработаны. А в море у нас еще много работы. Вот к вопросу о разработке нормативной документации по морским ремонтам. На одном из совещаний с главным инженером предприятия, эксплуатирующего несколько морских платформ и сеть подводных нефтепроводов, спрашиваю: «Что вы будете делать, если, не дай бог, на вашем подводном трубопроводе произойдет авария?» Он отвечает: «Как что? Муфты, которые вы же нам поставили, используем». Продолжаю: «Правильно. Только это сделано до того, как произошла авария. Мы провели диагностику, выявили опасные места, отремонтировали их, поставили муфты. А, допустим, ваш трубопровод зацепит якорем крупнотоннажное судно над ним и трубопровод порвется. Что тогда? Понятно, что есть так называемые ПЛАСЫ/ПЛАРНЫ (План локализации и ликвидации аварийных ситуаций / План по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов. — Ред.). Их вы выполните, остановите трубопровод, нефть соберете. А дальше? Тендер устраивать на ремонт? Пока проведете тендер, заключите контракт, пока изготовят и привезут ремонтное оборудование, прибывает специализированное судно,

пройдет полгода — год. ..больше полугода будете без трубопровода, он же выведен из эксплуатации». «Ох, кошмар, — вздыхает. — Что же делать?»

#### — И что же?

— Мы предлагаем озадачиться созданием системы мероприятий по аварийному реагированию на инциденты. И сейчас разрабатываем проект нормативной документации в этой области. Правильно, когда компания, занимающаяся эксплуатацией подводного трубопровода, заранее проводит тендер на поставщика ремонтных услуг. Выбранная ремонтная компания, получающая небольшую абонентскую плату, находится в режиме Standby и в случае аварии на объекте должна немедленно отреагировать, в течение 72 часов выслать снаряженное под конкретную аварию судно со специалистами к месту инцидента. Там она работает по заранее согласованным ставкам. Соответственно должны быть заранее четко прописаны процедуры выбора подрядчика, формирования и поддержания в рабочем состоянии аварийного запаса, перечень необходимого оборудования и инструментов, требования к привлекаемым судам, порядок реагирования на аварийную ситуацию всеми службами и компании-заказчика, и поставщика услуг. Достижения прошлого и потери настоящего.

**— Все эти проблемы в том числе стали основанием для создания, с коллегами и единомышленниками, Межведомственного экспертного совета по безопасности МПТ (МЭС)?**

— На сегодняшний день удалось эту проблематику поднять уже на государственный уровень, в 2022 году был создан Межведомственный экспертный совет по безопасности морских подводных трубопроводов, то есть экспертиза не только ремонта, но и вообще эксплуатации, обслуживания и проектирования трубопроводов. На сегодняшний день в работу совета уже в этот экспертный совет включилась Российская академия наук, Комитет по обороне и безопасности Совета Федерации, комиссия РАН по техногенной

безопасности, Российский морской регистр судоходства, Минпромторг, Союз нефтегазопромышленников, Научно-промышленный Союз «РИСКОМ», «ЛУКОЙЛ», «Газпром» ряд других значимых научно-технических сообществ России.

Нам удалось собрать практически до 100% всех ведущих специалистов в России, которые занимались этим делом, трубами. И прочинисты, и эксплуатационщики, и специалисты по мониторингу рисков, по управлению рисками и так далее. Сейчас главная задача МЭСа, помимо разработок технических, создать в России полноценную рабочую систему нормативно-технической документации, с опорой на ГОСТы. Начиная от ГОСТа, термины и определения, и понятийный аппарат, потому что огромное разночтение, и у нас, и на Западе. ГОСТы, ФНИПы, федеральные нормы и правила, то есть полный спектр определяющей проектирование, строительство и эксплуатацию с ремонтом подводных высокорисковых объектов документации должен быть создан. Это наша задача.

#### — Что бы вы отнесли к основным проблемам в промышленной безопасности в нашей стране?

— Проблемы, наверное, те же, что и в других областях — в образовании, в науке, промышленности, в здравоохранении... Напомню, что история системы промышленной безопасности в нашей стране началась 300 лет назад — с учреждения Петром I в 1719 году Берг-коллегии, в функции которой входило развитие горнозаводской промышленности, в том числе контроль за соблюдением правил эксплуатации горнорудных предприятий. Основная база в области обеспечения промышленной безопасности, которая до сих пор позволяет нам достаточно безаварийно существовать, наработана в советские годы: строгий контроль государства в лице единого органа — Госгортехнадзора, ныне Ростехнадзора, пожалуй, лучшая в мире система техрегулирования, включающая стандартизацию, метрологию и сертификацию. И безусловно работающая школа подготовки и воспитания специалистов в области промышленной безопасности, дефектоскопистов, прочинистов, экспертов высочайшего класса. И система функционировала практически без сбоев! Достаточно сказать, что крупномасштабные аварии случались в Советском Союзе значительно реже, чем, например, в США. Огромный урон отечественная система промышленной безопасности понесла с началом перестройки. Потом начался «реформаторский зуд» и череда нововведений: в начале 2000-х был принят Закон о техническом регулировании, и все базовые нормативно-технические документы — ГОСТы, ОСТы, СНИПы — одним росчерком были объявлены справочной технической литературой, беллетристикой — хочешь соблюдай, хочешь нет. Обещали, что на смену им придет новая система техрегламентов — хорошая, умная, отработанная.

Задачи обеспечения промышленной безопасности должны быть четко сформулированы и прослеживаться в реальной государственной политике. И должна быть четко установлена ответственность чиновников за результаты реформирования. Конечно, быстро из новых экспертов высококлассных профессионалов мы не воспитаем, поскольку и с образованием у нас, прямо скажем, проблемы, и с промышленностью тоже. Но надо думать и планомерно работать. Мы же после революции, в голоде и хаосе, сумели обучить страну, добились всеобщей грамотности, в лаптях выполнили программу по электрификации, индустриализации... После Великой Отечественной и разрухи восстановили промышленность и первыми полетели в космос.

**— Вы стояли у истоков создания Научно-промышленного союза «РИСКОМ», объединяющего ведущие экспертно-диагностические компании. Участвуете теперь в работе этой организации?**

— Да, я по-прежнему являюсь председателем правле-

*НТЦ «Нефтегаздиагностика» и вообще вся наша группа компаний — это в первую очередь люди. Специалисты у нас работают очень разные. Много выпускников Московского авиационного института, и я сам из МАИ. Немало выходцев из МГТУ имени Н. Э. Баумана, РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина. Вообще нельзя сказать, что какой-то конкретный вуз является для нас кузницей кадров. НТЦ «Нефтегаздиагностика» занимается достаточно нестандартными вещами, которым в российских университетах пока не учат. Так что приходится учить и воспитывать специалистов самим.*

ния Научно-промышленного союза «РИСКОМ». Вообще «РИСКОМ» создавался в очень интересное время. Советская единая система нефтегазового комплекса перестала существовать, отраслевые институты, которые занимались конкретными научно-техническими проблемами — той же промышленной безопасностью, техническим диагностированием и другими вопросами, превратились в отдельные независимые компании или вошли в состав разных нефтегазовых компаний. Свою работу они продолжили, но каждый вел свои исследования изолированно. Советская нормативно-техническая документация отчасти устарела, отчасти обросла новыми актами. Некоторые технические решения потеряли актуальность, в то же время на рынке появилось много новых методик и технологий. То есть целостного централизованного знания о всех направлениях развития нефтегазового сектора в стране не было. Каждая компания формировала подходы к решению проблем самостоятельно. И вот на одной научно-технической конференции кто-то из нефтяников посетовал, что, мол, ребята, нет у нас единого научного органа. Мы знаем, как добывать нефть, но не знаем, к примеру, какие приборы нужны, для того чтобы провести обследование нефтепровода, какие новые методики существуют по устранению дефектов и т. д. А приходят к нам разные деятели и предлагают свои услуги. Как их проверить? «Было бы здорово собрать специалистов отрасли в единую организацию, чтобы они передавали нам свои знания», — предложил он. Мне понравилась эта идея, нашлись соратники, и за достаточно короткое время удалось создать одно из самых авторитетных инженерных сообществ — Научно-промышленный союз «РИСКОМ». Независимое профессиональное сообщество, куда вошли как лучшие диагностические компании и разработчики решений для нефтегазовой отрасли, так и компании, применяющие эти решения и методики на производстве, а также обучающие организации и организации, занимающиеся аттестационной работой. Вместе мы старались решать общепромышленные научно-технические задачи. Президентом нашего союза стал и сейчас им является





известный ученый, руководитель научной школы ИМАШ РАН «Безопасность и защищенность критически и стратегически важных объектов инфраструктуры», член-корреспондент РАН Николай Андреевич Махутов.

**— Расскажите, пожалуйста, о команде НТЦ «Нефтегаздиагностика». На кого вы опираетесь? Какой опыт у ваших сотрудников и откуда вы их приглашаете?**

— Конечно, НТЦ «Нефтегаздиагностика» и вообще вся наша группа компаний — это в первую очередь люди. Специалисты у нас работают очень разные. Много выпускников Московского авиационного института, и я сам из МАИ. Немало выходцев из МГТУ имени Н. Э. Баумана, РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина. Вообще нельзя сказать, что какой-то конкретный вуз является для нас кузницей кадров. НТЦ «Нефтегаздиагностика» занимается достаточно нестандартными вещами, которым в российских университетах пока не учат. Так что приходится учить и воспитывать специалистов самим.

И это по большому счету нормальная практика. По моему убеждению, институт должен учить решать любые задачи, находить нужную информацию. Его функция — давать общую глубокую базу и на примере выбранной специальности показывать, как этими знаниями пользоваться, давать алгоритм. Я сам, окончив факультет «Двигатели летательных аппаратов» МАИ по специальности «Ядерные энергетические установки космических летательных аппаратов», попал в Курчатовский институт в отделение физики плазмы на исследовательский реактор Т-15, хотя в нашей институт-

ской программе был лишь вводный курс по термоядерным установкам. Конечно, пришлось разбираться уже на месте. Никогда не забуду, как спустя почти два года с начала моей работы в Курчатовском институте один из моих старших коллег и учителей заметил: «О, а ты становишься специалистом. Начал задавать правильные вопросы!».

**— Свою кафедру по морским ремонтам трубопроводов и их диагностике не собираетесь открывать? НИОКР выполняете собственными силами?**

— Пока не задумывались над этим. Очень много текущей практической и научно-технической работы, а дней в неделю только 7 и часов в сутках лишь 24... Большую часть научных работ делаем своими силами, при этом в случае необходимости подключаем узких отраслевых специалистов. И знаете, нам удалось выработать систему по поиску лучших из них для наших научно-технических разработок. Мы знаем, как их находить, как мотивировать, как заражать своей идеей. И находим уникальных специалистов по всей России. А кафедру... Мы поддержали создание профильной кафедры в Астраханском технологическом университете нашими коллегами из «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ» и в рамках совместной работы с Межведомственным экспертным советом по безопасности МПТ планируем обмен научным и производственным опытом.

**— Кого вы считаете своим учителем, научным наставником?**

— В студенческие годы мои учителем был легендарный ядерщик — академик Николай Николаевич Пономарев-

Степной, Николай Николаевич один из главных учителей в моей жизни наравне с отцом (известный геолог Виктор Евтихеевич Лещенко. — Ред.) и другими институтскими наставниками — деканом нашего факультета Валентином Владимировичем Рыбаковым, профессором Леонидом Александровичем Квасниковым, Игорем Григорьевичем Паневиним. У нас, студентов МАИ, учившихся по специальности «Ядерные энергетические установки космических летательных аппаратов», Николай Николаевич Пономарев-Степной был куратором. Почти половину времени мы учились у него в Курчатовском институте. Одновременно я работал у него аспирантом.

Окончив МАИ я распределился в Курчатовский институт к Пономареву-Степному, но неожиданно всех выпускников 1989 года решением Евгения Павловича Велихова перекинули на ТОКАМАКИ. Для меня это стало трагедией: я планировал заниматься космическими установками и уже имел в этой области серьезные разработки, хотел работать с Пономаревым-Степным, видел себя только там. Однако не получилось. И знаете, если бы я тогда все-таки попал к Пономареву-Степному, то, наверное, до сих пор бы работал в Курчатовском институте. Тут не в деньгах дело и не в том, что мне не понравилось работать на ТОКАМАКе. Т-15 — часть моей жизни, и ее я прожил с удовольствием. Но шли 1990-е, когда России было не до термояда. Работать в стол, практически без экспериментов, понимая, что результаты твоей исследовательской деятельности долгое время не будут востребованы, очень трудно. И я с тяжелым сердцем ушел в бизнес, а спустя несколько лет у нас образовалась команда. Мне предложили возглавить техническую компанию, из которой и выросла НТЦ «Нефтегаздиагностика».

**— Чем вам запомнилось общение с Пономаревым-Степным?**

— Николай Николаевич — человек высочайшего ума и одаренности. Личность огромного масштаба. Ученый, благодаря которому наша страна на поколение обогнала США в области космических ядерных энергетических установок и двигателей. В годы моего обучения в МАИ он уже был легендой в мире ядерной техники и при этом поражал нас открытостью и простотой. Никогда не забуду, как он общался с нами на семинарах — с пацанами, которые еще толком ничего не понимали, опыта не имели, у которых в багаже было только интерес к профессии и горящие глаза. Он, человек, который создал первый в мире ядерный энергетический реактор для космоса — знаменитую «Ромашку», держался с нами на равных, к каждому относился с уважением и интересом. Любую идею, которую ты ему высказывал, он с удовольствием рассматривал и мог спорить до бесконечности. Конечно, мы понимали, какого уровня это ученый и какая величина. И такое его отношение к нам было весьма лестно и для многих стало стимулом. Общение с Николаем Николаевичем оставило отпечаток на всю жизнь. Он научил меня относиться к людям очень внимательно и тому, что любую, даже на первый взгляд совершенно абсурдную идею нельзя сразу отбрасывать, поскольку из таких абсурдных идей порой и рождаются новации, рождается будущее.

**— Вы занимаетесь благотворительностью и спонсорством. В частности, поддерживали историко-документальный фильм известного режиссера Сергея Лачина «Охота на фельдмаршала», рассказывающий о последнем подвиге великого русского полководца Александра Васильевича Суворова — переходе русских войск через Альпы в 1799 году. Как возник этот проект в вашей жизни?**

— Сергей Лачин мой давний друг. Мы состоим с ним в одном бизнес-клубе, который возглавляет президент Всероссийской организации качества Геннадий Петрович Воронин, фигура легендарная в научно-технических кругах. Во время одной из совместных зарубежных поездок Сергей прочитал

нам сценарий «Охоты на фельдмаршала». Я и еще один наш соратник по клубу Геннадий Строков загорелись идеей, что такую работу нужно обязательно воплотить в жизнь. Ну а кто займется этим, если не мы? Мы же не просто так существуем на этой планете и должны что-то после себя оставить. Знаете, есть такая замечательная фраза: «Кто делает нашу страну прекрасной? Ты и я!» Я считаю ее своим девизом.

А «Охота на фельдмаршала» — это очень важный проект. Это и наша история, которую нельзя забывать. И вневременная тема — преодоление трудностей во благо России. И легендарный Александр Васильевич Суворов, наш абсолютный национальный герой. И его последний великий подвиг.

Да, было много переживаний, справимся мы или нет. Однако проект состоялся. И, видя глаза людей, которые смотрят этот фильм в первый раз, видя, как после просмотра «Охоты на фельдмаршала» зал после финальных титров на несколько минут погружается в тишину, я понимаю, что у нас получилось. И это замечательно!

В настоящее время идет работа над фильмом о судьбе и флотоводском таланте адмирала Нахимова.

**— Какое наиболее яркое событие за последнее время вы восприняли как важное достижение для себя, так и значимым для «Нефтегаздиагностики»?**

— Делегация нашего технического центра в июле этого года совершила поход на ледоколе «50 лет ПОБЕДЫ» в Русскую Арктику и подтвердила свое участие размещением флага компании на Северном полюсе планеты.

Мы вместе с нашим главным инженером Алексеем Алексеевичем Корягиным водрузили флаг компании в самой северной точке нашей планеты. Это было потрясающее путешествие-наполненное общением с удивительнейшими людьми-полярниками и арктическими моряками.

И конечно же — белые медведи, огромные тюлени и величественные айсберги! Поход проходил на «50 лет Победы» — это атомный ледокол класса «Арктика», впервые спущенный на воду в 2007 году в настоящее время является самым большим и современным из существующих арктических атомоходов. Надёжные ледокольная конструкция и система защиты позволяют судну регулярно оказываться на Северном полюсе и без происшествий возвращаться в родную гавань.

**— А что на сегодня является самым главным в Вашей жизни, что Вас радует и придает силы для столь активной деятельности?**

— «Делай свое дело и живи смело...» — это из наставлений нашего мудрого Николая Андреевича Махутова, выжившего в концлагерях второй мировой, построившего послевоенный советский социализм и создающего и сегодня безопасную Россию...члена-корреспондента Российской академии наук и председателя Комиссии РАН по техногенной безопасности.

Когда из намеченного проекта появляется реальное дело — новый прибор, инновационные муфты, наши, самими придуманные и построенные производственные объекты-лаборатория, завод, специальное судно и научно-технический журнал и многое другое.

И все это делается интереснейшими людьми, увлеченными профессионалами и патриотами своей страны.

**Вот эту возможность — собрать нужных и сделать важное, я бы и назвал радостью и смыслом жизни.**

ПО МАТЕРИАЛАМ ЖУРНАЛА БОСС (<http://www.bossmag.ru/>)

— Текст | Юрий КУЗЬМИН, Анастасия САЛОМЕЕВА,

Фото | Юрий ТЕРЕЩЕНКО, Виктор ЛЕЩЕНКО и при непосредственном участии редакции журнала

МОРСКАЯ НАУКА И ТЕХНИКА (<https://marine.org.ru/>) —

Андрей Камшуков

# СДЕЛАНО В РОССИИ: УНИКАЛЬНЫЕ МУФТЫ ДЛЯ РЕМОНТА ТРУБОПРОВОДОВ

РЕДАКЦИЯ ЖУРНАЛА МНТ О РОССИЙСКИХ ПРОИЗВОДИТЕЛЯХ



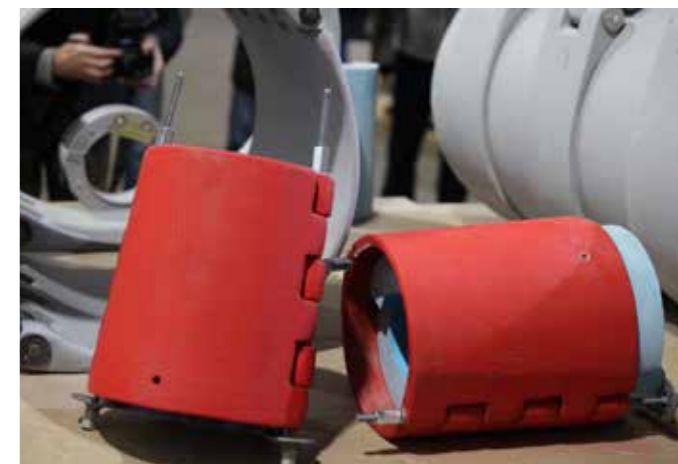
*Научно – технический центр «Нефтегаздиагностика» работает в сфере обеспечения промышленной безопасности опасных производственных объектов нефтегазовой отрасли с 1997 года.*



Сегодня это одно из ведущих предприятий в области обеспечения целостности и безопасной эксплуатации нефтегазопроводов, где накоплен уникальный опыт по внутри-трубной диагностике и ремонту нефтегазопроводов, в том числе морских подводных трубопроводов (МПТ), включая диагностику экспортного газопровода «Северный поток-1» (две нитки по 1224 км).

Инновационным решением для центра стало создание предприятия по разработке и созданию уникальных муфт для ремонта морских подводных трубопроводов.

Предприятие сервисного обслуживания (ПСО) «Нефтегаздиагностика», более пятнадцати лет занимающееся обеспечением диагностики и ремонта трубопроводов, в 2023 году завершила подготовительно – испытательный период запуска линии по изготовлению ремонтных муфт для МПТ и приступила к их плановому производству. Редакция побыва-



*Предприятие сервисного обслуживания (ПСО) «Нефтегаздиагностика», более пятнадцати лет занимающееся обеспечением диагностики и ремонта трубопроводов, в 2023 году завершила подготовительно – испытательный период запуска линии по изготовлению ремонтных муфт для МПТ и приступила к их плановому производству*





ла на новом предприятии, открыв еще одну интереснейшую страницу истории талантливых российских инженеров.

Как рассказал нам советник генерального директора ПСО «Нефтегаздиагностика» **Винокуров Валерий Иванович**:

- Действительно, часть наших муфт является уникальной. И в нашей стране, и во всём мире подобных никто не производит. В целом есть, может быть, десяток фирм, которые выпускают композитные муфты для ремонта нефтегазопроводов высокого давления, и это сложный процесс так как для их производства не бывает стандартов. Мы, в том числе, я без стеснения могу сказать, одни из лидеров этого рынка. Но, к сожалению, о существовании ремонта трубопроводов с помощью композитных муфт знают далеко не все владельцы трубопроводов. Трубопроводы ремонтируют всеми методами- например вырезают катушки, что дорого и не всегда

технологично, и не безопасно для экологии. Особенность наших муфт – это еще и то, что их можно использовать как на наземных, надземных, подземных и подводных трубопроводах.

Наблюдая за процессом изготовления композитных муфт, мы были приятно удивлены выверенным действиям и отлаженной работой команды изготовителей. Вся организация была четко построена на применении разработанных инженерами новых технологий и высоком профессионализме исполнителей.

В заключение выяснили позицию заместителя директора по производству **Путинцева Ивана Николаевича**:

- В принципе, у нас используются все технологии нестандартные и поэтому их можно считать новыми, инновационными. Непосредственно намотка муфт осуществляется



станком собственного производства, разработанным инженерами нашего технического центра. Уверенно могу подтвердить, что на 95% отечественным продуктом наши муфты являются отечественным изделием и это обеспечивает загрузку заказами почти на 150%.

