

Отзыв

официального оппонента - доктора технических наук, профессора Геннадия Германовича Васильева на диссертационную работу Вагапова Руслана Кизитовича на тему: «Разработка комплексных методов обеспечения работоспособности газопроводов в условиях коррозионно-агрессивных сред», представленной на соискание ученой степени доктора технических наук по специальности 25.00.19 - Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ.

Актуальность темы диссертационного исследования

Проблема защиты от внутренней коррозии газовых объектов играет важную роль при обеспечении их надежной работы. Эксплуатационные условия многих газовых объектов осложнены присутствием в добываемой, транспортируемой и перерабатываемой продукции коррозионно-агрессивных CO_2 и / или H_2S . Аварии по причине внутренней коррозии могут привести не только к большим финансовым убыткам и технологическим проблемам (остановка, ремонт и др.) на стальных инфраструктурных объектах, но и к экологическим последствиям.

Действительно, в вопросах коррозии и ингибиторной защиты наибольшее внимание ранее уделялось нефтяным объектам. Особенности и отличия в условиях эксплуатации, которые влияют и на процессы внутренней коррозии и защиты от нее, относительно газовых объектов оставались без подробного рассмотрения. Именно газопроводная часть представляет собой наиболее металлоемкий вид среди объектов инфраструктуры на газовых объектах.

Автором исследованы газопроводы месторождений с проявлениями сероводородной (Астраханское ГКМ, Оренбургское НГКМ) и углекислотной (Бованенковское, Уренгойское (ачимовские отложения) и др.) коррозий. Изучены вопросы коррозии для новых морских объектов, отечественного опыта эксплуатации которых в коррозионно-агрессивных условиях ранее не было.

Однозначно важной и актуальной является исследованная автором коррозионная агрессивность технологических трубопроводов. Такие объекты, эксплуатируемые в агрессивных условиях, в ближайшей перспективе будут играть важную роль: закачка CO_2 в пласт для интенсификации добычи газа и газового конденсата, использование CO_2 в качестве части буферного газа на объектах подземного хранения газа, отделения и захоронения CO_2 и / или H_2S при их повышенных количествах в добываемых флюидах.

Для решения этой проблемы автором предлагается комплекс методов, обеспечивающих работоспособность газопроводных систем в коррозионно-

агрессивных условиях, что является актуальным для большинства действующих газовых объектов.

Степень обоснованности научных положений, выводов и рекомендаций, их достоверность

Автором был выполнен анализ ситуации в области внутренней коррозии и защиты от нее, сложившийся до начала работ по диссертации, что позволило ему определить существующие ограничения и недостатки. При изготовлении газопроводов основным конструкционным материалом является низкоуглеродистая сталь 09Г2С, нестойкая при воздействии коррозионных CO_2 и / или H_2S . Такие газопроводы требуют защиты и единственным способом в условиях уже выбранного материального исполнения (стали 09Г2С) являются ингибиторы сероводородной или углекислотной коррозии. Для их эффективного подбора и использования автором были разработаны подходы по оценке степени коррозионной агрессивности, требования к ингибиторам коррозии, новые методические решения по их испытаниям, комплексные подходы по коррозионному мониторингу (для контроля эффективности ингибиторов коррозии).

Предложенный автором подход позволяет всесторонне изучить (с использованием гравиметрических, электрохимических и физических методов исследований) коррозионность среды и эффективность в ней ингибиторов коррозии. Использование разных методов повышает достоверность полученных данных и позволяет подтвердить коррозионные результаты. Проведенные исследования позволили автору разработать научно-обоснованные комплексные решения по обеспечению работоспособности газопроводов в условиях внутренней коррозии:

- разработана и подтверждена экспериментальными результатами градация по оценке степени коррозионной агрессивности сред, что позволяет проводить ранжирования эксплуатационных сред в диапазоне $P(\text{CO}_2)$ от 0,02 до 0,2 МПа, актуальном для современных газовых объектов;
- предложен научно-методический подход по анализу и обработке исходных эксплуатационных коррозионных параметров (минерализация, T , содержание CO_2 , катионно-анионный состав, рН-фактор и др.), который позволяет определить наиболее оптимальные и отражающие реальные условия на газовом объекте для последующего их использования в лабораторных и автоклавных имитационных испытаниях;
- в результате анализа выделены главные коррозионные процессы, отличающие условия эксплуатации в газопроводе - TOL (коррозия при конденсации влаги в верхнем сегменте трубы) и BOL (коррозия при движении потока жидкости в нижнем сегменте трубы);

- разработаны уточненные технические требования к ингибиторам коррозии, включающие комплекс защитных и технологических свойств; определены критерии оценки ингибиторной защиты, позволяющие контролировать эффективность ингибиторов по данным коррозионного мониторинга;

- предложен методический подход по проведению коррозионных испытаний, позволяющий комплексно оценивать коррозионность среды и эффективно подбирать ингибиторы коррозии для газопроводов. В рамках данного метода выбраны методы испытаний, позволяющие проводить проверку в различных средах (жидкой и газовой; водной и углеводородной) и условиях (температура, давление, минерализация и pH-факторов воды и др.), имитирующих все основные опасные факторы газопровода. Оценено степень воздействия ряда важных эксплуатационных факторов на скорость локальной ТОЛ коррозии, наиболее типичная и представляющая наибольшую опасность для условий трубопроводного транспорта газа;

- проведена апробация физических методов испытаний (метод рентгеновской дифракции и хроматомасс-спектрометрия) для исследования проблем внутренней коррозии газопроводов. Определено влияние эксплуатационных факторов и ингибиторов на состав и защитные свойства продуктов коррозии в сероводородсодержащей и углекислотной средах. Подтверждено образование на стальной поверхности совместно с FeCO_3 нестехиометрического сидерита $(\text{CaMgFe})\text{CO}_3$, а также в кислых средах совместно с макиnavитом (FeS тетрагональным) метастабильного FeS (кубического).

Личный вклад автора заключается в постановке задач исследования, планировании проведения и выборе методов исследования, обработке и сопоставлении результатов исследования с эксплуатационными условиями, анализе широкого спектра литературы по теме диссертации, обобщении и систематизации полученных данных, разработке научного подхода к формированию комплекса методов по обеспечению работоспособности газопроводов в коррозионно-агрессивных условиях, апробации основных положений диссертации.

Научная и практическая значимость результатов диссертации, их новизна

Результаты выполненных автором исследований позволили ему разработать и обосновать научно-методические и научно-практические решения по определению агрессивности рабочих сред газопроводов, подбору рациональных методов коррозионных испытаний и их состава, выбору эффективных ингибиторов коррозии и технических требований к ним, по оптимальной организации мониторинга за внутренней коррозией и

эффективностью ингибиторной защиты. Предложенные решения позволяют проводить корректную оценку степени коррозионной опасности эксплуатационных сред и эффективности в них ингибиторов коррозии.

По результатам испытаний, в том числе и TOL-коррозии, выработаны методические основы по ранжированию различных участков газопроводов по степени коррозионной опасности. Предложено уравнение для предиктивного анализа коррозионной опасности при проведении лабораторных испытаний, являющейся наиболее трудоемкой и затратной по времени процедурой. Рассчитанная зависимость скорости коррозии от минерализации и температуре носит эмпирический характер и позволяет оптимизировать этап проведения имитационных испытаний.

Важное практическое значение представляет комплекс государственных и корпоративных стандартов, в которых основные положения разделов по внутренней коррозии и защите от нее были разработаны автором диссертации: ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования», ГОСТ Р 58284-2018 «Нефтяная и газовая промышленность. Морские промысловые объекты и трубопроводы. Общие требования к защите от коррозии», СТО Газпром 9.3-028-2014 «Защита от коррозии. Правила допуска ингибиторов коррозии для применения в ОАО «Газпром», СТО Газпром 9.3-011-2010 «Защита от коррозии. Ингибиторная защита от коррозии промысловых объектов. Основные требования», СТО Газпром 9.3-007-2010 «Защита от коррозии. Методика лабораторных испытаний ингибиторов коррозии для оборудования добычи, транспортировки и переработки коррозионно-активного газа». Вопросы оценки внутренней коррозии и защиты от нее для трубопроводного транспорта коррозионно-агрессивных сред впервые включены в нормативные документы.