Эксклюзивность нашей муфты проявляется в том, что наши муфты создают пред напряг на трубе и тем самым компенсируют внутреннее давление. Все остальные представленные муфты, это либо намотка, либо приклейка, не создают внешнего давления на трубу. А самое важное это то, что наши конструкторы, инженеры-разработчики, непосредственно участвуя в различной сложности ремонтах МПТ, продолжают и дальше совершенствовать не только технологию изготовления, но и качество самих муфт.

# РАЗРАБОТКА НОРМАТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ ДОКУМЕНТОВ ОБОСНОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ МОРСКИХ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ



А.М. ЛЕПИХИН, Д.Т.Н., НТЦ «НЕФТЕГАЗДИАГНОСТИКА»

С момента создания межведомственного экспертного совета по безопасности морских подводных трубопроводов (МЭС) прошло полтора года. За это время выполнен ряд организационно-технических мероприятий, определивших роль и место МЭС в решении проблемы безопасности подводных трубопроводов. Решение данной проблемы имеет важное значение для расширения добычи углеводородов на шельфах Балтийского, Каспийского, Охотского морей и морей Арктики.

С учетом данной направленности первой задачей МЭС было проведение анализа проблемы безопасности добычи углеводородов на шельфах морей разных стран и континентов. Как известно, активное освоение месторождений на шельфе началось в конце 60-х годов прошлого века. В настоящее время число морских добывающих скважин в мире превышает сто тысяч. Бурение и добыча производятся с искусственных островов (на мелководье), с буровых судов и буровых платформ. Для транспортировки продукции добывающие сооружения связываются между собой и бере-

говыми сооружениями системой подводных трубопроводов. В целом указанные сооружения и трубопроводы обладают высоким уровнем прочности, надежности и безопасности. Тем не менее, за период 1977 – 2023 годов в мире произошло 8 катастроф морских буровых платформ с большими материальными и финансовыми ущербами. Аварии морских подводных трубопроводов фиксируются ежегодно многими десятками и сотнями событий (рис. 1).

Статистические оценки вероятностей аварий морских подводных трубопроводов по данным баз PARLOC, DOT, CONCAWE находятся в пределах  $10^{-5}$  –  $10^{-3}$  1/км х год (таблица 1). Средние ущербы от аварий на подводных газопроводах составляют  $10^5$  –  $10^6$  долл., при максимальных ущербах  $10^9$  долл. На подводных нефтепроводах средние ущербы составляют  $10^4$  –  $10^5$  долл., при максимальных ущербах до  $10^8$  долл. При этом потери газа при авариях достигают  $10^6$  MCF (Milia Cubic Feet), а потери нефти до  $10^5$  BBL (barrel). На основании этих данных средние расчетные значения риска аварий составляют  $(0.16 - 4.38) \times 10^2$  долл./км х год,

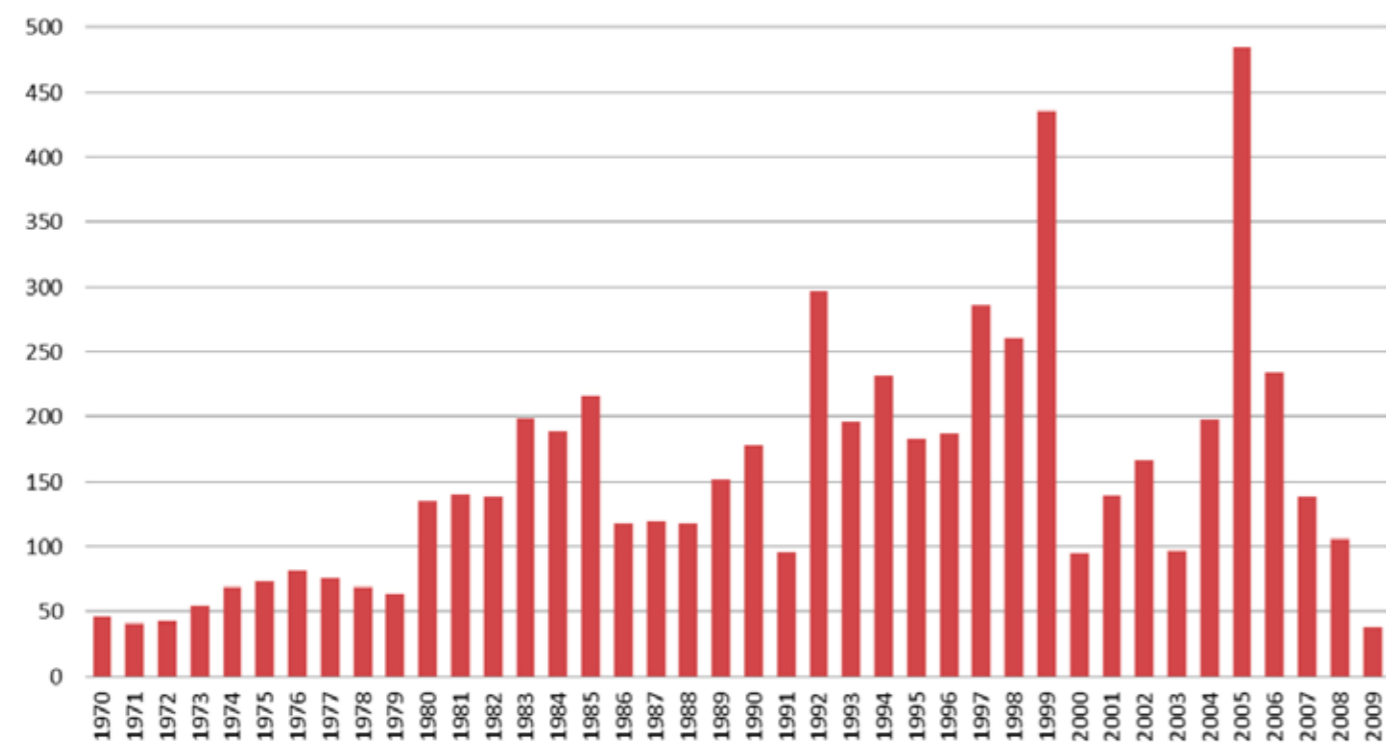


Рисунок 1 – Динамика числа аварий трубопроводов

Интенсивности отказов 1/км х год	Магистральные газопроводы	Промысловые газопроводы	Магистральные нефтепроводы	Промысловые нефтепроводы
Среднее значение	$1.89 \times 10^{-3}$	$6.24 \times 10^{-4}$	$3.34 \times 10^{-4}$	$5.01 \times 10^{-4}$
Нижняя 80% граница	$1.65 \times 10^{-3}$	$5.06 \times 10^{-4}$	$2.30 \times 10^{-4}$	$5.06 \times 10^{-4}$
Верхняя 80% граница	$2.14 \times 10^{-3}$	$7.47 \times 10^{-4}$	$4.38 \times 10^{-4}$	$7.47 \times 10^{-4}$

Таблица 1 – Вероятности аварий морских подводных трубопроводов

Риск долл./км х год	Наземные трубопроводы		Морские трубопроводы	
	Нефтепроводы	Газопроводы	Нефтепроводы	Газопроводы
Средний	$(0.12-1.30) \times 10^2$	$(0.19-2.15) \times 10^2$	$(0.23-4.38) \times 10^2$	$(0.16-2.14) \times 10^2$
Максимальны	$1.26 \times 10^5$	$2.05 \times 10^5$	$3.30 \times 10^5$	$1.89 \times 10^4$

Таблица 2 – Расчетные оценки риска аварий трубопроводов

при максимальных величинах до  $1.89 \times 10^4$  долл./км х год (таблица 2). Если принять эту статистику за основу для оценки рисков транспортировки углеводородов на Российском шельфе, то величина риска в рублевом эквиваленте может достигать  $2 \times 10^6$  руб./км х год. Для примера, на Каспийском шельфе протяженность подводных трубопроводов составляет почти 600 км. С учетом этого, годовой риск здесь может достигать величины  $1.2 \times 10^9$  руб.

Очевидно, что столь высокие риски требуют разработки мер по их снижению. Исходя из структуры проблемы безопасности, которая охватывает объекты подводного добычного комплекса, отказы оборудования, аварийные ситуации, аварии и их последствия, основными мерами снижения рисков является создание барьеров безопасности (рис. 2). Эти барьеры можно разделить на нормативные, технические, операционные и организационные. Их состав и со-



Рисунок 2 – Основные элементы структуры проблемы безопасности





Рисунок 3 – Основные стандарты API по обеспечению безопасности добычи углеводородов на шельфе

отношение зависят от особенностей условий на шельфе и технологии добычи углеводородов. Но основополагающими являются нормативные барьеры в виде стандартов и норм проектирования, строительства, эксплуатации, контроля качества, менеджмента и т.п.

Во всех странах, занимающихся добычей углеводородов на шельфе, нормам и стандартам обеспечения безопасности уделяется особое внимание. Создаются многоплановые и многоуровневые национальные системы стандартов. Наиболее представительной является система стандартов США, содержащая сотни норм API, ASME, ASTM (рис. 3). Несколько меньшей по объему является система стандартов Великобритании. Наиболее известной и широко применяемой на Европейском континенте является система стандартов Норвегии – DNV. Собственные системы стандартов созданы в Канаде, Австралии, Мексике и других странах. Помимо этого, активно развивается система международных стандартов ISO.

Если посмотреть на отечественную структуру стандартов по морским подводным трубопроводам, то она содержит всего 10 нормативных документов, разработанных в период с 1981 по 2019 годы:

- Р 412-81<sup>1)</sup> Рекомендации по проектированию и строительству морских подводных нефтегазопроводов. М.: ВНИИСТ, 1981. – 110 с.
- ВСН 51-9-86<sup>1)</sup>. Проектирование морских подводных нефтегазопроводов. – М., Мингазпром, 1987. – 42 с.
- ВН 39-1.9-005-98<sup>2)</sup>. Ведомственные нормы. Нормы проектирования и строительства морского газопровода. М.: ИРЦ Газпром, 1998. – 32 с.
- СТО Газпром 2-3.7-050-2006<sup>3)</sup>. Морской стандарт DNV-OS-F101. Подводные трубопроводные системы. – М.:

- ИРЦ Газпром, 2006. – 430 с.
- СТО Газпром 2-3.7-069-2006<sup>1)</sup>. Расчет устойчивости на дне подводных трубопроводов. – М.: ИРЦ Газпром, 2006. – 43 с.
- ГОСТ Р 54382–2011<sup>3)</sup> Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования. – М.: Стандартинформ, 2012. – 270 с.
- СП 378.1325800.2017<sup>1)</sup> Свод правил. Морские трубопроводы. Правила проектирования и строительства. М.: Стандартинформ, 2018. – 36 с.
- НД 2-020301-005<sup>1)</sup> Правила классификации и постройки морских подводных трубопроводов. Санкт-Петербург, 2017. – 178 с.
- НД 2-090601-007<sup>1)</sup> Рекомендации по проектированию, постройке и эксплуатации морских подводных трубопроводов. Санкт-Петербург, 2019. – 101 с.
- НД 2-030301-002<sup>1)</sup> Руководство по техническому наблюдению за постройкой и эксплуатацией морских подводных трубопроводов. Санкт-Петербург, 2017. – 87 с.

Примечание: 1) оригинальные отечественные документы; 2) документы с элементами западных норм; 3) прямой перевод западных норм.

Причем два из указанных документов являются копиями стандарта DNV OS-F101. Очевидно, что этого недостаточно для успешного и безопасного развития отрасли. Необходимо отметить, что часть возникающих нормативных пробелов заполняется стандартами компаний «ЛУКОЙЛ», «Газпром», «Роснефть». Однако единой системы отечественных стандартов, охватывающих ключевые вопросы проблемы обеспечения безопасности работ на шельфе в России в настоящее время нет. На этом фоне, после принятия закона 184-ФЗ

«О техническом регулировании», в стране стали бессистемно использоваться нормы API, BS, DNV и другие. Однако сравнительный анализ базовых положений зарубежных и отечественных норм по проектным расчетам показывает, что они дают существенно различные результаты расчетов основных конструктивных параметров трубопроводов. В частности, расчетная толщина труб по нормам DNV, ASME и ВН различаются почти в 1.4 раза (рис. 4). Еще большими являются различия в расчетах вероятностей аварий трубопроводов, с учетом наличия дефектов и повреждений. Тогда возникает вопрос, каким нормам следует отдавать предпочтение? Какие нормы более полно учитывают природно-климатические, гидрологические и геофизические условия шельфов Российской морей?

С учетом изложенного становится очевидно, что создание Российской системы норм и стандартов по обоснованию и обеспечению безопасности при добыче углеводородов на шельфе является задачей первостепенной важности. По нашему мнению, структура системы базовых стандартов должна включать (рис. 5): проектные расчеты, определяющие основные конструктивные размеры; поверочные расчеты, учитывающие непроектные ситуации, непроектные нагрузки, повреждения, дефекты и прочее; обоснования безопасности по критериям риска, учитывающие техногенные, природно-техногенные, природные и антропогенные (включая террористические) угрозы. Необходимо отметить, что по проектированию МПТ имеется несколько стандартов, которые требуют устранения противоречий и дальнейшего развития. По проверочным расчетам создан небольшой ряд нормативных документов компаний «ЛУКОЙЛ» и «Газпром». По обоснованиям безопасности нормативные документы в России и за рубежом отсутствуют. С учетом этого, в качестве первостепенного направления деятельности МЭС было выделено создание нормативно-методических документов обоснования безопасности МПТ. Работа в этом направлении активно ведется в течение года.

Принятая МЭС концепция разработки нормативно-методических документов по обоснованию безопасности МПТ основана на следующих положениях:

- Морской подводный трубопровод газа, рабочее давление 12 МПа
- Трубы API 5L X65, диаметр наружный 668 мм, толщина УБТ 150 мм
- Механические свойства:  
нормативный предел текучести,  $R_y = 450$  МПа;  
нормативный предел прочности,  $R_u = 530$  МПа.

Нормы	Расчетная толщина, мм
DNV OS-F101 (Норвегия)	13.5
ASME B31-8 (США)	16.0
ВН 39-1.9-005-98 (Россия)	18.2

Рисунок 4 – Сравнительный анализ результатов проектных расчетов толщины стенки труб

1. Отказ от прямых заимствований и переводов зарубежных стандартов, без проведения дополнительных расчетно-экспериментальных проверок справедливости их базовых положений, параметров и коэффициентов.
2. Использование современных отечественных и зарубежных научных достижений и методических разработок в области расчетов прочности, надежности, живучести, безопасности и риска аварий.
3. Учет практического опыта и методических разработок компаний «ЛУКОЙЛ», «Газпром», «Роснефть».
4. Учет научно-методических разработок ГК «Росатом» в части обеспечения безопасности трубопроводов.
5. Учет опыта зарубежных систем стандартизации API, ASME, ASTM, BS, DNV, ISO.
6. Согласование целей и задач стандартов, как элементов системы взаимосвязанных документов и требований.

С учетом этих положений, и в соответствии с планом разработки первоочередных нормативных документов МЭС, были подготовлены четыре нормативно-методических документа:

- СТП МЭС 04-001-2023 Морские подводные трубопроводы. Основные принципы обоснования безопасности по критериям риска.
- СТП МЭС 04-002-2023 Морские подводные трубопроводы. Понятийный аппарат обоснования безопасности. Основные термины и определения.
- СТП МЭС 04-005-2023 Морские подводные трубопроводы. Оценка опасности дефектов и повреждений трубопроводов.
- СТП МЭС 04-006-2023 Морские подводные трубопроводы. Технологии и методы ремонта МПТ. Общие положения.

Основополагающим является стандарт СТП МЭС 04-001-2023. Этот стандарт устанавливает основные принципы и концептуальные положения обоснования безопасности морских подводных добычных комплексов - совокупности оборудования, трубопроводов, технических средств и сооружений на морском месторождении, предназначенных для добычи, сбора и подготовки углеводородов к магистраль-

УРОВЕНЬ РАСЧЕТОВ	НОРМЫ И СТАНДАРТЫ
<p><b>Проектные расчеты</b>  <b>Обоснование конструкции и рабочих параметров</b></p>	<p>СП 33.13330.12                      СП 378.1325800                      ГОСТ Р 54382-2011 (DNV OS-F101)                      НД №2-020301                      НД №2-090601</p>
<p><b>Проверочные (уточняющие) расчеты</b>  <b>Учет непроеekтных ситуаций, запретных нагрузок, дефектов, повреждений и отклонений от проектных параметров</b></p>	<p>Действующие и разрабатываемые стандарты                      СТО ЛУКОЙЛ, СТО Газпром, СТО Роснефть</p>
<p><b>Обоснование безопасности по критериям риска</b>  <b>Учет техногенных, природно-техногенных и террористических угроз</b></p>	<p>Нормативно-методические документы Межведомственного экспертного совета                      СТП МЭС</p>

Рисунок 5 – Предлагаемая структура системы стандартов

ному транспорту. Положения стандарта распространяются на все стадии жизненного цикла МПТ: проектирование, строительство, испытания, ввод в эксплуатацию, эксплуатацию, техническое обслуживание, техническое диагностирование, проведение ремонтов, консервацию и ликвидацию. Стандарт не предполагает изложение конкретных методов анализа опасностей, оценки риска и обоснований безопасности. Конкретные положения таких методов должны быть представлены в отдельных стандартах.

Обоснование безопасности МПТ рассматривается как элемент реализации концепций риск-ориентированного подхода и принятия решений с учетом риска (Risk Informed Decision Making - RIDM) и непрерывного управления риском (Continuous Risk Management - CRM) в течение всего жизненного цикла МПТ. В качестве критерия безопасности используется заданный параметр (вероятность аварии или риск), определяемый отношением трубопровода к определенной категории риска или к определенному классу безопасности. При этом используются категории и классы, устанавливаемые Федеральными законами или Правительством Российской Федерации для стратегически важных объектов экономики.

Обоснование безопасности заключается в определении требований к используемым материалам, технологиям и конструкциям МПТ, обеспечивающим разумно достижимый уровень риска (принцип ALARA) или практически осуществимый уровень риска (принцип ALARP). Разумно достижимый уровень риска определяется с учетом технических и экономических показателей, как рациональный, минимально возможный уровень вероятностей ущерба. Практически достижимый уровень риска принимается как предел, при котором финансовые затраты на дальнейшее снижение риска становятся непропорциональными получаемым выгодам.

Основными принципами обоснования безопасности при проектировании МПТ являются: обеспечение безопасного срока службы (safe-life design), устойчивости к повреждению (damage-tolerance design) и отказоустойчивости (fail-safe design). Обоснование безопасности рассматривается как многоуровневая процедура, включающая:

- статистический подход, с оценкой вероятностей (интенсивностей) отказов трубопроводов по эмпирическим данным;

- полувероятностный подход, с качественной оценкой уровня безопасности на стадии проектирования на основе расчетов по предельным состояниям, с использованием частных коэффициентов безопасности;
- вероятностный подход обоснования безопасности на стадии эксплуатации, с определением вероятностей аварий на основе модели «нагрузка – прочность» по статистическим данным о случайных вариациях переменных, определяющих техническое состояние МПТ;
- вероятностный подход обоснования безопасности при запроектных и аварийных режимах эксплуатации, с определением риска аварий на основе многомерных функций распределения вероятностей переменных, определяющих особенности технического состояния МПТ.

Необходимо отметить, что на стадии эксплуатации обоснование безопасности заключается в решении прямой задачи безопасности – определении фактического уровня безопасности для заданной конструкции МПТ и заданных значений эксплуатационных переменных. На стадии проектирования МПТ обоснование безопасности заключается в решении обратной задачи безопасности – определении параметрических и функциональных ограничений по долговечности и прочности МПТ, и обоснование требований к конструкции и материалам, при заданном уровне безопасности.

Вторым по важности является документ СТП МЭС 04-002-2023, содержащий основные термины и определения, относящиеся к области обоснований и обеспечения безопасности МПТ. Разработка этого документа обусловлена многообразием используемых в нормативных документах и литературных источниках трактовок базовых терминов по морским подводным трубопроводам. Множественность трактовок терминов, часто противоречащих друг другу, существенно затрудняет формирование единого методологического подхода к обоснованию безопасности. Цель данного стандарта заключается в создании единой системы терминов и определений в государственных стандартах и стандартах предприятий, устанавливающих требования к обоснованию безопасности при проектировании, строительстве и эксплуатации морских подводных трубопроводов. В стандарте определены термины и определения по следующим

разделам: объекты обоснования безопасности; общие понятия; виды расчетов и расчетных режимов; виды предельных состояний; нагрузки и воздействия; предельные состояния; напряжения и деформации; техническое состояние. Для каждого понятия установлен один стандартизированный термин на русском языке с указанием соответствующего термина, используемого в англоязычных нормах и стандартах. В приложении представлены иностранные термины и определения, относящиеся к области безопасности МПТ (Glossary of terms: subsea pipelines). Учитывая неоднозначность русскоязычных переводов, термины представлены без перевода, со ссылками на первоисточники.

В третьем документе, СТП МЭС 04-005-2023, представлены методы расчетной оценки опасности дефектов, выявляемых в процессе внутритрубной диагностики МПТ. Стандарт устанавливает основные требования к проверочным расчетам остаточной прочности морских подводных трубопроводов с дефектами формы трубопроводов, потери металла и нарушений сплошности металла труб. Стандарт распространяется на проверочные расчеты прочности морских подводных трубопроводов на этапах строительства, эксплуатации, технического обслуживания и диагностирования технического состояния с использованием методов внутритрубной диагностики. При проверочных расчетах рассматривают все режимы эксплуатации и испытаний, регламентированные проектом МПТ, и учитывают все нагрузки, соответствующие рассматриваемым режимам. В расчетах учитываются различные нагрузки и их сочетания: постоянно действующие нагрузки; постоянно действующие нагрузки совместно с нестационарными нагрузками окружающей среды; постоянно действующие нагрузки в комбинации с кратковременными (случайными) нагрузками. По результатам расчетов недопустимыми (критическими) являются дефекты, для которых предельное расчетное давление [P] меньше проектного или фактического рабочего давления P<sub>раб</sub>. Опасными считаются дефекты, для которых предельное расчетное давление [P] находится в диапазоне от рабочего давления P<sub>раб</sub> до давления гидроиспытаний P<sub>гид</sub>. Допустимыми являются дефекты, для которых предельное расчетное давление [P] выше проектного значения, с учетом принятых коэффициентов запаса. Критические дефекты подлежат немедленному ремонту. Опасные дефекты подлежат ремонту в плановом порядке, но до проведения гидроиспытаний трубопровода. Допустимые дефекты подлежат проверке при очередном проведении внутритрубной дефектоскопии.