Автором подтверждена и показана возможность эффективного применения в лабораторной практике метода газовой хромато-масс-спектрологии для определения состава ингибитора коррозии и метода рентгеновской дифракции для определения морфологии и фазового состава продуктов коррозии и отложений. Новые данные повышают достоверность коррозионных результатов и расширяют их базу данных.

Рекомендации по использованию результатов и выводов диссертации

Для предотвращения возникновения и развития коррозионного разрушения газопроводов направлен разработанный автором комплекс методов повышения их работоспособности. Для научно-методического и нормативно-технического сопровождения вышеуказанных работ следует

использовать разработанные автором положения СТО Газпром, ГОСТ Р, СТО Газпром ВНИИГАЗ.

Предлагаемые в диссертации решения по организации защиты от внутренней коррозии и коррозионного мониторинга следует использовать на газопроводах месторождений и технологических газопроводах, эксплуатирующихся в условиях присутствия коррозионно-активных компонентов, на различных этапах жизненного цикла (от проектирования до эксплуатации).

Основное содержание диссертационной работы

Во введении обосновывается актуальность темы исследования, формируется цель и основные задачи выполнения работы, показана научная новизна и практическая значимость результатов, приведены основные положения, выносимые на защиту.

В первой главе автором выполнен литературный анализ современного состояния сухопутных и морских нефтегазовых объектов, эксплуатируемых в условиях воздействия коррозионно-активных CO_2 и/или H_2S и других компонентов. Это позволило установить, что многие коррозионные исследования были проведены для условий нефтепроводов, в которых эксплуатационные условия, в том числе и влияющие на протекание внутренней коррозии, отличаются от газопроводов. В связи с этим автор выбрал для изучения условия транспортировки по газопроводам коррозионно-агрессивных компонентов, которые были недостаточно исследованы в научной практике и требовали более пристального изучения. В сферу исследования автор включил, как сухопутные, так и морские (подводные) газопроводы месторождений (Бованенковского, Уренгойского (ачимовские отложения), Киринского месторождений). Рассмотрены особенности, возможности и ограничения оценки коррозии и использования защиты от нее на газовых объектах, имеющих важное значение в отечественном энергетическом секторе.

Вагапов Р.К. рассмотрены важные и перспективные технологические газопроводы, на которых могут развиваться проблемы углекислотной или сероводородной коррозий. К таким технологическим объектам относятся условия использования CO_2 в качестве части буферного газа на подземных хранилищах газа, технология применения CO_2 для интенсификации газодобычи, отделение и закачка в подземные резервуары излишков CO_2 (для снижения антропогенных выбросов в окружающую среду), отделение и транспортировка «кислых газов» (H_2S и / или CO_2).

Автор рассмотрел и учел имеющийся опыт по эксплуатации в 60-70-е годы месторождений Краснодарского и Ставропольского краев с проблемами углекислотной коррозии и их ингибиторной защите.

Он предложил использовать градацию развития коррозионных процессов внутри газопроводов, которые выбраны в качестве объекта исследования:

- в нижней части трубы при скоплении влаги (bottom-of-line, BOL);
- в верхней части трубы при конденсации влаги (top-of-line, TOL);
- в местах скопления влаги (зазоры, застойные зоны, перепад высот и др.).

Защита в сероводородсодержащей и углекислотной средах газопроводов, когда уже выбрано их материальное исполнение (углеродистая / низколегированная стали) может быть осуществлена с помощью ингибиторов коррозии.

Для решения этих проблем был разработан комплекс методов, включающий анализ коррозионной опасности, имитационные испытания, мониторинг коррозии, использование средств защиты. Предложенные методы, обеспечивающие работоспособность газопроводов, по отдельности подробно рассмотрены автором в главах диссертации.

Во **второй главе** автор рассмотрел методы анализа и обработки исходных данных по эксплуатационным условиям, оказывающим влияние на достоверность оценки степени опасности агрессивных сред по отношению к газопроводу.

Определены основные параметры, которые определяют коррозивность среды и, соответственно, моделируются при выполнении имитационных испытаний (парциальное давление коррозионного газа, температура, минерализация и рН водной фазы. Важным является и учет динамики изменения параметров по длине газопровода, например, температуры газа, или со временем эксплуатации, например, давление, производным от которого будет парциальное давление коррозионного газа. Помимо этих параметров коррозию ускоряет динамический фактор, для исследования которого автором был проведен расчет касательного напряжения потока среды по отношению к стенке газопровода (применительно к его влиянию на коррозионные процессы).

В результате исследований автором учтено, что в процессе эксплуатации может происходить увеличение скорости коррозии, причины которого могут иметь разные обстоятельства, характер ее проявления может быть временным или постоянным. Например, технологические жидкости могут вызвать кратковременное повышение минерализации или понижение рН-фактора воды. По увеличению минерализации, если она постоянная, можно определить, что произошла смена характера водной фазы (от конденсационной к пластовой).

Опыт эксплуатации газопроводов показал, что условия их эксплуатации являются определяющими при оценке коррозивности среды и подборе средств защиты. Предложенные и примененные автором на практике методические пути обработки позволили корректно проводить оценку исходных эксплуатационных данных и подбор соответствующих мер защиты от внутренней коррозии.

Рассмотренные автором основные методические аспекты позволяют выбирать коррозионные факторы и условия, наиболее приближенные к эксплуатационным. Это важно, т.к. ошибочный выбор исходных данных может привести к занижению опасности коррозии, неучтенным коррозионным опасностям и отсутствию мер защиты от внутренней коррозии.

В **третьей главе** разработаны критерии оценки агрессивности эксплуатационных сред и проведен сравнительный анализ применимости различных методов защиты газопроводов от внутренней коррозии.

Разработанная автором критериальная система опасности позволяет осуществлять градацию зависимости коррозионной опасности от парциального давления CO_2 в газе для диапазона значений от 0,02 до 0,2 МПа, который ранее не был конкретизирован в нормативных документах и который является актуальным для действующих газопроводов месторождений. Она была подтверждена по результатам скорости локальной углекислотной коррозии, определенная при TOL испытаниях. Помимо парциального давления газов, система оценки учитывает дополнительные агрессивные параметры (повышенная температура, высокая минерализация, кислый рН-фактор и др.), которые будут увеличивать скорость протекания коррозионного процесса. Такая теоретическая оценка степени агрессивности внутренней коррозии от агрессивных факторов является предварительной. Окончательное определение коррозивности сред осуществляется по экспериментальному определению скорости коррозии: если она выше $K = 0,1$ мм/год, то условия эксплуатации являются опасными для работоспособности газопровода и требуют применения средств защиты. Эти основные положения, разработанные автором, по оценке агрессивности внутренних сред и принятию решений по защите газопроводов заложены в государственные и корпоративные стандарты (ГОСТ Р 58284-2018, ГОСТ Р 55990-2014 и СТО Газпром 9.3-011-2011).

Автором предложена система оценки факторов опасности для работоспособности газопровода по параметрам внутренней коррозии, которая включает: общая и/или локальная скорость коррозии, анализ технологических режимов работы и характеристик трубопроводной системы, и др. Анализ и сопоставление данных параметров, получаемые в рамках коррозионного мониторинга, позволяют оценивать коррозионную опасность условий

эксплуатации по отношению к газопроводу и необходимость применения средств защиты.

Организация коррозионного мониторинга, а также подбор и применение наиболее оптимальных средств защиты в условиях присутствия коррозионно-агрессивных факторов осуществляется по результатам ранжирования газопроводов, выполняемого согласно вышеуказанным коррозионным параметрам.

Сравнение и анализ показал, что одним из рациональных способов защиты газопроводов от коррозии является использование ингибиторной защиты. А в условиях уже функционирующих газопроводов из углеродистой/низколегированной стали, если предусмотренные проектом решения не в полной мере учитывали коррозионную опасность, ингибиторы коррозии являются единственно возможным способом их защиты. К его преимуществам относится то, что он может быть реализован без изменения (либо с минимальными дополнениями) существующих технических решений, и с учетом технологических возможностей и ограничений работы газового объекта. Система ингибиторной защиты вариабельна и может настраиваться под изменяющиеся свойства агрессивной среды с помощью регулирования технологии подачи и дозировки ингибитора коррозии.