Четвертый стандарт, СТП МЭС 04-006-2023, устанавливает основные требования к технологии, методам ремонта, используемым конструкциям, а также к организации и выполнению работ по ремонту морских подводных трубопроводов. Стандарт распространяется на работы по ремонту морских подводных (промысловых и магистральных) трубопроводов для транспортировки жидких и газообразных углеводородов, смеси жидких и газообразных углеводородов, пластовой и морской воды, с давлением до 27 МПа, расположенных на шельфах морей.

В документе дана характеристика основных повреждающих факторов и дефектов. Дана краткая характеристика методов внутритрубного диагностирования и используемых методов неразрушающего контроля. Описаны основные методы ремонта и используемые для этого усиливающие конструкции (муфты). Изложены методы и инструменты для подводных работ по размыву грунта и устранению свободных пролетов. Представлены требования к организационно-технической подготовке ремонтов и требования к подрядным организациям, исполнителям работ, а также требования к материально-техническим ресурсам.

В приложениях к данному стандарту представлены конструкции и характеристики муфт, используемых при ремон-



тах. Также приведены матрица выбора типового метода ремонта, типовая технологическая карта ремонта методом установки обжимных муфт, типовая технологическая карта ремонта изоляции и типовая технологическая карта земляных работ.

В заключении следует отметить перспективы разработки нормативно-методических документов МЭС. Указанные выше нормативно-методические документы были разработаны в инициативном порядке, как начало широкого процесса создания отечественной нормативно-методической базы обоснования безопасности МПТ. Очевидно, что эта база должна опираться на риск-ориентированный подход и содержать многие десятки норм и стандартов по решению прямых и обратных задач обоснования безопасности и расчетов риска, проведению проектных и проверочных расчетов, выбору конструкционных материалов, обоснованию и проведению методов ремонтов, операционному менеджменту и риск-менеджменту, и другим аспектам. Создание такой базы потребует усилий многих организаций и специалистов. Для объединения усилий целесообразно создать специальную Программу разработки норм по обоснованию и обеспечению безопасности МПТ. Необходимыми условиями для выполнения работ в этом направлении можно считать:

- отказ от прямого копирования и прямого использования зарубежных стандартов;
- использование передового научного фундамента, современных методов, средств и технологий обеспечения безопасности при проектировании, строительстве, мониторинге технического состояния и оценке риска аварий;
- использование программно-целевого подхода;
- государственная и корпоративная поддержка работ.

Принимая во внимание актуальность проблемы, высокий научный потенциал российских академических институтов, квалификацию инженерно-технических кадров компаний «ЛУКОЙЛ», «Газпром», «Роснефть» и других организаций, можно полагать вполне реализуемой задачу создания суверенной отечественной нормативно-методической базы по обоснованию и обеспечению безопасности морских подводных трубопроводов в течение ближайших 3-4 лет.

# МОРСКИЕ ПОДВОДНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ. ОБОСНОВАНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ПО КРИТЕРИЯМ РИСКА. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ОБОСНОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ



## МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ СТП-МЭС 04-001-2023

НАУЧНО-ПРОМЫШЛЕННЫЙ СОЮЗ «УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ,  
ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ, КОНТРОЛЬ И МОНИТОРИНГ» НПС «РИСКОМ»

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР «НЕФТЕГАЗДИАГНОСТИКА»

1. Разработан Научно-техническим центром «Нефтегаздиагностика», г. Москва.
2. Согласован Некоммерческой организацией Научно-промышленный союз «Управление рисками, промышленная безопасность, контроль и мониторинг» (НПС «РИСКОМ»).
3. Утвержден Межведомственным экспертным советом (МЭС) по безопасности морских подводных трубопроводов.
4. Введен впервые

### 1. Область применения

Настоящий стандарт устанавливает основные принципы и концептуальные требования к обоснованию безопасности морских подводных систем нефтегазового промысла - совокупности оборудования, трубопроводов, технических средств и сооружений на морском месторождении, предназначенных для добычи, сбора и подготовки углеводородов к магистральному транспорту.

Положения настоящего стандарта распространяются на все этапы жизненного цикла МПТ: проектирование, строительство, испытания, ввод в эксплуатацию, эксплуатацию, техническое обслуживание, техническое диагностирование, проведение ремонтов, консервацию и ликвидацию.

Настоящий стандарт не предполагает изложение конкретных методов анализа опасностей, оценки риска и обоснований безопасности. Конкретные положения таких методов должны быть представлены в отдельных стандартах.

### 2. Нормативные ссылки

В настоящем стандарте учтены основные положения следующих нормативных документов:

- ГОСТ 1.0-2015 Межгосударственная система стандартизации. Основные положения.
- ГОСТ Р 1.2-2016 Стандарты национальные Российской Федерации.

- ГОСТ Р 1.5-2012 Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты национальные. Правила построения, изложения и обозначения.
- ГОСТ Р 54382-2011 Нефтяная и газовая промышленность. Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования.
- ГОСТ Р 27.013-2019 Надежность в технике. Методы оценки показателей надежности.
- ГОСТ Р 27.301-2011 Надежность в технике. Управление надежностью. Техника анализа безотказности.
- ГОСТ Р 27.310-95 Надежность в технике. Анализ видов, последствий и критичности отказов.
- ГОСТ Р 51901-2002 Управление надежностью. Анализ риска технологических систем.
- ГОСТ Р 54124-2010 Безопасность машин и оборудования. Оценка риска.
- ГОСТ Р 58771-2019 Менеджмент риска. Технологии оценки риска.
- ГОСТ Р ИСО 17776-2012 Нефтяная и газовая промышленность. Морские добычные установки. Способы и методы идентификации опасностей и оценки риска. Основные положения.
- ГОСТ 27751-2014 Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения.

### 3. Термины и определения

3.1 **безопасность**: состояние отсутствия опасностей, обусловленных внутренними и/или внешними угрозами нарушения структурной целостности или нормативного режима эксплуатации и нанесения недопустимого ущерба.

3.2 **вероятностный анализ безопасности**: системный анализ безопасности, в процессе которого разрабатываются вероятностные модели и определяются значения вероятностных показателей безопасности, и результаты которого используются для качественных и количественных оценок уровня безопасности в течение жизненного цикла морской подводной трубопроводной системы.

3.3 **вероятностные показатели безопасности**: значения вероятностей повреждения элементов морских подводных трубопроводных систем.

3.4 **критерий безопасности**: параметр, определяемый отношением морского подводного трубопровода к определенной категории риска или определенному классу безопасности, установленными Федеральным законом или Правительством Российской Федерации.

3.5 **защищенность**: состояние отсутствия опасностей, вследствие превентивных мер противодействия недопустимым внешним воздействиям и нарушениям структурной целостности.

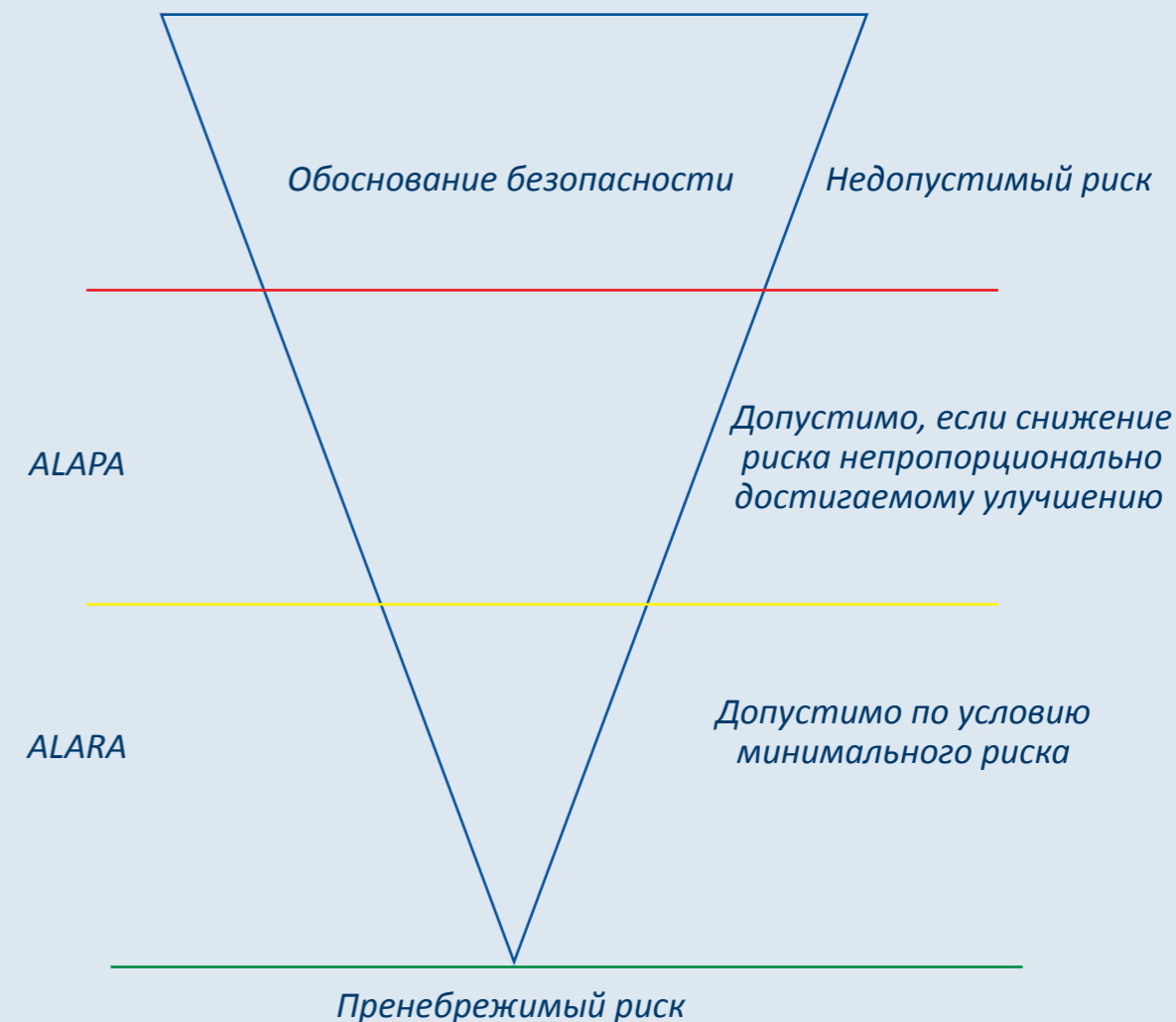
3.6 **морской подводный трубопровод**: трубопровод, прокладываемый по дну моря и предназначенный: для сбора и транспортировки продукции скважин на морских нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях, нефти, газового конденсата, природного и попутного газа и смесей этих продуктов с морских нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений; подачи нефти и нефтепродуктов как на рейдовые причалы и безпричальный налив, так и в обратном направлении; транспорта нефти, нефтепродуктов и газа через морские преграды.

3.7 **морской подводный трубопровод в эксплуатации**: морской подводный трубопровод, находящийся в работе, ремонте, модернизации, консервации с действующим классом Регистра, на который выданы документы Регистра.

3.8 **матрица рисков**: ранжирование и представление рисков путем определения диапазонов последствий и вероятностей.

3.9 **обоснование безопасности**: определение и реализация требований к эксплуатации, ремонтам, модернизации, консервации и демонтажу МПТ и технологического оборудования, обеспечивающих заданный уровень безопасности, подтвержденный оценками риска аварий.

3.10 **риск**: вероятностная мера ущерба или потерь при аварии МПТ.



#### 4. Обозначения и сокращения

- МПТ – морской подводный трубопровод.
- ALARA – As Low As Reasonable Achievable
- ALARP – As Low As Reasonable Practicable
- RIDM – Risk Informed Decision Making
- CRM – Continuous Risk Management
- PHA – Process Hazard Analysis
- PSA – Process Safety Analysis
- PRA – Process Risk Analysis
- ВТД – внутритрубная диагностика

#### 5. Общие положения

5.1 Обоснование безопасности МПТ рассматривается как элемент реализации концепций принятия решений с учетом риска (Risk Informed Decision Making - RIDM) и непрерывного управления риском (Continuous Risk Management - CRM) в течение всего жизненного цикла морских подводных трубопроводных систем.

5.2 Обоснование безопасности проводится на основе концепции риск-ориентированного подхода. В качестве критерия безопасности используется параметр, определяемый отношением трубопровода к определенной категории риска или к определенному классу безопасности, установленными Федеральным законом или Правительством Российской Федерации для стратегически важных объектов экономики.

5.3 Безопасность является фундаментальным императивом надежности и качества морских подводных трубопроводов, задающим множество параметрических и функциональных характеристик, определяющих область допустимых условий работоспособности МПТ.

5.4 Безопасность морских подводных трубопроводов всецело зависит от их структурной целостности, определяемой показателями прочности, долговечности, надежности и живучести в заданных условиях эксплуатации.

5.5 При обоснованиях безопасности должны рассматриваться все этапы жизненного цикла МПТ и характерные для этих этапов угрозы. Перечень основных угроз представлен в Приложении 1.

5.6 Основным критерием достигнутого уровня безопасности является риск аварий. Допустимые величины риска аварий и вероятностей критических отказов устанавливаются на основе обобщения статистических данных, расчетно-экспериментальных оценок, экспертных оценок и экономического анализа условий безопасного функционирования морских подводных трубопроводных систем с учетом особенностей морского шельфа.

5.7 Обоснование безопасности заключается в определении требований к используемым материалам, технологиям и конструкциям МПТ, обеспечивающим разумно достижимый уровень риска (принцип ALARA) или практически осуществимый уровень риска (принцип ALARP).

5.8 Разумно достижимый уровень риска определяется с учетом технических и экономических показателей, как рациональный, минимально возможный уровень вероятностей ущерба. Практически достижимый уровень риска принимается как предел, при котором финансовые затраты на снижение риска становятся непропорциональными получаемым выгодам.

#### 6. Цели и приоритеты обоснования безопасности

6.1 Целями обоснования безотказности изделия являются:

- проверка выполнимости задаваемых требований или оценка возможности достижения требуемого уровня безопасности при выделенных ресурсах, обоснование необходимых корректировок заданных требований;
- сравнительный анализ безопасности вариантов схемно-конструктивного построения и обоснование выбора рационального варианта МПТ;

нального варианта МПТ;

- обоснование и оценка эффективности мер по доработкам конструкции и технологии строительства МПТ.

6.2 Приоритетами обоснования безопасности МПТ являются:

- обеспечение защищенности МПТ от аварий по критериям рисков;
- снижение ущербов от аварий МПТ с нарушением структурной целостности;
- развитие технологий безопасной добычи углеводородов на континентальном шельфе и их транспортировки до береговых сооружений;
- снижение затрат на ремонтно-восстановительные операции;
- повышение эффективности и обеспечение стабильности работы нефтегазодобывающих компаний.

6.3 Обоснование безопасности обеспечивает возможность:

- оценки исходного (базового) уровня безопасности;
- мониторинга безопасности в виде расчета мгновенных уровней риска по комплексу факторов в текущий момент времени;
- отслеживание безопасности в виде расчетов риска с учетом возможных событий и оценки тяжести аварий.

#### 7. Основные принципы обоснования безопасности

7.1 В основу обоснования безопасности полагается принцип управляемой безопасности МПТ. Данный принцип означает, что в отличие от других норм, обеспечивающих безопасность в неявном виде, необходим переход к нормам, оперирующим характеристиками безопасности в явном виде.

7.2 Основными принципами обоснования безопасности при проектировании МПТ являются: обеспечение безопасного срока службы (safe-life design), устойчивости к повреждениям (damage-tolerance design) и отказоустойчивости (fail-safe design).

7.3 Основными принципами обеспечения безопасности на этапе эксплуатации МПТ являются: обеспечение выявляемости дефектов и повреждений; обеспечение устойчивости повреждений при заданных условиях эксплуатации; обеспечение условий и проведение ремонтов с устранением/усилением недопустимых повреждений.

7.4 Особенность обоснования безопасности МПТ основывается на предположении о том, что аварии обусловлены нарушением конструкционной целостности: потерей герметичности с утечками продуктов или разрушением, с выливом или выбросом продуктов. С учетом этого обоснование безопасности должно проводиться на основе расчетов по предельным состояниям, приводящим к нарушению конструкционной целостности.

7.5 Предельными состояниями конструкций называются такие состояния, при которых достигается предельная несущая способность или нарушается пригодность к нормальной эксплуатации.

7.6 Расчет по предельным состояниям для конструкции в целом и отдельных ее элементов следует проводить для всех этапов жизненного цикла МПТ: проектирование, строительство, испытания, ввод в эксплуатацию, эксплуатацию, техническое обслуживание, переосвидетельствование, модернизацию, проведение ремонтов, ликвидацию и консервацию.

7.7 Расчет конструкций по несущей способности (по предельным состояниям первой группы) производится во всех случаях. Расчет по предельным состояниям второй группы (по недопустимым деформациям) проводится в необходимых случаях, когда возможны образования свободных пролетов МПТ.

7.8 При обоснованиях безопасности классификация пре-

дельных состояний должны отражать степень потери МПТ конструкционной целостности и способности выполнять заданные эксплуатационные функции. Рекомендуется рассматривать следующие виды предельных состояний, согласно ГОСТ Р 54382-2011: предельное состояние разрушения (Ultimate Limit State – ULS); (Serviceability Limit State – SLS); предельное состояние по усталости (Fatigue Limit State – FLS); аварийное предельное состояние (Accidental Limit State – ALS).

7.9 В расчете по методу предельных состояний вместо единого коэффициента запаса прочности используются отдельные коэффициенты, которые устанавливаются на основе большого числа опытных данных методами математической статистики. Для нагрузок вводятся коэффициенты надежности по нагрузке, оценивающие изменчивость нагрузок и коэффициенты сочетаний нагрузок (или усилий), учитывающие реальные условия нагружения конструкций.

7.10 Для учета изменчивости прочности материалов вводятся коэффициенты надежности по материалу и отдельно коэффициенты условий работы. Для учета степени ответственности МПТ вводятся коэффициенты надежности по назначению. Введение отдельных коэффициентов по нагрузкам, по прочности материалов и по условиям работы материала или конструкции, а также учет пластических свойств материалов приближают расчетные предпосылки к действительным предельным состояниям работы МПТ.

7.11 Основным условием обеспечения безопасности является вероятность (риск) достижения предельных состояний в течение расчетного срока службы МПТ. Это требование должно выполняться на всех этапах жизненного цикла МПТ и проверяться по следующим расчетным ситуациям:

1) установившимся – имеющим длительность, сопоставимую с продолжительностью рассматриваемого этапа жизненного цикла МПТ.

2) переходным – действующим в течение коротких интервалов времени и характеризующим переход от одного этапа жизненного цикла к другому или от одного режима эксплуатации к другому.

3) аварийным – кратковременным, соответствующим исключительным условиям эксплуатации, сопряженным с катастрофическими последствиями для структурной целостности МПТ.

7.12 При анализе и обоснованиях безопасности должны быть учтены все виды нагрузок, соответствующих рассматриваемым расчетным ситуациям и этапам жизненного цикла МПТ.

7.13 Установление вероятностей отказов на основе расчетов предельного состояния по несущей способности и предельного состояния эксплуатационной пригодности, должно отражать тот факт, что критерии для таких предельных состояний могут не учитывать возможные грубые ошибки проектирования и эксплуатации МПТ.

7.14 При учете зависимостей свойств конструкции МПТ от времени, следует учитывать влияние результатов обследований и ремонта на вероятность отказа. Необходимо согласование установленных значений вероятностей отказов, в зависимости от результатов обследований. Установленные вероятности отказа всегда следует рассматривать с учетом принятого метода расчета и вероятностных моделей.

7.15 Установленные вероятности отказов должны определяться для некоторого периода повторяемости. В зависимости от типа предельного состояния этот период может быть расчетным сроком службы, периодом в один год или иным заданным отрезком времени.

7.16 Для расчета рисков должны быть установлены и определены базисные переменные: набор физических величин, характеризующих нагрузки, воздействия, свойства материалов, геометрические размеры МПТ.

7.17 Для обоснований безопасности значения базисных переменных необходимо принимать следующим образом:

а) в качестве геометрических размеров МПТ следует использовать номинальные размеры, если доступна первоначальная проектная документация и отсутствуют изменения размеров или явные отклонения от проекта. В противном случае необходимо использовать размеры, подтвержденные соответствующим обследованием.

б) характеристики нагрузок должны быть представлены значениями, соответствующими рассматриваемой фактической ситуации.

в) свойства материалов следует рассматривать в соответствии с реальным состоянием конструкции. Если доступна первоначальная проектная документация конструктивные недоработки отсутствуют, то следует использовать нормативные значения механических характеристик материалов. В противном случае следует использовать механические характеристики, установленные с использованием разрушающих и/или неразрушающих методов контроля и оценки с использованием статистических методов.

г) неопределенности расчетной модели следует рассматривать так же, как при проектировании, если МПТ соответствует всем проектным требованиям. В противном случае модельные факторы, коэффициенты и другие расчетные предположения могут быть установлены путем измерений на существующем МПТ.

#### 8. Методы обоснования безопасности

8.1 Обоснование безопасности МПТ основано на концепции признания возможности аварий, но с обоснованным, приемлемо низким уровнем риска.

8.2 Обоснование безопасности должно проводиться с учетом имеющейся информации, на основе которой выбираются используемые подходы и методы. Информация должна быть:

- достоверной, с необходимой точностью отражающая состояние МПТ;
- достаточной, содержащей необходимый объем информации и сведений для анализа безопасности;
- своевременной, отражающей текущее состояние МПТ или расчетной ситуации.

8.3 Обоснование безопасности следует проводить на основе последовательного проведения анализа опасностей (PHA), вероятностного анализа безопасности (PSA) и вероятностного анализа риска (PRA).