В **четвертой главе** автором рассмотрены технические требования, технологии применения и система оценка эффективности применения ингибиторов, являющихся наиболее оптимальным средством защиты газопроводов.

Одними из основных для ингибиторов коррозии являются их защитные характеристики. Они должны обеспечивать скорость коррозии не выше 0,1 мм/год, а их защитная эффективность должна быть не менее 85% (от коррозии) и не менее 70% (от сероводородного растрескивания), что регламентировано в разработанных стандартах. Помимо защитных, к ним предъявляются технологические требования (растворимость в различных растворителях, температура замерзания, влияние на время разделения эмульсии и на пенообразование). Это связано с тем, что присутствие ингибиторов не должно оказывать негативного влияния на технологические процессы переработки газа и газового конденсата, эксплуатационные условия применения связаны с низкими температурами в зимний период и др. Вышеуказанные технические требования к ингибиторам коррозии стандартизированы. Также регламентирована процедура их допуска, включающая проведение комплекса испытаний.

В диссертации уделено внимание системе контроля за эффективностью ингибиторной защиты, которая осуществляется по данным коррозионного мониторинга. Поскольку на результативность и информативность данных

мониторинга влияет полнота ее данных, то предложено совместное использование прямых (измерение скорости коррозии и толщины стенки трубы, проведение имитационных испытаний и диагностических обследований) и косвенных методов (содержание CO_2 , ингибитора в жидкости, растворенного железа и др.), которое позволяет им дополнять друг друга и повышать достоверность системы контроля. С учетом всех полученных данных по ингибиторам коррозии проводится выбор технологии их применения (непрерывное дозирование реагента в эксплуатационные среды или технология периодической ингибиторной обработки) и регулирование дозровок его подачи в газопровод.

Важным практическим аспектом является то, что использование вышеуказанных положений позволили провести работу по внедрению и успешной эксплуатации ингибиторной защиты и коррозионного мониторинга на Бованенковском, Юбилейном и Уренгойском (ачимовские отложения) месторождениях.

В пятой главе приведены научно-методические решения по проведению испытаний при определении и оценке агрессивности сред, а также подборе ингибиторов коррозии.

Для определения эффективности ингибиторов автором в корпоративных нормативных документах прописан и предусмотрен поэтапный подход по использованию комплекса коррозионных испытаний: лабораторных, автоклавных (или стендовых) и эксплуатационных испытаний.

Для лабораторных испытаний при участии автора диссертации разработан корпоративный стандарт, включающий полное описание процедур проведения, адаптированных для условий газопроводов, и в котором были приведены аттестованные методики проведения измерений / испытаний. Важным аспектом является то, что эти методики испытаний согласуются и соответствуют основным техническим требованиям к ингибиторам коррозии, приведенным в четвертой главе диссертации.

Использование предложенного автором и реализуемого на практике комплекса испытаний позволяет более полно и достоверно оценивать коррозионную опасность и ситуацию внутри газопроводов в присутствии коррозионно-агрессивных сред и своевременно предусматривать защитные мероприятия для обеспечения их надежной и безопасной работы. Разработанный методический аппарат включает анализ коррозионных условий и эффективности ингибиторов коррозии гравиметрическим и электрохимическим методами, определение состава продуктов коррозии, остаточного количества ингибиторов в жидких средах, анализа отложений различной химической природы, качества применяемого ингибитора.

В дополнение к наиболее распространенным BOL испытаниям автором предложен и использован метод исследований в TOL условиях, которые являются наиболее характерными и агрессивными в условиях транспорта в газопроводе коррозионно-агрессивных сред. Результаты TOL испытаний показали, что в присутствии CO_2 и конденсации влаги на большинстве углеродистых и низколегированных сталей (09Г2С и др.) могут развиваться локальные дефекты. Наиболее стойкими в таких агрессивных условиях могут быть сплавы с повышенным содержанием хрома.