8.4 Обоснование безопасности рассматривается как многоуровневая процедура, включающая:

- статистический подход с оценкой вероятностей (интенсивностей) отказов трубопроводов по эмпирическим данным;
- полувероятностный подход с качественной оценкой уровня безопасности на стадии проектирования на основе расчетов по предельным состояниям с использованием частных коэффициентов безопасности;
- вероятностный подход обоснования безопасности на стадии эксплуатации с определением вероятностей аварий на основе модели «нагрузка – прочность» по статистическим данным случайных вариаций переменных, определяющих техническое состояние МПТ;
- вероятностный подход обоснования безопасности при запроектных и аварийных режимах эксплуатации с определением риска аварий на основе многомерных функций распределения вероятностей переменных, определяющих особенности технического состояния МПТ.

8.5 При использовании статистического подхода безопасность МПТ считается обеспеченной при выполнении условия:

$$\lambda \times C \leq [R]$$

где  $\lambda$  – статистическая оценка интенсивности аварий МПТ;  $C$  – статистическая оценка ущерба от аварий МПТ;  $[R]$  – допустимый уровень риска.

8.6 Статистические оценки интенсивностей отказов могут выполняться на основе имеющихся отечественных баз данных об аварийности МПТ. Базы данных могут содержать несистематизированные данные, относящиеся к отдельному МПТ или отдельному типоразмеру МПТ и систематизированные данные по различным типоразмерам МПТ в различных условиях эксплуатации.

8.7 Допускается использование зарубежных статистических данных об авариях морских подводных трубопроводных систем при условии соотвествия конструкции, условий и режимов эксплуатации рассматриваемым отечественным трубопроводным системам.

8.8 Оценки ущерба должны учитывать инвестиционные расходы, операционные расходы и ущербы от аварий МПТ.

8.9 При использовании полуввероятностного подхода безопасность МПТ считается обеспеченной при выполнении условия:

$$L = \sum_{i=1}^n L_i \gamma_{Li} \leq AR_d, R_d = \min \{ R_{di} \gamma_{Ri} \}.$$

где  $L$  – обобщенная нагрузка или воздействие;  $\gamma_{Li}$  – частные коэффициенты запаса по нагрузкам;  $A$  – характеристика геометрии;  $R_d$  – обобщенное расчетное сопротивление материала деформированию и разрушению;  $\gamma_{Ri}$  – частные коэффициенты запаса по материалам.

8.10 При использовании полуввероятностного подхода риск определяется методикой установления минимальных значений обобщенной несущей способности и максимального значения обобщенной нагрузки, путем назначения системы частных коэффициентов запаса. Частные коэффициенты запаса по нагрузкам  $\gamma_{Li}$  и по сопротивлению разрушению  $\gamma_{Ri}$  должны задаваться с учетом требуемого уровня безопасности, опосредовано учитывающего тяжесть аварий.

8.11 Требуемые уровни безопасности задаются отнесением МПТ к определенному классу безопасности, с учетом категории трубопровода и вида транспортируемого продукта.

8.12 Классы безопасности МПТ и соответствующие им коэффициенты запаса устанавливаются с использованием статистических данных, данных расчетно-экспериментальных оценок, опытно-конструкторских и других специальных работ, результатов анализа условий эксплуатации, категорий конструкционных материалов и транспортируемых продуктов.

8.13 Вероятностная оценка безопасности МПТ на основе модели «нагрузка – прочность» проводится в случаях, когда невозможны количественные оценки ущерба от аварий. В этом случае определяется вероятность критических последствий  $P_{LS}(F)$ , обусловленных достижением предельного состояния заданного вида с вероятностью  $P_{LS}$ :

$$P = P_{LS} \times P_{LS}(F)$$

8.14 Обоснование безопасности в этом случае заключается в построении матрицы рисков в форме «вероятность аварии – вероятность критических последствий» и определения допустимого уровня риска. Безопасность МПТ считается обеспеченной при выполнении условия:

$$P_{LS} \times P_{LS}(F) \leq [P]$$

8.15 Допустимая вероятность аварии  $[P]$  с критическими последствиями задается на основе анализа статистических данных, данных расчетно-экспериментальных оценок, опытно-конструкторских и других специальных работ.

8.16 При обосновании безопасности МПТ по критериям риска используется классическое определение риска в форме произведения вероятностей аварий  $P_{LS}$  на ущерб  $C_{LS}$  от этих аварий. Риск  $R_{\Sigma}$  аварии МПТ определяется как сумма компонент риска от рассматриваемых угроз:

$$R_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n R_i, R_i = P_{LS} \times C_{LS}$$

8.17 Результатом обоснования безопасности является построение матрицы рисков в форме «вероятность аварии – ущерб от аварии». Безопасность МПТ считается обеспеченной при выполнении условия:

$$R_{\Sigma} \leq [R]$$

8.18 На стадии проектирования МПТ обоснование безопасности заключается в решении обратной задачи безопасности – определении параметрических и функциональных ограничений при заданном уровне безопасности.

8.19 На стадии эксплуатации обоснование безопасности заключается в решении прямой задачи безопасности – определении фактического уровня безопасности при заданных значениях параметрических и функциональных переменных.

**9. Особые условия обоснования безопасности**

9.1 При обосновании безопасности должны учитываться все возможные проектные, запроектные и аварийные режимы нагружения МПТ. Исходными данными для обоснований безопасности должны являться проектная и эксплуатационная документация, сведения об опыте эксплуатации МПТ в заданных природно-климатических условиях, данные диагностирования технического состояния МПТ, сведения о характеристиках используемых материалов и технологиях строительства.

9.2 Статистический анализ безопасности следует использовать при обоснованиях основных проектных решений строительства МПТ. Статистический анализ безопасности также может использоваться для обобщенных оценок фактического уровня безопасности эксплуатирующихся МПТ.

9.3 Полуввероятностный анализ безопасности следует проводить на стадии проектных расчетов для обеспечения соответствия МПТ заданным требованиям по уровню безопасности.

9.4 Вероятностный анализ безопасности следует проводить для оценки опасности возникновения запроектных нагрузок и воздействий и появления дефектов и повреждений, не предусмотренных проектными расчетами.

9.5 Вероятностный анализ риска следует использовать при оценках опасности возникновения аварийных ситуаций с экстремальными нагрузками и воздействиями.

9.6 При обосновании безопасности необходимо учитывать тенденции увеличения сроков службы МПТ, усложнения основного и вспомогательного оборудования, расширения условий и регионов строительства.

9.7 Следует принимать во внимание что МПТ являются труднодоступными объектами с высокой стоимостью простоя. Поэтому обоснование безопасности следует проводить с учетом требований высокой автономности объекта и наличия существенного временного интервала от момента аварии до ее локализации или устранения последствий.

9.8 При обосновании безопасности МПТ на шельфе Арктических морей следует учитывать особые условия эксплуатации, технического обслуживания, диагностирования технического состояния и проведения ремонтов.

**ПРИЛОЖЕНИЕ 1**

**ОСНОВНЫЕ ИСТОЧНИКИ УГРОЗ**

Опасность	Зона действия	Причина	Эффект, последствия	Уровень риска
Ошибки проектирования, конструирования и выбора материалов				
Свойства материалов не соответствуют требованиям или условиям эксплуатации	Трубопровод	Нарушение требований норм	Нарушение условий прочности и герметичности	Низкий
Несоответствие проектных параметров режиму эксплуатации	Трубопровод	Нарушение требований норм. Ошибки исходных данных	Нарушение норм эксплуатации. Нарушение условий прочности и герметичности	Низкий
Несоответствие проектных параметров гидродинамическим условиям эксплуатации	Трубопровод	Нарушение требований норм. Ошибки исходных данных	Нарушение норм эксплуатации. Нарушение условий прочности и герметичности	Низкий
Неверная оценка прочности и долговечности	Трубопровод	Ошибки в расчетах. Ошибки исходных данных	Нарушение условий прочности и герметичности	Низкий
Несоответствие расчетных моделей условиям эксплуатации	Трубопровод	Несовершенство моделей. Нарушение требований норм	Нарушение условий прочности, герметичности и норм эксплуатации	Низкий
Ошибки строительства				
Нарушение технологии строительства	Трубопровод	Нарушение требований норм	Повреждение трубопровода, разрушение УБТ	Низкий
Нарушение условий устойчивости	Трубопровод	Недостаточный вес в погруженном состоянии. Недостаточная глубина траншеи	Всплытие трубопровода, потеря устойчивости	Низкий
Нарушение технологии ввода в эксплуатацию	Трубопровод	Ошибки ввода в эксплуатацию. Неправильная очистка и осушка	Непроектные нагрузки и воздействия	Низкий

Опасность	Зона действия	Причина	Эффект, последствия	Уровень риска
Эксплуатационные и технологические нарушения				
Нарушение режима транспортировки продукта	Трубопровод	Нарушение технологического процесса, сбои и отказы оборудования	Непроектные режимы эксплуатации, нагрузки и воздействия	Низкий
Отклонение параметров режима	Трубопровод	Образование гидратов, коррозия, появление АСПО, нарушение технических условий	Непроектные режимы эксплуатации, нагрузки и воздействия	Низкий
Ошибки оператора	Трубопровод	Низкая квалификация, усталость персонала	Непроектные режимы эксплуатации, нагрузки и воздействия	Низкий
Отклонение состава продукта от проектных требований	Трубопровод	Отказ оборудования, нарушение технологического процесса, изменение состава пластового флюида	Повышенная скорость коррозии и эрозии, образование гидратов, эмульсий и АСПО	Низкий
Природные воздействия				
Оползни	Локальный участок	Неустойчивость грунта	Непроектные нагрузки и воздействия	Средний
Сейсмические разломы	Локальный участок	Сейсмическая активность	Непроектные нагрузки и воздействия	Высокий
Проседания дна	Локальный участок	Геодинамика. Бурение скважин	Непроектные нагрузки и воздействия	Низкий
Размывы дна	Локальный участок	Воздействия волн. Подводные течения	Непроектные нагрузки и воздействия	Низкий
Разжижения грунта	Локальный участок	Воздействия волн. Подводные течения	Непроектные нагрузки и воздействия	Низкий

Опасность	Зона действия	Причина	Эффект, последствия	Уровень риска
Воздействие неконтролируемых изгибающих и крутящих моментов	Локальный участок	Разрушение УБТ, потеря устойчивости	Непроектные нагрузки и воздействия	Низкий
Образование свободных пролетов с периодическими колебаниями трубопровода	Локальный участок	Воздействие волн и течений	Непроектные нагрузки и воздействия	Низкий
Аномальные погодные условия (штормы, ледовые поля и т.п.)	Трубопровод	Непредсказуемые погодные условия	Непроектные нагрузки и воздействия	Средний
Нарушение структурной целостности				
Повреждения платформы с нарушением структурной целостности трубопровода	Локальный участок	Запроектные внешние воздействия	Непроектные нагрузки и воздействия, авария	Низкий
Неконтролируемые смещения райзера с нарушением структурной целостности трубопровода	Локальный участок	Запроектные внешние воздействия	Непроектные нагрузки и воздействия, авария	Низкий
Статические и динамические перегрузки с нарушением структурной целостности трубопровода	Локальный участок	Аномальные внешние воздействия	Непроектные нагрузки и воздействия, авария	Средний
Дефекты и повреждения				
Коррозия металла	Локальный участок	Воздействие продукта и внешней среды. Нарушение электрохимзащиты	Нарушение условий прочности и герметичности	Средний
Эрозия	Локальный участок	Гидродинамические процессы	Нарушение условий прочности и герметичности	Низкий

Опасность	Зона действия	Причина	Эффект, последствия	Уровень риска
Механические повреждения	Локальный участок	Внешние воздействия, удары и падения предметов	Нарушение условий прочности и герметичности	Высокий
Усталость	Локальный участок	Циклические нагрузки	Нарушение условий прочности и герметичности	Низкий
Хрупкие разрушения	Локальный участок	Низкое качество металла труб	Нарушение условий прочности и герметичности	Средний
Умышленные действия третьих лиц				
Целенаправленные воздействия: диверсии, террористические акты и пр.	Локальный участок	Военные действия, политические и экономические факторы	Разрушение трубопровода	Высокий
Опосредованные воздействия: отказ от условий контракта, односторонние изменения условий, отказ поставок оборудования и пр.	Трубопровод	Политические и экономические факторы	Прекращение транспортировки продукта или снижение производительности трубопровода	Высокий



# МОРСКИЕ ПОДВОДНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ. ОБОСНОВАНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ. ПОНЯТИЙНЫЙ АППАРАТ ОБОСНОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ. ОСНОВНЫЕ ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ



## МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ СТП-МЭС 04-002-2023

НАУЧНО-ПРОМЫШЛЕННЫЙ СОЮЗ «УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ,  
ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ, КОНТРОЛЬ И МОНИТОРИНГ» НПС «РИСКОМ»

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР «НЕФТЕГАЗДИАГНОСТИКА»

1. Разработан Научно-техническим центром «Нефтегаздиагностика», г. Москва.
2. Согласован Некоммерческой организацией Научно-промышленный союз «Управление рисками, промышленная безопасность, контроль и мониторинг» (НПС «РИСКОМ»).
3. Утвержден Межведомственным экспертным советом (МЭС) по безопасности морских подводных трубопроводов.
4. Введен впервые

### 1. Область применения

#### 1.1 Введение

Создание и развитие отечественных технологий и техники для освоения шельфовых нефтегазовых месторождений требует наличия современных стандартов, устанавливающих требования к проектированию, строительству и эксплуатации систем подводной нефтегазодобычи, включая морские подводные трубопроводы. Для решения этой задачи Министерством промышленности и торговли Российской Федерации и Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии реализуется «Программа по обеспечению нормативной документацией создания отечественной системы подводной добычи для освоения морских нефтегазовых месторождений». Программой предусматривается разработка национальных стандартов и предварительных национальных стандартов, а также пересмотр действующих стандартов в области морской нефтегазодобычи и транспорта нефти и газа с учетом отечественного и мирового опыта стандартизации.

#### 1.2 Цель стандарта

Целью настоящего стандарта является создание единой системы терминов и определений в государственных стандартах и стандартах предприятий, устанавливающих требования к обоснованию безопасности при проектировании,

строительстве и эксплуатации морских подводных трубопроводов.

#### 1.3 Область распространения

Настоящий стандарт распространяется на все стадии жизненного цикла морских подводных трубопроводов, включая: проектирование, строительство, эксплуатацию, техническое диагностирование, ремонт и демонтаж.

В стандарте определены термины и определения по следующим разделам:

1. Объекты обоснования безопасности.
2. Общие понятия.
3. Виды расчетов и расчетных режимов.
4. Виды предельных состояний.
5. Нагрузки и воздействия.
6. Предельные состояния.
7. Напряжения и деформации.
8. Техническое состояние.

Представленные термины являются рекомендуемыми к использованию во всех разрабатываемых нормативно-методических документах по обоснованию безопасности морских подводных трубопроводов для транспортировки жидких и газообразных углеводородов, смеси жидких и газообразных углеводородов, пластовой и морской воды, а также других сред, способных транспортироваться по тру-

бопроводам.

Для каждого понятия установлен один стандартизованный термин на русском языке с указанием соответствующего термина, используемого в англоязычных нормах и стандартах. Для каждого термина указан отечественный или зарубежный стандарт, в котором он определен или использован. Термины, введенные впервые, не имеют ссылок на стандарты.

## 2. Нормативные ссылки

В настоящем стандарте учтены основные положения следующих нормативных документов:

- ГОСТ 1.0-2015 Межгосударственная система стандартизации. Основные положения.
- ГОСТ Р 1.2-2016 Стандарты национальные Российской Федерации.
- ГОСТ Р 1.5-2012 Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты национальные. Правила построения, изложения и обозначения.
- ГОСТ Р 55311-2012 Нефтяная и газовая промышленность. Сооружения нефтегазопромысловые морские. Термины и определения

## 3. Термины и определения

### 3.1. Объекты обоснования безопасности

**3.1.1 морской подводный трубопровод (МПТ) (subsea pipeline):** трубопровод различного назначения, определенный проектом обустройства морского нефтегазового месторождения, или участок магистрального наземного трубопровода, проложенные в морской акватории

**3.1.2 морской подводный трубопровод в эксплуатации (subsea pipeline):** морской подводный трубопровод, находящийся в работе, ремонте, модернизации, консервации с действующим классом Регистра, на который выданы документы Регистра.

**3.1.3 межпромысловый подводный трубопровод (interfled pipeline):** морской подводный трубопровод между различными морскими нефтегазовыми месторождениями.

**3.1.4 внутрипромысловый подводный трубопровод (Infield subsea pipeline):** морской подводный трубопровод между объектами обустройства морского нефтегазового месторождения.

**3.1.5 морское нефтегазопромысловое сооружение (МНГС) (offshore installation object):** плавучие или устанавливаемые на морское дно сооружения (объекты обустройства морского месторождения) для разведки, бурения, добычи, сбора, подготовки, хранения и/или отгрузки углеводородов.

**3.1.6 отгрузочный трубопровод (filling line):** внутрипромысловый подводный трубопровод для отгрузки углеводородов со стационарных или плавучих причалов.

**3.1.7 проект морского подводного трубопровода (Design of subsea pipeline):** Проектная документация морского подводного трубопровода (в том числе в рамках проекта обустройства нефтегазового месторождения /отгрузочного терминала на морском шельфе), разработанная в соответствии с требованиями Правил и/или нормативных документов РФ в области капитального строительства.

**3.1.8 подводный добычный комплекс (underwater production complex):** подводный МНГП или его подводная часть при обустройстве морского месторождения.

**3.1.9 оконечный подводный манифольд (PLEM):** подводное оборудование для перекрытия транспорта продукции по подводному трубопроводу и/или его перераспределения на другие подводные трубопроводы, райзеры или ПДК.

**3.1.10 соединительное устройство трубопровода (pipeline connector):** механический соединительный узел, предназначенный для соединения участков трубопроводов или подключения трубопроводов к оборудованию ПДК.

**3.1.11 система соединения (tie-in and connection system connector):** совокупность изделий, устройств, приспособлений и инструментов, обеспечивающих подводное подсоединение оборудования системы подводной добычи и линий коммуникаций (технологических, силовых, информационных, измерительных, управления, связи и сигнализации).

**3.1.12 соединительные детали трубопровода (pipe line fitting):** детали трубопроводной системы для изменения конфигурации или поперечного сечения трубопровода (колена, тройники, переходники, заглушки и т.д.).

**3.1.13 сборный подводный манифольд (subsea manifold):** подводный манифольд, соединенный непосредственно со скважинами и/или кустовыми манифольдами и предназначенный для сбора СП с целью ее транспортировки на береговые сооружения, морскую платформу или технологическое судно.

**3.1.14 стояк (stand-pipe):** вертикальная часть морского подводного трубопровода, расположенная внутри помещений морского нефтегазопромыслового сооружения.

**3.1.15 райзер (marine riser):** конструктивно обособленная вертикальная часть морского подводного трубопровода, испытывающая воздействия морской среды.

**3.1.16 танк плавучести (mid-deep arch):** Техническое устройство, предназначенное для удержания гибких морских райзеров в проектом положении путем приложения к ним усилий, обеспечивающих ее положительной плавучестью.

**3.1.17 подводная трубопроводная система (pipeline system):** система взаимосвязанных элементов подводного трубопровода, обеспечивающих безопасный транспорт продукции от начальной до конечной точки его трассы.

**3.1.18 трубопровод многофазный (multiphase pipeline):** трубопровод, транспортирующий флюиды под давлением, в которых присутствуют как взаимно-нерастворимые жидкости, так и газовая фаза.

**3.1.19 береговой выход МПТ (shore exit):** участок морского подводного трубопровода, пересекающий границу уреза воды и проложенный на сухопутном участке трассы до первой береговой запорной арматуры.

**3.1.20 пересечение МПТ (subsea pipeline crossing):** конструкция пересечения морских подводных трубопроводов между собой или с подводными силовыми кабелями, обеспечивающая их безопасную эксплуатацию.

**3.1.21 защитный слой грунта:** слой грунта над верхней образующей заглубленного в донный грунт морского подводного трубопровода, обеспечивающий его защиту от внешних воздействий: килей ледовых образований, падающих якорей и т.д. scour protection of subsea pipeline

**3.1.22 трубная вставка (катушка) (pipe spool):** элемент подводного трубопровода, соединяющий его линейную часть с морским нефтегазопромысловым сооружением.

**3.1.23 камера запуска/приема средств очистки и диагностирования (pig launcher chamber):** техническое устройство, обеспечивающее запуск/прием внутритрубных очистных, диагностических, разделительных или герметизирующих устройств в потоке транспортируемой среды.

## 3.2. Общие понятия обоснования безопасности

**3.2.1 авария (accident):** опасное техногенное происшествие, создающее на объекте подводной трубопроводной системы или акватории угрозу жизни и здоровью людей и приводящее к разрушению или повреждению сооружений, оборудования и транспортных средств, нарушению производственного или транспортного процесса, нанесению ущерба окружающей среде.

**3.2.2 авария проектная (design accident):** авария, для которой проектом определены исходные и конечные состояния и предусмотрены системы безопасности, обеспечивающие ограничение последствий аварии установленными

пределами.

**3.2.3 авария запроектная (non-design accident):** авария, вызываемая не учитываемыми при проектировании исходными состояниями и сопровождающаяся дополнительными по сравнению с проектными авариями отказами систем безопасности и реализациями ошибочных решений персонала, приведшим к тяжелым последствиям.

**3.2.4 анализ риска (risk analysis):** систематическое использование информации для определения источников и количественной оценки риска. Цель анализа заключается в понимании природы риска и его характеристик.

**3.2.5 анализ безопасности по критериям рисков (probability risk analysis):** качественный и количественный анализ безопасности МПТ, выполняемый с учетом вероятностей и последствий аварий, оцениваемых в форме рисков.

**3.2.6 агрегация рисков (risk aggregation):** объединение нескольких рисков в один риск, выполняемое для получения более полного понимания совокупности рисков.

**3.2.7 безопасность (safety):** состояние защищенности МПТ от внутренних и/или внешних угроз нанесения недопустимого ущерба.