Автором установлено, что в присутствии CO_2 на усиление локализации дефектов при TOL коррозии оказывает влажности паровой среды (при большем градиенте температур среды и поверхности стали происходит большее выпадение влаги), присутствие в среде кислых сред (CH_3COOH или др.), наличие сварного шва. Сварные швы и околошовная зона, обладая гетерогенностью по отношению к остальной поверхности трубы, подвергаются большему воздействию TOL коррозии, чем основное тело трубы. Выявлена зависимость скорости локальной коррозии от количества влаги на стали. В ходе испытаний получило подтверждение, что в водно-спиртовой / водно-гликолевой средах, характерных для газопроводов, при TOL испытаниях важную роль играет содержание спирта / гликоля в водном конденсате на стали, а не в испаряемой жидкости. Было установлено, что при концентрации спирта / гликоля в воде от 80-85% и выше начинается снижение агрессивности и подавление протекания локальной углекислотной коррозии в пленке сконденсировавшейся на стали жидкости.

Приведенные автором данные по апробации метода рентгеновской дифракции показали, что он позволяет идентифицировать состава продуктов коррозии и осадков в различных средах. Для определения органических соединений и состава ингибиторов коррозии был применен метод газовой хроматографии с последующим масс-спектрометрическим детектированием компонентов.

Было показано, что значение касательного напряжения потока среды при лабораторных динамических испытаниях находится в диапазоне значений, характерных для газопроводов. Это подтвердило, что лабораторное тестирование в части учета динамического фактора хорошо имитирует эксплуатационные условия газопроводов.

В шестой главе автором рассмотрены разработанные решения по оценке основных аспектов обеспечения работоспособности газопроводов, а также нормативного регулирования по контролю процессов их разрушения и эффективности применения ингибиторной защиты.

На основании приведенных в предыдущих главах диссертации показано влияние на процессы углекислотной коррозии основных агрессивных

факторов и их взаимодействие друг с другом. При помощи метода рентгеновской дифракции автором были получены данные об образовании в качестве продуктов коррозии (нестехиометрического сидерита $(CaMgFe)CO_3$ и кубического FeS), способных оказать определенное влияние на защиту стальной поверхности. Подтверждена правильность выбора в качестве модельной водной среды многокомпонентных конденсационных и пластовых вод, а не упрощенных составов (типа растворов $NaCl$). Выявлено, что в условиях сероводородсодержащих сред на образование кубического FeS оказывает влияние кислотность среды.

Эмпирическим путем получено корреляционное уравнение для предиктивного анализа скорости углекислотной коррозии от основных коррозионных факторов (температуры и минерализации). Это позволит ускорить получение оценки по степени коррозионной агрессивности среды в ходе выполнения лабораторного комплекса испытаний.

Всесторонний анализ условий эксплуатации и коррозионно-опасных факторов позволили автору предложить ранжирование участков газопроводов по оценке степени коррозионной активности транспортируемой среды. Данный подход учитывает типу коррозии (TOL и BOL) и изменение основных агрессивных факторов среды (типа водной среды, появления пластовой воды, температуры, парциального давления коррозионного газа и др.).

С учетом данной системы ранжирования трубопроводной системы автором предлагается выполнять как подбор ингибиторов коррозии, так и организацию системы коррозионного мониторинга.

Автором разработан комплексный и последовательный подход для решения проблем обеспечения работоспособности газопроводов, составные части которого взаимосвязаны с друг другом, логичны и последовательно изложены. Существенным преимуществом диссертационной работы является то, что для реализации данного комплекса методов на практике был сформирован комплекс нормативных корпоративных и государственных стандартов, взаимоувязывающий все его основные положения.

В заключении автор приводит основные научные и практические результаты диссертации.

По диссертации имеются следующие замечания:

1. К результатам по исследованиям методом рентгеновской дифракции следовало бы добавить иллюстративный материал по внешнему виду продуктов коррозии (с низкими и с повышенными защитными свойствами) на внутренней поверхности трубопровода.

2. В разделах диссертации не приведено четкое сопоставление по тому какая из водных сред (конденсационная или пластовая) является более коррозионно-агрессивной по отношению к сталям.