**3.2.8 вероятность (likelihood, probability):** характеристика возможности или частоты события.

**3.2.9 вероятностный анализ безопасности (ВАБ) (probability safety analysis):** качественный и количественный анализ безопасности МПТ, выполняемый для определения вероятностей реализации аварий, в том числе вероятностей тяжелых аварий и аварийных выбросов или утечек продукта.

**3.2.10 воздействие на риск (risk treatment):** процесс удержания, парирования, исключения или изменение риска.

**3.2.11 допустимый уровень риска (acceptable level of risk):** риск, который в данной ситуации считается приемлемым при существующих экономических показателях и общественных ценностях.

**3.2.12 детерминированный анализ безопасности (deterministic safety analysis):** анализ безопасности МПТ при заданных эксплуатационных режимах, постулируемых исходных событиях и заданном состоянии систем и элементов, влияющих на пути протекания аварии, выполняемый с целью подтверждения соответствия МПТ установленным критериям безопасности и (или) проектным требованиям.

**3.2.13 защищенность (security):** способность МПТ противостоять угрозам с сохранением возможности выполнять свои основные функции в штатных и нештатных ситуациях. Состояние МПТ, при котором обеспечивается безопасность его функционирования посредством применения инженерно-технических и режимных мер, направленных на предотвращение аварий.

**3.2.14 живучесть (robustness):** свойство МПТ выполнять и восстанавливать свои функции при запроектных воздействиях без возникновения повреждений, приводящих к полному отказу.

**3.2.15 источник риска (risk source):** объект, ситуация или действие, которые самостоятельно или в комбинации могут повлечь за собой риск.

**3.2.16 идентификация риска (risk identification):** процесс выявления, определения и описания риска.

**3.2.17 класс безопасности (safety class):** концепция, принятая для классификации значимости трубопроводной системы в отношении вероятностей отказа. Включает четыре класса безопасности:

- низкий: повторяющиеся события;
- средний: вероятные событий;
- высокий: маловероятные события;
- очень высокий: практически невероятные события.

**3.2.18 класс опасности (hazard class):** концепция, принятая для классификации значимости трубопроводной си-

стемы в отношении последствий отказа. Включает четыре класса опасности:

- низкий: пренебрежимые экологические и экономические последствия;
- средний: кратковременное локальное нарушение состояния экологической среды и незначительные материальные потери;
- высокий: кратковременный ущерб окружающей среде и существенные материальные потери, возможность травмирования людей;
- очень высокий: гибель людей, масштабный длительный ущерб окружающей среде и значительные материальные потери.

**3.2.19 матрица рисков (risk matrix):** ранжирование и представление рисков путем определения диапазонов последствий и вероятностей.

**3.2.20 надежность (dependability):** свойство объекта сохранять во времени способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования.

**3.2.21 неопределенность (uncertainty):** недостаток информации, вызванный неточностью исходных параметров и/или анализа процесса.

**3.2.22 обоснование безопасности (safety foundation):** определение и реализация требований к эксплуатации, ремонту, модернизации, консервации и демонтажу МПТ и технологического оборудования, обеспечивающих заданный уровень безопасности, подтвержденный оценками риска аварий.

**3.2.23 оценивание риска (risk evaluation):** процесс сравнения результатов анализа риска с критериями рисков для определения допустимости или приемлемости риска.

**3.2.24 опасность (hazard):** закономерная или случайно создаваемая ситуация, которая может привести к нежелательным последствиям или аварии МПТ.

**3.2.25 опасное событие (hazardous event):** событие, которое может иметь место при критическом отказе МПТ, тяжесть последствий которого признана недопустимой и требует специальных мер по снижению их частоты (уровня воздействия) и (или) возможного ущерба, связанного с их возникновением.

**3.2.26 риск (risk):** качественная или количественная вероятность возникновения случайного или незапланированного события, рассматриваемая в сочетании с потенциальными последствиями такого отказа. В количественном выражении риск представляет собой количественную оценку вероятности определенного режима отказа, умноженную на его количественные последствия.

**3.2.27 сценарий риска (risks scenario):** последовательность событий и их комбинация от первоначальной причины до нежелательного последствия.

**3.2.28 событие (event):** происшествие, проявление или изменение совокупности обстоятельств.

**3.2.29 требования безопасной эксплуатации (requirements for safe operation):** требования, направленные на обеспечение безопасности эксплуатации и устанавливаемые в виде показателей безопасности, а также в виде требований к конструкции МПТ, технологии изготовления и эксплуатации, составу организационно-технических мероприятий.

**3.2.30 уязвимость (vulnerability):** свойство МПТ, определяющее его чувствительность к источнику риска, которая может привести к событиям, влекущим нежелательные последствия.

**3.2.31 уровень риска (level of risk):** величина риска или комбинации рисков аварий МПТ, характеризующая последствиями и их вероятностью.

**3.2.32 функциональная безопасность (functional safety):**



составная часть безопасности МПТ, зависящая от правильности функционирования технических средств, связанных с обеспечением его эксплуатации.

3.3.33 **частота (frequency)**: количество событий отказов или аварий МПТ или их последствий за определенный период времени.

3.3.34 **целостность морского подводного трубопровода (integrity)**: обобщенное понятие идентификации состояния трубопровода, при котором обеспечена его герметичность, как необходимое условие обеспечения безопасности.

### 3.3. Виды расчетов и расчетных режимов

3.3.1 **детерминированный расчет (deterministic calculation)**: расчет с использованием детерминированных величин учитываемых переменных.

3.3.2 **вероятностный расчет (probabilistic calculation)**: расчет с использованием вероятностных величин учитываемых переменных.

3.3.3 **расчет риска (calculation of probabilities)**: определение количественных характеристик вероятностей и ущербов аварий.

3.3.4 **расчет вероятностей (elastic calculation)**: определение количественных характеристик вероятностей событий.

3.3.5 **упругий расчет**: расчет напряженно-деформированного состояния в предположении упругого поведения материала.

3.3.6 **упруго-пластический расчет (elastic-plastic calculation)**: расчет напряженно-деформированного состояния в предположении упругого поведения материала.

3.3.7 **аварийный режим (accidental mode)**: режим, при котором величины нагрузок и воздействий превышают предельные величины, установленные проектом для заданных видов предельных состояний.

3.3.8 **аварийная ситуация (emergency situation)**: состояние потенциально опасного объекта, характеризующееся нарушением пределов (или) условий безопасной эксплуатации, не перешедшее в аварию при котором все неблагоприятные влияния источников опасности на другие объекты и окружающую среду удерживаются в приемлемых пределах посредством соответствующих технических средств, предусмотренных проектом.

3.3.9 **запроектный режим (non-design mode)**: режим, при котором одна или несколько компонент нагрузок и воздействий не соответствуют требованиям проектной документации.

3.2.10 **нарушение нормальных условий эксплуатации (violation of normal operating condition)**: отклонения от нормальных условий эксплуатации, не приводящее к аварии.

3.3.11 **проектный режим (design mode)**: режим, при котором нагрузки и воздействия соответствуют требованиям проектной документации.

3.3.12 **условия проектной аварии (condition of design accident)**: расчетный режим нагружения, соответствующий предусмотренной в проектной документации проектной аварии.

### 3.4. Виды предельных состояний

3.4.1 **предельное состояние; ПС (limit state)**: состояние МПТ, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно.

3.4.2 **предельное состояние по несущей способности (ultimate limit state)**: предельное состояние, соответствующее максимальной несущей способности трубопровода, определяемой прочностью (потерей несущей способности). Включает разрушение и потерю устойчивости.

3.4.3 **предельное состояние пригодности к эксплуатации (serviceability limit state)**: предельное состояние, соответствующее максимальным условиям эксплуатационной пригодности. Включает недопустимые деформации, вибрации,

растрескивание и др. Состояние конструкции, при котором возникают затруднения ее дальнейшей эксплуатации.

3.4.4 **предельное состояние по усталости (fatigue limit state)**: предельное состояние, соответствующее накоплению недопустимых усталостных повреждений с потерей несущей способности (ULS).

3.4.5 **предельное состояние аварийное (accidental limit state)**: предельное состояние, соответствующее потере несущей способности (ULS), вызванной случайными нагрузками.

### 3.5. Нагрузки и воздействия

3.5.1 **воздействие (impact)**: явление, вызывающее внутренние силы в элементе трубопровода (изменение тем-пературы стенки трубы, деформация и др.).

3.5.2 **воздействие деформационное (кинематическое) (kinematic impact)**: воздействие на трубопровод в виде перемещения, например температурные расширения, неравномерная осадка опор, смещение точек присоединения к оборудованию и т.д.

3.5.3 **воздействие критическое (critical impact)**: воздействие, тяжесть последствий которого признана недопустимой и требует принятия специальных мер по снижению его вероятности и/или возможного ущерба, связанного с его возникновением.

3.5.4 **внешние динамические нагрузки (external dynamic load)**: воздействия динамического характера, оказываемые явлениями и факторами техногенного или природного характера и передающиеся на элементы морского подводного трубопровода.

3.5.5 **гидродинамические нагрузки (hydrodynamic load)**: нагрузки, обусловленные воздействием волн и подводных течений.

3.5.6 **давление (pressure)**: величина, характеризующая интенсивность сил, действующих на какую-либо часть поверхности трубопровода по направлениям, перпендикулярным этой поверхности, и определяемая отношением силы, равномерно распределенной по нормальной к ней поверхности, к площади этой поверхности.

3.5.7 **давление избыточное (excessive pressure)**: разность двух абсолютных давлений, наружного гидростатического и внутреннего давления.

3.5.8 **давление расчетное (design pressure)**: максимальное избыточное давление, на которое производится расчет на прочность при обосновании основных параметров, обеспечивающих надежную эксплуатацию морского трубопровода в течение расчетного срока службы.

3.5.9 **максимальное допустимое рабочее давление (maximum allowable operating pressure)**: максимальное давление, при котором трубопроводная система должна работать в режиме нормальной эксплуатации.

3.5.10 **максимальное допустимое аварийное давление (maximum allowable incidental pressure)**: максимальное давление, при котором трубопроводная система должна работать в ходе аварийной (кратковременной) эксплуатации.

3.5.11 **механические нагрузки (mechanical load)**: силовое воздействие, вызывающее изменение напряженно-деформированного состояния.

3.5.12 **нагрузка (load)**: силовое воздействие, вызывающее изменение напряженно-деформированного состояния трубопровода.

3.5.13 **нагрузка нормативная (regulatory load)**: нагрузка, устанавливаемая нормативными документами исходя из условий заданной обеспеченности ее появления или принятая по ее номинальному значению.

3.5.14 **нагрузка номинальная (nominal load)**: нагрузка, указанная в проектной документации как предельная для предусмотренных условий эксплуатации.

### 3.6. Напряжения и деформации

3.6.1 **напряжения допускаемые (allowable stresses)**: мак-

симальное безопасное напряжение при эксплуатации трубопровода.

3.6.2 **напряжения номинальные (nominal stresses)**: напряжения, определяемые по номинальным нагрузкам без учета концентрации напряжений.

3.6.3 **напряжения расчетные (design stresses)**: напряжения, полученные в результате расчета по установленной процедуре.

3.6.4 **нормативное минимальное значение предела текучести (specified minimum yield stress)**: минимальный предел текучести, установленный в технических условиях или стандартах на материал труб.

3.6.5 **нормативное минимальное значение предела прочности (specified minimum tensile strength)**: минимальный предел прочности на растяжение, установленный в технических условиях или стандартах на материал труб.

3.6.6 **нормативное сопротивление (characteristic resistance)**: базовое значение прочности материала труб, которое должно использоваться при определении расчетной прочности.

3.6.6 **расчетное сопротивление (design resistance)**: значение прочности, определяемое по величине нормативного сопротивления с использованием коэффициентов запаса.

### 3.7. Техническое состояние

3.7.1 **вид отказа (failure mode)**: единица классификации отказов на основе установленных критериев: особенностей, причины, последствий отказа; функции, способность выполнения которой утрачена в результате отказа; или изменения состояния объекта.

3.7.2 **интенсивность отказов (failure rate)**: условная плотность вероятности возникновения отказа объекта, определяемая при условии, что до рассматриваемого момента времени отказ не возник.

3.7.3 **критерий отказа (failure criterion)**: признак или совокупность признаков нарушения работоспособного состояния МПТ.

3.7.4 **критичность отказа (criticality of failure)**: совокупность признаков, характеризующих последствия отказа.

3.7.5 **механизм отказа (failure mechanism)**: процесс, приводящий к отказу.

3.7.6 **последствия отказа (failure effect)**: явления, процессы, события, состояния, обусловленные возникновением отказа.

3.7.7 **отказ (failure)**: нарушение работоспособного состояния трубопровода по заданному критерию или условию предельного состояния.

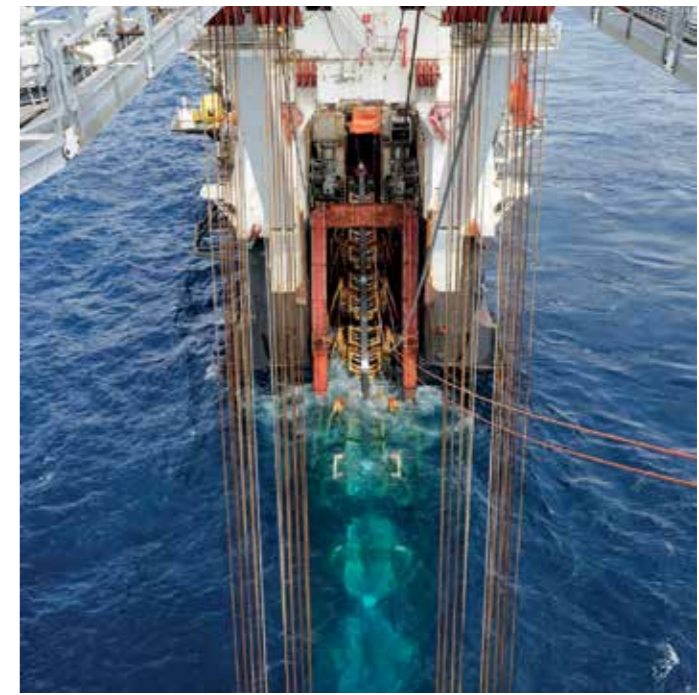
3.7.8 **мониторинг технического состояния (condition monitoring)**: составная часть технического обслуживания, представляющая собой наблюдение за объектом с целью получения информации о его техническом состоянии и рабочих параметрах.

3.7.9 **техническое состояние; ТС (technical condition)**: состояние объекта в определенный момент времени, при определенных условиях внешней среды, характеризующееся фактическими значениями параметров, установленных в документации.

3.7.10 **техническое обслуживание; ТО (maintenance)**: комплекс организационных мероприятий и технических операций, направленных на поддержание работоспособности (исправности) объекта и снижение вероятности его отказов при использовании по назначению, при хранении и транспортировании.

3.7.11 **система технического обслуживания и ремонта (maintenance system)**: система, включающая в себя совокупность документации, персонала, организационных и технических действий, необходимых для поддержания и восстановления работоспособного состояния объекта.

3.7.12 **ремонт (repair)**: комплекс технических операций и



организационных действий по восстановлению исправного или работоспособного состояния объекта и восстановлению ресурса объекта или его составных частей.

3.7.13 **ремонтпригодность (maintainability, performance)**: свойство объекта, заключающееся в его приспособленности при заданных условиях эксплуатации к поддержанию или восстановлению состояния, в котором объект способен выполнять требуемую функцию, путем проведения технического обслуживания и ремонта, выполняемых при заданных условиях с использованием установленных процессов и ресурсов.

3.7.14 **обеспеченность техническим обслуживанием и ремонтом (maintainability support performance)**: свойство системы технического обслуживания и ремонта при заданных условиях обеспечивать по запросу объект требуемыми для технического обслуживания ресурсами в соответствии с заданными правилами технического обслуживания и ремонта.

3.7.15 **безотказность (reliability performance)**: свойство МПТ выполнять требуемую функцию при данных условиях эксплуатации в течение заданного интервала времени.

3.7.16 **проект (project)**: уникальный процесс создания облика МПТ в бумажном или электронном виде, состоящий из набора скоординированных и управляемых действий с указанием дат начала и окончания, предпринятых для достижения соответствия МПТ определенным требованиям, включая ограничения по времени, стоимости и ресурсам.

3.7.17 **проектный риск (project risk)**: сочетание вероятности появления опасного события и его последствий, приемлемое для целей проекта.

3.7.18 **прогнозируемый показатель риска (projected risk measure)**: показатель риска, предсказанный для МПТ на заданном сроке службы, с учетом введения корректирующих модификаций.

3.7.19 **проектные рекомендации (design guidelines)**: проектный документ, в котором приводятся критерии и мероприятия по повышению безопасности МПТ.

3.7.20 **непрерывная оценка безопасности при проектировании (continuous design safety assessment)**: обновление оценки безопасности МПТ одновременно с разработкой проекта и проведением испытаний компонентов и подсистем.

# МОРСКИЕ ПОДВОДНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ. ОБОСНОВАНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ. ОЦЕНКА ОПАСНОСТИ ДЕФЕКТОВ И ПОВРЕЖДЕНИЙ ТРУБОПРОВОДОВ



## МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ СТП-МЭС 04-005-2023

НАУЧНО-ПРОМЫШЛЕННЫЙ СОЮЗ «УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ,  
ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ, КОНТРОЛЬ И МОНИТОРИНГ» НПС «РИСКОМ»

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР «НЕФТЕГАЗДИАГНОСТИКА»

1. Разработан Научно-техническим центром «Нефтегаздиагностика», г. Москва.
2. Согласован Некоммерческой организацией Научно-промышленный союз «Управление рисками, промышленная безопасность, контроль и мониторинг» (НПС «РИСКОМ»).
3. Утвержден Межведомственным экспертным советом (МЭС) по безопасности морских подводных трубопроводов.
4. Введен впервые

### 1. Область применения

#### 1.1. Введение

Стандарт устанавливает основные требования к поверочным расчетам остаточной прочности морских подводных трубопроводов с дефектами формы, потери металла и нарушений сплошности металла труб.

#### 1.2. Цель стандарта

Целью настоящего стандарта является установление основных требований к поверочным расчетам морских подводных трубопроводов с выявленными дефектами, размеры которых превышают установленные нормы.

#### 1.3. Область распространения

Настоящие методические указания распространяются на поверочные расчеты прочности морских подводных трубопроводов на этапах строительства, эксплуатации, технического обслуживания и диагностирования технического состояния с использованием методов внутритрубной диагностики.

#### 2. Нормативные ссылки

В настоящем стандарте учтены основные положения следующих нормативных документов:

- ГОСТ 1.0-2015 Межгосударственная система стандартизации. Основные положения.
- ГОСТ Р 1.2-2016 Стандарты национальные Российской Федерации.
- ГОСТ Р 1.5-2012 Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты национальные. Правила построения,

изложения и обозначения.

- ГОСТ Р 54382-2011 Нефтяная и газовая промышленность. Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования.
- ГОСТ 25.506-85 Расчеты и испытания на прочность. Методы механических испытаний металлов. Определение характеристик трещиностойкости (вязкости разрушения) при статическом нагружении.
- НД2-030301-005 Правила классификации и постройки морских подводных трубопроводов.
- НД2-090601-007 Рекомендации по проектированию, постройке и эксплуатации морских подводных трубопроводов.
- НД2-030301-002 Руководство по техническому наблюдению за постройкой и эксплуатацией морских подводных трубопроводов.

### 3. Термины и определения

**Аномалия:** участок стенки трубы или сварного шва, на котором зарегистрированы показания приборов или имеются визуальные признаки, свидетельствующие о возможности наличия дефекта.

**Вмятина:** нарушение формы сечения трубы в виде местного плавного изменения формы поверхности, образующегося при действии на наружную поверхность трубопровода сосредоточенной или распределенной поперечной нагрузки.

**Гофр:** нарушение формы сечения трубы в результате потери местной устойчивости стенки трубы, когда при изгибе

трубопровода в сжатой зоне развиваются чрезмерные пластические деформации.

**Дефект:** отклонение от предусмотренного нормативными документами качества труб.

**Неравномерная коррозия:** сплошная коррозия, протекающая с неодинаковой скоростью на различных участках поверхности металла.

**Коррозионная потеря металла:** Локальное уменьшение толщины стенки трубы в результате коррозии.

**Местная коррозия:** коррозия, охватывающая отдельные участки поверхности металла.

**Коррозионная язва:** местное коррозионное разрушение, имеющее вид отдельной раковины.

**Овальность:** отклонение от округлости, измеряемое отношением максимального и минимального диаметров оболочки.

**Расслоение:** Внутреннее нарушение сплошности металла трубы в продольном и/или окружном направлении, с разделением стенки трубы на слои.

**Смещение кромок:** несовпадение уровней наружных и внутренних поверхностей соединяемых (свариваемых) элементов конструкции.

**Трещина:** нарушение сплошности, вызванное локальным разрывом в результате действия нагрузок.

### 4. Обозначения и сокращения

В настоящих методических рекомендациях приняты следующие обозначения:

$R_m$  – временное сопротивление (предел прочности) металла, используемое при проведении расчетов;

$R_{p0.2}$  – условный предел текучести металла при остаточной деформации 0.2%, используемый при проведении расчетов;

$P_i$  – внутреннее рабочее давление в трубопроводе;

$P_h$  – внешнее гидростатическое давление;

$a, c$  – полуоси (глубина и длина) дефектов;

$\sigma_f$  – характеристика пластической неустойчивости металла;

$\sigma_m$  – мембранные (кольцевые) напряжения;

$\sigma_b$  – изгибающие напряжения;

$K_c$  – критический коэффициент интенсивности напряжений;

$J_c$  – критическое значение J-интеграла;

$K_I$  – коэффициент интенсивности напряжений.

### 5. Общие положения

5.1 Цель поверочных расчетов прочности заключается в обоснования возможностей безопасной эксплуатации морских подводных трубопроводов с учетом наличия дефектов, выявленных в процессе внутритрубной диагностики.

5.2 Поверочные расчеты проводят после проектных расчетов трубопроводов. Поверочные расчеты выполняются при выявлении дефектов, размеры которых превышают установленные нормы. Определения дефектов принимаются по действующим нормативным документам: ГОСТ Р 21014-2021, ГОСТ Р 6520-1-2012, ГОСТ Р 59496-2021.

5.3 При поверочном расчете рассматривают все режимы эксплуатации и испытаний давлением (гидравлических, пневматических или пневмогидравлических), регламентированные проектом МПТ, и учитывают все нагрузки (включая вызванные температурными и гидродинамическими воздействиями, при их наличии), соответствующие рассматриваемым режимам.

5.4 Основными переменными поверочных расчетов прочности являются радиальные  $\sigma_r$ , кольцевые  $\sigma_\theta$ , продольные  $\sigma_l$  компоненты напряжений от внутреннего  $P_i$  и внешнего  $P_e$  давлений, продольных сил  $F$  и изгибающих моментов  $M$  (рис. 5.1).

5.5 При проведении расчетов дефекты классифицируются на дефекты потери металла, дефекты сплошности металла и дефекты формы поперечного сечения труб (Табл. 5.1).

5.6 В качестве критериальных параметров в расчетах используются характеристика пластической неустойчивости металла  $\sigma_f$ , определяемая по величинам нормативного условного предела текучести  $R_{p0.2}$  и нормативного предела прочности  $R_m$  и характеристика трещиностойкости металла – критическая величина коэффициента интенсивности напряжений  $K_{Ic}$ .

5.7 Поверочные расчеты прочности проводятся для каждого отдельного выявленного дефекта, с использованием инженерных методов анализа пластической неустойчивости сечения трубы с дефектом (пластический коллапс) и методов упругопластической механики разрушения.

5.8 Анализ пластической неустойчивости проводится на основе прочностных характеристик материала путем проведения расчетов по методу предельной пластической нагрузки (ППН) и по методу локальной пластической нагрузки (ЛПН).

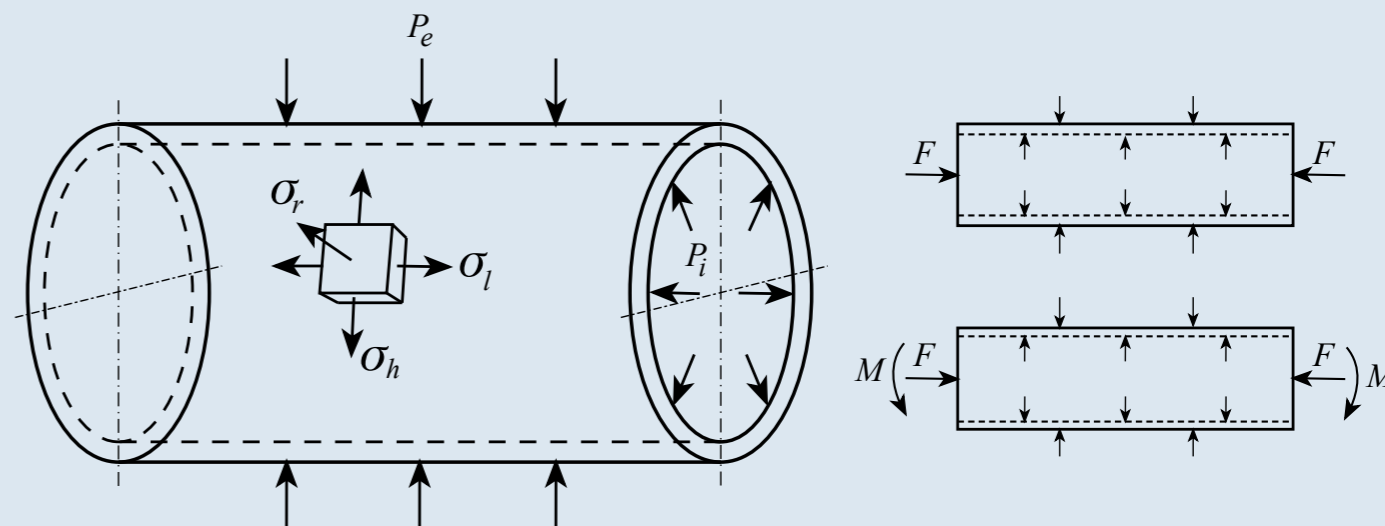


Рисунок 5.1 – Компоненты напряженного состояния труб

Категория дефекта	Категория дефекта	Наименование дефектов
Дефекты формы	Механические воздействия при строительстве и эксплуатации трубопроводов	Овальность, смещение кромок, вмятины, гофры
Дефекты потери металла	Воздействия внешней среды при эксплуатации трубопроводов	Сплошная и язвенная коррозия, эрозия
Дефекты сплошности	Механические воздействия при строительстве и эксплуатации трубопроводов	Трещины, расслоения, задиры, риски, дефекты сварных соединений

Таблица 5.1 – Классификация дефектов труб

5.9 Анализ на основе методов упруго-пластической механики разрушения выполняется с использованием характеристик трещиностойкости металла труб и вычислений коэффициентов интенсивности напряжений  $K_I$  или  $J$  - интеграла.

5.10 Выбор метода расчета определяется уровнем нагруженности трубопровода, с учетом наличия или отсутствия исходных данных по механическим свойствам материалов. Во всех указанных методах расчетов используется максимальная расчетная нагрузка в виде совокупности рабочего давления, внешнего гидростатического давления, гидродинамических и сейсмических нагрузок и других силовых факторов.

**6. Расчетные характеристики металла труб**

6.1 Расчетные сопротивления деформированию и разрушению металла труб при статическом нагружении определяются по базовым нормативным характеристикам механических свойств металла труб: нормативному условному пределу текучести  $R_{p0.2}$  и нормативному пределу прочности  $R_m$ .

6.2 Нормативные характеристики механических свойств, указанные в п.6.1, следует принимать по техническим условиям на трубы.

6.3 В качестве основной расчетной характеристики сопротивления металла труб деформированию и разрушению используется эффективный предел текучести  $\sigma_c$  упрочненного материала, определяемый с учетом срока эксплуатации трубопровода  $\tau$  по формуле:

$$\sigma_c = k_1 \{ ((R_{p0.2} + R_m) / 2) (1 + k_2 - 0.0065\tau) + ((R_m - R_{p0.2}) / 2) \text{th}[5.23(P_3/P_{pp} - 1.04)] \}$$

6.4 Коэффициент  $k_1$  принимается равным 1.0, коэффициент  $k_2$  учитывает статистический разброс нормативного предела текучести и принимается равным 0.05, коэффициент  $k_3$  принимается равным 1.5 для газопроводов и 1.25 для нефтепроводов.

6.5 Величины эксплуатационного  $P_3$  и проектного  $P_{pp}$  давлений принимаются по данным эксплуатационной и проектной документации.

6.6 В качестве основной характеристики трещиностойкости металла труб принимается критический коэффициент интенсивности напряжений  $K_{Ic}$ . При отсутствии в технических условиях на трубы нормативных значений  $K_{Ic}$  могут использоваться величины, определенные по результатам специальных испытаний на статическую трещиностойкость по ГОСТ 25.506-85.

6.7 При отсутствии нормативных и экспериментальных значений  $K_{Ic}$  допускается использовать следующие эмпирические соотношения:

$$K_{Ic} = \sqrt{E(0.53 \times KCV^{1.28}) \times 0.2^{(0.133 \times KCV^{1.28})} / 1000(1 - \nu^2)}$$

$$K_{Ic} = \sqrt{E} J_c / (1 - \nu^2), J_c = 0.15 \sigma_{0.2} \times 1.517 (R_{p0.2} / R_m)^{-0.3181}$$

где  $KCV$  – характеристика ударной вязкости металла

Категория дефекта	Категория дефекта	Наименование дефектов
Дефекты формы	Механические воздействия при строительстве и эксплуатации трубопроводов	Овальность, смещение кромок, вмятины, гофры
Дефекты потери металла	Воздействия внешней среды при эксплуатации трубопроводов	Сплошная и язвенная коррозия, эрозия
Дефекты сплошности	Механические воздействия при строительстве и эксплуатации трубопроводов	Трещины, расслоения, задиры, риски, дефекты сварных соединений

Таблица 7.1 – Классификация дефектов труб

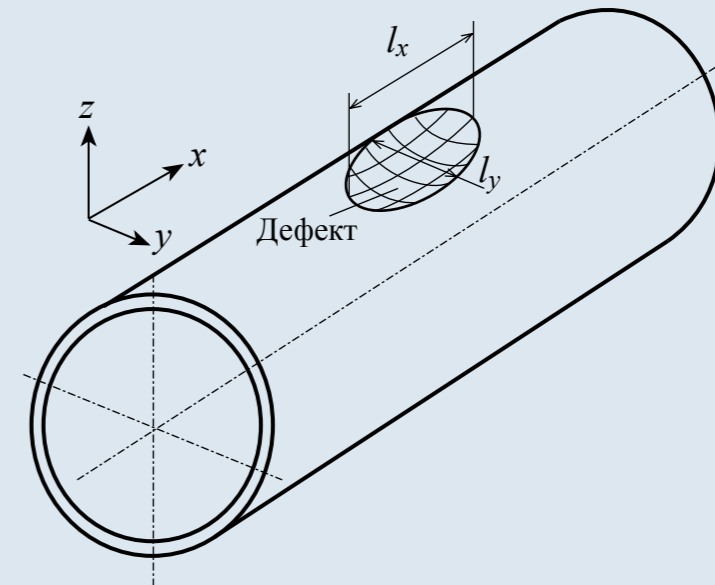


Рисунок 7.1 – Схема координат и определения размеров дефектов

труб;  $J_c$  – критическое значение j-интеграла.

**7. Расчетные характеристики дефектов труб**

7.1 Требования к результатам внутритрубной диагностики

7.1.1 Внутритрубное диагностирование с использованием методов неразрушающего контроля проводится с учетом требований ГОСТ Р 53697-2009, ГОСТ Р 55999-2014 и НД2-030301-002.

7.1.2 Требования к методам неразрушающего контроля принимаются согласно НД2-030301-002.

**7.2 Классификация дефектов**

7.2.1 При проведении расчетов дефекты классифицируются на дефекты потери металла, дефекты сплошности металла и дефекты формы поперечного сечения труб (Табл. 7.1).

7.2.2 Размеры дефектов определяются по данным внутритрубной диагностики согласно требованиям действующих нормативных документов, регламентирующих порядок проведения и обработки результатов неразрушающего контроля труб.

7.2.3 Размеры дефектов  $l = \{l_x, l_y, l_z\}$  задаются их протяженностью по пространственным координатам в стенке трубы (рис. 7.1). При этом ось x ориентирована вдоль образующей, ось y – перпендикулярно образующей (по окружности), ось z – по радиусу (по толщине стенки) труб.

**8. Расчетные нагрузки и воздействия**

**8.1 Общие положения**

8.1.1 При расчетах допустимых размеров дефектов следует рассматривать следующие сочетания нагрузок:

- постоянно действующие нагрузки;
- постоянно действующие нагрузки совместно с нагрузками окружающей среды;
- постоянно действующие нагрузки в комбинации с особыми (случайными) нагрузками.

8.1.2 К постоянно действующим нагрузкам на подводный морской трубопровод в процессе эксплуатации относятся:

- вес конструкции трубопровода, включая утяжеляющее покрытие, морское обрастание и прочее;
- наружное гидростатическое давление морской воды;
- выталкивающая сила водной среды;
- внутреннее давление транспортируемого продукта;
- температурные воздействия;

- давление грунта засыпки (обваловки).

8.1.3 К воздействиям окружающей среды на подводный морской трубопровод относятся нагрузки, вызванные подводными течениями и морским волнением.

8.1.4 К случайным нагрузкам относятся: сейсмическая активность; деформация грунтов морского дна; оползневые процессы; воздействия от тралов, якорей и падающих предметов.

8.1.5 Расчетные комбинации нагрузок  $L_d$  определяются как сумма нагрузок с соответствующими коэффициентами значимости:

$$L_d = \sum_i F_i k_i$$

8.1.6 Коэффициенты значимости нагрузок  $k_i$  принимаются по таблице 8.1.

**8.2 Расчетное давление**

8.2.1 Расчетное давление в трубопроводе определяется по формуле:

$$P = (P_i - P_g) + \Delta P$$

где  $P_i$  – внутреннее избыточное давление в трубопроводе;

$P_g$  – расчетное внешнее гидростатическое давление;  $\Delta P$  – добавочное расчетное давление, учитывающее явление гидроудара.

8.2.2 Внешнее гидростатическое давление определяется как:

$$P_g = \rho g (H - h/2) \times 10^{-6}$$

где  $\rho$  – плотность воды, кг/м<sup>3</sup>;  
 $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  
 $H$  – минимальный уровень тихой воды в зоне рассматриваемой секции трубопровода, с учетом приливно-отливных явлений, м;

$h$  – расчетная высота волны, м.

8.2.3 При учете гидроударов расчетное давление гидроудара определяется по формуле:

$$\Delta P = k_h V \sqrt{(\rho E t K / (E t + D_b K))} \times 10^{-3}$$

где  $\rho$  – плотность воды, кг/м<sup>3</sup>;  $V$  – скорость транспортируемой среды;  $K$  – модуль объемной упругости транспортируемой среды;  $E$  – модуль упругости материала трубы;  $t$

Вид нагрузки	Значения коэффициентов $k_i$
Вес трубопровода и вспомогательных конструкций	1.1
Внутреннее давление для газопроводов	1.1
Внутреннее давление для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов	1.15
Наружное давление воды с учетом приливно-отливных явлений	1.1
Давление обваловки	1.4
Воздействия течения	1.1
Воздействия волн	1.15
Температурные воздействия	1.0
Сейсмические воздействия	1.1

Таблица 8.1 – Значения коэффициентов значимости нагрузок

– толщина стенки трубы;  $v$  – внутренний диаметр трубы;  $k_i$  – коэффициент перегрузки.

**8.3 Температурные воздействия**

8.3.1 Для морского подводного трубопровода должны быть определены осевые усилия, возникающие при изменениях температуры труб. Температурный перепад в металле труб следует принимать равным разнице между максимальной и минимально возможной температурой во время эксплуатации.

8.3.2 Максимальную и минимальную температуру труб в процессе эксплуатации необходимо определять в зависимости от температуры окружающей среды, начальной температуры перекачиваемой среды, интенсивности теплообмена трубопровода с окружающей средой.

8.3.3. Максимальная и минимальная температура окружающей среды должна быть определена для трубопровода по результатам инженерных изысканий с обеспеченностью  $10^{-2}$  1/год.

**8.4 Нагрузки от подводных течений и волн**

8.4.1 Нагрузки от воздействия течений и волн (последние следует учитывать на глубинах, примерно равных и менее величине длин волн) для незаглубленных в донный грунт трубопроводов должны определяться на основании данных инженерных изысканий, содержащих сведения о направлениях действия течений и волноопасных направлениях (направлениях волнового фронта) для трассы трубопровода или его отдельных участков.

8.4.2 Суммарная погонная нагрузка от подводных течений вычисляется по формуле

$$F_c = \sqrt{F_{ch}^2 + F_{cv}^2}$$

8.4.3 Горизонтальная погонная волновая нагрузка  $F_{ch}$  вычисляется как

$$F_{ch} = c_x (\rho_w V_c / 2) D$$

8.4.4 Вертикальная погонная волновая нагрузка  $F_{cv}$  определяется как

$$F_{cv} = c_z (\rho_w V_c^2 / 2) D$$

8.4.5 Суммарная горизонтальная волновая нагрузка  $F_{wh}$  вычисляется по формуле

$$F_{wh} = \sqrt{F_{wz}^2 + F_{wi}^2}$$

8.4.5 Горизонтальная погонная волновая нагрузка вычисляется как суперпозиция сил сопротивления  $F_{wz}$  и инерционных  $F_{wi}$  сил

$$F_{wz} = c_d (\rho_w V_w^2 / 2) D$$

$$F_{wi} = c_i (\pi \rho_w a_w / 2) D^2$$

8.4.6 Вертикальная погонная волновая нагрузка  $F_{wv}$  определяется по формуле

$$F_{wv} = c_v (\rho_w V_w^2 / 2) D$$

8.4.7 Коэффициенты  $c_d$ ,  $c_i$  и  $c_v$  определяются в зависимости от числа Рейнольдса и относительной шероховатости поверхности трубопровода в соответствии с требованиями НД 2-020301, с учетом возможного поднятия трубопровода от поверхности или частичного заглубления трубопровода в грунт.

8.4.8 Проекции расчетных скоростей  $V_c$ ,  $V_w$  и ускорения  $a_w$  волнового движения частиц воды на нормаль к оси трубопровода на глубине установки трубопровода определяются для данного географического района с обеспеченностью  $10^{-2}$  1/год для наиболее волноопасного направления по результатам непосредственных инженерных изысканий по трассе подводного трубопровода.

**8.5 Переменные гидродинамические нагрузки**

8.5.1 Для подводных трубопроводов, укладываемых на донный грунт без заглубления или в открытой подводной траншее и имеющих на своей трассе свободные пролеты должны быть определены переменные (циклические) гидродинамические нагрузки, вызванные вихревой вибрацией - срывом вихрей с поверхности трубы при ее обтекании потоком воды.

8.5.2 Должны быть определены частоты действий этих нагрузок, а также частоты собственных колебаний подводного трубопровода для исключения явлений резонанса. Явление возникновения указанных переменных гидродинамических нагрузок следует рассматривать для подводных трубопроводов при числах Рейнольдса  $Re \geq 300$ .

8.5.3 При определении переменных гидродинамических нагрузок должны быть учтены стационарные компоненты гидродинамического потока (течение) и периодически меняющиеся скорости и ускорения потока воды в придонной области, вызванные волнением.

**8.6 Сейсмические нагрузки**

8.6.1 Суммарная погонная сейсмическая нагрузка, действующая на трубопровод, определяется по формуле

$$F_s = \sqrt{F_{sx}^2 + F_{sz}^2}$$

8.6.2 Вертикальная погонная сила определяется как

$$F_{sz} = 0.06mg\beta \times 2^{s-7}$$

8.6.3 Горизонтальная погонная сила вычисляется как

$$F_{sx} = (F_w + G)f$$

8.6.4 Погонная масса  $m$  и погонный вес  $G$  определяются с учетом конструкции трубопровода. Балльность  $S$  землетрясения определяется по картам сейсмического районирования. Коэффициент динамичности  $\beta$  и коэффициент трения  $f$  определяются в зависимости от типа донного грунта.

8.6.5 Уточненная оценка сейсмических воздействий, учитывающая ориентацию трассы трубопровода относительно вероятного направления сейсмической волны, параметры типа грунта, динамические взаимодействия трубы и грунта, может быть выполнена линейно-спектральным методом для проектного землетрясения и прямым динамическим методом для максимального расчетного землетрясения.

**9. Повторный расчет прочности трубопроводов с дефектами формы**

9.1 Смещение кромок кольцевых сварных соединений

9.1.1 Условие безопасности трубопровода со смещением кромок  $h$  кольцевых сварных соединений определяется как превышение допустимой расчетной величины смещения  $[h]$ :

$$h \leq [h]$$

9.1.2 Величина смещения  $h$  для кольцевых сварных соединений определяется по результатам внутритрубной диагностики МПТ.

9.1.3 Расчетная допустимая величина смещения кромок определяется как наименьшее значение из трех величин:

$$[h] = \min\{h_1, h_2, h_3\}$$

9.1.4 Величины  $h_1, h_2, h_3$  определяются по формулам:

$$h_1 = \{[\sigma_{кц}] - \sigma_{np}\} t / (3\sigma_{np})$$

$$h_2 = \{[\sigma_{кц}] - PD/2t\} t / (3\mu\sigma_{np})$$

$$h_3 = 0.25t$$

9.1.5 Допускаемые кольцевые напряжения  $[\sigma_{кц}]$  вычисляются по формуле:

$$[\sigma_{кц}] = m / (0.9k_n) R_{p0.2}$$

9.1.6 Коэффициенты запаса  $m$  и  $k_n$  принимаются по таблицам 9.1 и 9.2.

9.1.7 Продольные напряжения  $\sigma_{np}$  вычисляются по формуле:

$$\sigma_{np} = (PD/4t) - \alpha E \Delta T \pm (ED/2\rho)$$

9.1.8 При выполнении условия безопасности по п. 9.1.1 допускается эксплуатация МПТ при заданном режиме нагружения. В противном случае проводится ремонт или снижение рабочего давления до расчетной величины  $[P_h]$ .

9.1.9 Расчетное допустимое давление  $[P_h]$  с заданным смещением кромок  $h$  определяется по формуле:

$$[P_h] = [\sigma_{кц}] 4t^2 / D(3h+t)$$

9.2 Овальность труб

9.2.1 Условие безопасности трубопровода с овальностью  $\psi$  определяется как не превышение допустимой расчетной величины овальности  $[\psi]$ :

$$\psi \leq [\psi]$$

9.2.2 Параметр овальности вычисляется на основе данных внутритрубной диагностики МПТ по формуле:

$$\psi = (D_{max} - D_{min}) / D (P_0 - 1) \times 100\%$$

9.2.3 Допустимая величина параметра овальности определяется по формуле:

$$[\psi] = (2(1+P_0)/D) \{[\sigma_{кц}] (2t/PD) - 1\} \times 100\%$$

9.2.4 Величина относительного давления  $P_0$  определяется по формуле:

$$P_0 = (1 - \mu^2 / 2E) (D/t)^3 P$$

9.2.5 При выполнении условия безопасности по п. 9.2.1 допускается эксплуатация МПТ при заданном режиме нагружения. В противном случае проводится ремонт или снижение рабочего давления до расчетной величины  $[P_\psi]$ .

9.2.6 Расчетное допустимое давление  $[P_\psi]$  с заданной

Категория трубопровода	$k_n$
Номинальный диаметр до 500 мм при давлении до 7.5 МПа	1.1
Номинальный диаметр свыше 500 мм при давлении до 7.5 МПа	1.1
Номинальный диаметр свыше 500 мм при давлении свыше 7.5 МПа	1.15

Таблица 9.1 – Значения коэффициентов запаса по надежности

Категория трубопровода	m
Трубопроводы, работающие под давлением свыше 1.2 до 2.5 МПа включительно	0.990
Трубопроводы, работающие под давлением свыше 2.5 до 10 МПа включительно	0.825

Таблица 9.2 – Значения коэффициента условий работы m

овальностью  $\psi$  определяется по формуле:

$$[P_\psi] = a(b + \sqrt{b^2 + c})$$

$$a = 100t/D,$$

$$b = ([\sigma_{кц}]/100) - 0.226a^2 (1 + 3\psi/2a),$$

$$c = 0.905a^2 ([\sigma_{кц}]/100)$$

9.2.5 При выполнении условия безопасности по п. 9.2.1 допускается эксплуатация МПТ при заданном режиме нагружения. В противном случае проводится ремонт или снижение рабочего давления до расчетной величины  $[P_\psi]$ .

9.3 Вмятина или гофр

9.3.1 Опасность вмятин и гофр определяется формированием высоких уровней остаточных (обусловленных геометрией вмятины или гофра) и рабочих (обусловленных внутренним давлением) деформаций. С учетом этого условие безопасности трубопровода с вмятиной или гофром определяется как не превышение расчетными окружными  $\epsilon_2$  и продольными  $\epsilon_1$  деформациями предельных величин деформаций.

9.3.2 Остаточные окружные  $\epsilon_2$  и продольные  $\epsilon_1$  деформации определяются по формулам [8]:

$$\epsilon_2 = (0.5 th/r^2) (3u^2 - 1)$$

$$\epsilon_1 = (0.5 th/r^2) (3v^2 - 1)$$

где  $r$  – средний радиус трубы,  $r = (D - t/2)/2$ ;  $h$  – глубина вмятины или гофра;  $a$  – длина вмятины (гофра) вдоль об-

разующей трубы;  $b$  – ширина вмятины или гофра по окружности;  $t$  – толщина стенки трубы;

$$v = \pi r / 2a, u = \pi r / 2b.$$

9.3.3 Приращение деформаций  $\Delta\epsilon_2$  и  $\Delta\epsilon_1$  от внутреннего давления определяются по формулам:

$$\Delta\epsilon_2 = (30(9u^2 - 5)P_* / U + 150(4u^2 - 1)P_*) \epsilon_2$$

$$\Delta\epsilon_1 = (30(9v^2 - 5)P_* / U + 150(4v^2 - 1)P_*) \epsilon_1$$

$$P_* = (1 - \mu^2)(r/t)^3 P / E,$$

$$U = 225v^4 + 27\mu v^2 (9u^2 - 5) + 25(3u^4 - 1)$$

$P_*$  – безразмерное давление;  $U$  – энергия деформаций.

9.3.4 Границы допустимых уровней деформаций и уровни допуска представлены в таблице 9.1.

10. Поверочный расчет прочности трубопроводов с дефектами потери металла

10.1 Сплошная (обширная) коррозия металла

10.1.1 Коррозионные повреждения возникают вследствие химического или электрохимического взаимодействия металла трубопровода с коррозионной средой. Сплошной является коррозия, охватывающая всю поверхность металла, находящейся под действием коррозионной среды. К категории сплошной коррозии также следует относить локальные коррозионные дефекты, размеры которых в окружном направлении превышают  $0.25\pi D$ , а в продольном направлении превышают  $5\sqrt{Dt}$ .

10.1.2 Условие безопасности трубопровода со сплошной (обширной) коррозией определяется как превышение фак-

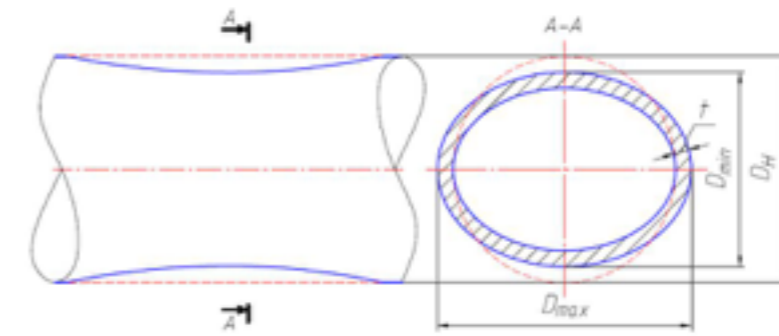


Рисунок 9.2 – Овальность труб

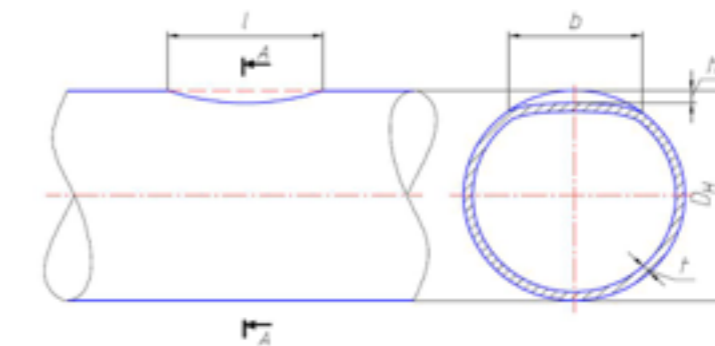


Рисунок 9.3 – Дефект в виде вмятины

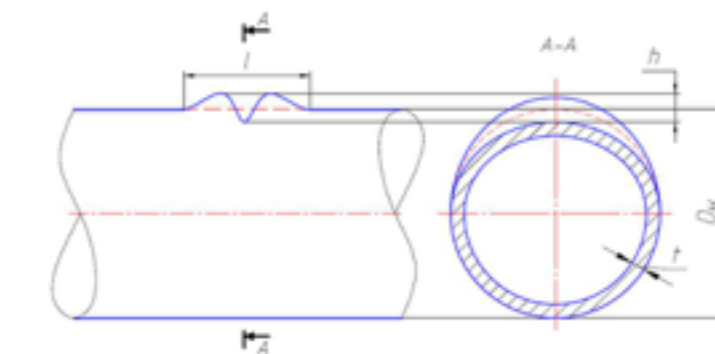


Рисунок 9.4 – Дефект в виде гофра

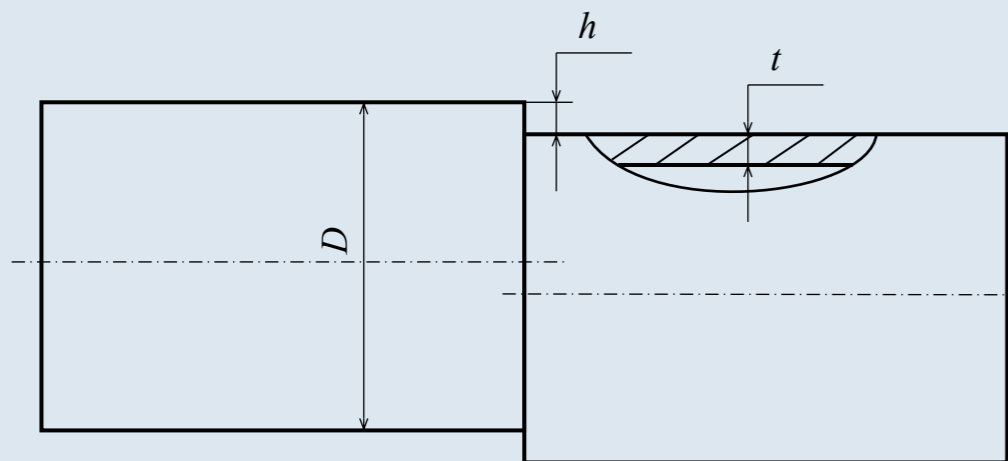


Рисунок 9.1 – Смещение кромок труб

тической толщиной стенки допустимой расчетной величины утонения стенки  $[s]$ :

$$t_{ост} \geq [s]$$

10.1.3 Остаточная толщина стенки  $t_{ост}$  определяется по данным внутритрубной дефектоскопии МПТ.

10.1.4 Расчетная величина утонения стенки  $[s]$  определяется по формуле:

$$[s] = t - (PD / 2([\sigma_{кц}] + P))$$

10.1.5 При выполнении условия безопасности по п. 10.1.2 допускается эксплуатация МПТ при заданном режиме нагружения. В противном случае проводится ремонт или сни-

жение рабочего давления до расчетной величины  $[P]$ .

10.1.6 Расчетное допустимое давление при заданной фактической толщине стенки определяется по формуле

$$[P] = 2[\sigma_{кц}](t - t_{ост}) / D - 2(t - t_{ост})$$

10.2 Локальная (язвенная) коррозия или эрозия металла

10.2.1 Локальными являются коррозия, характеризующаяся появлением на поверхности металла труб отдельных или множественных очагов потери металла, глубина и поперечные размеры которых соизмеримы.

10.2.2 Условие обеспечения безопасности трубопровода с локальной (язвенной) коррозией определяется как не превышение давлением  $P$  расчетной величины допустимого давления  $[P]$ :

Компоненты деформаций		Приращения деформаций		Глубина дефекта	Уровень допуска
$\epsilon_2$	$\epsilon_1$	$\Delta\epsilon_2$	$\Delta\epsilon_1$	h/D	
0.03	0.0035	0.02	0.0035	0.03	Эксплуатация без ремонта
0.0301-0.043	0.00351-0.0045	0.0201-0.03	0.00351-0.0045	0.0301-0.0401	Эксплуатация с усилением или ремонтом
0.0431-0.055	0.00451-0.0055	0.0301-0.040	0.0045-0.0055	0.0401-0.050	Плановый ремонт
>0.055	>0.0055	>0.040	>0.0055	>0.05	Немедленный ремонт

Таблица 9.1. Допускаемые значения параметров вмятин (гофр)

$P \leq [P]$   
 10.2.3 Давление P определяется как разность внутренне-го давления P<sub>в</sub> в трубопроводе и внешнего гидростатическо-го давления P<sub>н</sub>:

$P = P_{в} - P_{н}$   
 10.2.4 Расчетная величина допустимого давления опре-деляется по формуле:

$[P] = \sigma_f (2t/D) RF$   
 10.2.5 Величины эксплуатационного P<sub>э</sub> и проектного P<sub>пр</sub> давлений принимаются по данным эксплуатационной и проектной документации.

10.2.6 Риск-фактор дефекта определяется по формуле:

$RF = (1-a/t)/(1-a/tM)$   
 10.2.7 Параметр Фолиаса определяется по формуле:  
 $M = \sqrt{1+0.31(c^2/Rt)}$

10.2.8 Глубина a и половина длины c коррозионного де-фекта определяются по результатам внутритрубно-й диагно-стики МПТ.

10.2.9 При выполнении условия безопасности по п. 10.2.2 допускается эксплуатация МПТ при заданном режиме на-гружения. В противном случае проводится ремонт или сни-жение рабочего давления до расчетной величины [P].

**11. Поверочный расчет трубопроводов с дефектами сплошности металла**

11.1 Общие положения

11.1.1 К дефектам сплошности относятся все виды и типы дефектов, нарушающие сплошность металла. При проведе-нии расчетов используется консервативная схематизация дефектов сплошности в виде трещин – дефектов, ширина которых несоизмеримо меньше длины и глубины.

11.1.2 Дефекты сплошности схематизируются как полу-эллиптические наружные или эллиптические внутренние трещины с размерами полуосей a и c (рис. 11.1). При этом длина 2c дефекта соотносится с его протяженностью l<sub>x</sub> или l<sub>y</sub> по осям x и y. Глубина a или 2a дефекта соотносится с про-тяженностью l<sub>z</sub> по оси z.

11.1.3 Поверочные расчеты прочности трубопроводов с дефектами сплошности металла проводятся с использовани-ем инженерных методов анализа пластической неустойчи-вости сечения трубы с дефектом (пластический коллапс) и методов упруго-пластической механики разрушения.

11.1.4 Анализ пластической неустойчивости проводит-ся на основе прочностных характеристик материала путем

проведения расчетов по методу предельной пластической нагрузки (ППН) и по методу локальной пластической нагруз-ки (ЛПН).

11.1.5 Анализ на основе методов упруго-пластической механики разрушения выполняется с использованием ха-рактеристик трещиностойкости металла труб и вычислений коэффициентов интенсивности напряжений K<sub>I</sub> или J- инте-грала.

11.1.6 Анализ пластической неустойчивости проводится для трубопроводов, изготовленных из сталей с высоким со-противлением хрупкому разрушению и находящихся в вяз-ком состоянии при заданных условиях эксплуатации.

11.1.7 В расчетах используются мембранные  $\sigma_m$  и изгиб-ные  $\sigma_b$  напряжения, действующие в осевом направлении по нормали к плоскости дефекта, которые определяют по фор-мулам:

$\sigma_m = N_z/A, \sigma_b = M/W$

$N_z = P\pi R_i^2$

$A = 2\pi Rt,$

$W = \pi R^2 t$

R<sub>i</sub> – внутренний радиус трубы; R – средний радиус трубы; W – момент сопротивления сечения трубы.

11.1.8 Методы упруго-пластической механики разруше-ния используются при условии:

$\sigma_{ef} \leq 0.8P_{p0.2}$   
 где

$\sigma_{ef} = \bar{\sigma}_{ef} / 1 - ((a/t)/(1+2/\pi)) (t/c) (1-a/t)^{0.1}$

$\bar{\sigma}_{ef}$  – эффективные брутто-напряжения в трубопроводе.

**11.2 Расчет пластической неустойчивости**

11.2.1 Расчет пластической неустойчивости проводится отдельно для дефектов, находящихся в плоскости сечения трубы по окружности (окружной дефект) и дефектов, на-ходящихся в продольной плоскости сечения (продольный дефект).

11.2.2 Расчет проводится применительно к дефекту в виде поверхностной полуэллиптической трещины, располо-женной с внутренней или внешней стороны трубы.

11.2.3 Условие обеспечения безопасности трубопровода с трещиной определяется в виде:

$\sigma_m < [\sigma_m]$

11.2.4 Для окружного дефекта условия наступления пла-

стической неустойчивости в плоскости сечения с дефектом определяются следующими соотношениями:

- общая пластическая неустойчивость:

$[\sigma_m] = \sigma_f (1 - 2\beta/\pi - a/t \times \theta/\pi)$

$\beta = \arcsin(a/t \times \sin\theta/2 + \pi/4 \times \sigma_b/\sigma_{fx} (1+t/D)/(1+(t/D)^2))$

$\theta = c/R$

- локальная пластическая неустойчивость:

$[\sigma_m] = \sigma_f (k_f - \beta/\pi (1+k_f))$

$\beta = \arcsin(\pi/2 \times \sigma_b/\sigma_f \times (1+t/D)/(1+(t/D)^2) \times 1/(1+k_f))$

$k_f = 1 - a/tG, G = 1 + 2t/\pi c (1 - a/t)^{0.1}$

11.2.5 Для продольного дефекта условия наступления пластической неустойчивости в плоскости сечения с дефек-том определяются следующим соотношением:

$[\sigma_m] = k_f \sigma_f \eta$

11.2.6 Для случая общей пластической неустойчивости:

$\eta = 1, k_f = (1 - a/t)/(1 - a/tM), M = \sqrt{1 + 1.61 c^2/Rt}$

11.2.7 Для случая локальной пластической неустойчи-ости:

$\eta = R_m/\sigma_f - (R_m/\sigma_f - 1) \times (1 - k_f)^{0.2},$

$k_f = 1 - a/tG, G = 1 + 2t/\pi c (1 - a/t)^{0.1}$

11.2.8 При выполнении условия безопасности по п. 11.2.3 допускается эксплуатация МПТ при заданном режиме на-гружения. В противном случае проводится ремонт или сни-жение рабочего давления до расчетной величины [P].

**11.3 Расчет на основе методов механики разрушения**

11.3.1 Расчет проводится отдельно для дефектов, находя-щихся в плоскости сечения трубы по окружности (окружной дефект) и дефектов, находящихся в продольной плоскости сечения (продольный дефект).

11.3.2 Расчет проводится применительно к дефекту в виде поверхностной полуэллиптической трещины, располо-женной с внутренней или внешней стороны трубы.

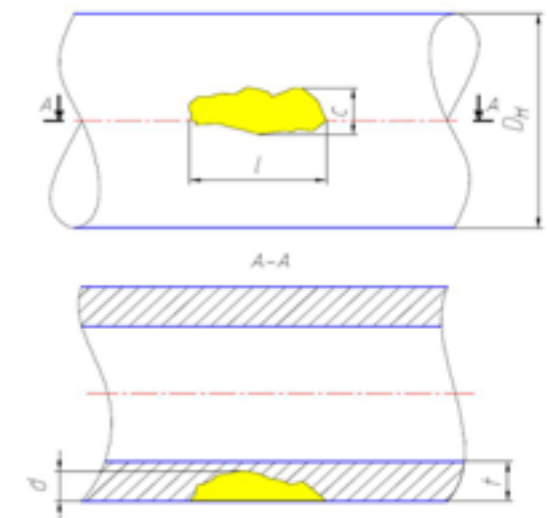


Рисунок 9.5 – Коррозионный дефект

11.3.3 Условие обеспечения безопасности трубопровода с дефектом определяется как:

$K_I \leq [K_I]$

11.3.4 Допустимый коэффициент интенсивности напря-жений определяется по формуле:

$[K_I] = K_{Ic}/n_k$

11.3.5 Допускается определять допустимый коэффициент интенсивности напряжений через критическое значение J-интеграла:

$[K_I] = 1/n_k \sqrt{(EJ_c)/(1-\nu^2)}$

11.3.6 Критическое значение коэффициента интенсив-ности напряжений K<sub>Ic</sub> и J-интеграла J<sub>c</sub> определяются экспе-риментально по ГОСТ 25506-85 или принимается по спра-вочным данным для заданной марки стали и температуры гидроиспытаний.

11.3.7 Коэффициент запаса по трещиностойкости прини-мается с учетом категории трубопровода, n<sub>k</sub> = 2...4.

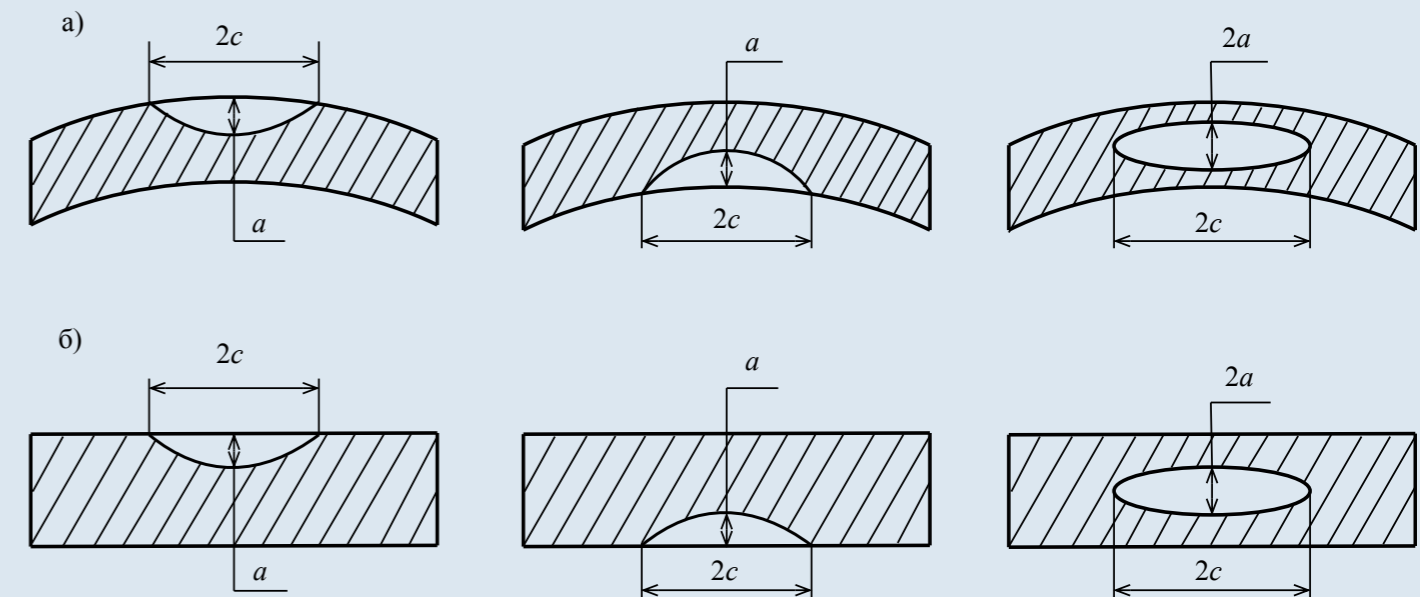


Рисунок 11.1 – Схематизация и характерные размеры поперечных (а) и продольных (б) трещин



# МОРСКИЕ ПОДВОДНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ. ОБОСНОВАНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ. ТЕХНОЛОГИИ И МЕТОДЫ РЕМОНТА. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ



## МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ СТП-МЭС 04-006-2023

НАУЧНО-ПРОМЫШЛЕННЫЙ СОЮЗ «УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ,  
ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ, КОНТРОЛЬ И МОНИТОРИНГ» НПС «РИСКОМ»

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР «НЕФТЕГАЗДИАГНОСТИКА»

1. Разработан Научно-техническим центром «Нефтегаздиагностика», г. Москва и ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», г. Астрахань.
2. Согласован Некоммерческой организацией Научно-промышленный союз «Управление рисками, промышленная безопасность, контроль и мониторинг» (НПС «РИСКОМ»).
3. Утвержден Межведомственным экспертным советом (МЭС) по безопасности морских подводных трубопроводов.
4. Введен впервые

### 1. Область применения

Настоящий стандарт устанавливает основные требования к технологии, методам ремонта, используемым конструкциям, а также к организации и выполнению работ по ремонту морских подводных трубопроводов.

Стандарт распространяется на работы по ремонту морских подводных (промысловых и магистральных) трубопроводов для транспортировки жидких и газообразных углеводородов, смеси жидких и газообразных углеводородов, пластовой и морской воды, с давлением до 27 МПа, расположенных на шельфах морей.

### 2. Нормативные ссылки

В настоящем стандарте учтены основные положения следующих нормативных документов:

- ГОСТ 1.0-2015 Межгосударственная система стандартизации. Основные положения.
- ГОСТ Р 1.2-2016 Стандарты национальные Российской Федерации.
- ГОСТ Р 1.5-2012 Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты национальные. Правила построения, изложения и обозначения.
- ГОСТ Р 54382-2011 Нефтяная и газовая промышленность. Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования.
- ГОСТ Р ИСО 17776-2012 Нефтяная и газовая промышленность. Морские добычные установки. Способы и ме-

тоды идентификации опасностей и оценки риска. Основные положения.

- ГОСТ 54382-2011 Нефтяная и газовая промышленность. Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования.
- ГОСТ Р 55724-2013 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые.
- ГОСТ 7512-82 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод.
- СП 48.13330.2011 Свод правил «Организация строительства». Актуализированная редакция СНиП 12-01-2004.
- РД 03-495-02 Технологический регламент проведения аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства.
- РД 03-613-03 Порядок применения сварочных материалов при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов.
- РД 03-614-03 Порядок применения сварочного оборудования при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов.
- РД 03-615-03 Порядок применения сварочных технологий при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов.

- РД 11-05-2007 Порядок ведения общего и (или) специального журнала учета выполнения работ при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объектов капитального строительства.
- РД 31.84.01-90 Единые правила безопасности труда на водолазных работах.
- РД 39-00147105-015-98 Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов.
- РД 39-132-94 Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов.
- ПБ 03-273-99 Правила аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства.
- ПБ 03-372-00 Правила аттестации и основные требования к лабораториям неразрушающего контроля.
- ПБ 03-440-02 Правила аттестации персонала в области неразрушающего контроля.
- ВСН 012-88 Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Контроль качества и приемка работ.

### 3. Термины и определения

В настоящем документе использованы термины и определения, приведенные в Федеральном законе N 116-ФЗ, ФНиП «Правила безопасности морских объектов нефтегазового комплекса» (утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор) от 18 марта 2014 г. № 105) и ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 № 101).

Кроме того, для целей настоящего регламента дополнительно использованы термины и определения, приведенные ниже:

**3.1 балластное покрытие:** покрытие, наносимое на трубопровод с целью обеспечения ему отрицательной плавучести и защиты от механических повреждений.

**3.2 величина заглупления:** разница между уровнями расположения верхней образующей трубопровода и естественным уровнем грунта морского дна.

**3.3 вмятина:** местное уменьшение проходного сечения трубы без излома оси трубопровода, возникшее в результате поперечного механического воздействия.

**3.4 волновое давление:** доля (составляющая) гидродинамического давления, обусловленная ветровым волнением свободной поверхности жидкости.

**3.5 вырезка:** метод ремонта, заключающийся в вырезке из трубопровода секции или участка секции (катушки) с дефектом и его замене.

**3.6 гофр:** уменьшение проходного сечения трубы, сопровождающееся чередующимися выпуклостями и вогнутостями стенки в результате потери устойчивости от поперечного изгиба с изломом оси трубопровода.

**3.7 давление избыточное:** разность двух абсолютных давлений, наружного гидростатического и внутреннего.

**3.8 давление расчетное:** давление, принятое как постоянно действующее максимальное давление, оказываемое транспортируемой средой на трубопровод в процессе его эксплуатации и на которое рассчитана трубопроводная система.

**3.9 дефект:** каждое отдельное несоответствие конструкции трубопровода проекту и требованиям, установленным в действующей нормативной документации.

**3.10 дефект геометрии трубы:** дефект, вызывающий изменение проходного сечения трубы вследствие изменения ее формы в поперечном сечении.

**3.11 дефектная секция:** секция, содержащая один и более дефектов.

**3.12 дефектный сварной стык:** кольцевой сварной шов, содержащий один и более дефектов.

**3.13 длина провисающего участка трубопровода:** длина трубопровода, не соприкасающегося с морским дном или с опорными устройствами.

**3.14 дополнительный дефектоскопический контроль:** контроль, проводимый неразрушающими методами с целью уточнения типа и параметров дефекта, обнаруженного в ходе обследования, выявления возможных дополнительных дефектов.

**3.15 допустимые напряжения:** максимальные суммарные напряжения в трубопроводе (продольные, кольцевые и тангенциальные), допускаемые нормами.

**3.16 заглупление трубопровода:** положение трубопровода ниже естественного уровня грунта морского дна.

**3.17 капитальный ремонт** линейных объектов – изменение параметров линейных объектов или их участков (частей), которое не влечет за собой изменение класса, категории и (или) первоначально установленных показателей функционирования таких объектов и при котором не требуется изменение границ полос отвода и (или) охранных зон таких объектов. Как правило, это наибольший по объему и содержанию плановый ремонт, который проводится при достижении предельных величин износа в линейных сооружениях и связан с полной разборкой, восстановлением или заменой изношенных или неисправных составных частей сооружений.

**3.18 катушка:** отрезок трубы, вырезаемый из трубопровода или отрезок трубы, подготавливаемый для вставки в трубопровод.

**3.19 ледяной покров:** любая форма образований поверхностного льда, покрывающего в холодное время года поверхность водоема или принесенного течениями и ветрами из соседних районов; среди форм ледяного покрова различают ровный лед, наслоенный лед, торосистое ледяное поле с грядами торосов, отдельные торосы и пр.

**3.20 линейная часть:** трубопровод без стояков, включая участок на берегу до арматуры, отключающий подводный трубопровод.

**3.21 морской подводный трубопровод:** горизонтальная часть трубопроводной системы, расположенная ниже уровня воды, включающая сам трубопровод, устройства электрохимической защиты на нем и другие устройства, обеспечивающие транспортирование жидких и газообразных углеводородов, воды при заданном технологическом режиме.

**3.22 муфта:** ремонтная конструкция для ремонта дефектов трубопровода.

**3.23 надежность морского трубопровода:** способность трубопровода непрерывно транспортировать продукт в соответствии с установленными проектом параметрами (давление, расход и другие) в течение заданного срока эксплуатации при установленном режиме контроля и технического обслуживания.

**3.24 несущая способность трубопровода:** максимальное внутреннее давление, которое может выдержать трубопровод без разрушений и отказов при нормативных нагрузках.

**3.25 номинальный диаметр трубы:** наружный диаметр трубы, указанный в стандарте, по которому поставляются трубы.

**3.26 номинальная толщина стенки:** толщина стенки трубы, указанная в стандарте, по которому поставляются трубы.

**3.27 нормативный документ:** документ, устанавливающий правила, общие принципы или характеристики, касающиеся различных видов деятельности или их результатов.

**3.28 овальность:** дефект, при котором сечение трубы имеет отклонение от цилиндрической формы, а наибольший и наименьший диаметры находятся во взаимно перпендикулярных направлениях.



3.29 **оператор:** организация, осуществляющая непосредственную эксплуатацию трубопровода.

3.30 **отвод:** криволинейная секция, выполняющая функции поворота, ответвления.

3.31 **охранная зона трубопровода:** территория или акватория с особыми условиями использования, устанавливаемая вдоль и/или вокруг объектов трубопровода в целях обеспечения их безопасности.

3.32 **потеря металла (коррозионная):** локальное уменьшение толщины стенки трубопровода в результате коррозионного повреждения.

3.33 **предельный срок эксплуатации:** предельный срок эксплуатации трубопровода при проектном давлении.

3.34 **расслоение:** внутреннее нарушение сплошности металла трубы в продольном и поперечном направлении, разделяющее металл стенки трубы на слои технологического происхождения.

3.35 **ремонт:** ремонт участков трубопроводов с опасными и потенциально-опасными дефектами трубопровода или трассы трубопровода, выявленными при обследовании, а также восстановление изоляционного и балластного покрытия.

3.36 **ремонт дефектной секции:** восстановление несущей способности секции до уровня бездефектного трубопровода для дальнейшей эксплуатации.

3.37 **ремонтная конструкция:** конструкция, установленная на трубопроводе для ремонта дефектов.

3.38 **подрядная организация:** строительно-монтажная организация, имеющая соответствующее свидетельство о допуске к производству строительно-монтажных работ, выдаваемое саморегулируемой организацией, необходимые людские, технические ресурсы и привлекаемая для ремонта дефектов трубопровода.

3.39 **риска:** дефект поверхности, представляющий собой углубление неправильной формы и произвольного направления, образующегося в результате механических повреждений.

3.40 **секция:** участок трубы между двумя ближайшими поперечными сварными стыками.

3.41 **соединительная деталь:** деталь, предназначенная для присоединения к трубопроводу боковых ответвлений, для выполнения поворотов в вертикальной или горизонтальной плоскости трубопроводов и ответвлений от них, для соединения труб различного диаметра.

3.42 **стояки:** часть конструкции системы трубопровода, выводящие подводные трубопроводы на стационарные платформы.

3.43 **текущий ремонт:** минимальный по объему и содержанию плановый ремонт, осуществляемый в процессе эксплуатации и заключающийся в систематически и своевременно проводимых работах по предупреждению от преждевременного износа линейных сооружений, по устранению мелких повреждений и неисправностей.

3.44 **трещина:** дефект в виде разрыва (несплошности) металла, геометрия которого определяется двумя размерами (протяженность, глубина).

3.45 **трубные элементы:** детали в конструкции трубопровода, такие как секции труб, фланцы, тройники, колена, переходники и запорная арматура.

3.46 **шлифовка:** метод ремонта, заключающийся в снятии слоя металла в зоне дефекта путем шлифования для восстановления плавной формы поверхности стенки трубы.

3.47 **штормовой нагон и сгон:** повышение и понижение уровня воды в акватории относительно среднего уровня, вызванные воздействием ветра и уменьшением атмосферного давления в шторме.

3.48 **эскарация:** деструктивное механическое воздействие льдов на подстилающую поверхность грунта, свя-

занное с динамикой ледяного покрова, его подвижностью, торошением и стамухообразованием под влиянием гидрометеорологических факторов и рельефа прибрежно-шельфовой зоны.

3.49 **эрозия:** потеря металла стенки трубопровода вследствие повторных ударных воздействий частиц песка или капель жидкости.

#### 4. Обозначения и сокращения

В настоящем регламенте применены следующие обозначения и сокращения:

- ВИС – внутритрубный инспекционный снаряд;
- ВТД – внутритрубная диагностика;
- ДДК – дополнительный дефектоскопический контроль;
- КМТ – композитно-муфтовая технология;
- ЛНК – лаборатория неразрушающего контроля;
- МПТ – морской подводный трубопровод;
- МТР – материально-технические ресурсы;
- НД – нормативный документ;
- РМРС – Российский морской регистр судоходства;
- Росприроднадзор – Федеральная служба по надзору в сфере природопользования;
- Ростехнадзор – Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору;
- СКК – служба контроля качества ремонтной организации;
- ТНПА (ROV) – телеуправляемый необитаемый подводный аппарат;
- ТУ – технические условия;
- ЭХЗ – электрохимическая защита;
- DN – номинальный диаметр труб.

#### 5 Условия эксплуатации и ремонта морских подводных трубопроводов

5.1 Особенности условий эксплуатации и ремонта морских подводных трубопроводов

5.1.1 Условия эксплуатации морских подводных трубопроводов зависят от топографических, гидрографических, геологических, гидротермических, геоморфологических и метеорологических условий акватории.

5.1.2 Геологическое строение, геоморфологические и гидродинамические характеристики трассы трубопровода, физико-механические характеристики грунта и метеорологические условия могут существенно меняться с течением времени.

5.1.3 Агрессивная морская среда, ураганы и штормы, воздействие ветра, течений, льда, сложный рельеф дна; сейсмичность, повышенная протяженность без промежуточных компрессорных или дожимных станций, ограниченные возможности подготовки и контроля трассы приводят к затрудненности оперативного доступа к трубопроводу, затрудненности или невозможности реализации стандартных регламентов обслуживания и ремонтов.

5.1.4 Ледяной покров порождает такое опасное явление, как ледовая эскарация, которая может привести к повреждению трубопровода. Также, ледяной покров представляет опасность для проведения регламентных работ по обслуживанию и ремонту трубопроводов, а проведение водолазных работ при наличии ледяного покрытия невозможно без проведения комплекса специальных мероприятий.

5.1.5 Приливно-отливные течения способны вызвать размыв защитных отсыпок, оголение, всплытие и провисание отдельных участков подводного трубопровода, а также возможные деформации дна вдоль трубопровода, вызванные волнением или подводными течениями в этой зоне. Наличие течений также осложняет проведение ремонтных работ с использованием водолазов и ТНПА.

5.1.6 Волнение моря (шторм) может вызывать волновую

нагрузку на подводный трубопровод, размыв грунта вокруг трубопровода. Волновая нагрузка на трубопровод состоит из двух составляющих сил, влияющих на устойчивость: горизонтальная (боковая) и вертикальная (подъемная). Характер волновых нагрузок зависит от участков трассы трубопровода. Волнение моря также оказывает влияние на проведение работ по обслуживанию трубопровода и его ремонту, существенно затрудняет работу водолазов. Поэтому перед началом работ в районе подводного трубопровода необходимо ознакомиться с долгосрочным прогнозом, а в период производства работ регулярно принимать прогнозы погоды. Перед началом шторма ремонтные работы должны быть прекращены.

5.1.7 Туман лишает возможности контролировать ситуацию в районе проведения работ. Особенно сложно выполнять работы в условиях тумана на мелководье, в прибрежном районе трассы трубопроводов, а также в районе интенсивного судоходства.

5.1.8 Существенным осложняющим фактором является обледенение. Основной причиной возникновения обледенения является забрызгивание и заливание конструкций при отрицательных температурах воздуха во время шторма. Значительно реже обледенение вызывается снегопадом, оседанием на конструкциях капель дождя, тумана, парения моря при резком температурном перепаде. Обледенение конструкций влияет на их устойчивость, а дополнительные нагрузки от льда могут привести к их разрушению. При проведении ремонтных работ обледенение используемого оборудования, особенно грузоподъемных механизмов может привести к нештатным ситуациям и досрочному прекращению работ.

5.1.9 При выполнении ремонта МПТ необходимо учитывать глубину моря по трассе. Глубины свыше 20 м существенно затрудняют работу водолазов, сокращают время безопасного пребывания водолаза под водой и требуют специальных мероприятий по декомпрессии, что приводит к увеличению сроков выполнения работ. Помимо внешних факторов работа водолазов осложняется стесненными условиями, ограниченной видимостью, особенно в условиях заиленного дна, и физическими нагрузками при проведении работ по технической обслуживанию и ремонту МПТ.

5.1.10 Место выхода морского трубопровода на берег наиболее подвержено приливно-отливным явлениям и воздействию волн. Этот участок трассы трубопровода должен быть специально обустроен для исключения повышения напряжений в трубопроводе.

5.1.11 Указанные факторы формируют специфические силовые воздействия на трубопровод, существенно различающиеся по длине трассы. В результате этих воздействий формируются неоднородные поля напряжений и деформаций, возникают различные повреждения труб и развиваются процессы деградации металла.

5.1.12 Следствием нестационарности и неоднородности напряженного состояния, процессов повреждений и деградации являются повышенные риски аварий морских подводных трубопроводов с тяжелыми экономическими и экологическими последствиями.

5.1.13 Для предупреждения аварий проводятся периодические диагностирование технического состояния с использованием специальных внутритрубных снарядов-дефектоскопов, позволяющих выявлять дефекты и повреждения, проводить их идентификацию и классификацию по уровням опасности. Недопустимые дефекты подлежат ремонту, который обычно проводится в подводных условиях.

#### 5.2 Особенности диагностики и неразрушающего контроля трубопроводов в морских условиях

5.2.1 Условия проведения неразрушающего контроля на морских подводных трубопроводах накладывает дополни-



тельные требования как к подготовке трубопроводов к диагностике, так и к наличию необходимого технического оснащения и подготовленного персонала.

5.2.2 Для выполнения работ по обследованию трассы трубопровода и непосредственно самого МПТ необходимо привлечение специализированных судов. Специализированные суда должны иметь возможность работы с навесным гидрографическим оборудованием (донный профилограф, гидролокатор бокового обзора, профиломеры и пр.), а также с ТНПА легкого рабочего класса.

5.2.3 Оборудование и приборы для проведения работ по неразрушающему контролю и диагностике морских подводных трубопроводов должны быть приспособлены для работы под водой. В зависимости от условий диагностические работы проводятся с судна или непосредственно под водой с использованием водолазов, прошедших обучение обученных по специальной программе методам НК.

#### 5.3 Специфика локализации дефектов МПТ

5.3.1 Идентификация дефекта подводного трубопровода является сложной технической задачей, которая по трудоемкости значительно превышает аналогичную процедуру на суше. Морской подводный трубопровод часто бывает забалластирован бетонным покрытием и заглублен в грунт. Поэтому важно максимально точно локализовать местоположение дефекта, чтобы снизить до минимума трудозатраты по размыву грунта, снятию (при необходимости) балластировки и контролю.

5.3.2 Вынос (координатная привязка) дефектов МПТ на местность, в первую очередь, осложняется отсутствием стационарных ориентиров на дне. В открытом море, зачастую, даже при наличии схем трубопровода, затруднен поиск по уже известным координатам, в связи с возможными ошибками позиционирования при строительстве.

5.3.3 Как показывает практика, не редки случаи, когда при спуске под воду водолазам необходимо время для визуального обнаружения трубопровода, так как даже использование многолучевых эхолотов для поиска трассы не всегда позволяет сразу обнаружить трубопровод при его заиливании или заносе.

5.3.4 После обнаружения МПТ необходимо локализовать местоположение дефекта непосредственно на трубе. Поиск наружных дефектов затруднен наносами грунта и обрастанием трубопровода. На заглубленных трубопроводах для поиска требуется размыв грунта.

*Полная версия стандартов предоставляется на портале expertmore.ru*



МЕЖВЕДОМСТВЕННЫЙ  
ЭКСПЕРТНЫЙ СОВЕТ  
ПО БЕЗОПАСНОСТИ МОРСКИХ  
ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

БЮЛЛЕТЕНЬ ИНФОРМАЦИОННО - АНАЛИТИЧЕСКИХ  
МАТЕРИАЛОВ ПО БЕЗОПАСНОСТИ МОРСКИХ  
ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

МОСКВА 2023

Межведомственный экспертный совет (МЭС) по безопасности морских подводных трубопроводов подготовил первый выпуск информационно-аналитических материалов по безопасности морских подводных трубопроводов. В соответствии с решениями МЭС информационно-аналитические материалы издаются в виде Бюллетеня, в котором отражаются основные результаты деятельности МЭС и представляются информационно-справочные материалы по безопасности морских подводных трубопроводов.

Первый выпуск Бюллетеня посвящен основополагающим вопросам деятельности МЭС. Он содержит общую характеристику морских подводных трубопроводов, как стратегически важных объектов экономики России. Представлен краткий обзор состояния нормативной базы обеспечения прочности и безопасности морских подводных трубопроводов. Изложены основные аспекты концепции обоснования безопасности морских подводных трубопроводов. Представлен краткий анализ современного состояния нормативной базы, техники и технологий строительства и эксплуатации морских подводных трубопроводов и выделен ряд актуальных проблем безопасности. К таким проблемам отнесены: анализ риска аварий морских подводных трубопроводов и установлении приемлемого уровня риска; обоснование конструкционной прочности с учетом эксплуатационных дефектов и повреждений; обоснование конструкционной безопасности по критериям рисков; создание современной технической базы обслуживания и технического диагностирования; создание систем комплексного обеспечения безопасности морских подводных трубопроводов, способных контролировать факторы техногенных, природных и антропо-

генных угроз, включая террористические угрозы. Решение указанных проблем требует привлечения современной научно-методической базы анализа безопасности и стратегических рисков.

Наряду с концептуальными вопросами Бюллетень содержит некоторые результаты работы МЭС в 2022 году. В частности, представлен статистический анализ рисков аварий МПТ. Дан краткий анализ используемой техники и технологий обеспечения безопасности МПТ, включая классификацию и освидетельствование МПТ, методы и средства внутритрубой диагностики, методы и средства комплексных систем обеспечения безопасности и проведения ремонтных операций. В приложениях представлены материалы, характеризующие деятельность МЭС: Положение о МЭС, Регламент работы МЭС, План разработки нормативно-методических документов.

Редакция надеется, что Бюллетень будет полезным для широкого круга специалистов, занимающихся проектированием, строительством, эксплуатацией и ремонтами МПТ. Бюллетень будет издаваться на постоянной основе и содержать необходимые информационно-справочные материалы, в том числе проекты нормативно-методических документов по различным аспектам проблемы обоснования и обеспечения безопасности МПТ.

По вопросам информационного  
сотрудничества обращаться :  
Главный редактор: Камшуков Андрей Викторович,  
моб.: +7 (989)707-97-69,  
e-mail: morinform@marineorg.ru

«Управление рисками, промышленная  
безопасность, контроль и мониторинг»  
НАУЧНО-ПРОМЫШЛЕННЫЙ СОЮЗ  
«РИСКОМ»



НПС «РИСКОМ» ЯВЛЯЕТСЯ ОДНИМ ИЗ  
НАИБОЛЕЕ АВТОРИТЕТНЫХ И ОТВЕТСТВЕННЫХ  
ИНЖЕНЕРНЫХ СООБЩЕСТВ В ОБЛАСТИ  
ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ



КОМПЛЕКСНЫЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

**НТЦ**

**НЕФТЕГАЗДИАГНОСТИКА**

**ГРУППА КОМПАНИЙ**



**НА ЗЕМЛЕ • ПОД ЗЕМЛЕЙ • ПОД ВОДОЙ**

**ВНУТРИТРУБНАЯ  
ДИАГНОСТИКА  
НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ**

**РЕМОНТ МОРСКИХ  
ПОДВОДНЫХ  
ТРУБОПРОВОДОВ**

**ПОДВОДНО -  
ТЕХНИЧЕСКИЕ РАБОТЫ**

Г. МОСКВА, УЛ. НИЖНЯЯ КРАСНОСЕЛЬСКАЯ, Д.40/12, К.4Б, ОФ.201

ТЕЛ./ФАКС: +7 (495) 781-59-17, ТЕЛЕФОН: +7 (495) 781-59-18

EMAIL: INFO@NTCNGD.COM

**[HTTPS://NTCNGD.COM/](https://ntcngd.com/)**