3. Осталось неуточненным проводилось ли сравнение и подтвердились ли результаты по скорости локальной коррозии при конденсации влаги и в присутствии CO_2 , полученные в имитационных испытаниях, с реальными замерами в условиях эксплуатации.

4. Было бы более информативным, если бы информация по испытанным в диссертационной работе конструкционным сталям была бы приведена в одном месте в начальных разделах диссертации.

5. В диссертации не уточнено в какой степени предложенные решения по комплексному анализу данных коррозионного мониторинга реализуются и используются эксплуатирующими газопроводы месторождений организациями.

Оформление диссертации, публикации

Представленная на отзыв диссертация состоит из введения, шести глав, выводов, списка сокращений и условных обозначений и списка литературы, изложена на 325 страницах и включает 51 таблицу и 31 рисунок.

Структура диссертационной работы содержит все необходимые этапы в последовательности научного поиска, результаты исследований достаточно хорошо представлены в рисунках и таблицах. По диссертации видно, что автор хорошо изучил и знает предмет исследования, профессионально разбирается в проблемах внутренней коррозии и защиты от нее.

Автореферат соответствует основному содержанию диссертационного исследования. Представленные в диссертации результаты полностью отражены в 34 научных работах, в том числе 19 статьях в ведущих рецензируемых журналах, рекомендованных ВАК Минобрнауки России, 8 – в изданиях, индексируемых в международных базах SCOPUS и Web of Science, 2 государственных стандартах, 3 нормативных документах организации. Результаты докладывались и обсуждались на российских и международных конференциях, семинарах и конгрессах по теме диссертации.

Соответствие диссертации научной специальности

Цель и задачи диссертации Вагапова Р.К. соответствуют паспорту специальности 25.00.19 – «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ»:

- Разработка и оптимизация методов проектирования, сооружения и эксплуатации сухопутных и морских нефтегазопроводов, нефтебаз и газонефтехранилищ с целью усовершенствования технологических процессов с учетом требований промышленной экологии;

- Разработка и усовершенствование методов эксплуатации и технической диагностики оборудования насосных и компрессорных станций, линейной части трубопроводов и методов защиты их от коррозии.

Заключение

Высказанные замечания не сказываются на общей положительной оценке диссертации, которая выполнена на актуальную тему, характеризуется научной и практической значимостью.

Диссертационная работа «Разработка комплексных методов обеспечения работоспособности газопроводов в условиях коррозионно-агрессивных сред» является научно-квалификационной работой, в которой решена научная проблема, имеющая важное хозяйственное значение, а также изложены новые научно обоснованные технические решения, внедрение которых вносит значительный вклад в развитие страны.

Считаю, что диссертация Вагапова Руслана Кизитовича на тему: «Разработка комплексных методов обеспечения работоспособности газопроводов в условиях коррозионно-агрессивных сред» соответствует критериям п.п. 9-14 Положения о присуждении ученых степеней, утвержденного постановлением Правительства РФ от 24.09.2014 № 842 (ред. от 11.09.2021), предъявляемым к диссертациям на соискание ученой степени доктора наук, а ее автор заслуживает присуждения ученой степени доктора технических наук по специальности 25.00.19 – «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ».

Я, Васильев Г.Г., даю свое согласие на включение своих персональных данных в документы, связанные с работой диссертационного совета и их дальнейшую обработку в соответствии с требованиями Минобрнауки России.

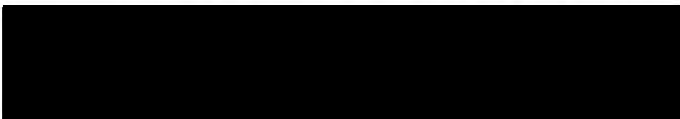
Официальный оппонент:

Васильев Геннадий Германович – доктор технических наук по специальности 25.00.19 «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ», профессор, заведующий кафедрой сооружения и ремонта газонефтепроводов и хранилищ ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина»

Адрес: 119991, Москва, Ленинский пр-т., д. 65, корпус 1.

Телефон: 8 (499) 507-87-94

Электронная почта: srgnp@gubkin.ru

 Васильев Геннадий Германович

Подпись Васильева Геннадия Германовича заверяю: