

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Ухтинский государственный технический университет»

На правах рукописи



ЮШИН ЕВГЕНИЙ СЕРГЕЕВИЧ

**ОЦЕНКА КОРРОЗИОННО-УСТАЛОСТНОГО СОСТОЯНИЯ
НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ В МИНЕРАЛИЗОВАННЫХ СРЕДАХ**

Специальность 05.02.13 – Машины, агрегаты и процессы
(нефтяной и газовой промышленности)

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук,
профессор, академик РАЕН
Быков Игорь Юрьевич

СОДЕРЖАНИЕ

АББРЕВИАТУРЫ.....	5
ВВЕДЕНИЕ.....	6
ГЛАВА 1. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ КОРРОЗИОННО–УСТАЛОСТНОГО СОСТОЯНИЯ НКТ.....	11
1.1 Характерные особенности работы и проблемы эксплуатации колонн НКТ в нефтегазовых скважинах.....	11
1.1.1 Основные прочностные характеристики и особенности конструктивного исполнения НКТ.....	11
1.1.2 Характер нагружения колонн НКТ, основные виды и причины отказов.....	18
1.1.3 Состав и свойства сред эксплуатации НКТ, их влияние на прочность.....	25
1.1.4 Факторы воздействия на усталостную прочность металлов.....	29
1.2 Влияние коррозионных сред на усталостную прочность металлов.....	36
1.3 Существующие методы оценки коррозионно-усталостного состояния колонн НКТ.....	43
1.3.1 Методы диагностики и контроля технического состояния НКТ.....	43
1.3.2 Существующие методы прогнозирования ресурса оборудования.....	49
1.3.3 Методы прогноза коррозионно-усталостного состояния НКТ.....	52
1.4 Цель и задачи исследований.....	54
1.5 Выводы по главе.....	54
ГЛАВА 2. КОМПЛЕКС МЕТОДИК ИССЛЕДОВАНИЙ.....	56
2.1 Методика визуального и измерительного контроля.....	56
2.2 Методики неразрушающего контроля.....	60
2.2.1 Методика определения химического состава с помощью спектральных анализаторов DELTA DP 2000 и ARL QuantaDesk.....	61

2.2.2 Методика определения твердости портативным ультразвуковым твердомером МЕТ–У1А.....	67
2.2.3 Методика металлографических исследований с помощью портативного микроскопа МПМ–2У–КС.....	70
2.3 Методика проведения коррозионно-усталостных испытаний при циклическом нагружении на машине МУИ–6000.....	73
2.4 Методика статистической обработки результатов испытаний.....	81
2.4.1 Проверка выборок на наличие грубых ошибок.....	81
2.4.2 Проверка выборок на нормальность распределения.....	81
2.4.3 Оценка однородности или совместимости наблюдений.....	82
2.4.4 Определение ошибки проводимых измерений и статистической обработки результатов.....	83
2.5 Выводы по главе.....	84
ГЛАВА 3. РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ СТАЛЕЙ НКТ.....	86
3.1 Визуальный и измерительный контроль.....	86
3.2 Химический состав сталей.....	86
3.3 Определение основных механических характеристик сталей по результатам измерения твердости.....	87
3.4 Микроструктурный металлографический анализ сталей НКТ.....	98
3.5 Физико-химические свойства и компонентный состав испытательных скважинных пластовых вод нефтяных месторождений.....	103
3.6 Коррозионно-усталостные испытания сталей НКТ.....	105
3.6.1 Испытательные образцы и технология их изготовления.....	106
3.6.2 Определение величины приложенного амплитудного напряжения и оценка ее точности.....	108
3.6.3 Результаты коррозионно-усталостных испытаний сталей НКТ в минерализованных средах.....	109
3.7 Выводы по главе.....	117

ГЛАВА 4. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ МИНЕРАЛИЗОВАННЫХ ПЛАСТОВЫХ ВОД НА КОРРОЗИОННО-УСТАЛОСТНОЕ СОСТОЯНИЕ НКТ.....	119
4.1 Оценка предела ограниченной выносливости сталей НКТ в среде минерализованных пластовых вод.....	119
4.2 Порядок проведения расчета коэффициентов запаса по коррозионно-усталостной прочности структуры металла НКТ.....	126
4.3 Расчет пороговых характеристик сталей НКТ.....	127
4.4 Расчет критических характеристик сталей НКТ.....	133
4.5 Определение граничных размеров трещин сталей НКТ на стадиях микропластического деформирования и линейного суммирования поврежденности в минерализованных средах.....	137
4.6 Определение предельных значений поврежденности структуры сталей НКТ в минерализованных пластовых водах.....	143
4.7 Определение предельных значений ограниченной выносливости и длин макротрещин сталей НКТ в минерализованных пластовых водах.....	148
4.8 Перспектива развития методов оценки коррозионно-усталостного состояния НКТ в минерализованных средах.....	152
4.9 Выводы по главе.....	160
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	162
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	164
ПРИЛОЖЕНИЯ	

АББРЕВИАТУРЫ

АСПО	–	асфальтосмолопарафиновые отложения;
ВИК	–	визуальный и измерительный контроль;
ВК	–	вихретоковый контроль;
КИН	–	коэффициент интенсивности напряжений;
КРС	–	капитальный ремонт скважин;
ЛНКТ	–	легкосплавные безмуфтовые НКТ;
МК	–	магнитопорошковый контроль;
МРП	–	межремонтный период;
НГДУ	–	нефтегазодобывающее управление;
НКБ	–	безмуфтовые НКТ с высаженными наружу концами;
НКМ	–	муфтовые гладкие высокогерметичные НКТ;
НКТ	–	насосно-компрессорные трубы;
ПАВ	–	поверхностно-активные вещества;
ПМА	–	прецезионный морфометрический анализ;
СВБ	–	сульфатовосстанавливающие бактерии;
СПО	–	спуско-подъемные операции;
ТРС	–	текущий ремонт скважин;
УЗК	–	ультразвуковой контроль;
ШСН	–	штанговый скважинный насос;
ЭЦН	–	электроцентробежный насос;
API	–	American Petroleum Institute;
FMCA	–	Failure Mode, Effects, and Criticality Analysis.

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы

Самыми распространенными факторами, влияющими на техническое состояние и срок службы насосно-компрессорных труб (НКТ), являются коррозионно-агрессивное влияние скважинной среды и циклические нагрузки, которые испытывают НКТ в процессе эксплуатации.

Как известно, минеральные соли, растворенные в пластовой жидкости, являются, наряду с другими коррозионно-агрессивными неуглеводородными примесями (S_2 , O_2 , CO_2 и др.), мощными активаторами развития электрохимической коррозии в поверхностной структуре сталей. Это приводит к перерождению металла и потере массы, нарушению формы и разрыву атомных связей, следствием чего является развитие сети коррозионных трещин, снижение прочностных свойств в сечении трубы, изъязвление и деформация витков резьбы, ослабление её натяга и разрушение резьбовых соединений. Процессы электрохимической коррозии существенно ускоряются под воздействием циклических нагрузок, возникающих как в результате спуско-подъемных операций (СПО) и свинчивания-развинчивания труб, так и под влиянием многоцикловых напряжений, сопровождающих процесс подъема добываемого продукта фонтанным, газлифтным и любым механизированным способом. Это ускорение возникает в силу разрыхления поверхностной структуры стали под воздействием циклических нагрузок и проникновения минерализованных жидкостей внутрь межзеренного и внутризеренного пространства.

Таким образом, коррозионно-усталостное воздействие на техническое состояние НКТ является комплексным, зарождается под влиянием внешних факторов и развивается латентно до тех пор, пока признаки разрушения не становятся явными. Предотвратить возникновение аварийных разрушений возможно регулярным мониторингом технического состояния НКТ при работе их в минерализованных средах. Однако механизм его определения в отношении НКТ до настоящего времени изучен недостаточно полно. Поэтому представленная ра-

бота является актуальной, так как направлена на поиск закономерностей по оценке коррозионно-усталостного состояния насосно-компрессорных труб в процессе эксплуатации.

Цель работы

Оценка коррозионно-усталостного состояния насосно-компрессорных труб в минерализованных средах.

Основные задачи исследований

1. Анализ существующих методов оценки коррозионно-усталостного состояния НКТ.
2. Формирование научно-методологического комплекса исследований.
3. Экспериментальные исследования сталей НКТ и обработка результатов испытаний.
4. Оценка влияния минерализованных пластовых вод на коррозионно-усталостное состояние НКТ.

Научная новизна

1. Обоснован параметр удельного коэффициента коррозионного влияния вида $\delta K_{кор.} = K_{кор.} / \sigma_B$, необходимый для определения предела ограниченной выносливости $\sigma_{-1кор.}$ сталей НКТ в условиях минерализованных сред.
2. Найдены зависимости для расчета удельных коэффициентов коррозионного влияния $\delta K_{кор.}^{Ус}$ и $\delta K_{кор.}^{ЗТ}$ применительно к сталям НКТ групп прочности «Д», «К», «Е» и «Л» в условиях минерализации пластовых вод Усинского и Западно-Тэбукского нефтяных месторождений.
3. Установлено, что с повышением прочности исследованных марок сталей НКТ увеличивается их сопротивляемость коррозионно-усталостному разрушению в среде минерализованных пластовых вод, подчиняясь квадратичной зависимости вида $\sigma_B = A \cdot \delta K_{кор.}^2 - B \cdot \delta K_{кор.} + C$.
4. Получены эмпирические соотношения для определения предела ограниченной выносливости $\sigma_{-1кор.}$ сталей НКТ групп прочности «Д», «К», «Е» и «Л» в зависимости от предела кратковременной прочности σ_B , определяемого из вы-

ражения $\sigma_B = f(\delta K_{кор.})$ применительно к уровню минерализации пластовых жидкостей Усинского и Западно-Тэбукского нефтяных месторождений.

5. Предел ограниченной выносливости $\sigma_{-1кор.}$ материала НКТ в условиях коррозионной агрессии зависит от его упругих свойств μ , уровня минерализации M пластовых сред и определяется циклическим пределом текучести σ_{fc} , структурным фактором $d_{стр}$ и пороговым коэффициентом интенсивности напряжений K_{thr} , значения которых находят экспериментально-расчетным методом.

Основные защищаемые положения

1. Научно-методологический комплекс исследований для оценки коррозионно-усталостного состояния НКТ.

2. Оценка влияния коррозионно-активных минерализованных пластовых вод на усталостную прочность сталей НКТ при циклическом нагружении.

3. Оценка предела ограниченной выносливости сталей НКТ в среде минерализованных пластовых вод.

4. Методы оценки коррозионно-усталостного состояния НКТ по структурной прочности металла в минерализованных пластовых водах.

5. Конструкция специализированного стенда для испытания работоспособности резьбовых соединений НКТ «ниппель – муфта» при свинчивании-развинчивании в коррозионных и абразивных средах.

Практическая значимость

1. Разработан и сформирован необходимый и достаточный комплекс методик для проведения исследований по оценке коррозионно-усталостного состояния НКТ в минерализованных средах.

2. Предложен порядок проведения расчета коэффициентов запаса по коррозионно-усталостной прочности структуры стали НКТ.

3. Предложен метод оценки коррозионно-усталостного состояния НКТ в минерализованных средах с помощью расчета коэффициентов запаса по ограниченной выносливости K_σ , поврежденности структуры металла K_D , структурной устойчивости сталей K_L и размерам текущей трещины K_T , что обеспечивает

дублирующий мониторинг за техническим состоянием НКТ в процессе эксплуатации.

4. Рассмотрена перспектива развития методов оценки коррозионно-усталостного состояния НКТ в минерализованных средах применительно к резьбовым соединениям. Для этой цели разработан специализированный стенд для испытания работоспособности трубных резьбовых соединений при свинчивании-развинчивании, позволяющий имитировать осевую нагрузку и влияние коррозионных и абразивных сред (заявка на изобретение №2013138544, приоритет от 19.08.2013 г.).

Апробация работы

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на:

- IX–XII межрегиональных научно-практических конференциях «Современные проблемы нефтепромышленной и буровой механики» (УГТУ, г. Ухта, 5 февраля 2011 г., 4 февраля 2012 г., 9 февраля 2013 г., 8 февраля 2014 г.);

- XII–XV Международных молодежных научных конференциях «Севергеозкотех–2011, 2012, 2013, 2014» (УГТУ, г. Ухта, 16–18 марта 2011 г., 21–23 марта 2012 г., 20–22 марта 2013 г., 26–28 марта 2014 г.);

- Научно-технических конференциях преподавателей и сотрудников УГТУ (УГТУ, г. Ухта, 20–23 сентября 2011 г., 17–20 апреля 2012 г., 16–19 апреля 2013 г., 22–25 апреля 2014 г.);

- I и IV Республиканских научно-практических форумах «Инновационные технологии – основа развития национальной экономики» (КРАГСИУ, г. Сыктывкар, 16–17 октября 2012 г., 27–28 марта 2014 г.)

- III и IV Республиканских молодежных инновационных конвентах «Молодежь – будущему Республики Коми» (УГТУ, г. Ухта, 23 апреля 2013 г., 17–18 апреля 2014 г.);

- XIII Конкурсе молодых работников и специалистов ООО «ЛУКОЙЛ–Коми» на лучшую научно-техническую разработку (ООО «ЛУКОЙЛ–Коми», г. Усинск, 25–26 апреля 2013 г.);

▪ XIII открытой молодежной научно-практической конференции ОАО «Татнефть», посвященной 70-летию с начала разработки нефти в Республике Татарстан (ОАО «Татнефть», НГДУ «Альметьевнефть», г. Альметьевск, 20 сентября 2013 г.).

Публикации

Основные результаты исследований опубликованы в 15 работах, в том числе: 12 – в материалах научных конференций, 3 – в изданиях, входящих в перечень ведущих рецензируемых научных журналов ВАК Минобрнауки России.

Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, 4 глав, заключения, списка использованных источников из 155 наименований, 8 приложений, содержит 178 страниц текста, включая 33 рисунка и 37 таблиц. Общий объем работы с приложениями составляет 190 страниц.

ГЛАВА 1. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ КОРРОЗИОННО-УСТАЛОСТНОГО СОСТОЯНИЯ НКТ

1.1 Характерные особенности работы и проблемы эксплуатации колонн НКТ в нефтегазовых скважинах

1.1.1 Основные прочностные характеристики и особенности конструктивного исполнения НКТ

Колонны НКТ применяются при эксплуатации нефтяных и газовых месторождений и используются для проведения различных работ, связанных с освоением и интенсификацией добычи нефти и газа, а также с капитальным (КРС) и текущим (ТРС) ремонтом скважин.

Колонна НКТ выполняет ряд важных функций, таких как:

- 1) подъем из скважины на поверхность продукции пласта (жидкости, газа, смеси жидкости и газа и т.п.);
- 2) закачка в пласт жидкостей и реагентов для различных методов физико-химической обработки и интенсификации добычи (газлифтная эксплуатация, промывка скважин, гидроразрыв пласта, кислотная и термокислотная обработка забоя, прогрев забоя скважин горячим паром);
- 3) проведение на скважине исследовательских работ (спуск и подъем глубинных приборов, специального оборудования как внутри, так и снаружи колонны НКТ);
- 4) подвеска в скважине погружного скважинного оборудования для проведения ряда технологических операций.

Кроме всего прочего, колонна НКТ предохраняет эксплуатационную колонну от внутреннего давления пластовых флюидов путем применения пакеров и от разрушения абразивными частицами и агрессивными компонентами высокоминерализованных пластовых вод.

Конструкция колонны НКТ проектируется с учетом конкретных условий

эксплуатации и подбирается по следующим параметрам:

- группе прочности стали и исполнению исходя из условий эксплуатации, включающих величину пластового давления, агрессивность пластового флюида, конструкцию скважины и др.;

- толщине стенки, руководствуясь действующими нагрузками, величиной пластового давления и коррозионной активностью среды эксплуатации;

- типу резьбовых соединений и условному диаметру труб, исходя из дебита и энергетических потерь при подъеме газожидкостной смеси, определенного забойного и устьевого давлений, условий надежной эксплуатации колонны (вынос песка, герметичность соединений, проведение работ по исследованию скважины и др.), а также применяемого внутрискважинного оборудования.

Стальные НКТ изготавливаются в основном бесшовные следующих конструкций: гладкие, с высаженными концами В, гладкие муфтовые высокогерметичные (НКМ) и безмуфтовые высокогерметичные с высаженными наружу концами (НКБ) по ГОСТ 633–80 [20] и ГОСТ Р 52203–2004 [48] условным наружным диаметром от 27 до 114 мм, толщиной стенки от 3,0 до 7,0 мм, длиной 10 м с отклонением $\pm 5\%$ (исполнение А) и длиной 7,5–8,5 м, а также 8,5–10 м (исполнение Б).

В соответствии с ГОСТ 633–80, предусматривается изготовление НКТ и муфт к ним шести групп прочности – «Д», «К», «Е», «Л», «М» и «Р». Норма механических свойств сталей НКТ по ГОСТ 633–80 приведена в таблице 1.1. НКТ и муфты к ним изготавливаются из стали одной группы прочности: группа прочности «Д» из углеродистой стали, остальные группы прочности – из легированных сталей, а также из легированных сталей с последующей термообработкой (закалка и отпуск) для снятия остаточных внутренних напряжений.

По стандарту API Spec 5CT [144] Американского института нефти (American Petroleum Institute, API) изготавливаются НКТ с гладкими концами (без высадки), с высаженными концами и раструбные наружным диаметром от 26,7 до 114,3 мм. Норма механических свойств сталей НКТ по стандарту API Spec 5CT представлена в таблице 1.2.

Таблица 1.1 – Норма механических свойств сталей НКТ по ГОСТ 633–80

Наименование показателя	Норма механических свойств для стали группы прочности						
	«Д»		«К»	«Е»	«Л»	«М»	«Р»
	Исполнение						
	А	Б					
Временное сопротивление σ_B , не менее, МПа	655	638	687	689	758	823	1000
Предел текучести σ_T – не менее, МПа – не более, МПа	379	373	491	552	654	724	930
	552	–	–	758	862	921	1137
Относительное удлинение: – δ_5 , не менее, % – δ_{10} , не менее, %	14,3	16,0	12,0	13,0	12,3	11,3	9,5
	12,0	12,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Число твердости по Бринеллю, не более, НВ	–			255	295	305	355
Примечание: для труб исполнения Б группы прочности «Д» временное сопротивление $\sigma_B = 638$ МПа, предел текучести $\sigma_T \geq 373$ МПа, относительное удлинение $\delta_5 = 16\%$							

Таблица 1.2 – Норма механических свойств для сталей НКТ по стандарту API Spec 5CT

Наименование показателя	Норма механических свойств для стали группы прочности						
	H40	J55	C75	L80	N80	G95	P105
Временное сопротивление σ_B , не менее, МПа	413	516	654	654	689	723	827
Предел текучести σ_T : – не менее, МПа – не более, МПа	275	379	516	552	552	654	723
	–	552	620	654	758	758	930

Стандарт устанавливает нормы механических свойств для НКТ групп прочности Н40, J55, С75, L80, N80, G95 и P105. Кроме вышеперечисленных, выпускаются также нестандартизованные НКТ групп прочности С90, Q125 и V150 с пределом текучести, соответственно, не менее 621, 862 и 1034 МПа.

Трубной промышленностью России выпускаются НКТ и муфты к ним, а также переводники широкого спектра конструкционных и легированных марок сталей, находящихся применение в различных условиях эксплуатации. В изготовлении НКТ и элементов лифтовых колонн находят применение как среднеуглеродистые, так и низколегированные стали. Основными легирующими элементами сталей для производства НКТ являются марганец Mn, хром Cr и молибден Mo, поэтому условно все марки сталей для изготовления НКТ можно разделить по группам на среднеуглеродистые, марганцовистые, хромистые и хромомолибденовые. Стали, применяемые в изготовлении НКТ, муфт и переводников, сведены в таблицу 1.3.

Таблица 1.3 – Стали, применяемые в изготовлении НКТ, муфт и переводников

№	Группа	Марка стали
1	Среднеуглеродистые	45
2	Хромистые	13ХФА, 32ХС, 40Х, 40ХН, 45Х и др.
3	Хромомолибденовые	15ХМФБЧ, 15Х5МФБЧ, 18ХМФБ, 18Х3МФБ, 26ХМФА, 30ХМА, 32ХМА, 40ХМФА и др.
4	Марганцовистые	08Г2СФ, 14Г2Ф, 17Г2СФ, 22ГЮ, 23Г2А, 25ГЮ, 26Г1Ф, 32Г2, 32Г2С, 35Г2, 36Г2С, 37Г2С, 40Г2, 45ГБ, 48Г2БМ, 50Г2 и др.

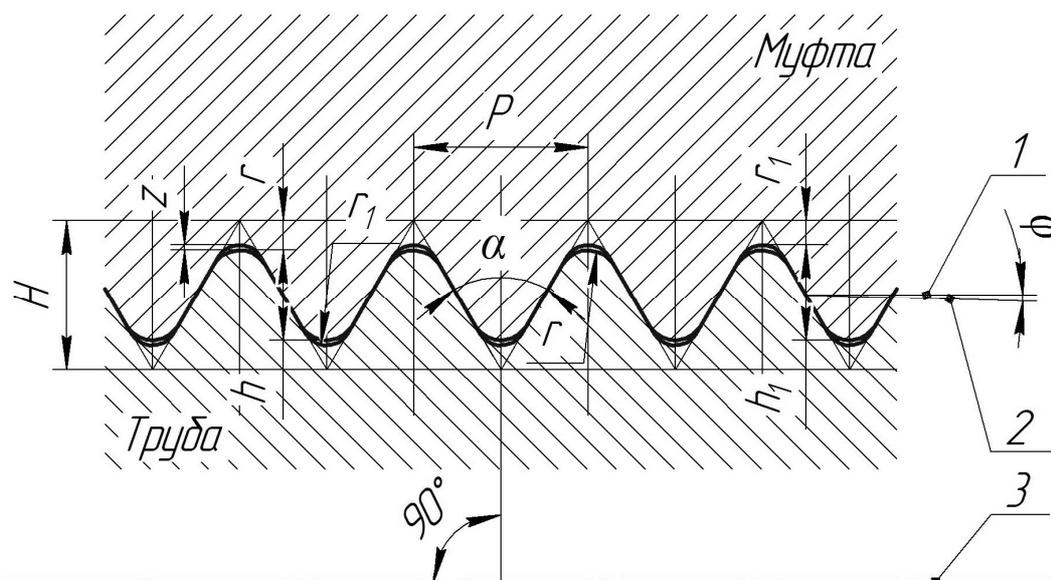
По ГОСТ Р 53366–2009 [50] НКТ изготавливаются также бесшовными или электросварными со структурой, содержащей один или несколько элементов, обеспечивающих получение стали с мелкозернистой аустенитной структурой, таких как алюминий Al, ниобий Nb, ванадий V или титан Ti.

При освоении и эксплуатации скважин также нашли применение конструкции легкосплавных безмуфтовых насосно-компрессорных труб (ЛНКТ) из

алюминиевых сплавов Д16Т и 1953Т1, имеющих коническую безупорную резьбу треугольного профиля по ГОСТ 633–80, отличающихся легкостью и прочностью и, как следствие, увеличенными допустимыми глубинами спуска колонн. Высокая коррозионная стойкость алюминия, превышающая примерно в 40 раз стойкость стали и обусловленная наличием прочной и плотной поверхностной окисной пленки, делает ЛНКТ перспективными при использовании в скважинах с агрессивными средами.

Как отмечено выше, для соединения труб в колонны используется коническая резьба с треугольным закругленным профилем, а также резьбы со специальным трапецеидальным профилем с целью повышения прочности и герметичности. Стоит отметить, что ниппельная часть НКТ ослаблена нарезанной резьбой, которая является активным концентратором напряжений. Прочность резьбового сечения гладких НКТ на 30–40 % ниже прочности трубы в зависимости от ее размера, поэтому такие НКТ считаются неравнопрочными. На трубах и муфтах нарезается коническая треугольная резьба с углом профиля при вершине 60° и конусностью 1:16 и упорная резьба трапецеидального профиля с наклоном сторон 3 и 30° . Герметичность резьбового соединения НКТ с треугольной резьбой создается уплотнением резьбовой смазки в зазорах при свинчивании. Резьбовое соединение НКТ такого вида недостаточно герметично из-за несовершенства конструкции. Профиль треугольной конической резьбы НКТ приведен на рисунке 1.1, основные параметры треугольной конической резьбы НКТ сведены в таблицу 1.4. Использование резьбы трапецеидального профиля обусловлено требованиями к надежности и герметичности резьбовых соединений в нижней секции колонны НКТ. Герметичность такого резьбового соединения обеспечивается коническим и торцевым уплотнением типа «металл–металл». Профиль трапецеидальной резьбы НКТ представлен на рисунке 1.2.

К недостаткам резьбовых соединений НКТ стандартных конструкций относится ограничение области применения при использовании равнопрочных труб с высаженными концами, большое количество оборотов, необходимых для свинчивания, а также неустойчивое положение трубы при вводе в муфту.



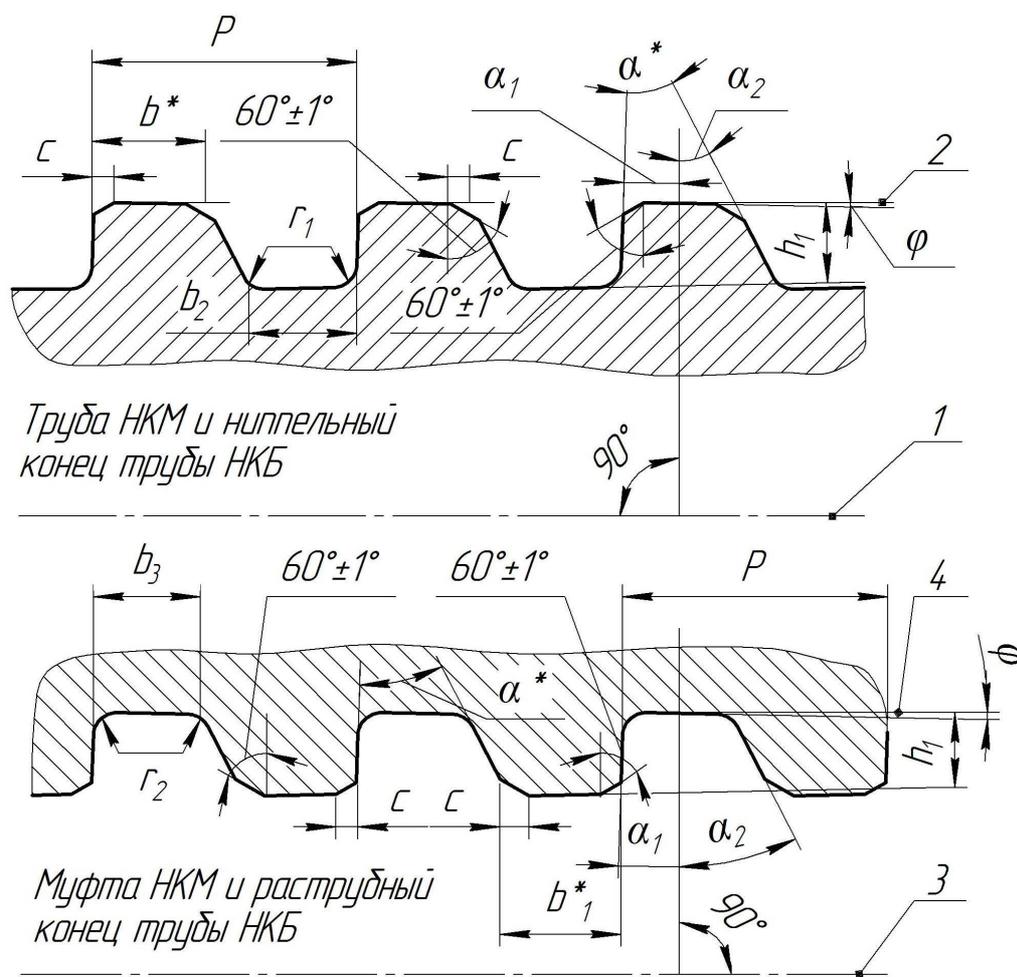
H – высота исходного профиля, мм; P – шаг резьбы, мм; h – высота профиля, мм;
 h_1 – рабочая высота профиля, мм; r – радиус закругления вершины профиля, мм; r_1 – радиус закругления впадины профиля, мм; z – зазор, мм; α – угол, образующий вершину сечения профиля, град; ϕ – угол уклона, град

1 – линия, параллельная оси резьбы; 2 – линия среднего диаметра резьбы; 3 – ось резьбы

Рисунок 1.1 – Профиль треугольной конической резьбы НКТ

Таблица 1.4 – Основные параметры треугольной конической резьбы НКТ

Размеры профиля резьбы	Значение параметра	
Число ниток на длине 25,4 мм	10	8
Шаг резьбы P , мм	2,54	3,175
Высота профиля h , мм	1,412	1810
Рабочая высота профиля h_1 , мм	1,336	1,734
Высота исходного профиля H , мм	2,200	2,750
Радиусы закругления: – вершины профиля r , мм – впадины профиля r_1 , мм	0,432 ^{+0,045} 0,356 _{-0,045}	0,508 ^{+0,045} 0,432 _{-0,045}
Зазор z , мм	0,076	0,076
Угол уклона ϕ , град	1°47'24"	
Конусность $2\text{tg}\phi$	1:16	
Угол наклона стороны профиля, град	30	



P – шаг резьбы, мм; b^* , b^*_1 – ширина вершины профиля, мм; b_2 , b_3 – ширина впадины профиля, мм; c – ширина фаски, мм; h_1 – высота профиля, мм; r_1 , r_2 – радиус округления профиля, мм; α^* – угол профиля, град; α_1 , α_2 – угол наклона стороны профиля, град; φ – угол уклона, град

1 – ось резьбы трубы НКМ и ниппельного конца трубы НКБ; 2 – линия, параллельная оси резьбы трубы НКМ и ниппельного конца трубы НКБ; 3 – ось резьбы муфты НКМ и раструбного конца трубы НКБ; 4 – линия, параллельная оси резьбы муфты НКМ и раструбного конца трубы НКБ

Рисунок 1.2 – Профиль трапецеидальной резьбы НКТ

С целью улучшения прочностных и эксплуатационных характеристик, а также устранения вышеперечисленных недостатков нашли применение НКТ с быстросвинчиваемыми резьбовыми соединениями. Для работы в условиях газовых и газоконденсатных месторождений с высоким пластовым давлением применяются НКТ с высокогерметичными резьбовыми соединениями, относящимися к категории НКТ раструбной конструкции. Стандартом API предусмотрено использование безмуфтового соединения типа Integral, имеющего с

одной стороны раструб для внутренней резьбы, а с другой небольшое обжатие для наружной резьбы. Компания «TenarisHydril» применяет для НКТ безмуфтовые соединения с двухступенчатой цилиндрической резьбой с прочностью соединений CS и PH–6 выше прочности тела трубы. Для защиты от коррозии при эксплуатации в агрессивных средах внутренняя поверхность обрабатывается пластиковым покрытием. Для соединения НКТ также применяется трапециевидальная резьба типа Buttress с эластичным уплотнительным кольцом, отличающаяся высокой прочностью и герметичностью. В VAM соединении НКТ фирмы «Vallourec & Mannesmann Tubes» также используется резьба Buttress, высокая герметичность которой достигается дополнительными уплотнительными поверхностями на торце трубы, обеспечивающими высокую прочность при изгибающих нагрузках.

1.1.2 Характер нагружения колонн НКТ, основные виды и причины отказов

Множество различных факторов, оказывающих влияние на колонну НКТ, а также различные виды работ, проводимых в скважине, обуславливают характер действующих нагрузок на колонну труб. Специфичность условий эксплуатации НКТ приводит к потере устойчивости колонны, перемещениям, сдвиговым деформациям, износу и разрушению, что недопустимо в процессе эксплуатации. Потеря устойчивости и сопутствующие изменения в структуре металла труб происходят в тех случаях, когда нагрузки, действующие на колонну труб, достигают своих критических значений. Все это позволяет говорить о подверженности колонны НКТ процессам накопления в структуре металла усталостных повреждений, приводящих к резкому снижению несущей способности и долговечности труб.

Колонны НКТ подвержены воздействию как статических от собственной массы, так и переменных циклических нагрузок, многообразие которых ведет к износу и разрушению различного рода. По данным промысловой статистики количество аварий с НКТ в ряде случаев достигает 80 % от общего количества

аварий скважинного оборудования. В большинстве случаев (порядка 50 %) это аварии, связанные с разрушением резьбовых соединений. По данным АРІ количество разрушений по причинам отказа резьбовых соединений составляет 55 %.

К. Р. Уразаков [86; 136] приводит статистику по подземным ремонтам скважин, связанным с отказами НКТ. По объединению «Башнефть» автором представлены сведения о 55 % отказов из-за утечек в резьбовой части и о 45 % по телу НКТ. Такое процентное распределение отказов НКТ ученый называет характерным для многих нефтегазодобывающих управлений (НГДУ), а основными причинами утечек в резьбовой части колонны НКТ называет недостаточный крутящий момент при креплении соединения, отсутствие смазки, многократное свинчивание-развинчивание, износ штанговыми муфтами в месте резьбового соединения, изгиб труб на искривленных участках ствола скважин, знакопеременные циклические нагрузки, высокую обводненность продукции скважины (60–70 %), а также коррозионный износ резьбы. Отказы и утечки по телу труб связываются в большей мере с коррозией, а также со скрытыми заводскими дефектами и истиранием тела НКТ насосными штангами. Исследователь отмечает тот факт, что отклонение геометрических параметров резьбовых соединений НКТ при эксплуатации ведет к интенсивному размытию резьбы на трубах и возникновению аварийных ситуаций. Ученый считает значимыми экспериментальные исследования по оценке влияния отдельных факторов с целью повышения эффективности работы колонн НКТ в нефтегазовых скважинах.

Следует отметить тот факт, что способ эксплуатации скважины предопределяет характер действующих эксплуатационных нагрузок на колонну НКТ, следовательно, и формирует ее сложнапряженное состояние. К примеру, при работе НКТ в наклонных и пространственно искривленных скважинах возникают дополнительные растягивающие, сжимающие и изгибающие напряжения. Расчет колонн НКТ производится с учетом максимальных постоянных и переменных нагрузок для каждого способа эксплуатации и конкретной скважины. На рисунке 1.3 представлены нагрузки, воспринимаемые колонной НКТ в зависимости от способа эксплуатации скважин.

В соответствии с РД 39–0147014–0002–89 [107], знакопеременные нагрузки, возникающие при эксплуатации НКТ и ведущие к разрушениям усталостного характера, обуславливаются массой жидкости в колонне НКТ при насосных способах эксплуатации, а также изменением давления и массой жидкости в трубах при фонтанном и газлифтном способе эксплуатации скважин.

В соответствии с РД 39–136–95 [106], для скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов (ЭЦН), наиболее частой причиной аварий является обрыв НКТ по резьбовому соединению нижней секции колонны, испытывающей осевые и радиальные нагрузки, а также воспринимающей вибрацию от работающего электронасоса. Для фонтанного и глубиннонасосного способов добычи нефти характерна аварийность с НКТ в верхних интервалах лифтовых колонн как наиболее нагруженных статически, а также испытывающих циклические нагрузки. Также в документе отмечено, что при эксплуатации колонн НКТ необходимо учитывать количество циклов свинчиваний-развинчиваний резьбовых соединений, отбраковочные параметры которых (натяг по резьбовым калибрам, толщина стенки под резьбой во впадине первого витка и др.) достигаются в промысловых условиях за 6–12 циклов СПО.

Американские ученые А. Lubinski и К. А. Blenkarn [150] в своей работе впервые отметили потерю устойчивости низа колонны НКТ и ее скручивание по спирали вследствие циклического характера прикладываемых нагрузок, получившую название «эффект Лубинского».

С. Ю. Вагапов [14] обозначает проблему устойчивости колонны НКТ в скважине, акцентируя внимание на явлении продольного изгиба труб над насосом, а также на совместном изгибе НКТ и глубиннонасосных штанг. Проведенные исследователем эксперименты подтверждают наличие спиралеобразной формы изгиба низа колонны НКТ при ходе вверх плунжера штангового скважинного насоса.

В работе В. А. Аванесова и Е. М. Москалевой [2] отмечено, что при работе установок штанговых скважинных насосов (ШСН) НКТ воспринимают переменные воздействия массы жидкости в трубах, сил трения плунжера насоса о

стенки цилиндра, штанг о стенки труб, сил трения от гидравлического сопротивления при движении жидкости в кольцевом пространстве между штангами и НКТ и работают при асимметричном цикле нагружения.

А. Е. Сароян и М. А. Субботин [113] отмечают дифференциацию по характеру и величине действующих на колонну НКТ нагрузок при эксплуатации и СПО, выделяя наиболее характерные из них:

- растягивающие напряжения от собственной массы колонны и сжимающие от гидростатического давления жидкости;
- изгибающие нагрузки на наклонных участках ствола скважины, а также осевые и изгибающие нагрузки, обусловленные влиянием давления жидкости или газа в скважине;
- внутреннее и наружное избыточное давление;
- силы трения при СПО колонны, а также при движении флюида;
- осевые нагрузки, связанные с влиянием температуры флюида;
- усилия, действующие в клиновом захвате.

Искривление ствола скважины и несоосность резьбовых соединений выделены учеными среди прочих одними из главных причин износа и разрушения колонн НКТ, в особенности в местах резьбовых соединений.

К основным видам отказов НКТ, проявляющимся как во время эксплуатации, так и в процессе СПО, по мнению исследователей, следует отнести:

1. Нарушение целостности резьбового соединения, наблюдаемое в виде вырыва резьбы трубы из муфты или разрыва нарезанного конца трубы.
2. Разрыв по телу трубы, происходящий как по продольному, так и по поперечному сечению.
3. Нарушение герметичности резьбового соединения, проявляющееся в виде пропуска газа или жидкости через соединение.
4. Заедание резьбы, наблюдаемое при свинчивании-развинчивании резьбового соединения НКТ.
5. Износ тела трубы, муфты и резьбовых соединений.
6. Смятие НКТ вследствие деформации обсадных колонн и передачи

нагрузки на прихваченные НКТ в виде сосредоточенного усилия.

7. Прихват НКТ, связанный с отложением солей, песка и парафина, а также связанный с действием продуктов коррозии.

8. Коррозия внутренней и наружной поверхности труб.

9. Отложение на внутренней поверхности НКТ парафина и солей при эксплуатации скважин с различным физико-химическим составом и температурой перекачиваемого флюида.

В резьбовых соединениях НКТ, вследствие сложного спектра нагрузок также могут возникать различного вида изнашивания:

– коррозионно-механическое, вызванное трением корродирующего металла и являющееся наиболее опасным в виде фреттинг-коррозии – износа соприкасающихся поверхностей при небольших колебательных перемещениях;

– контактно-усталостное – в результате многократного повторения деформации микрообъемов металла, приводящее к образованию микротрещин и выкрашиванию поверхности;

– эрозионное – при циркуляции потока флюида, происходящее более интенсивно при промыве или раскрытии стыка соединения.

Н. А. Северинчик [117] выделяет среди основных факторов, влияющих на интенсивность износа резьбовых соединений нефтепромысловых труб, свойства металла, качество применяемой смазки, действующие нагрузки и режимы эксплуатации.

В работах коллектива авторов под руководством И. Ю. Быкова [12] и В. Н. Ивановского [129] наиболее тяжелой и затратной по последствиям аварии с НКТ назван обрыв колонны. Обрыв происходит по технологическим причинам, связанным с усталостным разрушением под действием циклических нагрузок и приложением чрезмерных растягивающих нагрузок без учета запаса прочности фактического износа элементов колонны, а также вследствие низкого качества самих НКТ и резьбовых соединений.

В работе И. Ю. Быкова и Н. Д. Цхадая [13] отмечена подверженность резьбовых соединений нефтепромысловых труб усталостному разрушению вслед-

ствии высокой концентрации напряжений по впадинам резьбы, радиус дна надреза которой располагается в допустимом диапазоне радиусов скругления, но близок к критическому значению. Это предопределяет возникновение высоких концентраций напряжений в резьбовом соединении, находящемся под воздействием переменных напряжений изгиба. Цикличность напряжений в свою очередь вызывает развитие микродефектов структуры металла, совокупность которых приводит к образованию усталостных трещин, зев которых направлен от линии надреза внутрь трубы.

Исследованиям усталостной прочности труб нефтепромыслового сортамента и их резьбовых соединений при изгибающих напряжениях посвящены работы отечественных исследователей А. Е. Сарояна [113; 125; 135], Л. А. Лачиняна [74], Н. Д. Щербюка [142], Э. А. Айзуппе [3], А. В. Карлашова [68], а также ряда зарубежных ученых: Т. Т. Вуй, G. De Roeck, J. Van Wittenberghe, P. De Baets, W. De Waele, J. Seys, K. Roeygens и др. [145; 146; 152–155].

Результаты экспертиз причин разрушений НКТ по филиалу «ПечорНИ-Пинефть» ООО «ЛУКОЙЛ–Инжиниринг» в г. Ухте свидетельствуют о разрушениях НКТ усталостного характера. Так, например, в результате внешнего осмотра муфты НКТ 73×5,5 из горячекатаной конструкционной легированной стали 40Х группы прочности «Е» после проведения одной СПО на Пашнинском месторождении ООО «ЛУКОЙЛ–Коми» были выявлены разрушения в виде двух продольных сквозных магистральных трещин, в том числе одной по всей длине изделия. Выявлено, что разрушение произошло в результате зарождения многоочаговых трещин на концентраторах напряжений под воздействием статической тангенциальной нагрузки с последующим распространением однократной хрупкой трещины и окончательным вязко-хрупким доломом под воздействием нагрузки, превысившей по величине предел прочности оставшегося живого сечения.

В другом случае объектом исследования стал фрагмент НКТ 73×5,5 из горячекатаной конструкционной низколегированной стали 32Г2А группы прочности «М» с разрушением по телу. В соответствии с документами, наработка на

отказ по скважине составила 103 суток, по НКТ – 514 суток после 3 проведенных СПО. Разрушение произошло в результате зарождения (под воздействием нормальных эксплуатационных растягивающих нагрузок) на концентраторах напряжений – канавках на наружной поверхности трубы усталостных трещин, их объединения и распространения единым фронтом в направлении от наружной стенки трубы к внутренней.

Таким образом, проанализировав основные причины и характер отказов колонн НКТ, можно резюмировать о необходимости исследования усталостной прочности металла труб при совместном воздействии циклических нагрузок и коррозионных пластовых вод нефтегазовых месторождений, которые в совокупности ведут к более активному и быстрому разрушению.

1.1.3 Состав и свойства сред эксплуатации НКТ, их влияние на прочность

Долговечная и высоконадежная работа колонн НКТ в нефтегазовых скважинах зависит в большей мере от степени воздействия на металл труб и агрессивности эксплуатационного коррозионного агента. Колонны НКТ в процессе эксплуатации подвержены вредному воздействию различных химических веществ и многокомпонентных растворов, асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), солей, а также высокоминерализованных пластовых вод и добываемых высокосернистых нефтей. Многолетний опыт эксплуатации нефтедобывающих скважин показывает, что рост числа аварий характерен для скважин, продукция которых сильно обводнена и превышает показатель в 80–90 %. В состав таких сред может входить значительное количество сероводорода (от 50 до 100 г/л) и клеток сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ) от 10^2 до 10^5 кл./мл.

На многих нефтяных месторождениях сырая нефть содержит сернистые соединения в виде сероводорода H_2S , свободной серы и меркаптанов. По содержанию серы нефти подразделяются на малосернистые (менее 0,5 % серы), сернистые (0,5–2 %) и высокосернистые (более 2 %). Сернистые соединения

рассматриваются как активные компоненты, коррозионно-агрессивные даже при низких температурах. Содержание углекислого газа CO_2 в нефтяном газе обычно несущественно (2–3 %), однако на некоторых месторождениях этот показатель достигает значений 10–15 %. Кислые газы хорошо растворимы, поэтому в случаях, когда продукция скважин содержит пластовую воду, происходит стимулирование процессов электрохимической коррозии; а значение pH среды может колебаться в пределах 6,8–4. Основными видами разрушений НКТ под воздействием агрессивных сред являются сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением, а также локальная и сквозная углекислотная коррозия.

Химический состав пластовых вод нефтяных и газовых месторождений разнороден и классифицируется по характерным признакам. Состав и свойства пластовых вод в процессе разработки месторождений изменяются и зависят от снижения давления и температуры, а также от контакта с другими пластовыми водами, что приводит к дегазации и нарушению ионного обмена. В нефтегазовой отрасли преимущественно используется классификация, предложенная исследователем В. А. Сулиным [57] и подразделяющая пластовые воды на сульфатно-натриевые, гидрокарбонатно-натриевые, хлоридно-магниевые, хлоридно-кальциевые. Принадлежность пластовой воды к определенному типу устанавливается путем лабораторного химического анализа соотношением количеств отдельных ионов в миллиграмм-эквивалентах.

Преобладающим типом пластовых вод нефтегазовых месторождений являются гидрокарбонатно-натриевые и, особенно, хлоридно-кальциевые. Ионы HCO_3^- (до 6–7 г/л), Na^+ (6 г/л) и Cl^- (6–9 г/л) – основные компоненты гидрокарбонатно-натриевых пластовых вод, а незначительное содержание ионов Ca^{2+} и Mg^{2+} (0,07–0,10 г/л) является отличительной особенностью такого флюида. Содержание солей гидрокарбонатно-натриевых пластовых вод достигает до 70 г/л. Гидрокарбонатно-натриевым пластовым водам свойственна меньшая минерализация, плотность таких вод редко превышает 1,07 г/см³.

Хлоридно-кальциевым водам характерна высокая минерализация, плотность колеблется в широких пределах и достигает 1,2 г/см³. Пластовые воды

Усинского нефтяного месторождения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции являются хлоридно-кальциевыми и относятся к слабым рассолам с минерализацией от 43 до 107 г/л, концентрацией брома Br до 380 мг/л и иода I до 47 мг/л. В хлоридно-кальциевых водах содержится значительное количество ионов Na^+ (до 46,2 г/л), Cl^- (до 85,8 г/л); меньше ионов Ca^{2+} (5,1 г/л), Mg^{2+} (2,0 г/л) и еще менее HCO_3^- (до 0,19 г/л) и CO_3^{2-} (следы); содержание солей достигает до 200 г/л. В таблице 1.5 представлена классификация пластовых вод по типам.

Таблица 1.5 – Классификация пластовых вод по типам

Тип воды	Диагностические коэффициенты		
	$\frac{r\text{Na}^+}{r\text{Cl}^-}$	$\frac{r\text{Na}^+ - r\text{Cl}^-}{r\text{SO}_4^{2-}}$	$\frac{r\text{Cl}^- - r\text{Na}^+}{r\text{Mg}^{2+}}$
Сульфатно-натриевая	> 1	< 1	–
Гидрокарбонатно-натриевая	> 1	> 1	–
Хлоридно-магниевая	< 1	–	< 1
Хлоридно-кальциевая	< 1	–	> 1

Примечание: знак «г» означает, что содержание иона выражено в эквивалентной форме

В монографии Т. Д. Ланиной [73] подробно рассмотрен и приведен основной химический (карбонаты, сульфаты, хлориды, катионы кальция, магния, натрия, калия) и микрокомпонентный (йод I, бром Br, бор B, стронций Sr, литий Li, рубидий Rb) состав пластовых вод нефтяных и газоконденсатных месторождений Тимано-Печорской провинции. Представленный анализ свидетельствует о высокой степени минерализации пластовых вод по скважинам рассмотренных месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, которая оказывает деструктивное влияние на надежность и долговечность погружного оборудования, в том числе и на колонну НКТ.

В инструкции предприятий ОАО «Татнефть», осуществляющих технологические операции по КРС и ТРС с использованием НКТ, приводятся рекомендации по использованию технологических комплектов труб в коррозионно-активных средах (техническая вода с сероводородом, кислоты при обработке

пласта и др.). В соответствии с документом, при составе вод с содержанием H_2S более 12 мг/л необходимо пользоваться поправочным коэффициентом K_S снижения несущей способности для ограничения уровня растягивающих напряжений. На рисунке 1.4 представлена зависимость влияния сероводорода H_2S на коэффициент несущей способности K_S сталей групп прочности «Д» и «К» НКТ.

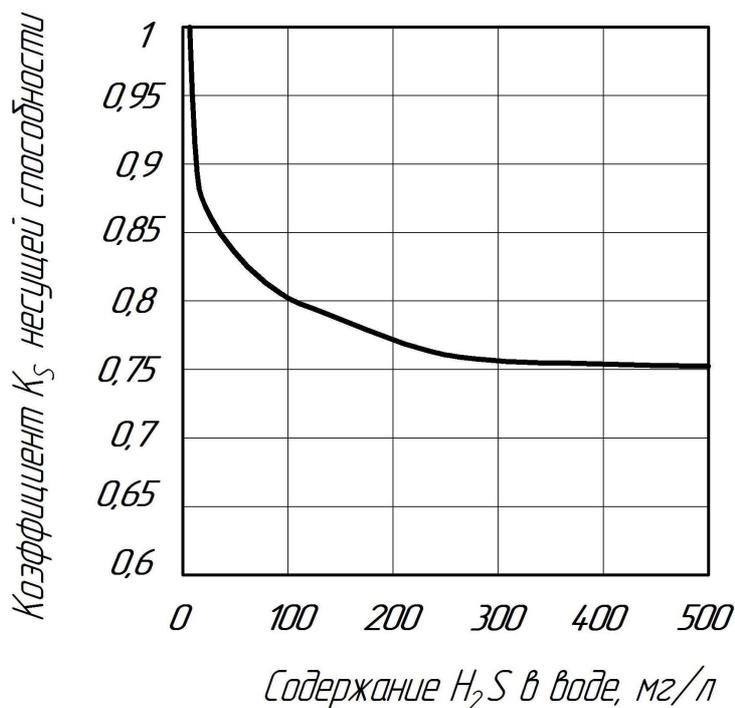


Рисунок 1.4 – Зависимость влияния сероводорода H_2S на коэффициент K_S несущей способности сталей групп прочности «Д» и «К» НКТ

Следует отметить, что материалы некоторых сталей НКТ обладают недостаточной коррозионной стойкостью. К таким материалам как раз можно отнести стали НКТ групп прочности «Д» (сталь 45) и «К» (к примеру, сталь 36Г2С), коррозионная стойкость которых может быть оценена лишь шестым, седьмым и восьмым баллами по десятибалльной шкале. Как правило, НКТ из стали 36Г2С используются при эксплуатации в минерализованных средах, содержащих кислород и углекислоту, а также в щелочных средах, не содержащих сероводород H_2S . При эксплуатации в щелочных средах, не содержащих в своем составе сероводорода H_2S , также могут быть применены НКТ из стали 45. Скорость общей коррозии сталей 40Х и 30ХМА по результатам многочисленных исследований находится в интервале 1,0÷5,0 мм/год (балл 8), что также относит

их к группе малостойких. Коррозионная стойкость насосно-компрессорных труб представлена в таблице 1.6.

Таблица 1.6 – Коррозионная стойкость насосно-компрессорных труб

Группа стойкости	Скорость коррозии металла, мм/год	Балл
Совершенно стойкие	< 0,001	1
Весьма стойкие	0,001÷0,005	2
	0,005÷0,01	3
Стойкие	0,01÷0,05	4
	0,05÷0,1	5
Пониженностойкие	0,1÷0,5	6
	0,5÷1,0	7
Малостойкие	1,0÷5,0	8
	5,0÷10,0	9
Нестойкие	> 10,0	10

НКТ из марганцовистых марок сталей рекомендуется использовать при минерализации среды до 20 г/л, температуре менее 60 °С, скорости потока до 2,2 м/с и общем давлении до 6 МПа. Диапазон применения НКТ из хромистых сталей несколько выше: минерализация флюида до 100 г/л, температура от 60 до 150 °С, скорость потока свыше 2,2 м/с при общем давлении до 9 МПа.

Контроль за изменением химического состава, давления, температуры, механических примесей и минерализации пластовых вод, содержащихся в продукции добывающих скважин, а также за динамикой обводненности используется для прогнозирования коррозионной обстановки на месторождениях и проведения противокоррозионных мероприятий с целью увеличения межремонтного периода (МРП) эксплуатирующегося подземного оборудования, в том числе и колонн НКТ.

1.1.4 Факторы воздействия на усталостную прочность металлов

Сопротивление усталостному разрушению определяет техническое состояние объекта в процессе эксплуатации и характеризуется пределом выносливо-

сти – максимальным уровнем напряжений, который может воспринять материал без разрушения при заданном числе циклических воздействий. Сопротивление усталости материала зависит от большого количества параметров, чем и объясняется вся сложность прогнозирования поведения металлических материалов при циклическом нагружении.

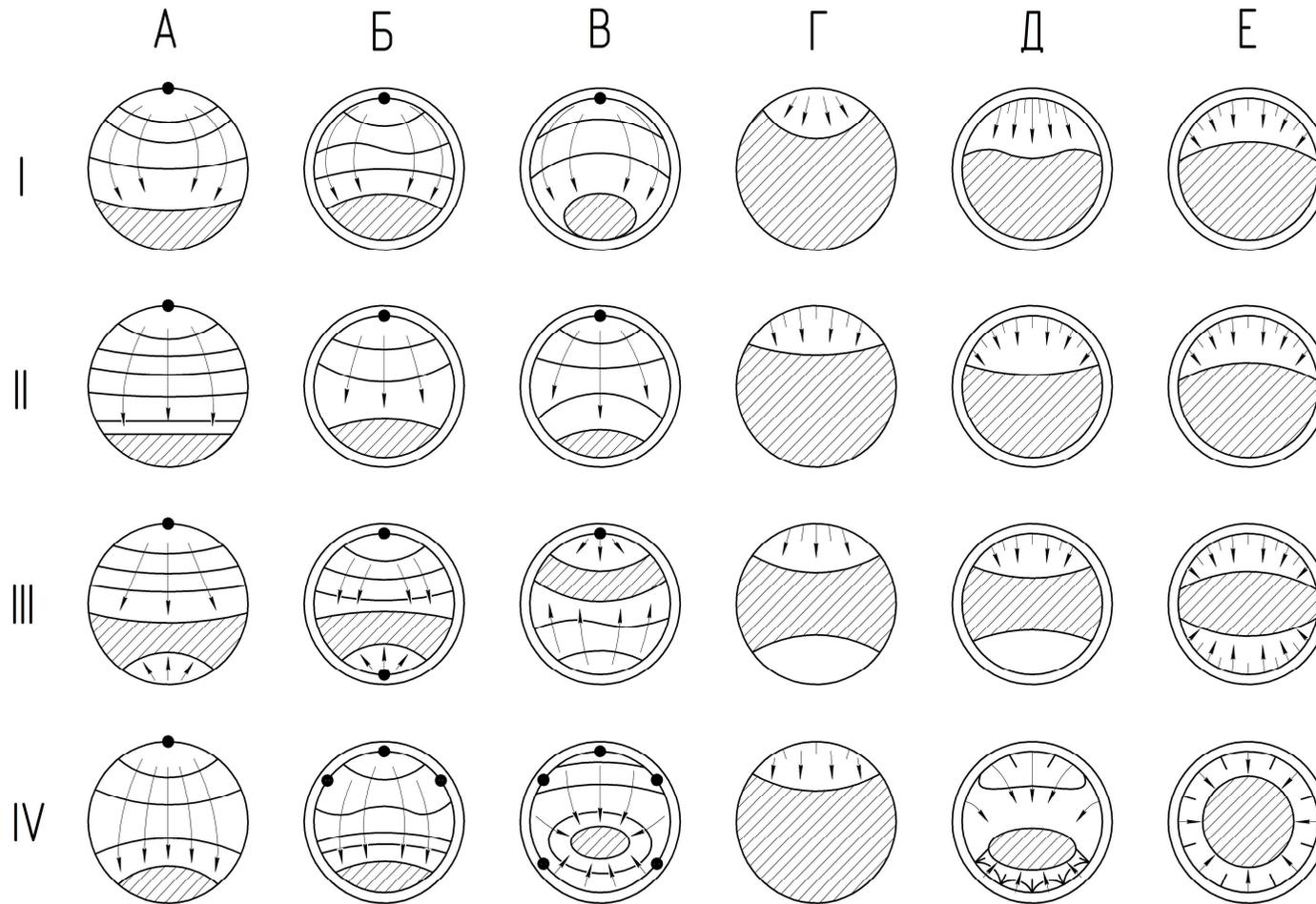
В работе И. А. Одингга [90] впервые были систематизированы и обобщены данные по структурным признакам усталости металлов. В результате анализа литературных сведений, Л. М. Акимов [4] приводит классификацию усталостных макроизломов в зависимости от характера и вида нагружения. Подобные схемы усталостных макроизломов также были отражены в работах ученых В. Ф. Терентьева [127; 128], В. С. Ивановой [59], С. Коцаньды [69; 70] и других авторов. Общая классификация изломов металлов приводится в руководящем документе РД 50–672–88 [108]. Классификация усталостных макроизломов в зависимости от характера и вида нагружения представлена на рисунке 1.5.

Я. Б. Фридман [138] выделяет в усталостном изломе 5 зон и участков:

- 1) фокус излома – микроскопическое место зарождения излома;
- 2) очаг разрушения – макроскопическое место зарождения излома, образующееся после слияния несколько рядом расположенных фокусов;
- 3) участок избирательного развития, занимающий обычно почти всю поверхность зоны усталостного развития;
- 4) участок ускоренного развития, образующийся перед окончательным разрушением;
- 5) зона окончательного разрушения (зона долома или дорыва).

Также на поверхности усталостного излома можно наблюдать:

- ступеньки и рубцы, которые образуются в результате слияния нескольких фокусов;
- усталостные линии, появляющиеся вследствие изменения величины действующих напряжений или изменения напряженного состояния;
- пасынковые трещины, образующиеся при резком повороте направления развития излома;



I – растяжение; II – односторонний изгиб; III – двухсторонний изгиб; IV – изгиб при вращении
 А, Г – естественный локальный концентратор; Б, Д – слабый концентратор по окружности; В, Е – сильный концентратор по окружности
 А, Б, В – умеренные номинальные напряжения; Г, Д, Е – высокие номинальные напряжения

Рисунок 1.5 – Классификация усталостных макроизломов в зависимости от характера и вида нагружения

- вторичные ступеньки и рубцы от слияния пасынковых трещин;
- участки хрупкого проскальзывания от промежуточного однократного приложения нагрузки, по величине превышающей максимальную циклическую.

Я. Б. Фридман обращает внимание на наличие в усталостном изломе границы раздела зоны постепенного усталостного развития излома и зоны долома, а также на закономерное изменение шероховатости поверхности.

В. Т. Трощенко и Л. А. Сосновский [123; 124; 133] отмечают исключительно большую роль состояния поверхностного слоя при усталостном нагружении. Учеными подчеркнута снижение предела выносливости при увеличении шероховатости, в особенности для сталей, подвергнутых закалке. Немаловажна роль остаточных напряжений при циклических нагрузках в связи с различными видами механической, химической, химико-термической и других обработок. Авторами замечено существенное увеличение предела выносливости при применении химико-термической обработки в условиях фреттинг-коррозии и концентраторов напряжений. Концентрация напряжений в металлических материалах, связанная с надрезами, канавками, отверстиями или другими дефектами, как правило, приводит к снижению предела выносливости. Необходимо отметить, что усталостная трещина сама по себе является надрезом, вызывающим высокую концентрацию напряжений.

В научных работах В. Т. Трощенко [82; 131; 132; 134] приводится классификация факторов влияния на сопротивление усталостному разрушению по трем основным группам:

I группа – микроскопические источники рассеяния: концентрация напряжений у границ зерен и включений, мелкие царапины и др.

II группа – источники рассеяния, изменяющиеся по длине образца: наличие включений больших размеров, различие условий термообработки по длине образца, различие в прочности, вызванное различной ориентацией зерен, различие по химическому составу и по составу фаз и т. п.

III группа – источники рассеяния, связанные с различными условиями из-

готовления при испытании образцов: неодинаковый нагрев образцов при термообработке, различная степень износа инструмента при механической обработке, неправильное назначение нагрузки и т. п.

Важнейшим структурным параметром металлических материалов является размер зерна. В легких сплавах большое влияние, наряду с размером зерна, на сопротивление усталости также оказывает степень рекристаллизации. В высокопрочных металлических материалах часто определяющим структурным фактором является размер субзерна или одной из структурных составляющих.

В работе В. П. Когаева [66; 67] среди факторов, влияющих на усталостную прочность металлов, выделены концентрация напряжений и абсолютные размеры детали (масштабный фактор), фреттинг-коррозия, качество обработки поверхности, коррозия и частота нагружения. К основным причинам, вызывающим снижение пределов выносливости с увеличением размеров детали можно отнести статистический, технологический и металлургический факторы.

Как правило, усталостное разрушение начинается с поверхности металлических материалов. Это связано с тем, что наиболее интенсивная пластическая деформация при усталости протекает в приповерхностных слоях глубиной порядка размера зерна. Поведение и состояние этого слоя определяет долговечность до зарождения усталостных трещин и во взаимосвязи с деформационными характеристиками всего объема металла обуславливает уровень предела выносливости, а также уровень порогового коэффициента интенсивности напряжений, необходимого для старта усталостной трещины.

Кроме вышеперечисленных факторов, В. С. Золоторевский [56], С. В. Серенсен [119; 120] и В. Вейбулл [16] также подчеркивают влияние вида напряженного состояния, характеристик цикла напряжений (максимальное и среднее напряжение, амплитуда), механических свойств металлов и температуры испытаний. Влияние напряженного состояния на предел выносливости определяется его неоднородностью и соотношением главных напряжений. Чем более хрупок металл, тем сильнее оказывается влияние напряженного состояния на пластичность металла и другие его важные характеристики.

А. З. Воробьев [17] исследовал усталость при сложном напряженном состоянии, нестационарном периодическом и бигармоническом нагружении.

В работе И. А. Биргера [5] рассмотрены вопросы образования в структуре металлов остаточных напряжений и их влияния на прочность при переменных нагрузках. Экспериментальные исследования показывают, что с увеличением постоянных растягивающих напряжений предел выносливости уменьшается, а постоянные сжимающие напряжения, наоборот, ведут к некоторому повышению усталостной прочности.

Значимый вклад в развитие направления по изучению влияния коррозионных сред на усталостную прочность внесли исследователи Н. А. Северинчик и Б. В. Копей [115; 116]. Учеными рассмотрено влияние минерализации промышленной жидкости и наличия в ней ПАВ на выносливость материалов бурильных труб. Исследования, проведенные на гладких образцах диаметром 5 мм из стали 40ХН при струйной подаче различных растворов, показали, что даже при испытаниях в дистиллированной воде наблюдается снижение условного предела коррозионной усталости стали на 15 %.

В результате анализа, все факторы, влияющие на предел выносливости материалов, можно разбить на четыре основных группы:

- конструктивные К (вид напряженного состояния; размер тела и контртела; уровень концентрации напряжений; схема силового взаимодействия);
- металлургические М (химический состав; тип, размеры и компоновка структурных составляющих; начальная и структурная поврежденность; анизотропия строения и свойств; физико-механические свойства поверхности; объемные физико-механические свойства);
- технологические Т (геометрия поверхности; остаточные напряжения; степень упрочнения; глубина упрочненного слоя);
- эксплуатационные Э (характер и уровень нагруженности; температура; среда; скорость нагружения; время эксплуатации).

Классификация факторов, влияющих на предел выносливости материалов, приведена на рисунке 1.6.

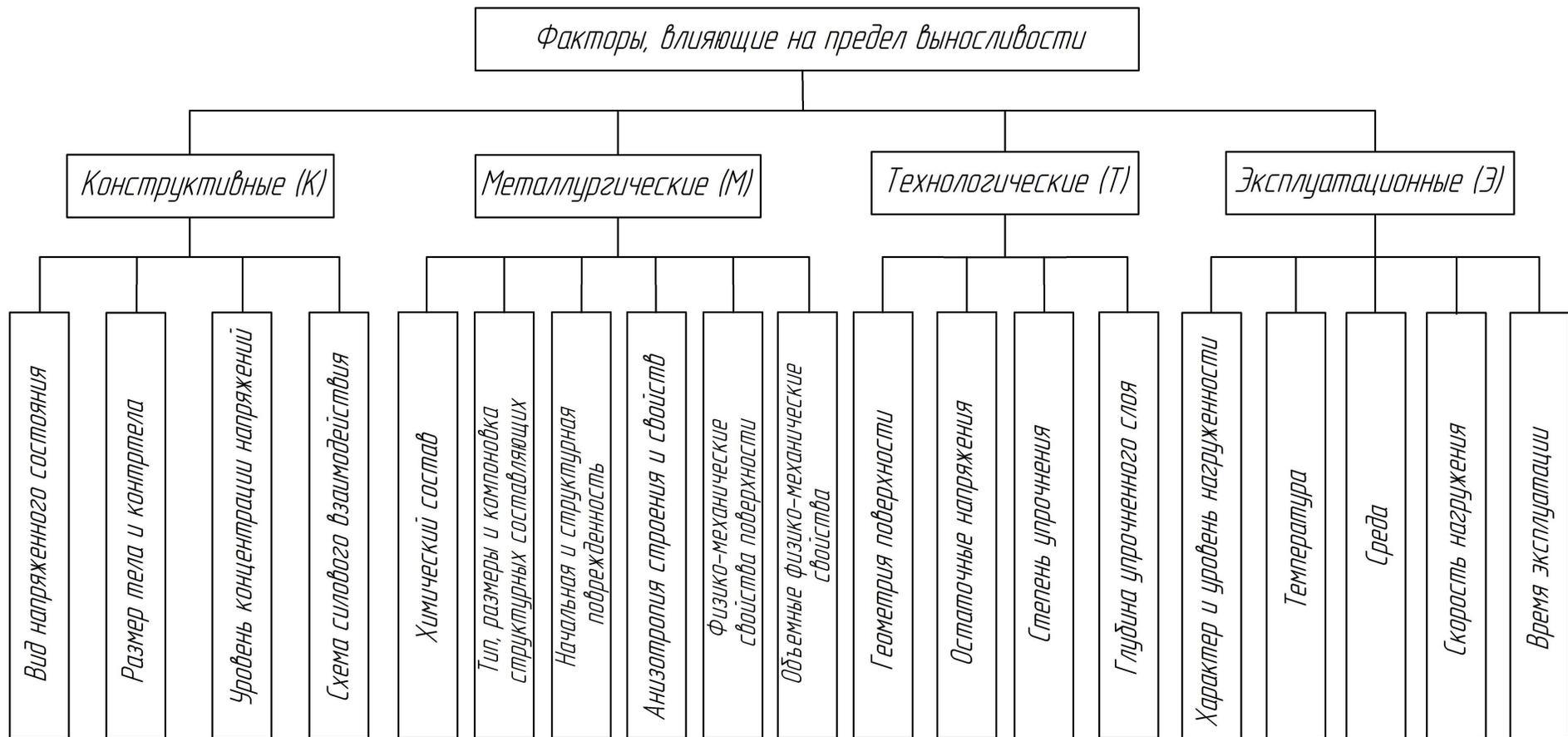


Рисунок 1.6 – Классификация факторов, влияющих на предел выносливости материалов

1.2 Влияние коррозионных сред на усталостную прочность металлов

Коррозионная усталость представляет собой процесс разрушения металлов при одновременном действии коррозионных сред и циклических напряжений. Характер коррозионно-усталостного разрушения в большей степени зависит от агрессивности среды, уровня действующих напряжений и частоты циклов, а механизм разрушения от режима нагружения, величины действующих напряжений, вида напряженного состояния, физико-химического состава материала и контактирующей среды.

Раздельный подход к механике и коррозии игнорирует тот хорошо известный факт, что совместное действие агрессивной среды и механических напряжений способствует развитию механохимических процессов, отсутствующих при коррозии ненапряженного металла или при механических нагрузках без воздействия коррозионной среды. Коррозионно-механическое (механохимическое) изнашивание характеризуется процессом трения материала, вступившего в химическое взаимодействие со средой. Коррозия и напряжения обладают более деструктивным действием, нежели каждый из этих разрушающих факторов по отдельности, так как при разрушении продукты коррозии удаляются, ингибируя тем самым новые процессы механохимического разрушения.

Процесс коррозионно-усталостного разрушения металлов протекает в три стадии. Первая характеризуется периодом до возникновения трещины, в течение которого образуются специальные гальванические пары и появляются зародыши трещин. В процессе второй стадии происходит значительная потеря прочности вследствие прогрессирования развития усталостных трещин. Третья стадия является стадией механического разрушения оставшегося сечения объекта эксплуатации при напряжениях, превышающих предел прочности металла.

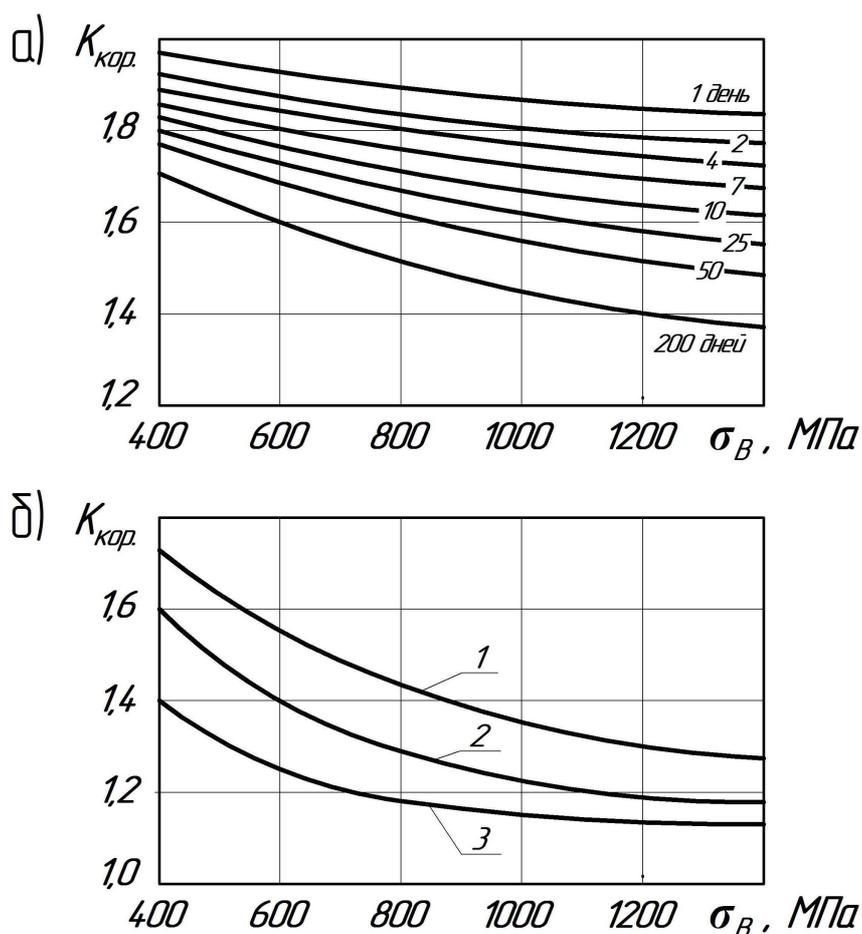
Отличительной особенностью коррозионно-усталостного разрушения является отсутствие физического предела выносливости. Материал, который подвержен коррозионной усталости, обладает ограниченным пределом выносливости, то есть максимальным по абсолютному значению напряжением цикла, при

котором не наступает разрушения до базы испытания. Усталостное разрушение в агрессивных коррозионных средах отличается от разрушения на воздухе также следующим:

- отсутствием корреляции между механическими характеристиками;
- специфичностью характера разрушения, обусловленного развитием на начальном этапе множества усталостных трещин, а не одной, как на воздухе;
- более резким влиянием частотного фактора;
- влиянием концентрации напряжений в зависимости от степени агрессивности среды.

Наиболее универсальной гипотезой, объясняющей механизм коррозионно-усталостного разрушения, является адсорбционно-электрохимическая теория, разработанная и предложенная Г. В. Карпенко и его научной школой [15; 61–64; 78; 111]. Первичным процессом при коррозионной усталости является возникновение сдвигов по плоскостям скольжения в наиболее перенапряженных и слабых зернах поверхностных слоев деталей, обычно в местах, где присутствуют концентраторы напряжений. При одновременной адсорбции поверхностно-активных веществ (ПАВ) происходит термодинамически неизбежное снижение поверхностной энергии металла, облегчающей работу приповерхностных источников дислокаций и образование микротрещин под действием циклической нагрузки. Коррозионно-усталостные трещины разрастаются под действием растягивающих напряжений в первой половине цикла и от расклинивающего действия продуктов коррозии – во второй. В свою очередь, возникающие напряжения усиливают коррозионный процесс в вершине трещины и способствуют разрушению окисных пленок, при котором коррозия происходит незащищенных поверхностях. На высоких уровнях напряжений также происходит наводороживание катодных участков металла и растворение его на анодных, при этом охлаждающий эффект может увеличить время до разрушения циклически деформируемого металла. При малых амплитудах циклической деформации в большей степени проявляется коррозионный (анодный) эффект, вызванный снижением электродного потенциала в местах концентрации напряжений.

В соответствии с ГОСТ 25.504–82 [47], при расчетах характеристик сопротивления усталости следует учитывать коэффициент $K_{кор.}$ влияния коррозии как до экспериментов, так и при одновременном действии переменных напряжений и агрессивных сред в соответствии с базой и частотой испытаний. На рисунке 1.7 показано изменение коэффициента $K_{кор.}$ влияния коррозии на усталостную прочность стальных образцов в зависимости от предела кратковременной прочности σ_B металла.



а – до испытания на усталость (при изгибе с вращением на базе 10^7 циклов при частоте нагружения $f = 30\text{--}50$ Гц); б – в процессе испытания (осредненные кривые при изгибе с вращением на базе 10^7 циклов при частоте нагружения $f = 30\text{--}50$ Гц)

1 – в пресной воде при наличии концентраторов напряжений; 2 – в пресной воде при отсутствии концентраторов напряжений; 3 – в морской воде при отсутствии концентраторов напряжений

Рисунок 1.7 – Изменение коэффициента $K_{кор.}$ влияния коррозии на усталостную прочность стальных образцов в зависимости от предела кратковременной прочности σ_B металла

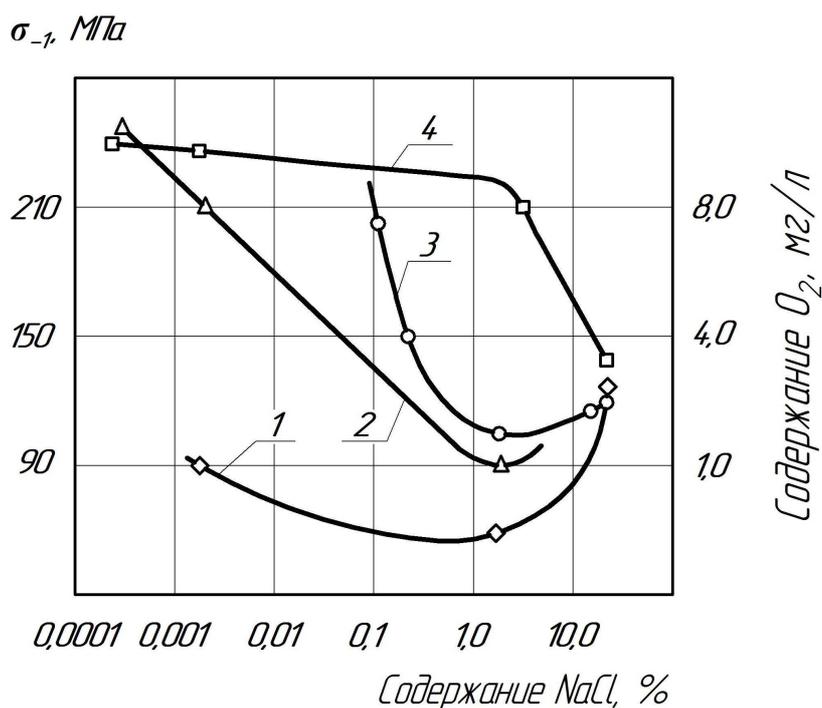
Как видно из графика (а) рисунка 1.7, коэффициент $K_{кор.}$ коррозионного влияния, рассчитанный отношением предела усталости металла в воздухе к пределу его ограниченной выносливости в среде, с увеличением времени выдержки образцов в агрессивной жидкости до проведения циклических испытаний с 1 до 200 суток и по мере возрастания кратковременной прочности σ_B металла с 400 до 1400 МПа понижается в $1,35 \div 2,25$ и $1,20 \div 2,50$ раз соответственно. График (б) рисунка 1.7 показывает, что коэффициент $K_{кор.}$ влияния коррозии выше при наличии концентраторов напряжений в металле, например, для пресной воды это повышение составляет $1,15 \div 1,50$ раза в зависимости от кратковременной прочности σ_B .

Значимый вклад в развитие научного направления, связанного с влиянием сред на прочность и долговечность металлов, как уже было отмечено, внес ученый Г. В. Карпенко [61–64; 78] – основоположник адсорбционно-электрохимической гипотезы коррозионной усталости металлов. Исследователем замечено, что стали с пределом усталости $\sigma_R = 150 \div 520$ МПа имеют условный предел коррозионной усталости $100 \div 150$ МПа в пресной воде и $40 \div 80$ МПа в морской воде при базе от 20 до 50 млн. циклов, а коррозионная усталость повышается с увеличением амплитуды циклических напряжений. С увеличением частоты повышается скорость деформации при активации металла, а также, соответственно, и коррозионные процессы с уменьшением времени пребывания в среде, снижающей предел выносливости.

Вопросами адсорбционного снижения прочности металлов, так называемому «эффекту Ребиндера», посвящена монография исследователей Л. Н. Петрова и Н. Г. Сопрунюка [93], в которой приводится глубокий анализ работ в области кинетики и механизма роста трещин в хрупких телах под воздействием ПАВ.

С точки зрения влияния коррозионной среды на усталостную прочность интересны исследования материалов геологоразведочных бурильных труб, проведенные Н. А. Северинчиком и Б. В. Копеем [115]. В качестве коррозионной среды учеными использовался отстой глинистого раствора (минимальное со-

держание абразивных частиц) с добавлением 3 % NaCl (поваренная соль), 5 % КССБ (конденсированная сульфит-спиртовая барда) и 0,5 % пеногасителя П-79. Экспериментально определено, что испытательная коррозионная среда снижает предел выносливости образцов металлов из стали группы прочности «Д» в 3÷4 раза, образцов из алюминиевого сплава Д16Т – в 2 раза, а дополнительный концентратор напряжения в виде кольцевого надреза дополнительно снижает показатель усталости в 3 раза. Учеными также установлено, что чем выше предел выносливости образцов из металлов при испытании в воздухе, тем больше он снижается под действием коррозионной среды. На основании проведенных исследований, учеными приведены графики изменения пределов коррозионно-усталостной прочности сталей марок 45 и 40ХН от концентрации NaCl в воде и в буровом растворе, содержащем ПАВ (рисунок 1.8).



1 – в буровом растворе с добавками ПАВ для стали марки 40ХН; 2 – в воде для стали марки 40ХН; 3 – в воде для стали марки 45; 4 – зависимость концентрации растворенного в воде O_2 от содержания NaCl

Рисунок 1.8 – Графики изменения пределов коррозионно-усталостной прочности сталей марок 45 и 40ХН от концентрации NaCl в воде и в буровом растворе, содержащем ПАВ

В другой работе [117] Н. А. Северинчик приводит результаты эксперимен-

тальных исследований замковых резьб в условиях нагружения чистым изгибом с вращением и подводом под высоким давлением коррозионной среды. В результате проведенных исследований ученым установлено, что интенсивность воздействия коррозионных сред на циклически деформируемый материал зависит не только от коррозионной активности среды, а также от количества растворенного в ней кислорода.

В. П. Когаевым [66; 67] отмечено, что с ростом предела прочности стали резко усиливается отрицательное влияние коррозии на сопротивление усталости, что связано с большей чувствительностью высокопрочных сталей к концентрации напряжений. При пределе кратковременной прочности $\sigma_B = 600$ МПа пределы выносливости снижаются в 2–3 раза вследствие коррозии в пресной воде, а при $\sigma_B = 1000$ МПа уже в 3,5–5 раз. Коррозия в морской воде приводит к еще более резкому снижению пределов выносливости, а именно в 3,5–6 раз при $\sigma_B = 600$ МПа и в 7–11 раз при $\sigma_B = 1000$ МПа.

В работе Г. М. Сорокина, А. П. Ефремова, Л. С. Саакян [122] приведена зависимость усталостной прочности металлов и сплавов от характеристик коррозионных сред. На примере алюминиевого сплава показано снижение усталостной прочности в кислых ($\text{pH} < 3$) и сильнощелочных ($\text{pH} > 10$) электролитах, тогда как при уровне $\text{pH} 8\text{--}10$ среды наблюдалось максимальное значение предела ограниченной выносливости. Учеными отмечено оптимальное содержание углерода для обеспечения максимальной усталостной прочности сталей в воздушной среде, которое составляет 0,45–0,65 %, в то время как для сопротивления разрушению в коррозионных средах такого оптимума выявлено не было, а повышение содержания углерода приводило к монотонному снижению долговечности стали.

В работе [102] приводятся результаты исследований усталостной прочности стали 20Н2М при испытаниях на воздухе и 3 % водном растворе NaCl, насыщенном сероводородом H_2S . Авторами сделаны выводы о том, что снижение сопротивления усталости стали 20Н2М в коррозионно-активных средах не зависит от общей коррозии и в ряде случаев наблюдается значительное сниже-

ние сопротивления усталости при малом коррозионном поражении металла. Учеными приведены сведения о влиянии коррозионно-активных сред (H_2O , $H_2O + NaCl$, насыщенный раствор H_2S) на предел ограниченной выносливости конструкционных сталей. В таблице 1.7 представлены коэффициенты влияния коррозионно-активных сред на сопротивление конструкционных сталей усталостному разрушению.

Таблица 1.7 – Коэффициенты влияния коррозионно-активных сред на сопротивление конструкционных сталей усталостному разрушению

Марка стали	Структура	Значение коэффициента влияния среды		
		H_2O	$H_2O + NaCl$	Насыщенный раствор H_2S
45	Перлит + феррит	0,61	0,42	0,37
	Сорбит	0,53	0,36	0,32
	Троостит	0,35	0,23	0,22
	Мартенсит	0,15	0,08	0,05
	ТВЧ (мартенсит)	0,69	0,58	0,56
40X	Перлит + феррит	0,66	0,38	–
	Сорбит	0,44	0,22	–
	Троостит	0,43	–	–
	Мартенсит	0,17	–	–

А. В. Рябченков [112] исследовал коррозионно-усталостную прочность сталей в растворах различных электролитов. В результате проведенных экспериментов было установлено, что исключительно большое влияние на коррозионно-усталостную прочность стали оказывает химический состав среды. Наибольшее снижение усталостной прочности наблюдалось в кислых растворах и минимальное в щелочных. Нейтральные среды, в частности раствор $NaCl$, заняли среднее положение, но по мере повышения концентрации раствора предел выносливости сталей заметно понижается.

Работы ряда авторов [9; 18; 19; 60; 71; 72; 89; 92; 95; 96; 130; 140; 141] посвящены вопросам коррозионно-усталостного растрескивания и сероводородного охрупчивания сталей.

Так, например, I. M. Robertson и H. K. Birnbaum [151] исследовали влияние

водорода на динамику дислокаций в материалах с различным типом кристаллической решетки и установили, что водород увеличивает подвижность дислокаций всех типов для материалов с любой кристаллографической структурой.

J. P. Hirth [148] полагает, что все структурные неоднородности стали могут служить ловушками водорода и оказывать влияние на его распространение в объеме металла, однако это взаимодействие неоднозначно и может вызывать как снижение пластичности и предела текучести, так и их повышение.

Р. П. Полянский и В. И. Пастернак [94] отмечают, что воздействие среды на трубные стали приводит к молизации адсорбированного атомарного водорода в области дефекта, вызывая значительное внутреннее давление и появление трещин водородного растрескивания.

В целом, по проведенному анализу исследований в области усталостной прочности при влиянии коррозионных сред следует отметить оказываемое воздействие рабочих агентов на прочностные характеристики металлов, проявляющееся в резком снижении предела выносливости, что ведет к уменьшению ресурса оборудования, работающего в условиях минерализованных пластовых жидкостей и знакопеременных циклических нагрузок. Это обстоятельство позволяет говорить и о снижении ресурса НКТ, эксплуатирующихся под воздействием агрессивных пластовых вод, что требует исследований в области коррозионно-усталостной прочности металла труб.

1.3 Существующие методы оценки коррозионно-усталостного состояния колонн НКТ

1.3.1 Методы диагностики и контроля технического состояния НКТ

В соответствии с ГОСТ 633–80 [20], ГОСТ Р 52203–2004 [48], РД 39–136–95 [106], а также руководствуясь ГОСТ Р ИСО 17359–2009 [53] для определения пригодности к дальнейшей эксплуатации НКТ проводятся контрольно-сортировочные работы (разбраковка), которые целесообразно подразделяют на

два этапа:

- 1) визуальное выявление дефектов;
- 2) выявление дефектов различными видами контроля и измерениями (дефектоскопия, испытания внутренним давлением, измерение параметров специальными средствами контроля).

НКТ, имеющие значительное искривление, скрученность, вмятины, трещины, свищи, раковины, а также дефекты резьбы ниппеля и муфт, неподдающиеся восстановлению, подлежат браковке. НКТ, имеющие устранимые дефекты, подлежат восстановлению по существующим технологиям. При износе резьбы ниппеля и муфты производится отрезка обоих концов трубы и нарезка новых резьб с изготовлением новой муфты. Если НКТ имеют, к примеру, отклонения по толщине стенки или наружному диаметру муфт, то в соответствии с их расчетными прочностными характеристиками, используются в дальнейшем при пониженных нагрузках в качестве компоновки низа лифтовых колонн для фонтанных скважин или хвостовиков для глубиннонасосных установок.

Критериями отбраковки НКТ при эксплуатации являются основные контролируемые параметры, определяющие прочность труб:

1. Для тела трубы – предельная толщина стенки t , контролируемая при ремонтных операциях. Допускаемая толщина стенки регламентирована техническими требованиями на разбраковку в соответствии с РД 39–136–95 [106].

Допускаемая минимальная толщина стенки НКТ приведена в таблице 1.8.

Таблица 1.8 – Допускаемая минимальная толщина стенки НКТ

Условный диаметр трубы D , мм	Толщина стенки S_{min} , мм	Класс трубы в зависимости от толщины стенки	
		1	2
48	3,2	4,0–3,6	3,6–3,2
60	3,8	5,0–4,2	4,2–3,8
73	4,2	5,5–4,6	4,6–4,2
89	5,0	6,5–5,5	5,5–5,0
102	5,0	6,5–5,5	5,5–5,0
114	5,4	7,0–6,0	6,0–5,4

2. Для резьбовых соединений – глубина посадки гладкого калибра-кольца

по ГОСТ 10654–81 [33] на ниппель. Предельная посадка калибра на ниппель для НКТ не более 7 мм, что примерно соответствует 3 ниткам для труб диаметром 48–89 мм и 2 ниткам для труб диаметром 102–114 мм.

В соответствии с регламентом проверки резьб НКТ резьбовыми калибрами при освоении, текущем и капитальном ремонте скважин [114], при каждом спуске проверке калибрами подлежат:

- 100 % НКТ при вводе в эксплуатацию (при первом спуске);
- 10 % от общего количества НКТ, взятые в произвольном порядке, и последние 15 НКТ подвески (установленные под планшайбой) при каждом спуске начиная с шестого от начала эксплуатации.

После первых 10 СПО с начала ввода в эксплуатацию новых технологических НКТ обязательно должна быть проведена проверка калибрами резьб всех труб, входящих в комплект. Последующие полные проверки резьб НКТ необходимо проверять после каждых 5 СПО.

При проверке резьбы калибром-кольцом допустимый натяг:

- для гладких НКТ условным диаметром 60, 73, 89 мм – $0 \div 5$ мм;
- для НКТ с высаженными наружу концами – $0 \div 6,4$ мм.

При проверке резьбы калибром-пробкой допустимый натяг:

- для гладких НКТ условным диаметром 60, 73, 89 мм – $2,5 \div 7,5$ мм;
- для НКТ с высаженными наружу концами – $3,3 \div 9,7$ мм.

В соответствии с ГОСТ 633–80 [20], НКТ, как новые, так и бывшие в эксплуатации подвергают следующим видам контроля:

1. Визуальный контроль.

Критериями отбраковки НКТ при визуальном контроле служат:

- 1) невозможность отвинчивания предохранительных деталей при использовании ручных приспособлений;
- 2) отсутствие внутренней и наружной фасок по всей окружности на торцах труб;
- 3) наличие на резьбе подрезов, заусенцев, рванин и других дефектов, нарушающих ее непрерывность и прочность, а также герметичность соедине-

ния;

4) наличие локализованных дефектов, расположенных за основной плоскостью по вершинам более двух ниток резьбы протяженностью в сторону торца труб и муфт;

5) наличие плен, раковин, закатов, расслоений, трещин, глубоких вмятин по телу трубы и муфты;

2. Инструментальный контроль линейных размеров.

В соответствии с ГОСТ Р 52203–2004 [48], инструментальный контроль линейных размеров НКТ производится с целью:

1) выявления глубины залегания дефектов при помощи средств линейных измерений (глубиномер, индикатор, стенкомер и др.) после надпиловки в одном–трех местах;

2) проверки размеров труб и муфт (длина, проходной диаметр и общая кривизна, изогнутость на концевых участках труб) с помощью универсальных измерительных средств или специальных приборов;

3. Инструментальный контроль параметров резьб труб и муфт.

ГОСТ Р 53365–2009 [49] распространяется на резьбовые соединения НКТ и устанавливает требования к их основным параметрам и контролю резьбы.

При контроле резьб НКТ измерениям подлежат:

1) шаг резьбы на длине 25,4 мм, а также по всей длине резьбы с полным профилем (суммарный шаг);

2) высота профиля;

3) конусность;

4) угол наклона сторон профиля непосредственно по профилю или слепку резьбы из стабильного материала, не дающего усадку;

5) длина резьбы и элементов резьбового соединения;

6) толщина стенки трубы под резьбой во впадине первого витка резьбы со стороны торца трубы или по вершине первого витка с полным профилем.

7) ширина торцевой плоскости обычной муфты;

8) соосность концов резьбы муфты с использованием цилиндрических

оправок с резьбой и стационарного устройства;

9) натяг резьбы трубы и муфты при помощи резьбовых калибров с полным или неполным профилем или гладких калибров;

10) расстояние от свободного торца муфты до торца трубы.

К общим требованиям для резьб НКТ относится также контроль параметра шероховатости R_a поверхности резьбы и упорных элементов резьбы, который не должен превышать 3,2 мкм. Для поверхностей уплотнительных элементов резьбовых соединений параметр шероховатости должен быть не более 1,6 мкм. Контроль шероховатости осуществляется методом сравнения с применением образцов шероховатости поверхности.

4. Контроль НКТ неразрушающими методами.

По ГОСТ 633–80 [20] и ГОСТ Р 52203–2004 [48], неразрушающий контроль труб и муфт производят перед нарезанием резьбы и после всех операций, связанных с термообработкой и правкой.

Ультразвуковая дефектоскопия НКТ производится в соответствии с требованиями ГОСТ 17410–78 [37] для тела труб (в том числе электросварных), а также для сварного шва и концов (на расстоянии 150 мм от торцов) для электросварных труб по ГОСТ 14782–86 [36]. Ультразвуковой контроль (УЗК) насосно-компрессорных труб направлен на выявление различных дефектов типа нарушения сплошности и однородности металла, расположенных на наружной и внутренней поверхностях, а также в толщине стенок труб и сварном шве. Чувствительность метода УЗК позволяет выявлять микротрещины усталости и другие дефекты на начальной стадии их появления глубиной до 0,1 мм и раскрытием 0,001 мм.

В зависимости от материала, назначения и технологии изготовления трубы проверяют ультразвуковым методом на: продольные дефекты при распространении ультразвуковых колебаний в стенке трубы в одном направлении; продольные дефекты при распространении ультразвуковых колебаний в двух направлениях навстречу друг другу; продольные дефекты при распространении ультразвуковых колебаний в двух направлениях и поперечные дефекты при

распространении ультразвуковых колебаний в одном направлении; продольные и поперечные дефекты при распространении ультразвуковых колебаний в двух направлениях; дефекты типа расслоений.

Вихретоковый контроль (ВК) насосно-компрессорных труб в концентрической катушке производится для сортировки по группам прочности и маркам стали, а также по отклонению физико-механических характеристик (твердость, предел прочности, степень упрочнения и др.) от номинальных значений. Также, как и методом УЗК, методом ВК можно обнаружить дефекты структуры металла НКТ глубиной до 0,1 мм и раскрытием 0,001 мм.

Для высаженных концов бесшовных НКТ проводится магнитопорошковый контроль (МК) по ГОСТ 21105–87 [39] с целью выявления поперечных дефектов, таких как закаточные, шлифовочные и усталостные трещины на внутренней и наружной поверхностях НКТ. Чувствительность метода МК обеспечивает выявление усталостных микротрещин структуры металла труб глубиной до 0,1 мм и раскрытием 0,001 мм.

5. Гидравлические испытания.

Гидравлическим испытаниям НКТ подвергаются после прохождения стадии ремонтных работ на специализированных установках типа УН–700 конструкции ВНИИТнефти, обеспечивающих испытания на давление до 70 МПа. Гидростатическое испытание НКТ (опрессовка) длится не менее 10 с при обстукивании вблизи резьбовых соединений, для стандарта API – не менее 5 с.

В соответствии с ГОСТ Р 53366–2009 [50], новые НКТ подвергаются:

- контролю химического состава плавки на пробах из готового изделия;
- испытаниям на растяжение на образцах полного сечения, образцах в виде полос или цилиндрических образцах по ГОСТ 10006–80 [31];
- испытаниям на сплющивание на образцах в виде колец или отрезков концов труб длиной не менее 63,5 мм;
- контролю твердости по всей толщине стенки образца;
- испытаниям на ударный изгиб по методу Шарпи на продольных и поперечных образцах с V-образным надрезом;

- определению размера зерна металлографическим методом;
- испытаниям стойкости к сульфидному растрескиванию под напряжением для групп прочности С90 и Т95 по методу растяжения, изгиба или методом испытания двухконсольной балки;
- металлографическому контролю зоны сварного соединения электросварных труб групп прочности Р110, Q125 и Q135;
- маркировке накаткой или клеймением;
- нанесению защитного покрытия для длительного хранения и транспортировки.

1.3.2 Существующие методы прогнозирования ресурса оборудования

В соответствии с РД 26.260.004–91 [110], прогнозирование надежности оборудования в большинстве случаев ведется по известной схеме, где через определенные периоды эксплуатации t_1 , t_2 и т.д. измеряются максимальные величины возникших повреждений (износа, коррозии, деформации и др.) h_1 , h_2 и т.д. и экстраполируются по полученной зависимости до предельно допустимой величины повреждения h_n . При известном виде зависимости $h(t)$ оценка показателей надежности производится с достаточно высокой точностью.

По ГОСТ Р ИСО 13381–1–2011 [52] процесс прогнозирования может быть основан на следующих известных моделях развития неисправностей: анализ видов, последствий и критичности отказов (Failure Mode, Effects, and Criticality Analysis, FMECA); анализ дерева причинно-следственных связей; методы оценки риска отказа; модели зарождения и развития неисправностей; методы построения экстраполяционных и проектных трендов.

В зависимости от срока эксплуатации объекта прогнозирование ведется следующими способами:

- при малом сроке эксплуатации (относительно нормативного) и незначительной поврежденности оборудования используется только информация о нагруженности объекта;

– при сроке эксплуатации близком к нормативному или значительной поврежденности элементов оборудования дополнительно учитывается степень поврежденности объекта.

При прогнозировании в зависимости от требуемой достоверности результатов и возможности получения информации используются два подхода:

– упрощенный, при котором отклонения контролируемых параметров относят к погрешностям методов контроля, случайным помехам и учитывают в расчетах с помощью коэффициентов запасов;

– уточненный, при котором колебания наблюдаемых параметров используют в качестве дополнительной информации, что позволяет повысить достоверность прогнозирования.

Прогнозирование остаточного ресурса стальных сосудов и аппаратов ведется по малоцикловым нагрузкам в соответствии с ГОСТ 14249–89 [35], ГОСТ 25859–83 [43], потенциально опасных объектов – в соответствии с требованиями РД 09–102–95 [105]

В работе В. А. Иванова, А. С. Семенова, А. Р. Гимадуддинова [58] рассмотрены основные принципы технического диагностирования и определения остаточного ресурса оборудования нефтегазовых объектов. В зависимости от критериев отказа и предельного состояния параметрами технического состояния могут служить:

1) коэффициенты запасов прочности (по пределам текучести, прочности, длительной прочности, ползучести, трещиностойкости, устойчивости; по числу циклов или напряжений на циклическую прочность);

2) характеристики материалов (механические: предел текучести, предел прочности, твердость, трещиностойкость, предел выносливости, длительной прочности, ползучести, а также химический состав, характеристики микроструктуры и т. д.);

3) другие параметры (технологические: температура, давление, производительность, по количеству перекачиваемого продукта, а также параметры вибрации, шума и т. д.), если известны корреляционные связи этих параметров с па-

раметрами, отвечающими за прочность, безаварийную эксплуатацию объекта и номинальный коэффициент полезного действия агрегата.

Прогнозирование ресурса объекта эксплуатации проводится следующими существующими методами [12]:

- 1) экстраполяцией данных о техническом состоянии, полученных ранее по результатам диагностирования;
- 2) исследованием физической модели объекта, деградиционных процессов, математическим экспериментом математической модели (моделированием);
- 3) экспертной оценкой;
- 4) анализом статистических данных об отказах и ресурсе множества аналогичных объектов при схожих режимах и условиях эксплуатации;
- 5) методом аналогий поведения объекта с поведением других объектов в данных условиях эксплуатации.

Для прогнозирования надежности оборудования применяют в основном две группы методов: статистические (основанные на статистической обработке данных об отказах и ресурсе аналогов) и экстраполяционные (основанные на анализе тренда параметров технического состояния исследуемого объекта).

А. С. Проников [100; 101] среди основных методов прогноза параметрической надежности машин также называет и рассматривает экстраполяцию, экспертные оценки, статистическое и имитационное моделирование.

В. В. Болотин в своих трудах [6; 7] приводит метод прогнозирования остаточного ресурса оборудования на основе критерия предельных размеров трещин, представленного вероятностями обнаружения трещин, пропущенными трещинами и трещинами, возникшими после последней инспекции. Для непосредственной оценки остаточного ресурса эксплуатирующегося оборудования ученым рассмотрено применение индикаторов нагруженности, датчиков повреждений и счетчиков ресурса, позволяющих фиксировать в цифровой форме историю нагружения объекта, например, последовательность экстремумов ускорений или деформаций при циклическом нагружении.

В работах Е. К. Почтенного [97–99] отмечено, что прогнозирование оста-

точного ресурса конструкции может базироваться на использовании как кинетической теории механической усталости, так и зависимости скорости роста усталостных трещин от размаха или максимальной величины коэффициента интенсивности напряжений (КИН), а методы и средства диагностирования должны отрабатываться в условиях стендовых усталостных испытаний конструкций. В трудах исследователя на основе S и G – критериев сопротивления усталости, являющихся безразмерными положительными снижающимися в процессе повреждения величинами, предложена методика прогнозирования остаточной долговечности объекта эксплуатации.

В работе под общей редакцией И. Ю. Быкова [91] изложена методика прогнозирования остаточного ресурса газопроводных труб при наличии коррозионных дефектов. Алгоритм прогнозирования состоит из следующих этапов:

- определение расчетных параметров дефектного участка;
- измерение геометрических параметров дефекта или их определение по результатам дефектоскопии;
- оценка текущей работоспособности объекта с дефектом;
- прогноз остаточного ресурса по коэффициентам запаса прочности;
- классификация дефектов по степени опасности.

В работе И. Г. Абдуллина, А. Г. Гареева, А. В. Мостового [1] подробно рассмотрена методика прогнозирования коррозионно-усталостной долговечности в условиях переменного нагружения по кинетике изменения микродеформаций $\Delta d/d$ кристаллической решетки металла, определяемых с помощью расчета рентгенограмм посредством специальных математических методов (гармонический анализ, аппроксимация, регуляризация и др.).

1.3.3 Методы прогноза коррозионно-усталостного состояния НКТ

По существующим в настоящее время методикам расчет и прогнозирование ресурса НКТ в большинстве случаев ведется по снижению несущей способности вследствие уменьшения толщины стенки, как для объекта, работаю-

щего в условиях статической нагрузки и общей равномерной коррозии под воздействием агрессивных скважинных сред.

Безусловным критерием предельного состояния объектов, подвергающихся коррозии являются:

- потеря прочности при уменьшении толщины стенки;
- наличие растрескивания металла, коррозионных язв и питтинга в зоне сварных швов;
- распространение дефектов (трещин, коррозионных язв и др.) на регламентированную нормативной документацией площадь и глубину.

Так, в работе Д. Г. Селиванова [118] разработана методика определения остаточного эксплуатационного ресурса коррозионно-поврежденных НКТ на основе вероятностного подхода с условием статистических измерений первоначальной толщины стенок труб, на основе прямого измерения глубины коррозионного повреждения за период коррозионного воздействия и на основе лабораторных измерений скорости коррозии трубных образцов в различных пластово-скважинных средах, а также предложена методика оценки коррозионной совместимости трубных сталей и скважинных минерализованных сред.

В работе М. Г. Ханларова [139] для прогнозирования коррозионно-механического разрушения НКТ в скважинах, оборудованных штанговыми насосами и содержащих хлоркальциевые и гидрокарбонатно-натриевые пластовые воды, методом группового учета аргументов разработаны математические модели по массивам промысловых данных об отказах, позволяющие по сведениям о химическом составе добываемой продукции и режиме эксплуатации определять интенсивность коррозионного разрушения сталей, а также оптимальный срок службы НКТ.

Из обзора особенностей работы и проблем эксплуатации колонн НКТ в нефтегазовых скважинах видно, что лифтовая колонна труб подвержена не только статическим нагрузкам в условиях активного коррозионного воздействия, но и переменным циклическим и вибрационным нагрузкам (работа в искривленных и наклонно направленных скважинах, эксплуатация установками

ШСН и ЭЦН, многократное свинчивание-развинчивание и др.). Это связывается, в первую очередь, с усталостной прочностью и выносливостью металла, а при работе в условиях агрессивных пластовых вод – с коррозионной усталостью и коррозионно-механическим износом и не учитывается при расчетах и оценке состояния колонн НКТ по существующим в настоящее время методикам.

Следовательно, оценка коррозионно-усталостного состояния НКТ в минерализованных средах является актуальной задачей и требует своего решения.

1.4 Цель и задачи исследований

Целью настоящей работы является оценка коррозионно-усталостного состояния НКТ в минерализованных средах.

Для достижения поставленной цели диссертационной работы сформулированы следующие основные задачи, требующие своего решения:

- анализ существующих методов оценки коррозионно-усталостного состояния НКТ;
- формирование научно-методологического комплекса исследований;
- экспериментальные исследования сталей НКТ и обработка результатов испытаний;
- оценка влияния минерализованных пластовых вод на коррозионно-усталостное состояние НКТ.

1.5 Выводы по главе

1.5.1 В результате анализа характера нагружения, основных видов и причин отказов колонн НКТ выявлено, что основным эксплуатационным фактором, влияющим на работоспособное состояние труб в нефтегазовых скважинах, является совокупность действия переменных циклических нагрузок и многокомпонентных пластовых сред с высокой степенью минерализации и возмож-

ным насыщением неуглеводородными соединениями, такими как H_2S и CO_2 , а также наличием в них различных механических примесей, которые в роли абразива при различном характере взаимодействия с металлом приводят к ускорению процесса разрушения труб. Из анализа следует, что наиболее частыми причинами разрушения НКТ являются обрывы колонн вследствие усталости под воздействием переменных циклических нагрузок, нарушение целостности и герметичности резьбовых соединений и коррозия внутренней и наружной поверхности труб и резьб, что ведет к возникновению аварий и снижению темпов добычи нефти.

1.5.2 Многочисленные проведенные исследования в области коррозионно-усталостной прочности сталей свидетельствуют о том, что при воздействии агрессивных коррозионных сред на структуру металла при переменном циклическом нагружении происходит поверхностное адсорбционное понижение прочности, ведущее к интенсивному развитию сети трещинных дефектов, проникающих вглубь металла и снижающих его структурную прочность, в особенности при наличии в объекте эксплуатации различных концентраторов напряжений и скрытых дефектов структуры материала.

1.5.3 Обзор методов диагностики, контроля технического состояния и прогнозирования коррозионно-усталостного состояния колонн НКТ показал, что существующие нормативные документы, регламентирующие проведение инспекционных мероприятий с НКТ, не содержат этапа по определению усталостной прочности трубных сталей лифтовых колонн при циклическом нагружении как в воздухе, так и в агрессивных минерализованных коррозионных средах, что, несомненно, является важным при расчете ресурсных показателей и оценке коррозионно-усталостного состояния НКТ.

1.5.4 Целью настоящей диссертационной работы является оценка коррозионно-усталостного состояния НКТ в минерализованных средах.

ГЛАВА 2. КОМПЛЕКС МЕТОДИК ИССЛЕДОВАНИЙ

2.1 Методика визуального и измерительного контроля

Цель методики

В соответствии с РД 03–606–03 [104], визуальному и измерительному контролю (ВИК) подвергаются материалы с целью подтверждения их пригодности требованиям стандартов, технических условий, конструкторской документации и правил. Методика ВИК применена к контролю параметров образцов для исследований на коррозионно-усталостную прочность, изготовленных в соответствии с ГОСТ 25.502–79 [46]. Задачей ВИК испытательных образцов заключается в выявлении деформаций, поверхностных трещин, расслоений, закатов забоин, рисок, раковин и других несплошностей; проверке геометрических параметров; оценке допустимости выявленных дефектов и несплошностей структуры металла.

Оборудование и методика проведения эксперимента

Перед проведением ВИК поверхность объекта в зоне контроля подлежит зачистке до чистого металла от ржавчины, окалины, грязи, краски, масла, влаги, шлака, брызг расплавленного металла, продуктов коррозии и других загрязнений, препятствующих проведению контроля.

Для контроля геометрических параметров изготовленных образцов на соответствие параметрам, регламентированным ГОСТ 25.502–79, были произведены диаметральные замеры образцов в трех сечениях по его расчетной длине с точностью до 0,01 мм. Измерения осуществлялись в рабочей части образцов, предназначенной для локализации места разрушения – корсетной выточке, а также в местах для закрепления образцов в захватах испытательной установки при помощи микрометра со вставками МВМ 0–25, соответствующему требова-

ниям к микрометрам со вставками. Микрометр со вставками МВМ 0–25 изображен на рисунке 2.1. Основная техническая характеристика микрометра со вставками МВМ 0–25 представлена в таблице 2.1.



Рисунок 2.1 – Микрометр со вставками МВМ 0–25

Таблица 2.1 – Основная техническая характеристика микрометра со вставками МВМ 0–25

Наименование параметра	Значение
Диапазон измерений, мм	0÷25
Цена деления, мм	0,01
Предел основной допускаемой погрешности микрометрической пары, мкм	±4
Измерительное усилие, сН	500÷900
Колебание измерительного усилия, сН, не более	200

Для визуальной оценки и измерения параметра шероховатости поверхности корсетной выточки изготовленных и подготовленных для испытания образцов, а также для измерения размеров выявленных дефектов использовался микроинтерферометр МИИ–4 [84] и аттестованные образцы шероховатости. Микроинтерферометр МИИ–4 изображен на рисунке 2.2. Техническая характеристика микроинтерферометра МИИ–4 представлена в таблице 2.2.

При работе с белым светом глубина царапины или риски H , мкм

$$H = 0,27 \cdot \Delta N, \quad (2.1)$$

где ΔN – величина изгиба полосы в долях интервала.

При работе с монохроматическим светом глубина царапины или риски H , мкм

$$H = \frac{1}{2} \cdot \lambda \cdot \Delta N, \quad (2.2)$$

где λ – длина волны света, указанная в аттестате, нм.



Рисунок 2.2 – Микроинтерферометр МИИ–4

Таблица 2.2 – Техническая характеристика микроинтерферометра МИИ–4

Наименование параметра	Значение
Пределы измерения чистоты поверхности, мкм	0,4÷0,05
Увеличение: – при визуальном наблюдении с винтовым окулярным микрометром и симметричным окуляром 15 ^x – при фотографировании	490 ^x 290 ^x
Поле зрения: – при визуальном наблюдении, мм – при фотографировании, мм	0,32 0,08×0,12
Объектив: – фокусное расстояние, мм – апертура – увеличение с дополнительной линзой F=200 мм	6,2 0,65 32,5 ^x
Предметный столик: – пределы перемещения в двух взаимно перпендикулярных направлениях, мм – пределы углов поворота	±10 0–360 ⁰
Цена деления шкал барабанов микрометрических винтов столбика, мм	0,005
Пределы перемещения интерференционной головки по вертикали, мм	±2,5
Цена деления шкалы барабана микрометрического винта для фокусировки, мм	0,003

При работе микроинтерферометра в белом свете искривление в одну интерференционную полосу соответствует высоте неровности на исследуемой поверхности равной 0,27 мкм, поэтому измеренная высота неровности Н, мкм

$$H = 0,27 \cdot \frac{N_3 - N_4}{N_1 - N_2} \cdot n, \quad (2.3)$$

где N_1 – первый отсчет при измерении интервала между полосами;
 N_2 – второй отсчет при измерении интервала между полосами;
 N_3 – первый отсчет при измерении величины изгиба полосы;
 N_4 – второй отсчет при измерении величины изгиба полосы;
 n – число интервалов между полосами.

С целью оценки состояния поверхностного слоя и выявления деформаций, поверхностных трещин, расслоений, закатов забоин, рисок и других несплошностей структуры материала образцов дополнительно был проведен их осмотр при увеличении $\times 10$ с применением микроскопа МБС–9. Микроскоп МБС–9 представлен на рисунке 2.3, основная техническая характеристика микроскопа приведена в таблице 2.3.



Рисунок 2.3 – Микроскоп МБС–9

Таблица 2.3 – Технические характеристики микроскопа МБС–9

Наименование параметра	Значение
Диапазон увеличения	3,5 ^x – 98 ^x
Линейное поле зрения, мм, в пределах	39–2,4
Рабочее расстояние, мм, не менее	64 или 125
Источник света	галогенная лампа 8В/20Вт
Габаритные размеры, мм	200×160×400

Также в качестве дополнения к микроскопу МБС–9 при осмотре был использован комплект ВИК–1А. Комплект для проведения визуального и измерительного контроля ВИК–1А представлен на рисунке 2.4.



Рисунок 2.4 – Комплект для проведения визуального и измерительного контроля ВИК–1А

Результаты ВИК образцов подготовленных для усталостных испытаний фиксируются в контрольной форме регистрации и заносятся в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Форма регистрации результатов проведения ВИК

№ образца	Диаметр образца в местах установки под захват D_1 , мм	Диаметр образца по рабочей части D_2 , мм	Длина образца L , мм	Шероховатость поверхности рабочей части образца R_a , мкм	Описание и размеры дефекта
1					
2					
...					

2.2 Методики неразрушающего контроля

Настоящий комплекс исследований проведен при использовании измерительного оборудования лаборатории диагностики и неразрушающего контроля «ДиаКонт» кафедры «Машины и оборудование нефтяной и газовой промыш-

ленности» Ухтинского государственного технического университета.

2.2.1 Методика определения химического состава с помощью спектральных анализаторов DELTA DP 2000 и ARL QuantoDesk

Цель методики

Целью неразрушающего химического анализа сталей для изготовления испытательных образцов является установление соответствия массовых долей основных элементов требованиям ГОСТ 4543–71 [25], ГОСТ 1050–88 [21], а также для сравнения с массовыми долями элементов, заявленными в сертификате качества на продукцию.

Оборудование и методика проведения эксперимента

Для сопоставления результатов, неразрушающий химический анализ проведен методом рентгенофлуоресцентной спектрометрии портативным анализатором DELTA DP 2000 («Innov–X Systems», США) и методом оптико-эмиссионной спектрометрии при помощи анализатора ARL QuantoDesk («Thermo Electron SA», Швейцария).

Метод рентгенофлуоресцентного спектрального анализа регламентирован ГОСТ 28033–89 [44] и заключается в выявлении химических элементов в веществе с определением массовой составляющей. Идентификация элемента методом рентгенофлуоресцентной спектрометрии происходит по свойственной ему длине волны λ или энергии рентгеновского излучения, а его массовая доля определяется путем измерения интенсивности характеристических линий. Рентгенофлуоресцентный спектральный анализатор DELTA DP 2000 представляет собой комплект аналитического оборудования для количественного неразрушающего анализа содержания химических элементов в твердых, жидких и порошкообразных образцах металлов, сталей и сплавов, почв, руд и других ве-

ществ. Портативный рентгенофлуоресцентный спектральный анализатор DELTA DP 2000 изображен на рисунке 2.5. Основные технические характеристики рентгенофлуоресцентного спектрометра DELTA DP 2000 представлены в таблице 2.5, основные метрологические характеристики рентгенофлуоресцентного анализатора DELTA DP 2000 сведены в таблицу 2.6.



1 – анализатор; 2 – база; 3 – аккумулятор

Рисунок 2.5 – Портативный рентгенофлуоресцентный спектральный анализатор DELTA DP 2000

Таблица 2.5 – Основные технические характеристики рентгенофлуоресцентного анализатора DELTA DP 2000

Наименование параметра	Значение
Напряжение источника возбуждения, кВ	10÷40
Потребляемый ток, мкА	5÷200
Мощность дозы рентгеновского излучения, мР/ч	<0,1
Спектральное разрешение по линии K_{α} Mn, не более, эВ	200
Напряжение аккумуляторов, В	7,2
Время работы на аккумуляторах, ч	до 8
Вес комплекта оборудования, кг	до 15
Габаритные размеры, мм	500×565×360

Основными частями комплекта оборудования являются анализатор с источником возбуждения в виде рентгеновской трубки малой мощности, кремниевым твердотельным детектором с термоэлектрическим охлаждением Пельтье, блоком питания, блока сбора и обработки данных, приспособлений для перио-

дической проверки прибора, переноски и хранения. Все части анализатора помещены в отдельном защитном корпусе и снабжены системой обеспечения безопасности. На расстоянии 10 см от поверхности во всех доступных точках анализатора мощность дозы не превышает естественного фона.

Таблица 2.6 – Основные метрологические характеристики рентгенофлуоресцентного анализатора DELTA DP 2000

Наименование параметра	Значение
Количество одновременно определяемых элементов	30
Диапазон анализируемых элементов	от Ti^{22} до Pu^{94}
Диапазон измерения массовой доли химических элементов, %	0,001 ÷ 100
Погрешность измерения массовой доли, %	0,03 ÷ 0,60
Время измерения, сек.	от 1

Рабочие условия рентгенофлуоресцентного спектрометра DELTA DP 2000:

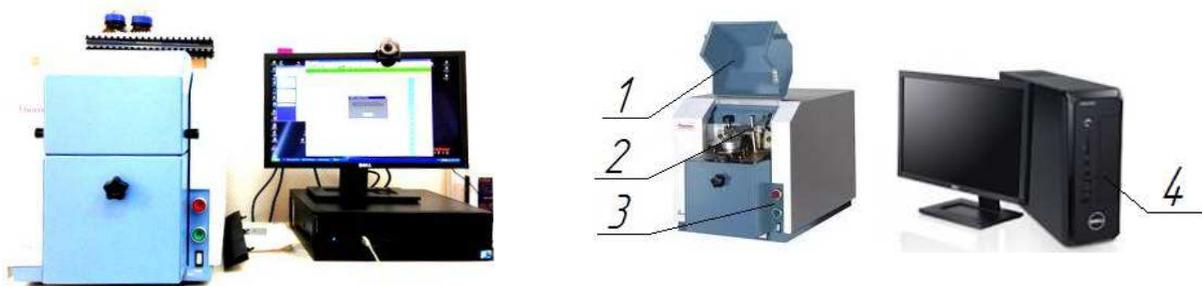
- температура: от -10 до $+50$ °С;
- влажность: 10 ÷ 90 % относительной влажности без конденсации;
- высота: до 2000 м над уровнем моря.

Рентгенофлуоресцентная спектрометрия реализована непосредственно на партиях образцов для коррозионно-усталостных испытаний, так как образцы полностью соответствуют требованиям к проведению спектрометрии и не требуют дополнительной подготовки. Для этого, по требованиям нормативного документа ГОСТ 28033–89 [44], после калибровки прибора по стандартному образцу было проведено два параллельных измерения и найдена разность между массовыми долями каждого из химических элементов. Если вычисленная разность удовлетворяла табличному параметру $d_{сх}$, то результат считался приемлемым и вычислялся как среднее арифметическое двух значений. В случае расхождения результатов проводилось еще одно допускаемое стандартом измерение, проверялась сходимость и, при его соответствии требованиям, параметр также фиксировался как среднее арифметическое значение в итоговой форме контроля результатов неразрушающего химического анализа. Результаты спектрометрии заносятся в форму регистрации результатов неразрушающего хи-

мического анализа, представленную таблицей А.1 (см. приложение А).

ГОСТ Р 54153–2010 [51] устанавливает требования к атомно-эмиссионному спектральному методу анализа с фотоэлектрической регистрацией спектра для определения в стали массовых долей содержащихся элементов. Работа анализатора ARL QuantoDesk основана на методе оптико-эмиссионной спектроскопии – возбуждении атомов элементов материалов пробы электрическим разрядом, разложении излучения атомов элементов в спектр, измерении аналитических сигналов пропорциональных интенсивности или логарифму интенсивности спектральных линий, и последующем определении массовых долей элементов.

Оптико-эмиссионный спектральный анализатор ARL QuantoDesk изображен на рисунке 2.6, основные технические характеристики оптико-эмиссионного спектрометра ARL QuantoDesk сведены в таблицу 2.7.



1 – крышка откидная; 2 – столик Петри; 3 – панель управления;
4 – блок регистрации и обработки информации

Рисунок 2.6 – Оптико-эмиссионный спектральный анализатор ARL QuantoDesk

Настольный оптико-эмиссионный спектрометр ARL QuantoDesk позволяет выполнить неразрушающий количественный спектральный анализ металлов и сплавов с определением массовой доли элементов. Принцип действия спектрометра ARL QuantoDesk основан на измерении интенсивности излучения на определенной длине волны спектра эмиссионного излучения атомов анализируемых элементов, возбуждаемого искровым разрядом между вспомогательным электродом и анализируемым металлическим образцом. Содержание элементов в образце определяется по градуировочным зависимостям между интен-

сивностью эмиссионного излучения и содержанием элемента в образце. Основной оптической системы анализатора является плоский спектрометр с голографической дифракционной решеткой и оптической полупроводниковой CCD системой на 8044 пикселя.

Таблица 2.7 – Основные технические характеристики оптико-эмиссионного спектрометра ARL QuantoDesk

Наименование параметра	Значение
Спектральный диапазон оптической системы, нм	170÷410
Диапазон определяемой массовой доли, %	0,01÷30
Среднее разрешение, пм/пиксель	30
Частота искрового разряда, Гц	100, 200, 400, 600
Напряжение питания при частоте 50/60 Гц, В	230±10%
Потребляемая мощность без внешнего компьютера, Вт	370
Масса без внешнего компьютера, кг	45
Габаритные размеры, мм	398×444×772

Конструктивно спектрометр ARL QuantoDesk выполнен в настольном моноблочном исполнении и включает в себя:

- корпус, объединяющий все части спектрометра;
- систему возбуждения, состоящую из многочастотного искрового генератора и предметного столика Петри, продуваемого аргона;
- диспергирующее устройство для разделения длин волн – продуваемый аргоном чистотой 99,998% с рекомендуемым давлением 2 бар ($2 \cdot 10^5$ Па) по ГОСТ 10157–79 [32], полихроматор с фокусным расстоянием 200 мм, входной щелью 0,01 мм и плоской дифракционной решеткой 755 штрихов/мм.

Требования к рабочим условиям ОЭ спектрометра ARL QuantoDesk:

- температура: от 15 до 30 °С;
- влажность: 30–80 % относительной влажности без конденсации.

Для проведения химического анализа на спектрометре ARL QuantoDesk производилась предварительная аргоновая продувка и стабилизация системы охлаждения Пельтье, по завершении которых запускалась аналитическая программа. Для проверки полной продувки системы и ее правильной работы вы-

полнялся анализ известной контрольной пробы. Образец устанавливался на разрядном штативе (столике Петри) и закреплялся прижимным устройством так, чтобы закрыть отверстие для вольфрамового электрода диаметром 12 мм, после чего крышка штатива закрывалась и запускался анализ. При испытании между электродом и закрепленным образцом происходил высоковольтный искровой разряд; по завершении анализа результаты выводились в табличном виде в системе обработки данных со средой Microsoft Windows XP®, производился автоматический расчет средних значений массовых долей элементов по результатам серии экспериментов и поиск подходящей марки материала.

В соответствии с ГОСТ Р 54153–2010 [51], для каждого из образцов было выполнено по два измерения (прожига) в условиях повторяемости и осуществлена проверка приемлемости полученных результатов. Для этого произведено сравнение абсолютного расхождения результатов измерений с пределом повторяемости r из таблицы Б.1 (см. приложение Б).

В случае, если абсолютное расхождение между результатами двух измерений не превышает предела r

$$|C_1 - C_2| \leq r, \quad (2.4)$$

то результаты признавались приемлемыми и в качестве окончательного принималось среднее арифметическое значение двух измерений.

Если условие (2.4) не выполнялось, то проводилось дополнительное третье измерение и вычислялась разность между максимальным C_{\max} и минимальным C_{\min} значениями. Далее производилось сравнение полученного значения с критическим диапазоном $CR_{0,95}$

$$|C_{\max} - C_{\min}| \leq CR_{0,95} \quad (2.5)$$

Если условие (2.5) выполнялось, то результатом признавалось среднее арифметическое трех измерений. В противном случае результаты измерений располагались в ряд по возрастанию и в качестве окончательного принималось значение второго наименьшего измерения, которое фиксировалось в контрольной форме регистрации результатов неразрушающего химического анализа и

заносилось в таблицу А.1 (см. приложение А).

2.2.2 Методика определения твердости при помощи портативного ультразвукового твердомера МЕТ–У1А

Цель методики

Измерение параметра твердости сталей изготовленных образцов обусловлено необходимостью уточнения механических характеристик металлов, заявленных в сертификате качества на продукцию, на соответствие требованиям ГОСТ 4543–71 [25] для углеродистых и ГОСТ 1050–88 [21] для легированных марок сталей, а также для дальнейшего расчета уровней испытательных напряжений при проведении коррозионно-усталостных испытаний и оценки ресурсных показателей.

Оборудование и методика проведения эксперимента

Метод измерения параметра твердости металлов и сплавов по Виккерсу регламентирован ГОСТ 2999–75 [24], ГОСТ Р ИСО 6507–1–2007 [54], ISO 6507–1:2005 [149] и заключается во вдавливании в испытуемый образец правильной четырехгранной алмазной пирамиды с углом 136° между противоположными гранями.

Твердомер портативный ультразвуковой МЕТ–У1А предназначен для экспресс-анализа твердости металлов и сплавов по стандартизированным шкалам твердости – Роквелла HRC, Бринелля HB, Виккерса HV и Шора HSD. Также твердомер имеет 3 дополнительных шкалы – H1, H2 и H3 для осуществления калибровки других шкал твердости (Роквелла В, Бринелля HBW, Лейба HL и др.), а также для контроля твердости изделий из других металлов. Твердомер портативный ультразвуковой МЕТ–У1А представлен на рисунке 2.7. Диапазон и погрешность измерения твердомера МЕТ–У1А представлены в таблице 2.8.



1 – блок электронный; 2 – датчик ультразвуковой У1

Рисунок 2.7 – Твердомер портативный ультразвуковой MET–У1А

Таблица 2.8 – Диапазон и погрешность измерения твердомера MET–У1А

Шкала	Диапазон измерений	Погрешность, не более
Роквелла	20÷67 HRC	±1,5 HRC
Бринелля	75÷650 HB	±10 HB
Виккерса	75÷1000 HV	± 12 HV
Шора	23÷102 HSD	± 2 HSD
Предел прочности	378÷1736 R _m	5%

Помимо стандартизированных шкал твердости, в твердомере есть шкала предела прочности R_m, позволяющая, в соответствии с ГОСТ 22761–77 [40] и ГОСТ 22762–77 [41] определять предел прочности на растяжение углеродистых сталей перлитного класса путем автоматического пересчета со шкалы твердости Бринелля HB.

Датчик У1 ультразвукового принципа действия (метод ультразвукового контактного импеданса UCI) в своей основе использует стальной стержень с алмазной пирамидой Виккерса на конце с углом между гранями 136°, являющимся акустическим резонатором встроенного автогенератора ультразвуковой частоты. При внедрении алмазной пирамиды в контролируемое изделие под действием фиксированного усилия калиброванной пружины происходит изменение собственной частоты резонатора, определяемое твердостью материала. Относительное изменение частоты резонатора преобразуется электронным блоком в значение твердости выбранной шкалы и выводится на экран прибора.

В соответствии с ГОСТ 2999–75 [24], к образцам для измерения параметра твердости по Виккерсу предъявляются следующие требования:

– исключение изменений свойств металла вследствие нагрева или наклепа при изготовлении и подготовке поверхности;

– поверхность образцов для проведения твердометрии должна иметь шероховатость не более 0,16 мкм по ГОСТ 2789–73 [23] при отсутствии окисной пленки и посторонних веществ;

– расстояние между центром отпечатка и краем образца или краем соседнего отпечатка должно быть не менее 2,5 длины диагонали отпечатка;

– толщина образцов выбирается из расчета исключения следов деформации на противоположной стороне изделия после испытания.

Выбор ультразвукового датчика обусловлен параметрами контролируемого образца – его массой и толщиной, а также параметрами поверхностного слоя изделия. При использовании твердомера МЕТ–У1А толщина измеряемого поверхностного слоя металла должна, по крайней мере, превышать в десять раз глубину проникновения внедряемого тела датчика – алмазной пирамидки. Требования к контролируемой поверхности при измерении твердости датчиком ультразвуковым У1 представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Требования к контролируемой поверхности при измерении твердости датчиком динамическим У1

Наименование параметра	Значение
Шероховатость измеряемой поверхности Ra, не более, мкм	2,5
Радиус кривизны измеряемой поверхности, не менее, мм	5
Масса контролируемого изделия, не менее, кг	0,01
Толщина контролируемого изделия, не менее, мм	1
Глубина проникновения в контролируемое изделие, мкм	30

При измерении твердости использовалась твердая опорная поверхность и соблюдалась перпендикулярность приложения действующего усилия к поверхности образца. Измерения параметра твердости проводились по шкале Бринелля с автоматическим пересчетом из измеряемого параметра по Виккерсу.

Для каждого из образцов было произведено по 5 измерений параметра твердости, соответственно, для каждой из марок сталей получено 15 результа-

тов, которые впоследствии были зафиксированы в итоговой форме регистрации результатов твердометрии в таблице В.1 (см. приложение В).

2.2.3 Методика металлографических исследований с помощью портативного микроскопа МПМ–2У–КС

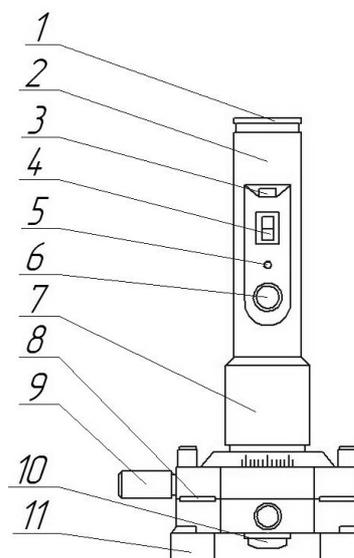
Цель методики

Металлографические исследования сталей для изготовления испытательных образцов проведены с целью выявления в структуре металла неметаллических включений по ГОСТ 1778–70 [22], для определения величины зерна по ГОСТ 5639–82 [27] и оценки структуры сталей по ГОСТ 8233–56 [28].

Оборудование, материалы и методика проведения эксперимента

Микроскоп МПМ–2У–КС [85] предназначен для визуального наблюдения поверхностей непрозрачных объектов, микроструктуры металлов и сплавов, а также для фотографирования изображений с помощью фотокамеры и металлографического анализа на ЭВМ. Микроскоп портативный металлографический МПМ–2У–КС представлен на рисунке 2.8. Технические характеристики микроскопа МПМ–2У–КС приведены в таблице 2.10.

Принцип работы металлографического микроскопа основывается на освещении объекта через объектив микроскопа сфокусированным пучком света светодиода и наблюдении структуры его поверхности в отраженном свете по методу светлого поля. Оптическая часть микроскопа состоит из канала освещения объекта, регулируемого потенциометром, и канала наблюдения для визуализации при помощи окуляра или документирования с помощью цифровой фотокамеры. Микроскоп снабжен координатным столиком, позволяющим перемещать оптическую часть микроскопа по двум координатам над контролируемой поверхностью объекта без переустановки микроскопа в диапазоне ± 5 мм.



1 – окуляр; 2 – тубус микроскопа; 3 – регулятор интенсивности подсветки; 4 – выключатель питания; 5 – разъем питания; 6 – корпус осветителя; 7 – кольцо фокусировки; 8 – регулятор положения магнита; 9 – винт перемещения оптической части микроскопа; 10 – объектив; 11 – магнитные держатели

Рисунок 2.8 – Микроскоп портативный металлографический МПМ–2У–КС

Таблица 2.10 – Технические характеристики микроскопа МПМ–2У–КС

Наименование параметра	Значение
Увеличение микроскопа, крат	100, 200, 400, 500, 800
Габариты (без блока питания), мм: – общие – координатный столик	93×127×220 56×92
Масса без блока питания, кг	1,1

Условия эксплуатации микроскопа:

- температура окружающей среды: от 10 до 35 °С;
- относительная влажность воздуха: до 80 % при 25 °С;
- атмосферное давление: от 84 до 106,7 кПа.

Подсчет количества зерен на единицу поверхности шлифа, а также расчет средней площади и среднего диаметра зерна выполнялся в соответствии с требованиями ГОСТ 5639–82 [27].

Металлографический микроскоп МПМ–2У–КС позволяет проводить измерения двумя методами:

- методом измерения длин хорд;
- методом сравнения с эталонным изображением.

Определение средней площади и среднего диаметра зерна выполнялось методом хорд в автоматическом режиме. Для подсчета пересечений зерен на изображении шлифа проводится несколько отрезков произвольной длины (например, соответствующих 0,8 или 1 мм на шлифе). Длина отрезков выбирается с таким расчетом, чтобы каждый из них пересекал не менее 10 зерен при увеличении исследуемой поверхности, содержащей не менее 50 зерен.

Далее подсчитываются точки пересечения отрезков прямых линий с границами зерен, при условии, что концы прямых лежали на их границах. Измерения производятся в пяти полях зрения, при этом в каждом поле зрения проводится не менее трех прямых произвольного направления. Значения длин хорд относятся к определенной размерной группе. Для этого рекомендовано величину линейных размеров в группах представлять в виде геометрического ряда с коэффициентом 1,45.

Далее производится подсчет количества длин хорд каждого размера по всем линиям и рассчитывается относительная доля зерен с определенной длиной хорды, %

$$\frac{l \cdot n}{M} \cdot 100 \%, \quad (2.6)$$

- где l – длина хорды, мм;
 n – количество зерен с длиной хорды l ;
 M – общая длина хорд, мм.

Обработка изображений, полученных с фотокамеры при увеличении микроскопа 100 крат, производилась при помощи программного пакета металлографического анализа MICROKON MET 5.9 методом хорд в режиме работы прецизионного морфометрического анализа (ПМА). Выбранный режим в сравнении с ручным и автоматическим способами позволяет более точно производить измерения за счет более точного определения границ зерен.

2.3 Методика проведения коррозионно-усталостных испытаний при циклическом нагружении на машине МУИ–6000

Цель методики

В соответствии с ГОСТ 25.502–79 [46], устанавливающим методы испытаний образцов из металлов и сплавов на усталость, целью методики является установление предела выносливости сталей, применяемых для изготовления НКТ, при испытании в воздухе, а также предела ограниченной выносливости при испытании в среде пластовых вод Усинского и Западно-Тэбукского нефтяных месторождений Республики Коми.

Оборудование и методика проведения эксперимента

Коррозионно-усталостные испытания образцов из сталей изготовления НКТ проводились в соответствии с ГОСТ 25.502–79 [46] и РД 50–705–91 [109] на машине МУИ–6000 [81], соответствующей требованиям ГОСТ 28841–90 [45] и работающей по схеме чистого изгиба с вращением образцов с частотой 6000 мин⁻¹ (частота нагружения $f = 100$ Гц) [143]. Машина для проведения усталостных испытаний МУИ–6000 с установленной рабочей камерой представлена на рисунке 2.9. Кинематическая схема машины МУИ–6000 изображена на рисунке 2.10, техническая характеристика машины МУИ–6000 сведена в таблицу 2.11.

Для проведения испытаний с коррозионной средой на станину машины устанавливалась камера герметичная 1 с подводом 2 струйным способом и отводом 3 рабочего агента (рисунок 2.9).

Принцип работы машины сводится к тому, что испытуемый образец, закрепленный в шпинделях, приводится во вращение электродвигателем, при этом нагруженный образец испытывает повторно-переменное напряжение изгиба, постоянное по всей длине образца. Режим изменения напряжения в испы-

туемом образце происходит по симметричному циклу. По способу и характеру возбуждения сил, деформирующих образец, машина относится к типу испытательных с рычажной системой нагружения; отношение плеч 1:14,4.

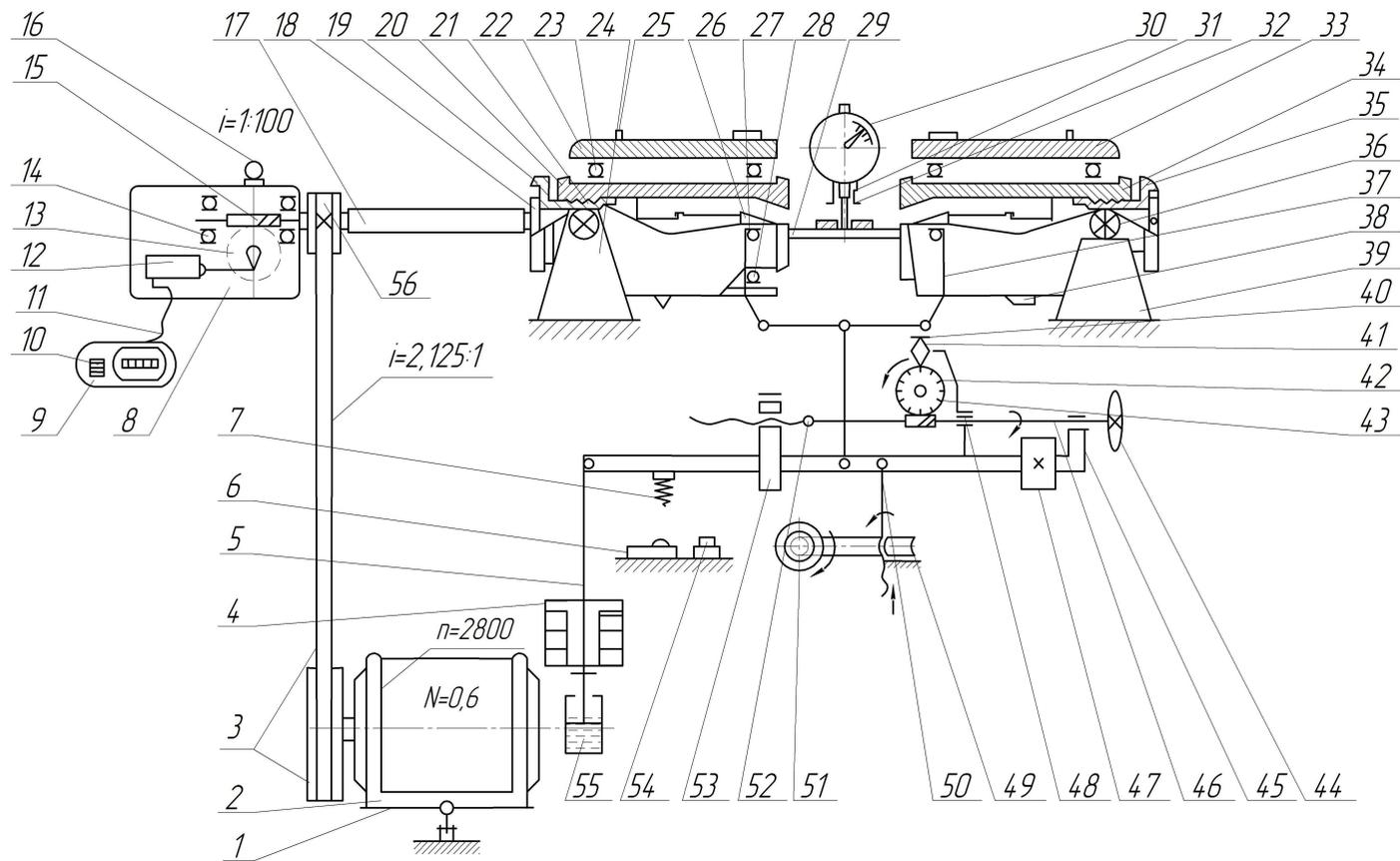


1 – камера герметичная; 2 – подвод; 3 – отвод

Рисунок 2.9 – Машина для проведения усталостных испытаний МУИ–6000 с установленной рабочей камерой

Таблица 2.11 – Техническая характеристика машины МУИ–6000

Наименование параметра	Значение
Нагрузка на образец, Н	100÷1000
Наибольший изгибающий момент, Н·м	50
Частота изменения испытательной нагрузки (циклов), мин ⁻¹	6000
Наибольшее биение образца при вращении его от руки, мм	0,03
Расстояние от точки приложения силы до ближайшей опоры, мм	100
Число одновременно испытываемых образцов	1
Вариация по нагрузке, %, не более	2
Погрешность показаний машины при проверке статическим методом, от измеряемого усилия, %, не более	± 2
Питание от сети трехфазного переменного тока напряжением, В	220/380
Мощность двигателя, кВт	0,6
Габаритные размеры машины, мм, не более:	
– длина	810
– ширина	385
– высота	1280
Масса машины, кг, не более	280



1 – плита шарнирная; 2 – электродвигатель; 3 – клиноременная передача; 4 – грузы сменные; 5 – подвеска; 6 – микропереключатель; 7, 52 – упор; 8 – редуктор; 9 – счетчик циклов; 10 – ручка сброса; 11 – электропровод; 12 – датчик импульсов; 13 – колесо червячное; 14, 21, 23, 36 – шарикоподшипник; 15 – червяк; 16 – пробка; 17 – валик гибкий; 18 – вал; 19, 35 – зажим; 20, 34 – шпindelь; 22 – бабка шпindelьная левая; 24, 39 – стойка; 25 – пробка; 26 – цапга; 27 – цапфа; 28, 37 – серьга; 29 – образец; 30 – индикатор; 31 – винт зажимной; 32 – кронштейн индикатора; 33 – бабка шпindelьная правая; 38 – штуцер; 40 – табличка; 41 – указатель; 42 – червячная пара (к шкале нагрузок); 43 – шкала нагрузок; 44, 51 – маховик; 45 – рычаг механизма нагружения; 46, 50 – винт; 47 – противовес; 48 – подшипник скольжения; 49 – червячная пара; 53 – груз подвижный; 54 – амортизатор; 55 – успокоитель; 56 – шкив

Рисунок 2.10 – Кинематическая схема машины для усталостных испытаний МУИ–6000

Все механизмы машины смонтированы на литой чугунной станине, состоящей из двух частей: верхней – корпуса и нижней – цоколя.

Машина включает следующие основные узлы:

- шпиндельные бабки с приводом и счетчиком циклов;
- механизм нагружения;
- устройство для автоматического отключения привода в случае разрушения образца;
- электрооборудование.

Шпиндельные бабки служат для закрепления образца и передачи на него испытательной нагрузки. На корпусах левой 22 и правой 33 шпиндельных бабок находятся цапфы 27, через которые передается нагрузка от механизма нагружения, а также опорные шарикоподшипники 21 и 36, которые устанавливаются в гнездах стоек 24 и на плоскостях стоек 39.

В корпус каждой бабки соответственно смонтированы шпиндели 20 и 34, имеющие внутри по конусной цанге 26, в которых закрепляются цилиндрические головки испытуемого образца.

Вращение шпинделя 20, а, следовательно, и испытуемого образца осуществляется электродвигателем с числом оборотов, равным 2800, через клиноременную передачу 3, с передаточным отношением, равным 2,125:1, и гибкий валик 17. При указанных параметрах передачи испытуемый образец делает 6000 мин⁻¹.

Число циклов фиксируется счетчиком циклов 9, на который с помощью ротора датчика импульсов подается электрический сигнал. Ротор датчика импульсов 12 и червячное колесо 13 жестко закреплены на одном валу. Передаточное отношение червяк 15 – датчик импульсов 100:1.

Счетчик электроимпульсный, выдерживает не менее 50 млн. срабатываний гарантированных изготовителем. Для сбрасывания показаний счетчика имеется ручка 10.

Механизм нагружения состоит из рычага 45, шарнирно связанного с серьгами 28 и 37, через которые передается нагрузка на шпиндельные бабки. На

рычаге 45 закреплены два подшипника скольжения 48, в которых вращается гладкий конец винта 46. При вращении винта маховиком 44 груз 53 перемещается по рычагу; одновременно через червячную пару 42 обеспечивается поворот шкалы нагрузок 43, которая указывает величину нагрузки, создаваемой подвижным грузом в пределах 100–200 Н. Цена деления шкалы равна 1 Н. Создание испытательных нагрузок, превышающих 200 Н, достигается установкой дополнительных сменных грузов 4 на подвеске 5. Набор сменных грузов состоит из пяти гирь (трех гирь с условным весом по 200 Н и двух – по 100 Н). Противовесом 47 достигается балансировка системы нагружения. При крайнем правом положении подвижного груза (до упора 52) нагрузка равна 100 Н, при крайнем левом – 200 Н. Приложение испытательной нагрузки производится с помощью маховика 51, при вращении которого против часовой стрелки червячная пара 49 опускает винт 50; на винте в двух шарикоподшипниках установлена ось грузового рычага машины. Нормальное положение рычага при испытании достигается в том случае, когда указатель 41 совпадает с риской на табличке 40 корпуса. В конце испытания, при разрушении образца, рычаг опускается на амортизатор 54 и одновременно, воздействуя упором 7 на микропереключатель 6, выключает электродвигатель машины.

Успокоитель 55 служит для поглощения вибрации грузового рычага при работе машины. Электрооборудование (выключатель машины, предохранители, магнитный пускатель) располагается внутри цоколя на специальной панели.

За основной критерий разрушения при определении предела выносливости было принято полное разрушение образцов. При испытаниях на многоцикловую усталость, в соответствии с ГОСТ 25.502–79 [46], для построения кривой усталости и определения предела выносливости, соответствующего вероятности разрушения 50%, необходимо испытать не менее 15 одинаковых образцов для каждой из марок сталей. В интервале напряжений 0,95–1,05 от предела выносливости, соответствующего вероятности разрушения 50%, требуется испытать не менее трех образцов, при этом не менее половины из них не должны разрушиться до базы испытаний.

Испытания в условиях агрессивной среды по ГОСТ 25.502–79 [46] были проведены при том же виде деформации и на таких же образцах, что и при отсутствии агрессивной среды. Основными условиями испытаний являются непрерывность нахождения образца в жидкостной агрессивной среде, обеспечение стабильности параметров агрессивной среды и ее взаимодействия с поверхностью образца.

База испытаний для определения пределов выносливости принимается:

$10 \cdot 10^6$ циклов – для металлов и сплавов, имеющих практически горизонтальный участок на кривой усталости;

$100 \cdot 10^6$ циклов – для легких сплавов и других металлов и сплавов, ординаты кривых усталости которых по всей длине непрерывно уменьшаются с ростом числа циклов.

При проведении усталостных испытаний серий образцов сталей соблюдались следующие условия:

- температура окружающей среды плюс (25 ± 10) °С;
- относительная влажность воздуха от 45 до 80 %;
- атмосферное давление от 84 до 106 кПа.

Методика испытаний включает в себя этап подготовки машины МУИ–6000 к нагружению, заключающийся в визуальном внешнем осмотре машины, опробовании, определении погрешности приложения нагрузки и проверки биения шпинделей.

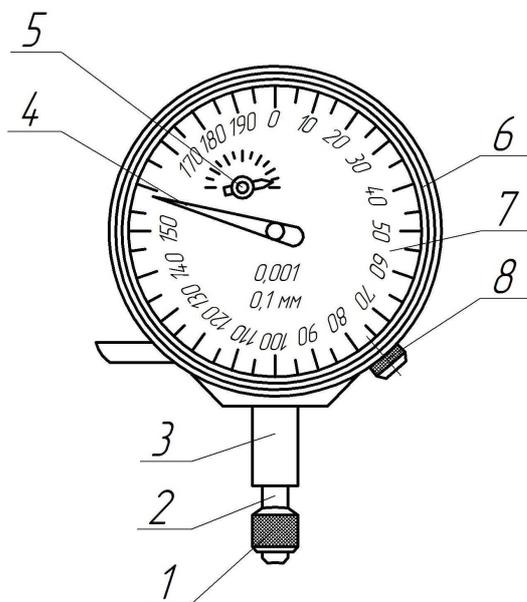
При проведении внешнего осмотра необходимо установить наличие масла в редукторах привода, а также осуществить:

– проверку уровня масла в редукторе датчика 8, успокоителе 55 и шпиндельных бабках 22 и 33. Для смазки шарнирных соединений механизма нагружения, червячной пары 49, подшипников скольжения 48 и гайки подвижного груза 53 машины МУИ–6000 использовалось масло «Индустриальное И–12А» ГОСТ 20799–88 [38];

– проверку наличия и надежности крепления контрольного валика в шпиндельных бабках 22 и 33, надежность работы электродвигателя 2, четкость и

безотказность работы системы автоматического отключения электродвигателя, правильность работы счетчика циклов 9.

Проверка биения шпинделей 20 и 34 произведена при помощи индикатора часового типа МИГ–1 ГОСТ 9696–82 [30]. Индикатор часового типа МИГ–1 приведен на рисунке 2.11.

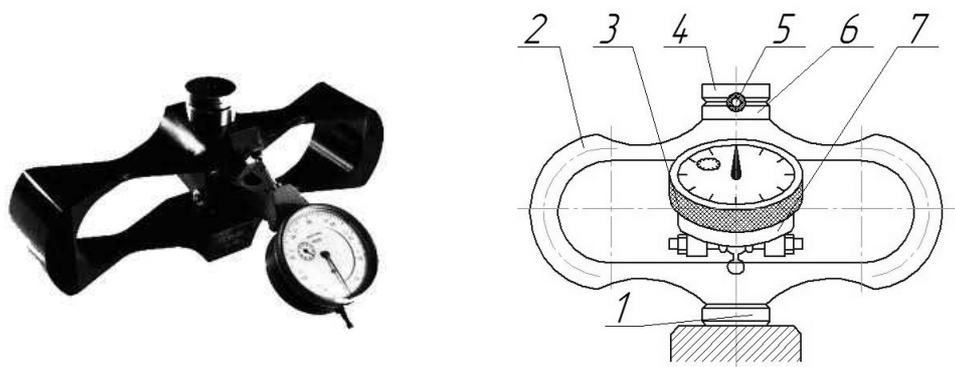


1 – измерительный наконечник; 2 – измерительный стержень; 3 – соединительная гильза;
4 – стрелка; 5 – указатель перемещения измерительного стержня; 6 – корпус; 7 – циферблат;
8 – винт для установки механизма в нулевое положение

Рисунок 2.11 – Индикатор часового типа МИГ–1

Для этого в шпиндельные бабки 22 и 33 был установлен контрольный валик, а на кронштейне индикатора 32 был укреплен индикатор МИГ–1 так, что измерительный наконечник касался поверхности образца, и ось штифтов проходила через ось контрольного валика. Закрепленный образец приводился во вращение от руки, и по наибольшей разности в показаниях индикатора МИГ–1 было определено биение контрольного валика, не превышающее допустимое биение в 0,03 мм.

Проверка машины по нагрузкам на точность показаний была произведена образцовым динамометром третьего разряда ДОСМ–3–1У 5094 по ГОСТ 9500–84 [29], предназначенным для поверки испытательных рабочих средств измерений при статических нагрузках. Динамометр образцовый переносной сжатия 3-го разряда ДОСМ-3-1У 5094 представлен на рисунке 2.12.



1 – упор нижний; 2 – скоба; 3 – индикатор; 4 – подушка; 5 – шарик;
6 – упор верхний; 7 – центр

Рисунок 2.12 – Динамометр образцовый переносной сжатия 3-го разряда

ДОСМ–3–1У 5094

Проверка производилась три раза в пяти точках, соответствующих 0,1; 0,2; 0,5; 0,8; 1,0 верхнего предела измерения шкалы при прямом и обратном ходе. После проверки для каждой ступени нагружения определялась относительная погрешность ψ (2.7) и относительную вариацию γ (2.8).

Относительная погрешность измеряемой нагрузки машины ψ , %

$$\psi = \frac{P_1 - P_{\text{и.д.}}}{P_{\text{и.д.}}} \cdot 100 \% , \quad (2.7)$$

где P_1 – показания индикатора динамометра в поверяемой точке, Н;
 $P_{\text{и.д.}}$ – показания индикатора динамометра, взятое из его свидетельства, соответствующее измеряемой нагрузке, Н.

Относительная вариация показаний машины по нагрузкам γ , %

$$\gamma = \frac{P_{\text{max}} - P_{\text{min}}}{P_{\text{и.д.}}} \cdot 100 \% , \quad (2.8)$$

где P_{max} – максимальное значение из показаний динамометра для измеряемой нагрузки, Н;
 P_{min} – минимальное значение из показаний динамометра для измеряемой нагрузки, Н.

Действительная нагрузка P принимается как разность между нагрузкой, отсчитанной по шкале динамометра и веса тарировочного приспособления.

2.4 Методика статистической обработки результатов испытаний

2.4.1 Проверка выборок на наличие грубых ошибок

Проверка выборок на наличие грубых ошибок необходима для исключения погрешностей, влияющих как на среднее значение измеряемой величины, так и на границы доверительного интервала.

Для отсева грубых погрешностей выборки небольшого объема с числом наблюдений $n \leq 25$ можно воспользоваться методом вычисления максимального относительного отклонения [65]:

$$\tau_{1-p} = \frac{|X_i - \bar{X}|}{\sqrt{\frac{n-1}{n}} \cdot \bar{S}}, \quad (2.9)$$

- где τ_{1-p} – табличное значение статистики τ , вычисленной при доверительной вероятности $q = 1 - p$;
- X_i – крайний (наибольший или наименьший) элемент выборки, по которой подсчитывались значения \bar{X} и \bar{S} ;
- n – количество произведенных измерений;
- \bar{S} – несмещенная оценка среднеквадратичного отклонения

$$\bar{S} = \sqrt{\frac{1}{n-1} \cdot \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2} \quad (2.10)$$

Полученный результат сравнивается с критическим значением, взятым из таблицы Г.1 (см. приложение Г) при соответствующем количестве измерений n и уровне доверительной вероятности $q = 1 - p$.

2.4.2 Проверка выборок на нормальность распределения и доверительность границ

Для выборок с $n < 120$ проверка на нормальность распределения выполняется в соответствии с рекомендациями Л. Закса [55; 76] с использованием сле-

дующего неравенства:

$$\left| \frac{\bar{\Delta}_a}{\bar{S}} - \sqrt{\frac{2}{\pi}} \right| < \frac{0,4}{\sqrt{n}}, \quad (2.11)$$

где $\bar{\Delta}_a$ – среднее абсолютное отклонение выборки

$$\bar{\Delta}_a = \frac{\sum_{i=1}^n |X_i - \bar{X}|}{n} \quad (2.12)$$

Если выполняется условие неравенства (2.11), то выборку относят к нормальному закону распределения.

Оценка доверительных границ случайной величины выполняется по формуле:

$$M(x) = \bar{X} \pm \xi \cdot \bar{\Delta}_a, \quad (2.13)$$

где ξ – табулированный коэффициент 95%-ной доверительности из таблицы Д.1 (см. приложение Д).

2.4.3 Оценка однородности или совместимости наблюдений

Принятие гипотезы о совместимости наблюдений происходит, если выполняется условие:

$$\hat{\chi}^2 \leq \chi_{1-\alpha}^2(r), \quad (2.14)$$

где $\hat{\chi}^2$ – непараметрический критерий «хи-квадрат», вычисленный по результатам наблюдений

$$\hat{\chi}^2 = \sum_{i=1}^{N_i} \sum_{j=1}^{N_j} \frac{N_{ij}}{P_i \cdot P_j \cdot N_0} - N_0, \quad (2.15)$$

где i, j – количество интервалов и рядов;

N_{ij} – количество наблюдений, попавших i -ый интервал j -ого ряда;

n – количество произведенных измерений;

N_0 – число наблюдений, включенных в статистическую выборку.

Вероятности попадания наблюдений в i -ый интервал и j -ый ряд

$$p_i = \frac{N_i}{N_0}; \quad p_j = \frac{N_j}{N_0}, \quad (2.16)$$

где N_i – количество наблюдений в i -ом интервале;

N_j – количество наблюдений в j -ом ряду.

Критическое значение «хи-квадрат» – распределения $\chi_{1-\alpha}^2(r)$ определяется из статистической таблицы Е.1 (см. приложение Е) в зависимости от уровня доверительности $\gamma = 1 - \alpha$ и степени свободы r

$$r = (i-1) \cdot (j-1) \quad (2.17)$$

При выполнении условия (2.14) гипотеза о совместимости выборок к единой генеральной совокупности принимается и их можно объединить в единую статистическую общность.

2.4.4 Определение ошибки проводимых измерений и статистической обработки результатов

Для определения ошибки проводимых измерений рассчитывается погрешность Δ_{Σ} измерительно-вычислительных операций, которая включает в себя измерительную и статистические составляющие:

$$\Delta_{\Sigma} = \Delta_{\text{из}} + \Delta_{\text{ст}}, \quad (2.18)$$

где $\Delta_{\text{из}}$ – измерительная составляющая погрешности

$$\Delta_{\text{из}} = (\Delta_{\text{п}} + 0,01 \cdot P_{\text{оц}}) \cdot t_{1-\alpha}(r) \cdot N_{\text{в}}^{-0,5}, \quad (2.19)$$

где $\Delta_{\text{п}}$ – ошибка прибора;

$P_{\text{оц}}$ – оцениваемый параметр;

α – уровень значимости;

r – степень свободы;

$t_{1-\alpha}(r)$ – квантиль Стьюдента по таблице Ж.1 (см. приложение Ж);

$N_{\text{в}}$ – число измерений;

$\Delta_{\text{ст}}$ – статистическая составляющая погрешности

$$\Delta_{ст} = \bar{S} \cdot t_{1-\alpha}(r) \cdot N_B^{-0,5}, \quad (2.20)$$

где \bar{S} – среднеквадратическое отклонение выборки.

$$\bar{S} = \sqrt{\frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2} \quad (2.21)$$

2.5 Выводы по главе

2.5.1 Сформирован необходимый и достаточный комплекс методик исследований для определения основных характеристик металла и оценки коррозионно-усталостного состояния НКТ в среде минерализованных пластовых вод.

2.5.2 Методика визуального и измерительного контроля направлена на выявление деформаций, поверхностных трещин, расслоений, закатов забоин, рисок, раковин и других несплошностей; проверку геометрических параметров подготовленных для коррозионно-усталостных испытаний образцов; оценку допустимости выявленных дефектов и несплошностей структуры металла.

2.5.3 Методика определения химического состава рентгенофлуоресцентным и оптико-эмиссионным спектральным анализом направлена на установление соответствия массовых долей основных элементов требованиям ГОСТ, а также для сравнения с массовыми долями элементов, заявленными в сертификате качества на продукцию, что является необходимым этапом для дальнейшей оценки полученных результатов.

2.5.4 Методика измерения твердости сталей испытательных образцов необходима для уточнения механических характеристик металлов, заявленных в сертификате качества на продукцию, для установления соответствия требованиям ГОСТ, а также для дальнейшего расчета уровней испытательных напряжений при проведении коррозионно-усталостных испытаний и прочностных расчетов.

2.5.5 Методика металлографических исследований направлена на выявление в структуре металла неметаллических включений, а также для определения величины зерна и оценки структуры сталей.

2.5.6 Методика коррозионно-усталостных испытаний сталей НКТ направлена на определение предела выносливости образцов металлов в воздухе, а также пределов ограниченной выносливости при испытании в среде пластовых вод нефтяных месторождений с целью дальнейшего расчета коэффициентов $K_{кор.}$ коррозионного влияния и оценки коррозионно-усталостного состояния НКТ в минерализованных средах.

2.5.7 Методика статистической обработки результатов исследований обеспечивает достоверность и статистическую корректность измерений, а также научно обоснованное планирование эксперимента (проверка измерений на наличие грубых ошибок, нормальность распределения и совместимость наблюдений).

ГЛАВА 3. РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ СТАЛЕЙ НКТ

3.1 Визуальный и измерительный контроль

Визуальный и измерительный контроль испытательных стальных образцов проводился в соответствии с РД 03–606–03 [104] по методике, изложенной в параграфе 2.1.

3.2 Химический состав сталей

Соответствие массовых долей основных элементов исследуемых сталей требованиям ГОСТ, а также сравнение с массовыми долями элементов, заявленными в сертификате качества на продукцию устанавливалось по методике, изложенной в параграфе 2.2.1 методами неразрушающего химического анализа – рентгенофлуоресцентной спектрометрией при помощи портативного анализатора DELTA DP 2000 и оптико-эмиссионной спектрометрией с использованием стационарного анализатора ARL QuantoDesk.

Рентгенофлуоресцентная спектрометрия реализована непосредственно на партиях образцов для коррозионно-усталостных испытаний, так как образцы полностью соответствуют требованиям к проведению спектрометрии и не требуют дополнительной подготовки.

Для оптико-эмиссионного спектрального анализа при помощи спектрометра ARL QuantoDesk из пруткового проката для каждой из трех марок сталей были изготовлены по одному образцу. Образец для оптико-эмиссионного спектрального анализа представлен на рисунке 3.1. Образец представляет собой продольно разрезанную часть прутка с тщательно отполированной поверхностью. Поверхность образцов для обыскривания заточена на плоскость в заводских условиях, в структуре металла образцов исключены раковины, шлаковые включения, цвета побежалости и другие включения. Однородность структуры анализируемого образца и плоскость поверхности необходимы для осуществ-

ления надежных и воспроизводимых измерений.

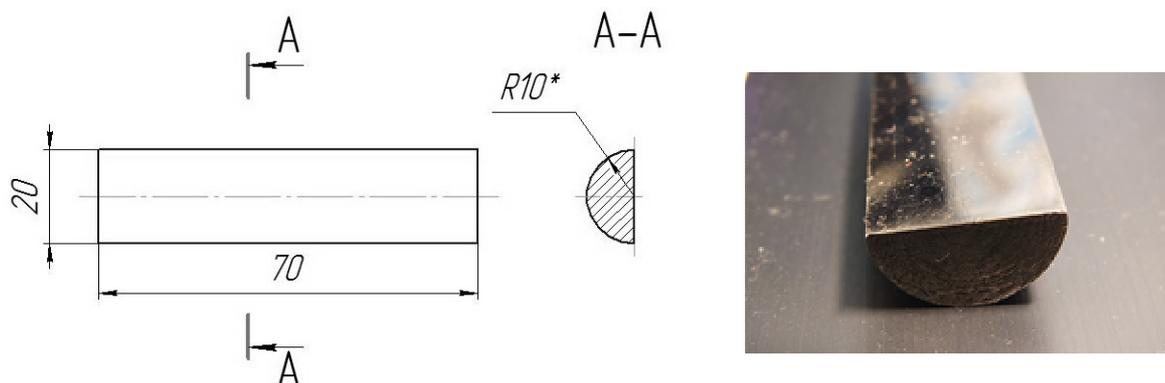


Рисунок 3.1 – Образец для оптико-эмиссионного спектрального анализа

Химический состав (масс. %) сталей для изготовления образцов в соответствии с нормативными документами, сертификатом качества продукции и результатами спектрометрии приведен в таблице 3.1.

По результатам неразрушающего анализа можно утверждать, что элементный химический состав исследуемых сталей соответствует требованиям как нормативных документов, так и сертификатов качества продукции. Массовые доли фосфора P и серы S по результатам оптико-эмиссионного анализа не превышают 0,003 % масс. для сталей 45 и 40Х, а для стали 30ХМА эти показатели составляют менее 0,008 % масс, что существенно меньше допустимого предела, равного 0,045 % масс. для сталей НКТ по требованиям ГОСТ 633–80, а также менее допустимого предела, равного 0,020 % масс. для фосфора P и 0,015 % масс. для серы S в соответствии с ГОСТ Р 52203–2004.

3.3 Определение основных механических характеристик сталей по результатам измерения твердости

Оценка механических характеристик сталей и расчет уровней испытательных напряжений были произведены по результатам твердометрии с использованием ультразвукового твердомера МЕТ–У1А по методике, изложенной в параграфе 2.2.2. Измерения проводились по методу Виккерса с автоматическим переводом в значения твердости НВ по Бринеллю.

Таблица 3.1 – Химический состав (масс. %) сталей для изготовления образцов в соответствии с нормативными документами, сертификатом качества продукции и результатами спектрометрии

Марка стали	Массовая доля основных элементов, %									
	C	Mn	Si	P	S	Cr	Ni	Cu	Mo	Ti
В соответствии с требованиями ГОСТ 4543–71 [25], ГОСТ 1050–88 [21]										
45	0,42–0,50	0,50–0,80	0,17–0,37	< 0,035	< 0,04	< 0,25	< 0,3	< 0,3	–	–
40X	0,36–0,44	0,50–0,80	0,17–0,37	< 0,035	< 0,035	0,80–1,10	< 0,3	< 0,3	< 0,15	< 0,03
30XMA	0,26–0,33	0,40–0,70	0,17–0,37	< 0,025	< 0,025	0,80–1,10	< 0,3	< 0,3	0,15–0,25	< 0,03
В соответствии с сертификатом качества продукции										
45	0,44	0,56	0,21	0,009	0,03	0,13	0,1	0,26	–	–
40X	0,38	0,58	0,28	0,017	0,025	0,87	0,11	0,25	0,01	0,005
30XMA	0,28	0,52	0,34	0,017	0,02	0,95	0,15	0,15	0,22	–
По результатам рентгенофлуоресцентной спектрометрии портативным анализатором DELTA DP 2000										
45	0,43	0,58	0,25	< 0,03	< 0,04	0,21	0,07	0,19	0,012	< 0,15
40X	0,39	0,62	0,37	< 0,01	< 0,01	0,92	0,09	0,2	0,011	< 0,04
30XMA	0,27	0,56	0,35	< 0,02	< 0,04	0,97	0,15	0,16	0,21	< 0,19
По результатам опико-эмиссионной спектрометрии стационарным анализатором ARL QuantoDesk										
45	0,41	0,51	0,22	< 0,003	< 0,003	0,17	0,08	0,19	0,05	< 0,001
40X	0,39	0,53	0,19	< 0,003	< 0,003	0,87	0,11	0,17	0,12	< 0,003
30XMA	0,27	0,54	0,31	< 0,008	< 0,008	0,82	0,15	0,15	0,24	< 0,002

Для проведения этапа твердометрии из пруткового проката для каждой из трех марок сталей были изготовлены в заводских условиях по 3 образца. Образец для проведения твердометрии представлен на рисунке 3.2. Механические характеристики сталей для изготовления образцов по сертификату качества продукции и нормативным документам приведены в таблице 3.2.



Рисунок 3.2 – Образец для проведения твердометрии

Для каждого из образцов было произведено по 5 измерений параметра твердости, соответственно для каждой из марок сталей получено 15 результатов, которые были переведены в предел кратковременной прочности σ_B по требованиям ГОСТ 22761–77 [40], а также усреднены и сведены к единому значению. Результаты твердометрии образцов металлов и пересчета в основные механические характеристики представлены в таблице 3.3.

Как видно из таблиц 3.2 и 3.3, рассчитанные основные механические характеристики сталей по результатам твердометрии с учетом допустимого диапазона погрешностей удовлетворяют требованиям нормативных документов ГОСТ 4543–71 [25], ГОСТ 1050–88 [21], а также превышают прочностные показатели, заявленные в сертификате качества на продукцию.

В соответствии с данными из таблицы 3.3, значения пределов кратковременной прочности σ_B исследуемых сталей позволяют соотнести материалы по этому параметру со сталями НКТ в соответствии с ГОСТ 633–80 [20] и ГОСТ Р 52203–2004 [48], по следующим группам прочности:

- сталь 45 – группа прочности «Д» (σ_B не менее 655 МПа);
- сталь 40Х – группа прочности «Е» (σ_B не менее 689 МПа);
- сталь 30ХМА – группа прочности «Л» (σ_B не менее 758 МПа).

Предел текучести σ_T сталей рассчитан по эмпирической зависимости от

Таблица 3.2 – Механические характеристики сталей для изготовления образцов по сертификату качества продукции и нормативным документам

№	Материал	Вид поставки	Состояние материала	Точность проката (квалитет)	Механические свойства					
					Предел текучести σ_T , МПа, не менее	Предел кратковременной прочности σ_B , МПа, не менее	Относительное удлинение δ_5 , %, не менее	Относительное сужение Ψ , %, не менее	Ударная вязкость КСУ, Дж/см ² , не менее	Твердость НВ, МПа, не более
1	Сталь 45	Круг 20 мм	без термообработки	В1 – обычная точность	405 (430)	640 (650)	23,5 (16,0)	46,0 (40,0)	57 (49)	2550 (2290)
2	Сталь 40Х	Круг 20 мм	без термообработки	В1 – обычная точность	540 (565)	730 (740)	14,5 (10,0)	51,0 (45,0)	76 (59)	2550 (2290)
3	Сталь 30ХМА	Круг 20 мм	без термообработки	В1 – обычная точность	570 (585)	750 (760)	17,2 (12,0)	55,0 (50,0)	96 (88)	2550 (2290)

Примечание: значения в скобках соответствуют нормативным показателям по ГОСТ 4543–71 [25], ГОСТ 1050–88 [21]

Таблица 3.3 – Результаты твердометрии образцов металлов и пересчета в основные механические характеристики

Марка стали	Твердость HB, МПа			Предел кратковременной прочности σ_b , МПа			Среднее значение HB, МПа	Дисперсия D[X], МПа ²	Среднеквадратическое отклонение $\sigma[X]$, МПа	Коэффициент вариации V[X], %	Среднее значение σ_b , МПа	Предел текучести σ_T , МПа	Относительное поперечное сужение ψ , %	Группа прочности НКТ
	Обр. №1	Обр. №2	Обр. №3	Обр. №1	Обр. №2	Обр. №3								
45	2010	1999	1892	687	684	651	1930	2547	50,46	2,62	663	468	51	«Д»
	1950	1883	1922	670	648	660								
	1981	1852	1950	679	640	670								
	1970	1901	1970	676	654	676								
	1912	1852	1901	657	640	654								
40X	2157	2293	2244	734	776	762	2200	2719	52,14	2,37	747	561	56	«Е»
	2108	2177	2256	718	739	765								
	2226	2137	2146	756	727	730								
	2205	2215	2195	748	752	745								
	2256	2157	2226	765	734	756								
30XMA	2247	2294	2326	736	780	785	2295	2494	49,94	2,00	776	603	58	«Л»
	2268	2335	2284	768	788	775								
	2288	2394	2184	774	808	743								
	2293	2293	2323	779	779	784								
	2299	2356	2245	778	794	735								

твердости по Бринеллю по рекомендациям М. П. Марковца [79]. Для углеродистых и перлитных низколегированных сталей с твердостью по Бринеллю $HB \geq 1500$ МПа предел текучести σ_T , МПа

$$\sigma_T = 0,367 \cdot HB - 240 \quad (3.1)$$

Относительное поперечное сужение ψ сталей рассчитывалось по методике М–11–02–97 определения механических свойств металла труб и трубопроводов с использованием переносного твердомера [83] по зависимостям из параметра твердости по Бринеллю HB , выраженного в кгс/мм²

– для углеродистой стали 45, %

$$\psi = -0,0000046 \cdot HB^3 + 0,0034 \cdot HB^2 - 0,8485 \cdot HB + 121,53 \quad (3.2)$$

– для низколегированных сталей 40Х и 30ХМА, %

$$\psi = -0,0000061 \cdot HB^3 + 0,0046 \cdot HB^2 - 1,2041 \cdot HB + 166,28 \quad (3.3)$$

С целью получения достоверных данных об основных прочностных характеристиках исследуемых металлов проведена необходимая подготовка на основе положений теории планирования эксперимента. Для этого, в соответствии с методикой, изложенной в параграфе 2.5, предварительно была произведена проверка полученных статистических выборок на наличие грубых ошибок и нормальность распределения, а также выполнен расчет погрешностей измерения.

Для оценки полученных выборочных значений твердости HB сталей также выполнена статистическая обработка массива.

Среднее выборочное значение \bar{X} , МПа

$$\bar{X} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n X_i, \quad (3.4)$$

где n – количество произведенных измерений параметра твердости;

X_i – i -ое значение измерения твердости, МПа.

$$\bar{X}_{45} = \frac{28945}{15} = 1929,68 \text{ МПа}; \quad \bar{X}_{40X} = \frac{32998}{15} = 2199,87 \text{ МПа};$$

$$\bar{X}_{30XMA} = \frac{34429}{15} = 2295,27 \text{ МПа}.$$

Выборочная дисперсия $D[X]$, МПа²

$$D[X] = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2 \quad (3.5)$$

$$D[X]_{45} = \frac{1}{15-1} \cdot 35651,33 = 2546,53 \text{ МПа}^2;$$

$$D[X]_{40X} = \frac{1}{15-1} \cdot 38059,73 = 2718,55 \text{ МПа}^2;$$

$$D[X]_{30XMA} = \frac{1}{15-1} \cdot 34914,93 = 2493,92 \text{ МПа}^2.$$

Среднеквадратическое отклонение $\sigma[X]$, МПа

$$\sigma[X] = \sqrt{\frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2} \quad (3.6)$$

$$\sigma[X]_{45} = \sqrt{2546,53} = 50,46 \text{ МПа}; \quad \sigma[X]_{40X} = \sqrt{2718,55} = 52,14 \text{ МПа};$$

$$\sigma[X]_{30XMA} = \sqrt{2295,27} = 47,91 \text{ МПа}.$$

Коэффициент вариации $V[X]$, %

$$V[X] = \frac{\sigma[X]}{\bar{X}} \cdot 100 \% \quad (3.7)$$

$$V[X]_{45} = \frac{50,46}{1929,68} \cdot 100 \% = 2,61 \% ; \quad V[X]_{40X} = \frac{52,14}{2199,87} \cdot 100 \% = 2,37 \% ;$$

$$V[X]_{30XMA} = \frac{47,91}{2295,27} \cdot 100 \% = 2,00 \% .$$

Затем производится проверка выборок на наличие грубых ошибок в соответствии с методикой, представленной в параграфе 2.5.1. Выборки с числом наблюдений $n < 25$ относятся к малым.

Для количества наблюдений $n = 15$ и уровня доверительной вероятности $q = 1 - p = 0,95$ критическое значение квантиля распределения величины τ_{1-p} по таблице Г.1 приложения Г

$$\tau_{1-p} = 2,49.$$

– вычисляется несмещенная оценка среднеквадратического отклонения по формуле (2.10) при $n = 15$

$$\bar{S}_{45} = 50,46 \text{ МПа}; \quad \bar{S}_{40X} = 52,14 \text{ МПа}; \quad \bar{S}_{30XMA} = 49,94 \text{ МПа}.$$

– вычисляется табличное значение статистики τ_{1-p} при доверительной вероятности $q = 1 - p = 0,95$ по формуле (2.9)

$$\tau_{1-p}^{45} = 1,648; \tau_{1-p}^{40X} = 1,849; \tau_{1-p}^{30XMA} = 2,046.$$

– рассчитанное значение τ_{1-p} сравнивается с критическим значением квантиля распределения

$$\tau_{1-p}^{45} = 1,648 < 2,49; \tau_{1-p}^{40X} = 1,849 < 2,49; \tau_{1-p}^{30XMA} = 2,046 < 2,49.$$

Далее выполняется проверка выборок на нормальность распределения и доверительность границ в соответствии с методикой из параграфа 2.5.2. Для выборок с числом наблюдений $n < 120$ проверка производится с использованием неравенства (2.11):

– вычисляется среднее абсолютное отклонение выборок $\bar{\Delta}_a$ по формуле (2.12)

$$\bar{\Delta}_a^{45} = 42,98 \text{ МПа}; \bar{\Delta}_a^{40X} = 42,94 \text{ МПа}; \bar{\Delta}_a^{30XMA} = 34,85 \text{ МПа}.$$

– оценивается выполнение неравенства (2.11) и делается вывод о нормальности распределения выборок

$$\left| \frac{42,98}{50,46} - 0,7979 \right| = 0,054 < \frac{0,4}{\sqrt{15}} = 0,103 \text{ (условие выполняется);}$$

$$\left| \frac{42,94}{52,14} - 0,7979 \right| = 0,026 < \frac{0,4}{\sqrt{15}} = 0,103 \text{ (условие выполняется);}$$

$$\left| \frac{34,85}{47,91} - 0,7979 \right| = 0,071 < \frac{0,4}{\sqrt{15}} = 0,103 \text{ (условие выполняется).}$$

Рассчитанные значения свидетельствуют о том, что все обработанные выборки не содержат грубых ошибок.

– производится оценка доверительных границ случайной величины по формуле (2.13) при количестве произведенных измерений $n = 15$ и значении табулированного коэффициента $\xi = 0,71$ для доверительности 95 % в соответствии с таблицей Д.1 приложения Д

$$M(x)_{45} = 1929,68 \pm 30,52 \text{ МПа}; M(x)_{40X} = 2199,87 \pm 30,49 \text{ МПа};$$

$$M(x)_{30XMA} = 2295,27 \pm 24,74 \text{ МПа}.$$

Следующим этапом является проверка гипотезы об однородности или совместимости наблюдений и принадлежности к единой генеральной совокупности, принимающаяся при выполнении неравенства (2.14) параграфа 2.5.3:

– вычисляются вероятности попадания статистических наблюдений в i -ый интервал P_i ($i = 5$) и j -ый ряд P_j ($j = 3$) по формуле (2.16) при общем числе наблюдений $n = 5 + 5 + 5 = 15$. Распределения вероятностей для сталец представлены в таблицах 3.4 – 3.6.

– вычисляется непараметрический критерий «хи-квадрат»

$$\hat{\chi}_{45}^2 = \left(\frac{3^2}{0,200 \cdot 0,333 \cdot 15} + \dots + \frac{1^2}{0,200 \cdot 0,333 \cdot 15} \right) - 15 = 12,499;$$

$$\hat{\chi}_{40X}^2 = \left(\frac{1^2}{0,133 \cdot 0,333 \cdot 15} + \dots + \frac{1^2}{0,067 \cdot 0,333 \cdot 15} \right) - 15 = 6,316;$$

$$\hat{\chi}_{30XMA}^2 = \left(\frac{1^2}{0,067 \cdot 0,333 \cdot 15} + \dots + \frac{2^2}{0,133 \cdot 0,333 \cdot 15} \right) - 15 = 11,026$$

– табулированное значение критерия $\hat{\chi}^2$ при уровне значимости $\alpha = 0,05$ и степени свободы $r = (5 - 1) \cdot (3 - 1) = 8$ из таблицы Е.1 приложения Е

$$\chi_{1-0,05}^2(8) = 15,507$$

Таблица 3.4 – Распределение вероятностей для стали 45

№ интервала	Границы интервала Δn_i , МПа	Количество рядов j			Количество наблюдений в интервале N_i	Вероятность попадания в i -ый интервал, P_i
		1	2	3		
		Количество наблюдений, попавших в i -ый интервал j -го ряда, N_{ij}				
1	1852–1884	0	3	0	3	0,200
2	1885–1915	1	1	2	4	0,267
3	1916–1947	0	0	1	1	0,067
4	1948–1978	2	0	2	4	0,267
5	1979–2010	2	1	0	3	0,200
Количество попаданий в ряд N_j		5	5	5	15	
Вероятность попадания в j -ый ряд, P_j		0,333	0,333	0,333		

Таблица 3.5 – Распределение вероятностей для стали 40Х

№ интервала	Границы интервала Δn_i , МПа	Количество рядов j			Количество наблюдений в интервале N_i	Вероятность попадания в i -ый интервал, p_i
		1	2	3		
		Количество наблюдений, попавших в i -ый интервал j -го ряда, N_{ij}				
1	2108–2145	1	1	0	2	0,133
2	2146–2182	1	2	1	4	0,267
3	2183–2219	1	1	1	3	0,200
4	2220–2256	2	0	3	5	0,333
5	2257–2293	0	1	0	1	0,067
Количество попаданий в ряд N_j		5	5	5	15	
Вероятность попадания в j -ый ряд, p_j		0,333	0,333	0,333		

Таблица 3.6 – Распределение вероятностей для стали 30ХМА

№ интервала	Границы интервала Δn_i , МПа	Количество рядов j			Количество наблюдений в интервале N_i	Вероятность попадания в i -ый интервал, p_i
		1	2	3		
		Количество наблюдений, попавших в i -ый интервал j -го ряда, N_{ij}				
1	2184–2226	0	0	1	1	0,067
2	2227–2268	2	0	1	3	0,200
3	2269–2310	3	2	1	6	0,400
4	2311–2352	0	1	2	3	0,200
5	2353–2394	0	2	0	2	0,133
Количество попаданий в ряд N_j		5	5	5	15	
Вероятность попадания в j -ый ряд, p_j		0,333	0,333	0,333		

– проверяется условие приемлемости гипотезы о совместимости наблюдений в единую генеральную совокупность

$$\hat{\chi}_{45}^2 \leq \chi_{1-0,05}^2(8) = 12,499 \leq 15,507;$$

$$\hat{\chi}_{40X}^2 \leq \chi_{1-0,05}^2(8) = 6,316 \leq 15,507;$$

$$\hat{\chi}_{30XMA}^2 \leq \chi_{1-0,05}^2(8) = 11,026 \leq 15,507.$$

Полученные результаты свидетельствуют о тесной связи измеренных значений твердости по трем образцам для каждой из марок сталей, поэтому можно полагать, что в интервале наблюдений (для стали 45 – 1852÷2010 МПа; для стали 40X – 2108÷2293 МПа и для стали 30XMA – 2184÷2394 МПа) вид функции распределения общей выборки остается неизменным. Это позволяет обобщить результаты измерений и совместить их в единую генеральную совокупность, а также распространять полученные выводы на всю структуру металла по каждой из исследованных марок сталей.

Завершающим этапом статистического анализа является определение ошибки проводимых измерений и обработки результатов, выполняемого в соответствии с параграфом 2.5.4:

– вычисляется статистическая составляющая погрешности $\Delta_{ст}$ по формуле (2.20) при числе измерений $n = 15$ и вероятности распределения Стьюдента $t_{0,99}(14) = 2,977$ (уровень значимости $\alpha = 0,01$, степень свободы $r = 15 - 1 = 14$) из таблицы Ж.1 приложения Ж.

$$\Delta_{ст}^{45} = \frac{50,46 \cdot 2,977}{\sqrt{15}} = 30,05 \text{ МПа}; \quad \Delta_{ст}^{40X} = \frac{52,14 \cdot 2,977}{\sqrt{15}} = 31,05 \text{ МПа};$$

$$\Delta_{ст}^{30XMA} = \frac{47,91 \cdot 2,977}{\sqrt{15}} = 28,53 \text{ МПа}.$$

– вычисляется измерительная составляющая погрешности $\Delta_{из}$ по формуле (2.19) при $n = 15$; вероятности распределения Стьюдента $t_{0,99}(14) = 2,977$; ошибке прибора $\Delta_{п} = 0,05 \cdot НВ$ и оцениваемом параметре $P_{оц}$, принятым как среднее выборочное значение твердости \bar{X} .

$$\Delta_{из}^{45} = \frac{(0,05 \cdot 1929,68 + 0,01 \cdot 1929,68) \cdot 2,977}{\sqrt{15}} = 89,01 \text{ МПа};$$

$$\Delta_{из}^{40X} = \frac{(0,05 \cdot 2199,87 + 0,01 \cdot 2199,87) \cdot 2,977}{\sqrt{15}} = 101,46 \text{ МПа};$$

$$\Delta_{\text{из}}^{30\text{XMA}} = \frac{(0,05 \cdot 2295,27 + 0,01 \cdot 2295,27) \cdot 2,977}{\sqrt{15}} = 105,85 \text{ МПа.}$$

– вычисляется погрешность измерительно-вычислительных операций Δ_{Σ} по формуле (2.18)

$$\Delta_{\Sigma}^{45} = 30,05 + 89,01 = 119,06 \text{ МПа; } \Delta_{\Sigma}^{40\text{X}} = 31,05 + 101,46 = 132,51 \text{ МПа;}$$

$$\Delta_{\Sigma}^{30\text{XMA}} = 28,53 + 105,85 = 134,38 \text{ МПа.}$$

Наименьшие вероятные значения твердости $\text{HB}_{\text{наим}}$ металлов

$$\text{HB}_{\text{наим}} = \bar{X} - \Delta_{\text{п}} - \Delta_{\text{ст}} - M(x) \quad (3.8)$$

$$\text{HB}_{\text{наим}}^{45} = 1929,68 - 96,49 - 30,05 - 30,52 = 1772,62 \text{ МПа;}$$

$$\text{HB}_{\text{наим}}^{40\text{X}} = 2199,87 - 109,99 - 31,05 - 30,49 = 2028,34 \text{ МПа;}$$

$$\text{HB}_{\text{наим}}^{30\text{XMA}} = 2295,27 - 114,76 - 28,53 - 24,74 = 2127,24 \text{ МПа.}$$

Анализ результатов показывает, что нормативно-расчетные значения твердости металлов, полученные в параграфе 3.3 и сведенные в таблицу 3.3, выше на 8,87 % для стали 45, на 8,46 % для стали 40X и на 7,89 % для стали 30XMA по сравнению с наименьшими вероятными значениями $\text{HB}_{\text{наим}}$.

3.4 Микроструктурный металлографический анализ сталей НКТ

Микроструктурный металлографический анализ сталей выполнялся с использованием портативного металлографического микроскопа МПМ–2У–КС и программного пакета обработки полученных изображений MICROKON MET 5.9 по методике, рассмотренной в параграфе 2.2.3.

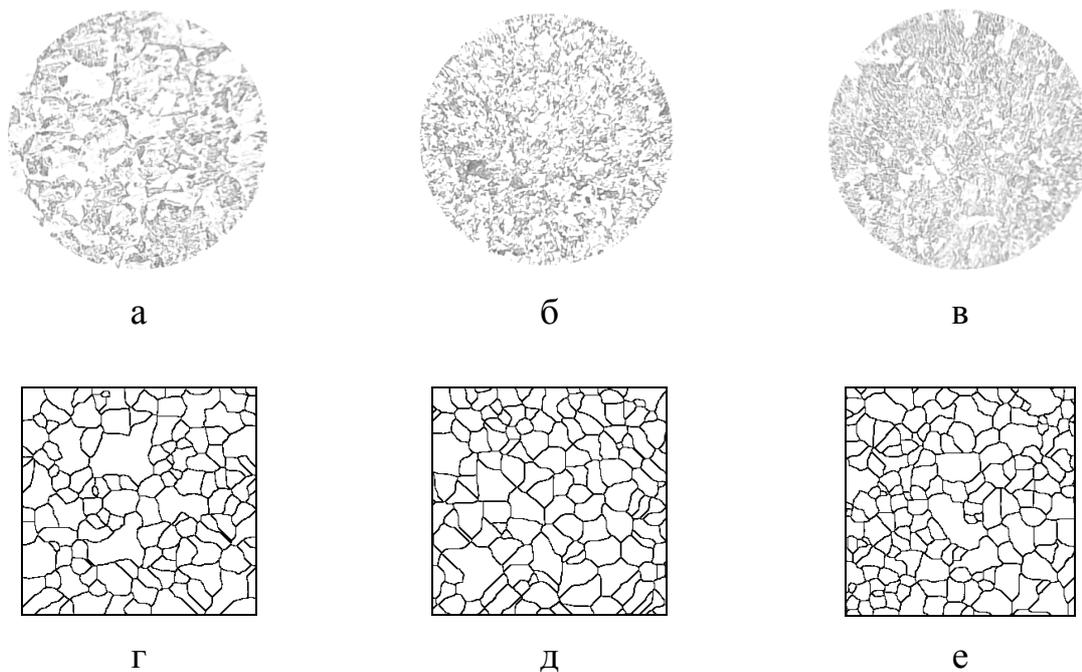
Для исследования микроструктуры материалов были подготовлены микрошлифы из сталей 45, 40X и 30XMA. Образцы были подвергнуты травлению в 4% растворе азотной кислоты HNO_3 в этиловом спирте $\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$, применяющемся для выявления микроструктуры углеродистых, мало- и среднелегированных сталей.

Состав подготовленного раствора для травления образцов металлов:

– 4,0 см³ азотной кислоты HNO_3 ;

– 100 см³ этилового спирта C₂H₅ОН.

Образцы погружались в ванночку с раствором и выдерживались в течение 20–25 сек. После травления микрошлифы промывались водой и просушивались прикладыванием фильтровальной бумаги. Признаком травления образцов металлов являлось слабое потускнение зеркального шлифа. Микроструктура сталей (×100) представлена на рисунке 3.3.



а, г – сталь 45; б, д – сталь 40Х; в, е – сталь 30ХМА

а, б, в – снимки микроструктуры; г, д, е – бинарная «паркетная структура» зерен

Рисунок 3.3 – Микроструктура сталей (×100)

Балл и диаметр зерна исследуемых сталей НКТ определялись хордовым методом в соответствии с ГОСТ 5639–82 [27] в режиме работы программного пакета металлографического анализа «Авто с ПМА» (прецизионный морфометрический анализ). Выбранный режим в сравнении с ручным и автоматическим способами позволяет более точно производить измерения за счет более точного определения границ зерен. Измерение среднего диаметра зерна выполнено по 5 различным снимкам микроструктур (увеличение ×100) для каждой из сталей по 5 проведенным хордам для каждого полученного изображения.

В результате вычислений получены следующие показатели величины зер-

нистости по исследованным маркам сталей НКТ:

– сталь 45 – средний балл зерна 8 (группа б) с диаметральной размером $d_3 = 0,0160 \div 0,0232$ мм;

– сталь 40X – средний балл зерна 9 (группа 5) с диаметральной размером $d_3 = 0,0110 \div 0,0160$ мм;

– сталь 30ХМА – средний балл зерна 10 (группа 4) с диаметральной размером $d_3 = 0,0076 \div 0,0110$ мм.

Результаты определения величины зерна сталей представлены на диаграммах рисунка 3.4, а также сведены в таблицу 3.7.

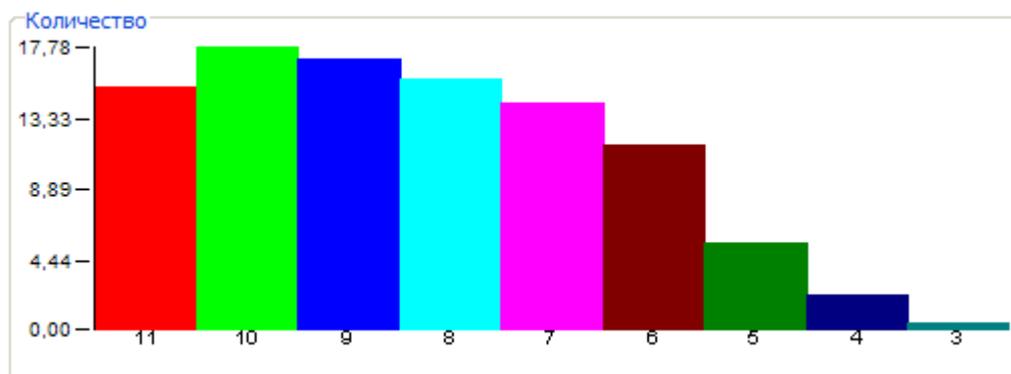
Основными элементами микроструктуры стали, от которых зависят ее свойства, являются феррит, аустенит, цементит, перлит и ледебурит [8]. Полученные изображения микроструктур сталей НКТ при увеличении 500 крат сравнивались с эталонами по ГОСТ 8233–56 [28]. В результате анализа сделан вывод, что микроструктура исследуемых сталей НКТ феррито-перлитная, не строчечная, мелкозернистая.

Анализ содержания ферритной фазы исследуемых марок сталей может быть выполнен при помощи микроскопа МПМ–2У–КС в соответствии с требуемыми нормами по ГОСТ 11878–66 [34], а также по ГОСТ 8233–56 [28] путем сравнения с эталонами. Установлено, что содержание перлитной и ферритной фаз стали 45 составляет по 50 %, стали 40X – 65 % и 35 %, стали 30ХМА – 85% и 15% соответственно.

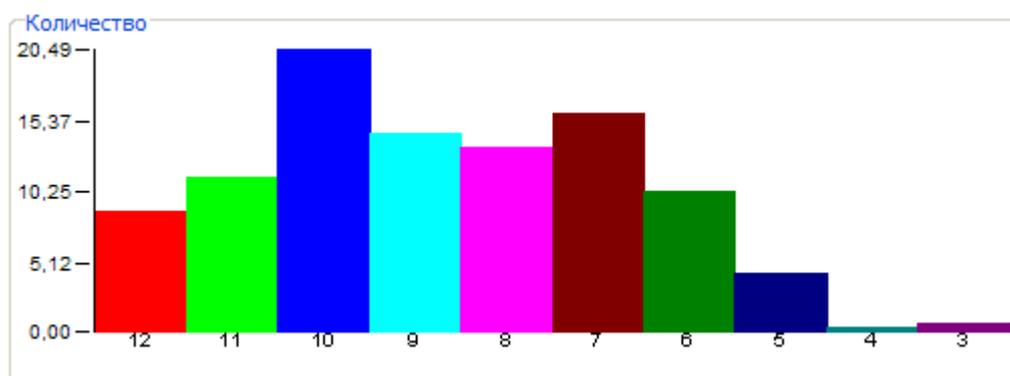
Для оценки уровня общей загрязненности сталей производится выявление в структуре неметаллических включений по ГОСТ 1778–70 [22], которые делятся на нитриды алюминия, нитриды и карбонитриды строчечные и точечные, оксиды строчечные и точечные, силикаты недеформирующиеся, силикаты пластичные, силикаты хрупкие, сульфиды.

Таким образом, результаты проведенных металлографических исследований по определению величины размера зерна сталей 45, 40X и 30ХМА позволяют рассчитать эффективный диаметр $d_{стр}$ элемента, формирующего свойства пластически сдеформированной структуры металлов (структурный параметр).

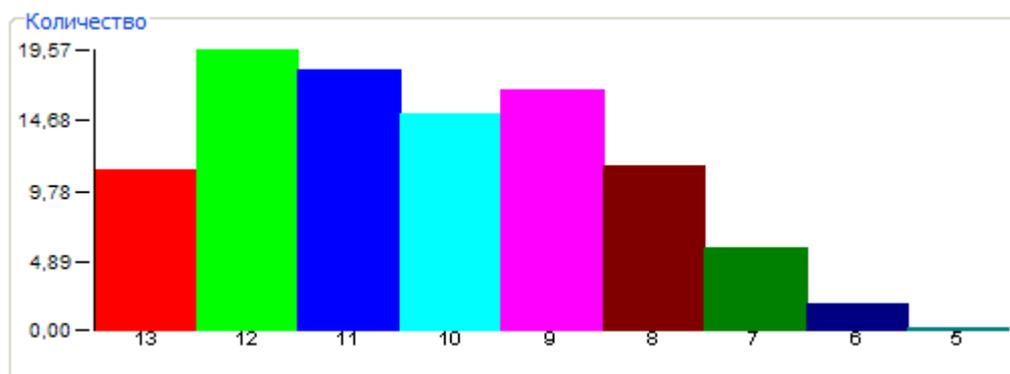
а)



б)



в)



а – сталь 45; б – сталь 40X; в – сталь 30ХМА

Рисунок 3.4 – Результаты определения величины зерна сталей

Таблица 3.7 – Результаты определения величины зерна сталей

Балл	Группа	Размер зерна, мм	Количество	Количество, %	Длина, %
Сталь 45					
11	3	0,0052 – 0,0076	62	15,31	4,18
10	4	0,0076 – 0,0110	72	17,78	7,27
9	5	0,0110 – 0,0160	69	17,04	10,38
8	6	0,0160 – 0,0232	64	15,80	13,94
7	7	0,0232 – 0,0336	58	14,32	17,96
6	8	0,0336 – 0,0488	47	11,60	21,01
5	9	0,0488 – 0,0708	22	5,43	14,19
4	10	0,0708 – 0,1027	9	2,22	8,17
3	11	0,1027 – 0,1489	2	0,49	2,91
Сталь 40Х					
12	2	0,0036 – 0,0052	25	8,83	1,81
11	3	0,0052 – 0,0076	32	11,31	3,45
10	4	0,0076 – 0,0110	58	20,49	9,31
9	5	0,0110 – 0,0160	41	14,49	9,86
8	6	0,0160 – 0,0232	38	13,43	13,40
7	7	0,0232 – 0,0336	45	15,90	22,85
6	8	0,0336 – 0,0488	29	10,25	20,70
5	9	0,0488 – 0,0708	12	4,24	12,70
4	10	0,0708 – 0,1027	1	0,35	1,43
3	11	0,1027 – 0,1489	2	0,71	4,49
Сталь 30ХМА					
13	1	0,0025 – 0,0036	52	11,18	3,19
12	2	0,0036 – 0,0052	91	19,57	8,38
11	3	0,0052 – 0,0076	84	18,06	11,19
10	4	0,0076 – 0,0110	70	15,05	13,07
9	5	0,0110 – 0,0160	78	16,77	20,76
8	6	0,0160 – 0,0232	53	11,40	20,32
7	7	0,0232 – 0,0336	27	5,81	14,56
6	8	0,0336 – 0,0488	9	1,94	7,10
5	9	0,0488 – 0,0708	1	0,22	1,43

3.5 Физико-химические свойства и компонентный состав испытательных скважинных пластовых вод нефтяных месторождений

С целью моделирования реальных эксплуатационных условий при испытаниях сталей для изготовления НКТ на усталостную прочность в условиях воздействия коррозионных сред применены агрессивные агенты, в качестве которых были использованы минерализованные скважинные пластовые воды Усинского и Западно-Тэбукского нефтяных месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Определение основных физико-химических свойств и компонентного состава коррозионных агентов было выполнено при помощи измерительных приборов испытательной лаборатории физико-химических исследований кафедры «Водоснабжение и водоотведение» Ухтинского государственного технического университета. Результаты количественного химического анализа пластовых вод представлены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Результаты количественного химического анализа пластовых вод

Наименование показателя	Величина показателя	
	Усинское н/м	Западно-Тэбукское н/м
Величина рН, ед. рН	6,74	6,46
Растворенный кислород, мг O ₂ /л	7,214	7,722
Взвешенные вещества, мг/л	0,282	0,351
Плотность ρ, г/см ³	1,056	1,097
Минерализация, г/л	79,5	129,2
Массовая концентрация, мг/л:		
– кальция Ca ²⁺	5600	10020
– магния Mg ²⁺	4012,8	2128
– натрия Na ⁺	16014,2	33948
– калия K ⁺	271,7	855
– хлоридов Cl ⁻	46505	68241,25
– сульфатов SO ₄ ²⁻	102	465
– гидрокарбонатов HCO ₃ ⁻	347	134,2

Как видно из таблицы 3.8, по параметру рН (рН < 7, кислые воды) и растворенному кислороду (мг O₂/л) рассматриваемые пластовые составы практи-

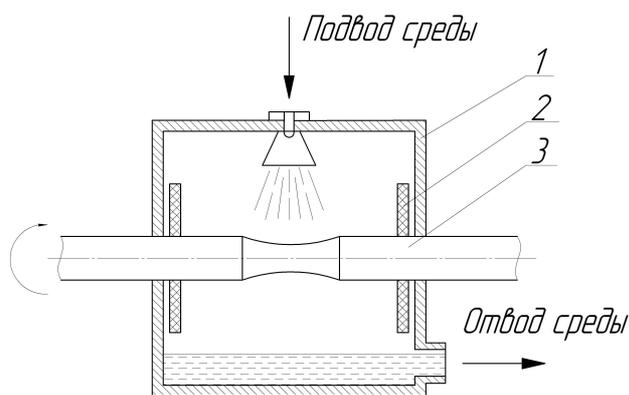
чески аналогичны. Пластовая вода Западно-Тэбукского нефтяного месторождения более минерализована, чем вода Усинского нефтяного месторождения (в 1,6 раза) и имеет в своем составе более высокую массовую концентрацию кальция Ca^{2+} , натрия Na^+ , хлоридов Cl^- и сульфатов SO_4^{2-} .

В соответствии с классификацией пластовых вод по типу растворенных в них солей, анализируемые составы вод Усинского и Западно-Тэбукского нефтяных месторождений относятся к хлоридно-кальциевым (таблица 1.5), так как диагностические коэффициенты в обоих случаях составляют:

$$\frac{r\text{Na}^+}{r\text{Cl}^-} < 1; \quad \frac{r\text{Cl}^- - r\text{Na}^+}{r\text{Mg}^{2+}} > 1.$$

Минерализация исследуемых пластовых вод Усинского ($M \approx 80$ г/л) и Западно-Тэбукского ($M \approx 130$ г/л) нефтяных месторождений свыше 50 г/л, что, в соответствии с классификацией, позволяет отнести их к группе рассолов.

Для испытания образцов в коррозионно-агрессивной среде пластовых вод нефтяных месторождений на станину машины МУИ–6000 была встроена специальная проточная камера с подводом и отводом агента (рисунок 3.5), а также установлена емкость для сбора и подачи циркулирующей среды.



1 – корпус камеры; 2 – уплотнение герметизирующее;
3 – испытательный образец

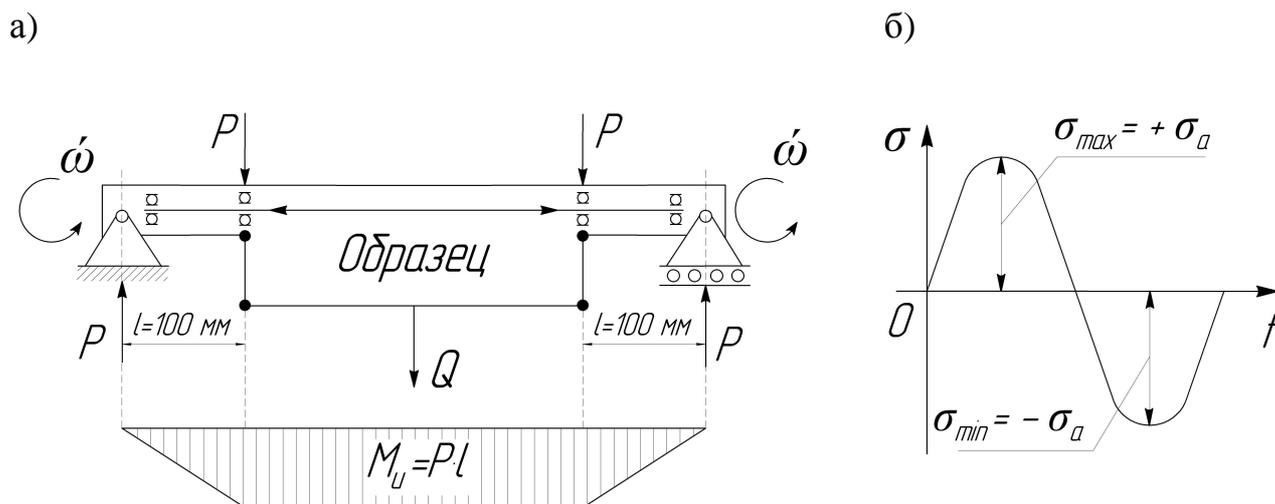
Рисунок 3.5 – Встроенная проточная камера с подводом и отводом агента

Известно, что коррозионная агрессивность сред в значительной степени определяется насыщением их растворенным кислородом (H , мг O_2 /л), поэтому для коррозионно-усталостных исследований выбран струйный способ подачи

среды в проточную камеру МУИ–6000, что моделирует условия, когда агрессивный агент имеет открытый контакт с воздухом и тем самым способствует более быстрому развитию процесса накопления повреждений в структуре сталей НКТ.

3.6 Коррозионно-усталостные испытания сталей НКТ

Схема и цикл нагружения образцов при испытаниях были выбраны с целью воспроизведения в образцах напряженного состояния, которое характерно для работы колонны НКТ в скважине, а также с целью получения в испытуемом образце излома эксплуатационного вида. Схема и цикл нагружения образца при испытании представлены на рисунке 3.6.



Q – общая нагрузка на образец, Н; P – нагрузка, приложенная к образцу, Н; l – расстояние от точки приложения до ближайшей опоры, мм; M_y – изгибающий момент, Н·м; ω – угловая скорость вращения образца, рад/с; σ_{max} – максимальное напряжение цикла, МПа; σ_{min} – минимальное напряжение цикла, МПа; σ_a – среднее напряжение цикла, МПа

а – схема нагружения образца при испытании; б – цикл нагружения образца при испытании

Рисунок 3.6 – Схема и цикл нагружения образца при испытании

Постоянная нагрузка Q в процессе испытаний при вращении создает наиболее опасный для деталей симметричный цикл нагружения. В случае нагружения по симметричному циклу наблюдается равенство максимальных σ_{max} и минимальных σ_{min} напряжений цикла, отношение которых называется ко-

эффицентом асимметрии цикла R_σ :

$$R_\sigma = \frac{\sigma_{\min}}{\sigma_{\max}} = -1, \quad (3.8)$$

где σ_{\min} – минимальное напряжение цикла, МПа;

σ_{\max} – максимальное напряжение цикла, МПа.

3.6.1 Испытательные образцы и технология их изготовления

В соответствии с ГОСТ 25.502–79, для испытаний металлов на усталость предусматривается изготовление образцов круглого (тип I и II) и прямоугольного (тип III и IV) сечений. Испытательное оборудование (машина для испытания металлов и сплавов на усталость при чистом изгибе вращающегося образца типа МУИ–6000) предполагает использование для нагружения образцов гладких круглого профиля типа I и II, а также образцов с кольцевой выточкой круглого сечения типа VIII диаметром цилиндрических головок 12 мм и 17 мм.

Для практического применения результатов коррозионно-усталостных испытаний были подобраны марки сталей, нашедшие широкое применение в трубной промышленности для изготовления НКТ. В целях проведения механических испытаний сталей НКТ на усталостную и коррозионно-усталостную прочность в заводских условиях были изготовлены 9 партий гладких образцов круглого профиля с диаметром корсетной рабочей части $d = 10$ мм и радиусом $R = 50$ мм. Для изготовления партий образцов была выбрана конструкционная сталь 45, высококачественная хромомолибденовая сталь 30ХМА и хромистая сталь 40Х. Образцы для исследований на усталостную и коррозионно-усталостную прочность изготавливались механическим точением из пруткового сортового горячекатаного проката одной поставки для каждого материала по ГОСТ 25.502–79 [46]. Рабочую часть образцов фрезеровали и, с целью доведения ее до норм, предусмотренных требованиями ГОСТ 25.502–79, а именно параметра шероховатости $Ra = 0,32 \div 0,16$ мкм, рабочая часть образцов была подвергнута шлифовке и полировке. Для каждой из трех марок сталей были изго-

товлены по три партии из 15 однотипных образцов. Образец для усталостных испытаний по ГОСТ 25.502–79 представлен на рисунке 3.7.

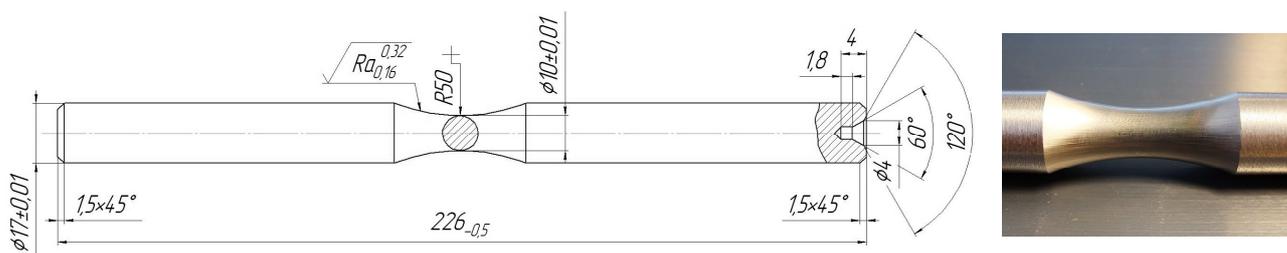


Рисунок 3.7 – Образец для усталостных испытаний по ГОСТ 25.502–79

При изготовлении выдерживались требования, предъявляемые к образцам для испытаний на усталостную прочность по ГОСТ 25.502–79 [46]:

1. Рабочая часть образцов была подготовлена по точности не ниже 7-го качества по ГОСТ 25347–82 [42].

2. Параметр шероховатости поверхности рабочей части образцов Ra выдерживался в пределах 0,32–0,16 мкм по ГОСТ 2789–73 [23].

3. На поверхности исключались следы коррозии, окалины, литейной корки и цветов побежалости.

4. Расстояние между захватами испытательной машины выбиралось так, чтобы исключить продольный изгиб образца и влияние усилий в захватах на напряженность в его рабочей части.

5. Вырезка заготовок и изготовление образцов не должны оказывать существенного влияния на усталостные свойства исходного материала. Нагрев образца при изготовлении не должен вызывать структурных изменений и физико-механических превращений в металле; припуски на обработку, параметры режима и последовательность обработки должны сводить к минимуму наклеп и исключить местный перегрев образцов при шлифовании, а также трещины и другие дефекты. Снятие последней стружки с рабочей части и головок образцов проводят с одной установки образца; заусеницы на боковых гранях образцов и кромках надрезов должны быть удалены. Заготовки вырезают в местах с определенной ориентацией по отношению к макроструктуре и напряженному состоянию изделий.

6. В пределах намеченной серии испытаний технология изготовления образцов из однотипных материалов соблюдалась одинаковой.

7. Измерение размеров рабочей части изготовленных образцов до испытаний не допускало повреждения ее поверхности.

8. Рабочая часть образца измерялась при помощи микрометра с погрешностью не более 0,01 мм.

3.6.2 Определение величины приложенного амплитудного напряжения и оценка ее точности

Первый максимальный (главный) уровень напряжения $\sigma_{1\max}$ в стальном образце, МПа

$$\sigma_{1\max} = 0,60 \div 0,65 \cdot \sigma_B, \quad (3.9)$$

где σ_T – предел текучести материала образца, МПа;

σ_B – предел кратковременной прочности материала образца, МПа.

Напряжение в гладком образце круглого профиля σ , МПа рассчитывается по формуле:

$$\sigma = \frac{M_{и}}{W_3} = \frac{32 \cdot P \cdot l \cdot 10^3}{\pi \cdot d^3}, \quad (3.10)$$

где $M_{и}$ – изгибающий момент, постоянный по всей рабочей части образца (между шпиндельными бабками), Н·м;

W_3 – осевой момент сопротивления сечения образца, мм³;

l – расстояние точки приложения силы до ближайшей опоры (для нормального образца $l = 100$ мм), мм;

d – диаметр образца, мм;

P – нагрузка (сила), приложенная к образцу, Н

$$P = \frac{1}{2} \cdot Q, \quad (3.11)$$

где Q – общая нагрузка, Н.

В соответствии с (3.10) и (3.11), нагрузка P , приложенная к образцу, N

$$P = \frac{\sigma \cdot \pi \cdot d^3}{32 \cdot l} \quad (3.12)$$

База испытаний (число циклов) N , при которой определяется предел выносливости, циклов

$$N = t \cdot n \cdot 60, \quad (3.13)$$

где t – продолжительность испытаний с момента нагружения до момента разрушения или до момента прекращения испытания;

n – частота циклов, мин^{-1} .

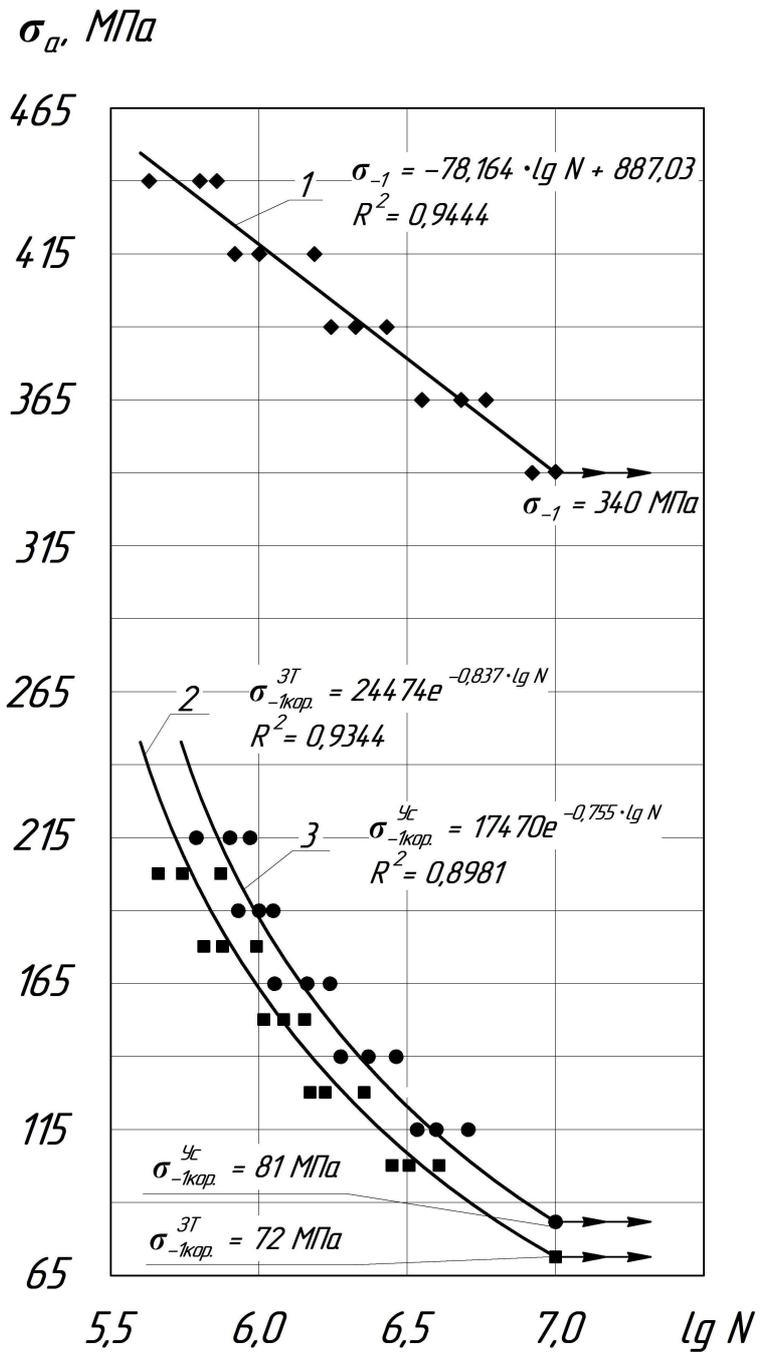
3.6.3 Результаты коррозионно-усталостных испытаний сталей НКТ в минерализованных средах

Коррозионно-усталостные испытания цилиндрических образцов металлов проводились на 5 уровнях напряжений цикла, рассчитанных исходя из значения предела кратковременной прочности σ_b каждой стали НКТ, в опасном сечении со снижением в 25 МПа. За основной критерий при определении предела выносливости и предела ограниченной выносливости $\sigma_{-1\text{кор}}$ на базе 10^7 циклов было принято полное разрушение испытательных гладких образцов металлов. По результатам этих исследований построены графики. Построение кривых, отражающих зависимость коррозионно-усталостной долговечности $\lg N$ от максимальных амплитудных значений цикла σ_a , выполнено в полулогарифмической системе координат $\sigma_a - \lg N$ методом наименьших квадратов. Кривые усталости (1) и коррозионной усталости (2 и 3) гладких образцов металлов диаметром 10 мм приведены на рисунках 3.8–3.10. Результаты испытаний образцов из сталей 45, 40Х и 30ХМА в сухом воздухе и в среде пластовых вод представлены, соответственно, в таблицах 3.9–3.11.

Получены следующие зависимости при испытаниях в сухом воздухе:

– для стали 45 предел выносливости σ_{-1} , МПа

$$\sigma_{-1} = -78,164 \cdot \lg N + 887,03 \quad (3.14)$$



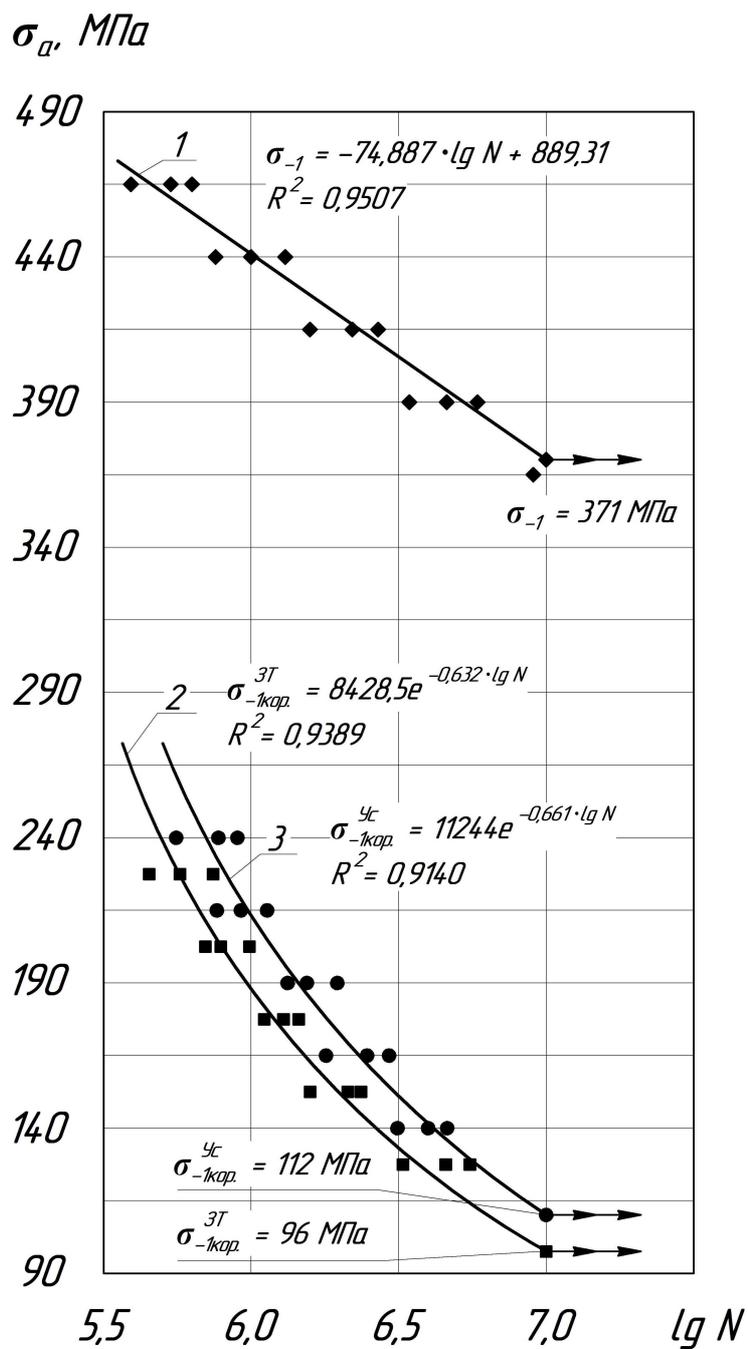
1 – в сухом воздухе; 2 – при подаче струйным способом пластовой воды Западно-Тэбукского нефтяного месторождения; 3 – при подаче струйным способом пластовой воды Усинского нефтяного месторождения

Рисунок 3.8 – Кривые усталости (1) и коррозионной усталости (2 и 3) образцов диаметром 10 мм из стали 45

Таблица 3.9 – Результаты испытаний образцов из стали 45 в сухом воздухе и в среде пластовых вод

№	σ_a , МПа	$N_i \times 10^{-6}$, циклов	$\lg N_i$	σ_a , МПа	$N_i \times 10^{-6}$, циклов	$\lg N_i$	σ_a , МПа	$N_i \times 10^{-6}$, циклов	$\lg N_i$
	Сухой воздух			Пластовая вода Усинского нефтяного месторождения			Пластовая вода Западно-Тэбукского нефтяного месторождения		
1	440	0,7368	5,8674	215	0,5967	5,7758	202,5	0,4551	5,6582
2		0,4203	5,6236		0,9493	5,9774		0,5403	5,7327
3		0,6287	5,7985		0,8179	5,9127		0,7483	5,8741
4	415	0,8333	5,9208	190	1,1689	6,0678	177,5	0,9649	5,9845
5		1,5286	6,1843		0,9899	5,9956		0,7531	5,8769
6		1,0927	6,0385		0,8268	5,9147		0,6628	5,8214
7	390	1,7167	6,2347	165	1,8285	6,2621	152,5	1,4411	6,1587
8		2,6013	6,4152		1,4934	6,1742		1,0626	6,0264
9		2,0825	6,3186		1,0507	6,0215		1,2198	6,0863
10	365	3,5900	6,5551	140	1,8042	6,2563	127,5	2,2495	6,3521
11		4,8029	6,6815		2,3960	6,3795		1,6842	6,2264
12		5,9621	6,7754		3,1131	6,4932		1,5300	6,1847
13	340	*	–	115	3,9418	6,5957	102,5	4,1975	6,6023
14		*	–		3,3527	6,5254		2,8093	6,4486
15		9,3626	6,9714		5,3876	6,7314		3,2299	6,5092

Примечание: символ * означает, что образец не разрушился до базы испытания 10^7 циклов



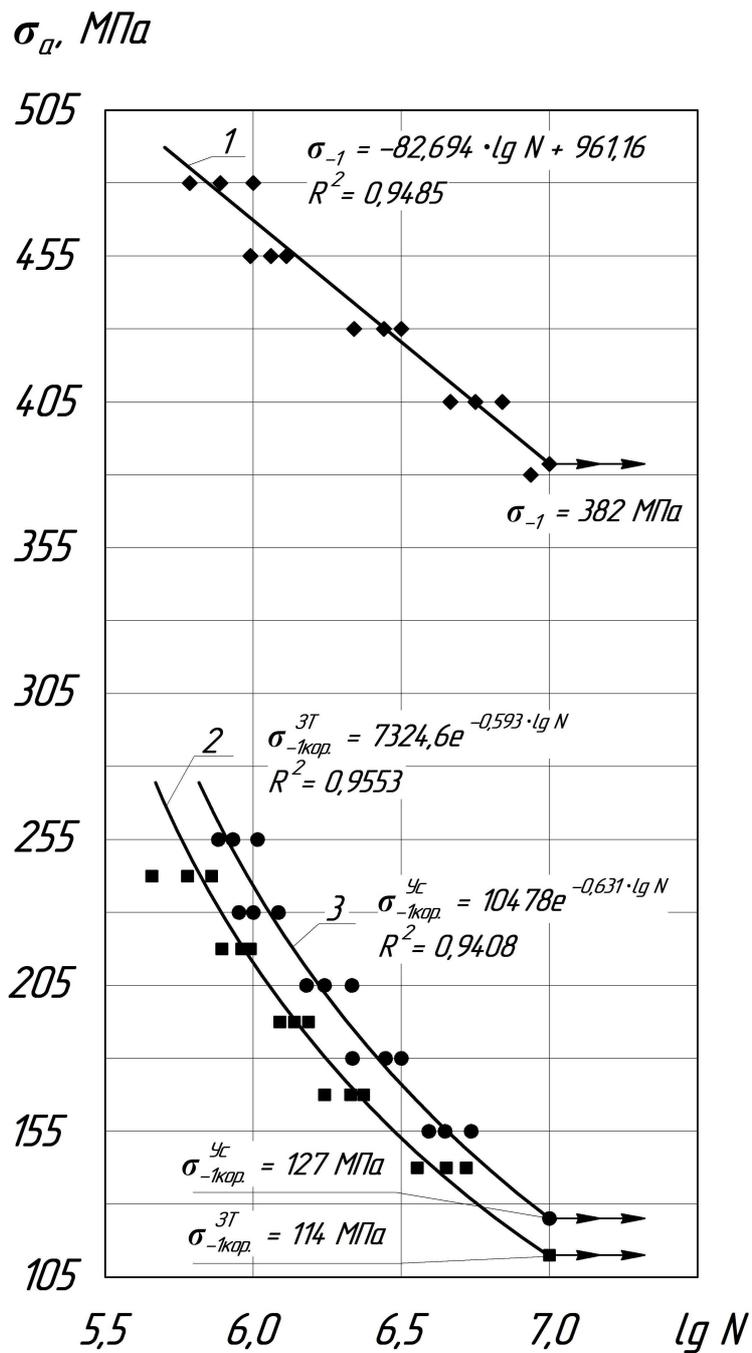
1 – в сухом воздухе; 2 – при подаче струйным способом пластовой воды Западно-Тэбукского нефтяного месторождения; 3 – при подаче струйным способом пластовой воды Усинского нефтяного месторождения

Рисунок 3.9 – Кривые усталости (1) и коррозионной усталости (2 и 3) образцов диаметром 10 мм из стали 40X

Таблица 3.10 – Результаты испытаний образцов из стали 40Х в сухом воздухе и в среде пластовых вод

№	σ_a , МПа	$N_i \times 10^{-6}$, циклов	$\lg N_i$	σ_a , МПа	$N_i \times 10^{-6}$, циклов	$\lg N_i$	σ_a , МПа	$N_i \times 10^{-6}$, циклов	$\lg N_i$
	Сухой воздух			Пластовая вода Усинского нефтяного месторождения			Пластовая вода Западно-Тэбукского нефтяного месторождения		
1	465	0,3912	5,5924	240	0,5492	5,7398	227,5	0,4515	5,6547
2		0,5245	5,7198		0,8964	5,9525		0,5789	5,7626
3		0,6286	5,7984		0,7800	5,8921		0,7524	5,8765
4	440	1,3326	6,1247	215	1,1384	6,0563	202,5	0,9649	5,9845
5		0,7518	5,8761		0,9479	5,9768		0,7856	5,8952
6		0,9892	5,9953		0,7843	5,8945		0,7003	5,8453
7	415	2,6754	6,4274	190	1,9683	6,2941	177,5	1,4934	6,1742
8		2,1647	6,3354		1,5729	6,1967		1,1053	6,0435
9		1,5966	6,2032		1,3769	6,1389		1,3573	6,1327
10	390	4,7282	6,6747	165	1,7729	6,2487	152,5	2,0960	6,3214
11		5,8857	6,7698		2,5043	6,3987		2,3938	6,3791
12		3,3861	6,5297		2,9977	6,4768		1,6099	6,2068
13	365	*	–	140	3,1542	6,4989	127,5	5,3678	6,7298
14		9,0240	6,9554		4,7119	6,6732		3,2832	6,5163
15		*	–		4,0225	6,6045		4,5269	6,6558

Примечание: символ * означает, что образец не разрушился до базы испытания 10^7 циклов



1 – в сухом воздухе; 2 – при подаче струйным способом пластовой воды Западно-Тэбукского нефтяного месторождения; 3 – при подаче струйным способом пластовой воды Усинского нефтяного месторождения

Рисунок 3.10 – Кривые усталости (1) и коррозионной усталости (2 и 3) образцов диаметром 10 мм из стали 30ХМА

Таблица 3.11 – Результаты испытаний образцов из стали 30ХМА в сухом воздухе и в среде пластовых вод

№	σ_a , МПа	$N_i \times 10^{-6}$, циклов	$\lg N_i$	σ_a , МПа	$N_i \times 10^{-6}$, циклов	$\lg N_i$	σ_a , МПа	$N_i \times 10^{-6}$, циклов	$\lg N_i$
	Сухой воздух			Пластовая вода Усинского нефтяного месторождения			Пластовая вода Западно-Тэбукского нефтяного месторождения		
1	480	0,9894	5,9954	255	0,7483	5,8741	242,5	0,6158	5,7895
2		0,7561	5,8786		1,0292	6,0125		0,7298	5,8632
3		0,6286	5,7984		0,8552	5,9321		0,4445	5,6479
4	455	1,3043	6,1154	230	1,2499	6,0969	217,5	0,9649	5,9845
5		0,9401	5,9732		0,9842	5,9931		0,7856	5,8952
6		1,1689	6,0678		0,8959	5,9523		0,9193	5,9635
7	430	2,7077	6,4326	205	1,5395	6,1874	192,5	1,5732	6,1968
8		2,1647	6,3354		2,1071	6,3237		1,2543	6,0984
9		3,1131	6,4932		1,7250	6,2368		1,4076	6,1485
10	405	4,7282	6,6747	180	2,1173	6,3258	167,5	2,0960	6,3214
11		5,6780	6,7542		2,7529	6,4398		2,3938	6,3791
12		6,9039	6,8391		3,1282	6,4953		1,7250	6,2368
13	380	*	–	155	4,4473	6,6481	142,5	5,2167	6,7174
14		*	–		5,3554	6,7288		3,7102	6,5694
15		8,5921	6,9341		3,9609	6,5978		4,5477	6,6578

Примечание: символ * означает, что образец не разрушился до базы испытания 10^7 циклов

– для стали 40Х предел выносливости σ_{-1} , МПа

$$\sigma_{-1} = -74,887 \cdot \lg N + 889,31 \quad (3.15)$$

– для стали 30ХМА предел выносливости σ_{-1} , МПа

$$\sigma_{-1} = -82,694 \cdot \lg N + 961,16 \quad (3.16)$$

При испытаниях в среде пластовых вод Усинского нефтяного месторождения (минерализация $M \approx 80$ г/л):

– для стали 45 предел ограниченной выносливости $\sigma_{-1\text{кор.}}^{\text{Ус}}$, МПа

$$\sigma_{-1\text{кор.}}^{\text{Ус}} = 17470 \cdot e^{-0,755 \cdot \lg N} \quad (3.17)$$

– для стали 40Х предел ограниченной выносливости $\sigma_{-1\text{кор.}}^{\text{Ус}}$, МПа

$$\sigma_{-1\text{кор.}}^{\text{Ус}} = 11244 \cdot e^{-0,661 \cdot \lg N} \quad (3.18)$$

– для стали 30ХМА предел ограниченной выносливости $\sigma_{-1\text{кор.}}^{\text{Ус}}$, МПа

$$\sigma_{-1\text{кор.}}^{\text{Ус}} = 10478 \cdot e^{-0,631 \cdot \lg N} \quad (3.19)$$

При испытаниях в среде пластовых вод Западно-Тэбукского нефтяного месторождения (минерализация $M \approx 130$ г/л):

– для стали 45 предел ограниченной выносливости $\sigma_{-1\text{кор.}}^{3\Gamma}$, МПа

$$\sigma_{-1\text{кор.}}^{3\Gamma} = 24474 \cdot e^{-0,837 \cdot \lg N} \quad (3.20)$$

– для стали 40Х предел ограниченной выносливости $\sigma_{-1\text{кор.}}^{3\Gamma}$, МПа

$$\sigma_{-1\text{кор.}}^{3\Gamma} = 8428,5 \cdot e^{-0,632 \cdot \lg N} \quad (3.21)$$

– для стали 30ХМА пределы ограниченной выносливости $\sigma_{-1\text{кор.}}^{3\Gamma}$, МПа

$$\sigma_{-1\text{кор.}}^{3\Gamma} = 7324,6 \cdot e^{-0,593 \cdot \lg N} \quad (3.22)$$

Как показали экспериментальные исследования, предел выносливости сталей НКТ в среде минерализованных пластовых вод снизился в $3,01 \div 4,72$ раза по отношению к пределу усталости металла в сухом воздухе. При повышении минерализации с 80 до 130 г/л усталостная прочность в среде пластовых вод снижается на $10 \div 20$ МПа.

Определенные опытным путем значения пределов усталостной прочности σ_{-1} в сухом воздухе и пределов ограниченной выносливости $\sigma_{-1\text{кор}}$ сталей НКТ в минерализованных пластовых водах нефтяных месторождений позволяют вычислить коэффициент $K_{\text{кор}}$ коррозионного влияния среды и вывести эмпирические зависимости для расчета предела ограниченной выносливости сталей НКТ через кратковременную прочность σ_B металла.

3.8 Выводы по главе

3.8.1 Определен химический состав исследуемых сталей (45, 40Х, 30ХМА), в результате которого установлено соразмерное количественное содержание элементов с сертификатом качества продукции и нормативными данными по ГОСТ 4543–71 и ГОСТ 1050–88, что свидетельствует о соответствии выбранных материалов требованиям, предъявляемым к сталям НКТ по ГОСТ 633–80 и ГОСТ Р 52203–2004.

3.8.2 На основе твердометрии исследуемых сталей и в соответствии с ГОСТ 22761–77 определены основные механические характеристики: получены значения пределов текучести σ_T , пределов кратковременной прочности σ_B и относительного поперечного сужения ψ материалов. Результаты показали, что выбранные материалы соответствуют сталям НКТ по нормам ГОСТ 633–80, ГОСТ Р 52203–2004 и могут быть отнесены по пределу кратковременной прочности σ_B к группам «Д», «Е» и «Л».

3.8.3 По результатам твердометрии сталей НКТ рассчитаны основные статистические показатели, обеспечивающие достоверность и корректность измерений, а также научно обоснованное планирование эксперимента (проверка измерений на наличие грубых ошибок, нормальность распределения и совместимость наблюдений).

3.8.4 Выполнен металлографический анализ структуры и определен размер зерна d_z анализируемых сталей НКТ, позволяющий рассчитать эффективный диаметр $d_{\text{стр}}$ элемента, формирующего свойства пластически сдеформирован-

ной структуры металлов (структурный параметр), а также ряд других пороговых характеристик металлов.

3.8.5 Подобраны скважинные минерализованные пластовые воды Усинского и Западно-Тэбукского нефтяных месторождений и определены их основные физико-химические свойства и компонентный состав.

3.8.6 Проведены коррозионно-усталостные испытания образцов металлов НКТ в воздухе и в среде минерализованных пластовых вод Усинского и Западно-Тэбукского нефтяных месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, а также найдены зависимости коррозионно-усталостной долговечности $\lg N$ от максимальных амплитудных напряжений σ_a цикла. В результате выполненных экспериментов определены значения пределов усталостной прочности σ_{-1} и ограниченной выносливости $\sigma_{-1\text{кор}}$ сталей НКТ, позволяющие вычислить коэффициент $K_{\text{кор}}$ коррозионного влияния среды и получить эмпирические выражения для расчета предела ограниченной выносливости сталей НКТ в зависимости от кратковременной прочности σ_B металла.

ГЛАВА 4. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ МИНЕРАЛИЗОВАННЫХ ПЛАСТОВЫХ ВОД НА КОРРОЗИОННО-УСТАЛОСТНОЕ СОСТОЯНИЕ НКТ

4.1 Оценка предела ограниченной выносливости сталей НКТ в среде минерализованных пластовых вод

Оценка влияния коррозионных минерализованных пластовых вод на прочностные и ресурсные показатели сталей НКТ выполняется на основе результатов исследований, представленных в главе 3 на графиках рисунков 3.7 – 3.9. Для удобства работы результаты исследований образцов металлов диаметром 10 мм сведены в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Результаты исследований образцов металлов диаметром 10 мм

Марка стали	Предел кратковременной прочности σ_B , МПа	Предел текучести σ_T , МПа	Предел выносливости в сухом воздухе σ_{-1} , МПа	Критерий $\frac{\sigma_{-1}}{\sigma_B}$			$\sigma_{-1кор}^{Ус}$ МПа	$\sigma_{-1кор}^{ЗТ}$ МПа	Критерий $\frac{\sigma_{-1кор}}{\sigma_B}$	
				Результаты испытаний	Результаты по С. Л. Жукову	Относительная ошибка, %			$\frac{\sigma_{-1кор}^{Ус}}{\sigma_B}$	$\frac{\sigma_{-1кор}^{ЗТ}}{\sigma_B}$
45	663	468	340	0,513	0,549	7,0	81	72	0,12	0,11
40Х	747	561	371	0,497	0,517	4,0	112	96	0,15	0,13
30ХМА	776	603	382	0,492	0,512	4,1	127	114	0,17	0,15

Примечание: $\sigma_{-1кор}^{Ус}$, $\sigma_{-1кор}^{ЗТ}$ – предел ограниченной выносливости сталей НКТ в среде пластовых вод Усинского (Ус) и Западно-Тэбукского (ЗТ) нефтяных месторождений, МПа

Из таблицы 4.1 видно, что предел выносливости сталей в сухом воздухе составил $0,492 \div 0,513$ от предела кратковременной прочности σ_B , определенного по результатам твердометрии в соответствии с ГОСТ 22761–77 [40]. Экспериментальные результаты сравнили с расчетными значениями, полученными из эмпирического выражения С. Л. Жукова [126].

При этом формула для расчета критерия σ_{-1}/σ_B с учетом зависимости С. Л. Жукова получила вид, МПа

$$\frac{\sigma_{-1}}{\sigma_B} = 0,27 + 185 \cdot \sigma_B^{-1} \quad (4.1)$$

Как видно из таблицы 4.1, экспериментальные значения критерия σ_{-1}/σ_B вполне соответствуют расчетным. Относительная ошибка для стали 45 не превысила 7,0 %, для стали 40Х оказалась равной 4,0 %, а для стали 30ХМА составила 4,1 %, что свидетельствует о корректности проведенных испытаний.

Из таблицы 4.1 также видно, что предел ограниченной выносливости сталей на базе 10^7 циклов при испытаниях под воздействием пластовой воды Усинского нефтяного месторождения составил $0,12 \div 0,17$ от σ_B , под воздействием пластовой воды Западно-Тэбукского нефтяного месторождения – $0,11 \div 0,15$ от σ_B . Это свидетельствует о сильном влиянии минерализованной среды на структуру сталей при циклических нагрузках. Их выносливость в условиях эксперимента снизилась практически на 80–90 % от первоначальной.

Более минерализованная и содержащая в своем составе больше минеральных солей при практически одинаковом насыщении кислородом (таблица 3.8) пластовая вода Западно-Тэбукского нефтяного месторождения снижает предел выносливости сталей НКТ на $10 \div 20$ МПа больше по сравнению с пластовой водой Усинского нефтяного месторождения.

Коэффициент $K_{кор.}$ коррозионного влияния пластовых вод на усталостную прочность сталей по результатам механических испытаний при минерализации М, г/л, рассчитывался по известной зависимости [47]:

$$K_{кор.} = \frac{\sigma_{-1}}{\sigma_{-1кор.}}, \quad (4.2)$$

где $\sigma_{-1кор.}$ – ограниченный предел выносливости стали при испытании в среде пластовых вод, МПа;

σ_{-1} – предел выносливости стали в сухом воздухе, МПа.

Соответственно, чем больше коэффициент $K_{кор.}$, тем выше степень коррозионного влияния на снижение усталостной прочности сталей. Расчетные коэффициенты $K_{кор.}$ коррозионного влияния минерализованных пластовых вод на

усталостную прочность сталей НКТ представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Расчетные коэффициенты $K_{кор.}$ коррозионного влияния минерализованных пластовых вод на усталостную прочность сталей НКТ

Марка стали	Коэффициент $K_{кор.}$ коррозионного влияния среды		Увеличение $K_{кор.}$, %
	Усинское н/м ($M = 79,5$ г/л; $H = 7,214$ мг O_2 /л)	Западно-Тэбукское н/м ($M = 129,2$ г/л; $H = 7,722$ мг O_2 /л)	
45	3,92	4,72	20
40X	3,31	3,87	17
30ХМА	3,01	3,35	11

Примечание: М – уровень минерализации, г/л; Н – насыщенность кислородом, мг O_2 /л

Как видно из таблицы 4.2, по мере повышения прочности стали (таблица 3.3) коэффициент $K_{кор.}$ коррозионного влияния среды снижается, что свидетельствует о повышении сопротивления стали усталостному разрушению, причем в среде с более высокой минерализацией и насыщенностью кислородом (Западно-Тэбукское нефтяное месторождение) это влияние более активно, но для разных сталей эта активность различна. Так, для стали 45 изменение минерализации с 79,5 до 129,2 г/л снижает сопротивляемость усталостному разрушению в 1,20 раза (увеличение коэффициента $K_{кор.}$ на 20 %), а для сталей 40X и 30ХМА это снижение составляет соответственно 1,17 (увеличение коэффициента $K_{кор.}$ на 17 %) и 1,11 (увеличение коэффициента $K_{кор.}$ на 11 %) раз. Из этого анализа видно также, что сопротивляемость усталостному разрушению выше для сталей с большей прочностью. В таблице 4.3 представлены значения удельных коэффициентов $\delta K_{кор.}$ коррозионного влияния, которые определены на единицу прочности σ_B анализируемых сталей НКТ для растворов NaCl и пластовых вод различной минерализации Усинского и Западно-Тэбукского нефтяных месторождений.

Эти значения определялись по формуле:

$$\delta K_{кор.} = \frac{K_{кор.}}{\sigma_B} \quad (4.3)$$

Полученные результаты сравнили с коррозионно-усталостными исследо-

ваниями, проведенными в б. Ивано-Франковском институте нефти и газа [115] для стали марки 40ХН перлитно-ферритного структурного состояния с различными значениями предела кратковременной прочности ($\sigma_B = 705$ МПа; $\sigma_B = 785$ МПа) в водах, минерализованных NaCl при уровне $M = 79,5$ и $129,2$ г/л (таблица 4.3).

Таблица 4.3 – Значения удельного коэффициента $\delta K_{кор.}$ коррозионного влияния

Марка стали	σ_B , МПа	Изменение удельного коэффициента $\delta K_{кор.}$ коррозионного влияния, $\times 10^3$			
		$M = 79,5$ г/л		$M = 129,2$ г/л	
		Ус	Раствор NaCl	ЗТ	Раствор NaCl
45	663	5,91	–	6,63	–
40ХН*	705	–	5,07	–	6,02
40Х	747	4,43	–	5,18	–
30ХМА	776	3,87	–	4,32	–
40ХН**	785	–	3,64	–	4,30

Примечание: под символами * и ** отмечены марки сталей по исследованиям [115]; σ_B – предел кратковременной прочности, МПа; M – уровень минерализации, г/л; Ус – Усинское нефтяное месторождение; ЗТ – Западно-Тэбукское нефтяное месторождение

После проведения аналогичных расчетов при соответствующих значениях минерализации (таблица 4.3), выборки смешали и построили совместные графики. Зависимость изменения удельного коэффициента $\delta K_{кор.}$ коррозионного влияния от предела кратковременной прочности σ_B сравниваемых сталей НКТ представлена на рисунке 4.1.

Как видно из этих графиков, совмещенные выборки отличаются высокой теснотой стохастической связи: коэффициенты аппроксимации в обоих случаях составляют более $R^2 = 0,99$. Это свидетельствует о достоверности и корректности выполненных исследований, а также предложенного метода анализа.

По результатам, представленным в таблице 4.3 (темные точки графика), и произведенным расчетам для стали 40ХН (светлые точки графика) найдены зависимости изменения удельного коэффициента $\delta K_{кор.}$ коррозионного влияния от предела кратковременной прочности σ_B сталей НКТ и получены функции их

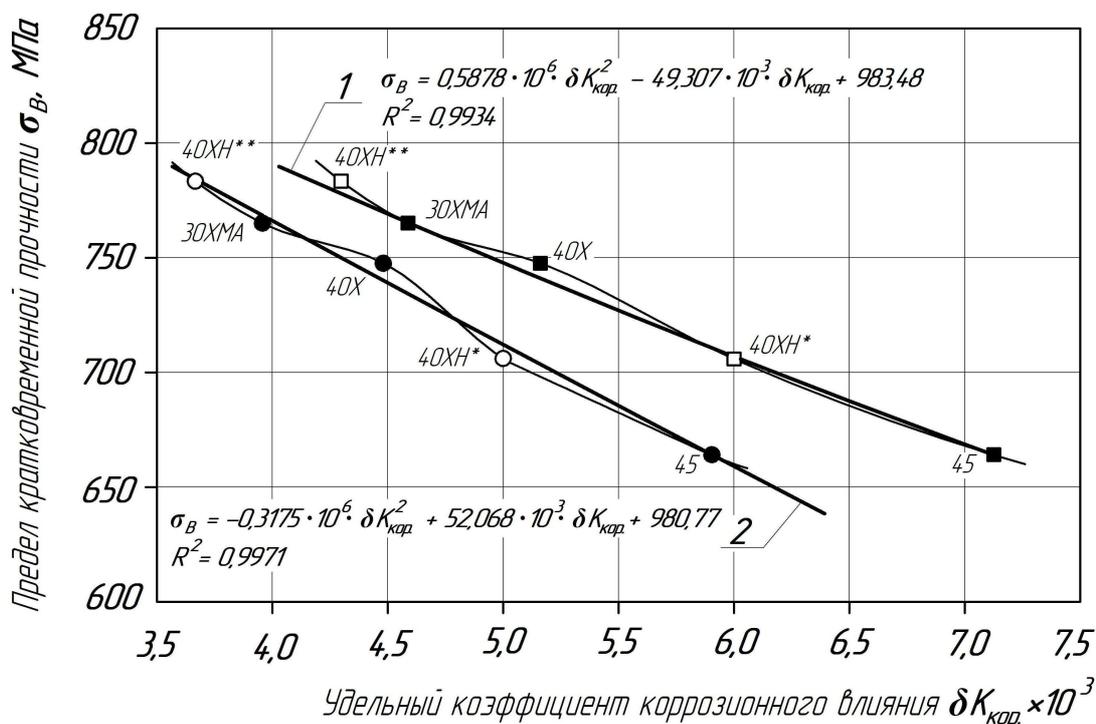
изменения в условиях разных пластовых вод:

– Усинского нефтяного месторождения ($M = 79,5$ г/л)

$$\sigma_B = -0,3175 \cdot 10^6 \cdot \delta K_{кор}^2 - 52,068 \cdot 10^3 \cdot \delta K_{кор} + 980,77 \quad (4.4)$$

– Западно-Тэбукского нефтяного месторождения ($M = 129,2$ г/л)

$$\sigma_B = 0,5878 \cdot 10^6 \cdot \delta K_{кор}^2 - 49,307 \cdot 10^3 \cdot \delta K_{кор} + 983,48 \quad (4.5)$$



1 – Западно-Тэбукское нефтяное месторождение; 2 – Усинское нефтяное месторождение

Светлые точки – расчетные значения для стали 40XH по исследованиям [115]

Темные точки – результаты, полученные по сталям 45, 40X и 30XMA

Рисунок 4.1 – Зависимость изменения удельного коэффициента $\delta K_{кор}$ коррозионного влияния от предела кратковременной прочности σ_B сравниваемых сталей НКТ

Значения удельного коэффициента $\delta K_{кор}$ коррозионного влияния из формул (4.4) и (4.5) для пластовых вод:

– Усинского нефтяного месторождения ($M = 79,5$ г/л)

$$\delta K_{кор}^{Ус} = \left(\sqrt{9814,99 - 3,150 \cdot \sigma_B} - 82,00 \right) \cdot 10^{-3}; \quad (4.6)$$

– Западно-Тэбукского нефтяного месторождения ($M = 129,2$ г/л)

$$\delta K_{кор}^{ЗТ} = \left(41,94 - \sqrt{86,05 + 1,703 \cdot \sigma_B} \right) \cdot 10^{-3} \quad (4.7)$$

Таким образом, зная значение удельного коэффициента $\delta K_{\text{кор.}}$ коррозионного влияния, появляется возможность вывода аналитической зависимости для определения предела ограниченной выносливости $\sigma_{-1\text{кор.}}$ любых марок сталей НКТ в рассмотренном диапазоне прочностей (группы прочности «Д», «К», «Е» и «Л») в среде пластовых вод Усинского и Западно-Тэбукского нефтяных месторождений.

Для этой цели воспользуемся примерной зависимостью, рекомендованной в ГОСТ 25.504–82 [47] для расчета предела выносливости сталей σ_{-1} , МПа, через известный предел кратковременной прочности σ_B , МПа, в случае отсутствия экспериментальных данных:

$$\sigma_{-1} = (0,55 - 0,0001 \cdot \sigma_B) \cdot \sigma_B \quad (4.8)$$

Сравним рассчитанные значения, полученные из выражения (4.8), с экспериментальными данными, приведенными в таблице 4.1. Оказалось, что относительная ошибка при вычислении предела выносливости металла по формуле (4.8) для стали 45 не превысила 6,0 %, для стали 40Х оказалась равной 4,5 %, а для стали 30ХМА составила 4,2 % при среднем значении в 4,9 %.

Учитывая среднюю относительную ошибку в 4,9%, вводим поправочный коэффициент равный 1,05 и получаем модифицированное уравнение для расчета предела усталостной прочности σ_{-1} , МПа, стали с учетом экспериментальных данных:

$$\sigma_{-1} = 1,05 \cdot (0,55 - 0,0001 \cdot \sigma_B) \cdot \sigma_B \quad (4.9)$$

Вычислив по формулам (4.6) и (4.7) для необходимой марки стали НКТ по пределу кратковременной прочности σ_B удельный коэффициент $\delta K_{\text{кор.}}$ коррозионного влияния и по формуле (4.9) предел усталости σ_{-1} , рассчитывается значение предела ограниченной выносливости $\sigma_{-1\text{кор.}}$, МПа, для рассматриваемых сталей НКТ в среде пластовых вод Усинского и Западно-Тэбукского нефтяных месторождений

$$\sigma_{-1\text{кор.}} = \frac{\sigma_{-1}}{\delta K_{\text{кор.}} \cdot \sigma_B} \quad (4.10)$$

Учитывая (4.6), (4.7) и (4.9), получаем выражения для определения предела

ограниченной выносливости сталей НКТ через коэффициент $K_{кор.}$ коррозионного влияния для пластовых вод:

– Усинского нефтяного месторождения $\sigma_{-1кор.}^{Ус}$, МПа

$$\sigma_{-1кор.}^{Ус} = \frac{1,05 \cdot (0,55 - 0,0001 \cdot \sigma_B)}{(\sqrt{9814,99 - 3,150 \cdot \sigma_B} - 82,00) \cdot 10^{-3}}; \quad (4.11)$$

– Западно-Тэбукского нефтяного месторождения $\sigma_{-1кор.}^{ЗТ}$, МПа

$$\sigma_{-1кор.}^{ЗТ} = \frac{1,05 \cdot (0,55 - 0,0001 \cdot \sigma_B)}{(41,94 - \sqrt{86,05 + 1,703 \cdot \sigma_B}) \cdot 10^{-3}} \quad (4.12)$$

Упростив (4.11) и (4.12), получаем эмпирические зависимости для определения предела ограниченной выносливости в минерализованных средах:

– Усинского нефтяного месторождения $\sigma_{-1кор.}^{Ус}$, МПа

$$\sigma_{-1кор.}^{Ус} = \frac{577,5 - 0,105 \cdot \sigma_B}{\sqrt{9814,99 - 3,150 \cdot \sigma_B} - 82,00}; \quad (4.13)$$

– Западно-Тэбукского нефтяного месторождения $\sigma_{-1кор.}^{ЗТ}$, МПа

$$\sigma_{-1кор.}^{ЗТ} = \frac{577,5 - 0,105 \cdot \sigma_B}{41,94 - \sqrt{86,05 + 1,703 \cdot \sigma_B}} \quad (4.14)$$

Таким образом, полученные эмпирические зависимости (4.13) и (4.14) позволяют произвести оценку предела ограниченной выносливости $\sigma_{-1кор.}$ в минерализованных средах для сталей других марок и групп прочностей НКТ в рассмотренном диапазоне [10].

К примеру, для стали 37Г2С (группа прочности «К», $\sigma_B = 687$ МПа):

– для условий Усинского нефтяного месторождения (минерализация пластовой воды близка к 80 г/л) предел ограниченной выносливости $\sigma_{-1кор.}^{Ус}$ составит, МПа

$$\sigma_{-1кор.}^{Ус} = \frac{577,5 - 0,105 \cdot 687}{\sqrt{9814,99 - 3,150 \cdot 687} - 82,00} = 93 \text{ МПа};$$

– для условий Западно-Тэбукского нефтяного месторождения (минерализация пластовой воды близка к 130 г/л) предел ограниченной выносливости

$\sigma_{-1\text{кор.}}^{3T}$ будет равен, МПа

$$\sigma_{-1\text{кор.}}^{3T} = \frac{577,5 - 0,105 \cdot 687}{41,94 - \sqrt{86,05 + 1,703 \cdot 687}} = 78 \text{ МПа.}$$

Таким образом, на основе экспериментальных исследований получены аналитические зависимости для определения предела ограниченной выносливости сталей НКТ в условиях минерализации Усинского ($M \approx 80$ г/л) и Западно-Тэбукского ($M \approx 130$ г/л) нефтяных месторождений, что, в свою очередь, позволяет оценить коррозионно-усталостное состояние НКТ по результатам текущего контроля.

Текущий контроль параметров коррозионно-усталостного состояния осуществляется путем мониторинга динамики развития микро- и макротрещинных структурных дефектов. В соответствии с работами [75; 77; 87; 88; 103; 121], размер этих дефектов может быть определен исходя из известной теории через коэффициент пороговой интенсивности напряжений K_{thr} , зависящий от структурных особенностей стали (зернистости d_3) и текущих прочностных свойств (σ_T , σ_B , ψ), на основе которых определяется ряд пороговых характеристик, положенных в основу расчета пороговой интенсивности напряжений K_{thr} .

4.2 Порядок проведения расчета коэффициентов запаса по коррозионно-усталостной прочности структуры металла НКТ

1) рассчитываются пороговая интенсивность напряжений K_{th0} при отнулевом цикле нагружения ($r = 0$), $\text{МПа} \cdot \sqrt{\text{м}}$ (4.15) и нагружении с учетом асимметрии r цикла K_{thr} , $\text{МПа} \cdot \sqrt{\text{м}}$ (4.27), а также критический коэффициент интенсивности напряжений K_{IC} , $\text{МПа} \cdot \sqrt{\text{м}}$ (4.21) и критическое раскрытие трещины $\delta_{\text{IC кор.}}$ в среде минерализованных пластовых вод, м (4.25);

2) вычисляются максимальный размер микродефекта l_{max} , м, не влияющий на процесс усталостного повреждения стали НКТ в исходном неповрежденном состоянии (4.26); длина макротрещины разрушения стали НКТ в среде минерализованных пластовых вод $L_{-1\text{кор.разр.}}$, м (4.30);

3) рассчитываются предел выносливости неповрежденной структуры стали НКТ $\sigma_{-1Н}$, МПа (4.35); поврежденность сталей НКТ в среде пластовых вод при разрушении $D_{-1кор.разр.}$ (4.34); текущий предел ограниченной выносливости $\sigma_{-1Т кор.}$ стали НКТ в среде минерализованных пластовых вод (4.37); текущая поврежденность $D_{-1Т кор.}$ (4.36); предельная поврежденность $D_{-1пр.кор.}$ с принятым запасом в среде минерализованных пластовых вод (4.39); коэффициент запаса K_D по поврежденности структуры стали НКТ (4.40);

4) вычисляются предельная ограниченная выносливость $\sigma_{-1пр.кор.}$ стали НКТ, МПа (4.42); коэффициент запаса K_σ по пределу ограниченной выносливости (4.43); предельная длина макротрещины $L_{-1пр.кор.}$, м стали НКТ с принятым запасом при эксплуатации в минерализованных пластовых водах (4.44); коэффициенты запаса структурной устойчивости K_L (4.45) и коэффициент запаса K_T по росту трещины до прекращения эксплуатации НКТ (4.46)

4.3 Расчет пороговых характеристик сталей НКТ

Коэффициент пороговой интенсивности напряжений K_{th0} при отнулевом цикле нагружения (коэффициент асимметрии $r = 0$), МПа $\cdot \sqrt{м}$

$$K_{th0} = \sqrt{\frac{R_{MCe} \left(\frac{1}{m}+1\right) \cdot D_{II} \left(\frac{1}{m}+1\right) \cdot 4 \cdot \pi \cdot d_{стр}}{1,7 \cdot \sigma_T \left(\frac{1}{m}-1\right)}}, \quad (4.15)$$

где R_{MCe} – критерий сопротивления микросколу стали в деформированном состоянии с учетом повышения первого главного напряжения в случае сложнапряженного состояния, МПа.

Минимальное напряжение хрупкого разрушения (сопротивление микросколу) R_{MC} стали в недеформированном состоянии, МПа

$$R_{MC} = \frac{5,7}{\sqrt{d_3}}, \quad (4.16)$$

где d_3 – диаметр зерна стали, м.

В соответствии с проведенными металлографическими измерениями в параграфе 3.4, принимаем следующие размеры диаметра зерна:

– сталь 45 – $d_3 = 1,75 \cdot 10^{-5}$ м;

– сталь 40Х – $d_3 = 1,25 \cdot 10^{-5}$ м;

– сталь 30ХМА – $d_3 = 1,15 \cdot 10^{-5}$ м.

Минимальное напряжение хрупкого разрушения (сопротивление микросколу) R_{MC} в недеформированном состоянии:

– стали 45

$$R_{MC}^{45} = \frac{5,7}{\sqrt{1,75 \cdot 10^{-5}}} = 1362,56 \text{ МПа};$$

– стали 40Х

$$R_{MC}^{40X} = \frac{5,7}{\sqrt{1,25 \cdot 10^{-5}}} = 1612,20 \text{ МПа};$$

– стали 30ХМА

$$R_{MC}^{30XMA} = \frac{5,7}{\sqrt{1,15 \cdot 10^{-5}}} = 1680,84 \text{ МПа}.$$

Критерий сопротивления R_{MCe} микросколу стали в деформированном состоянии примерно в 1,6÷1,7 раза больше минимального сопротивления R_{MC} хрупкого разрушения металла в недеформированном состоянии, МПа

$$R_{MCe} = \frac{(1,6 \div 1,7) \cdot 5,7}{\sqrt{d_3}} \quad (4.17)$$

Критерий сопротивления R_{MCe} микросколу в деформированном состоянии:

– стали 45

$$R_{MCe}^{45} = \frac{1,65 \cdot 5,7}{\sqrt{1,75 \cdot 10^{-5}}} = 2248,23 \text{ МПа};$$

– стали 40Х

$$R_{MCe}^{40X} = \frac{1,65 \cdot 5,7}{\sqrt{1,25 \cdot 10^{-5}}} = 2660,14 \text{ МПа};$$

– стали 30ХМА

$$R_{MCe}^{30XMA} = \frac{1,65 \cdot 5,7}{\sqrt{1,15 \cdot 10^{-5}}} = 2773,38 \text{ МПа}.$$

D_p – коэффициент перенапряжения, учитывающий повышение предела выносливости стали в случае сложнапряженного состояния

$$D = \frac{(1 + m) \cdot (1 - 2 \cdot \mu)}{2}, \quad (4.18)$$

где m – коэффициент степенного упрочнения стали при пластическом деформировании

$$m = \frac{0,75 \cdot \lg \left(\frac{\sigma_B}{\sigma_T} \cdot (1 + 1,4 \cdot \psi) \right)}{\lg \left(\frac{10^5 \cdot \ln \frac{1}{1 - \psi}}{200 + 0,5 \cdot \sigma_T} \right)}, \quad (4.19)$$

где σ_B – предел кратковременной прочности стали, МПа;

σ_T – предел текучести стали, МПа;

ψ – коэффициент относительного поперечного сужения стали.

Значения параметров σ_B , σ_T и ψ для исследуемых сталей НКТ получены по результатам измерения твердости и указаны в таблице 3.3 параграфа 3.3.

Коэффициент m степенного упрочнения при пластическом деформировании:

– стали 45

$$m^{45} = \frac{0,75 \cdot \lg \left(\frac{663}{468} \cdot (1 + 1,4 \cdot 0,51) \right)}{\lg \left(\frac{10^5 \cdot \ln \frac{1}{1 - 0,51}}{200 + 0,5 \cdot 468} \right)} = 0,130;$$

– стали 40X

$$m^{40X} = \frac{0,75 \cdot \lg \left(\frac{747}{561} \cdot (1 + 1,4 \cdot 0,55) \right)}{\lg \left(\frac{10^5 \cdot \ln \frac{1}{1 - 0,55}}{200 + 0,5 \cdot 561} \right)} = 0,126;$$

– стали 30ХМА

$$m^{30\text{ХМА}} = \frac{0,75 \cdot \lg\left(\frac{776}{603} \cdot (1 + 1,4 \cdot 0,58)\right)}{\lg\left(\frac{10^5 \cdot \ln\frac{1}{1-0,58}}{200 + 0,5 \cdot 603}\right)} = 0,123.$$

μ – коэффициент Пуассона, для стали 45 – $\mu = 0,26$; для стали 40Х – $\mu = 0,28$; для стали 30ХМА – $\mu = 0,29$.

Коэффициент перенапряжения $D_{\text{п}}$, учитывающий повышение предела выносливости σ_{-1} в случае сложноподвижного состояния:

– для стали 45

$$D_{\text{п}}^{45} = \frac{(1 + 0,130) \cdot (1 - 2 \cdot 0,26)}{2} = 0,271;$$

– для стали 40Х

$$D_{\text{п}}^{40\text{Х}} = \frac{(1 + 0,126) \cdot (1 - 2 \cdot 0,28)}{2} = 0,248;$$

– для стали 30ХМА

$$D_{\text{п}}^{30\text{ХМА}} = \frac{(1 + 0,123) \cdot (1 - 2 \cdot 0,29)}{2} = 0,236.$$

$d_{\text{стр}}$ – эффективный диаметр элемента, определяющий свойства пластически сформированной структуры и зависящий от ее эволюции в процессе деформирования и механизме микроскопа.

Известно, что у материалов, обладающих большим запасом пластичности, в вершине трещины развиваются значительные деформации, поэтому в зоне предразрушения образуется фрагментированная структура, наиболее вероятный размер которой в 2,6÷2,8 раза меньше размера зерна. Эти размеры фрагментированной структуры согласуются с исследованиями по сопротивлению микросколу однородных материалов.

Эффективный диаметр элемента $d_{\text{стр}}$, определяющий свойства пластически сформированной структуры сталей, ведущих себя как однородные материалы:

$$d_{\text{стр}} = \frac{d_3}{2,6 \div 2,8} \quad (4.20)$$

Эффективный диаметр $d_{\text{стр}}$ структурного элемента:

– стали 45

$$d_{\text{стр}}^{45} = \frac{1,75 \cdot 10^{-5}}{2,7} = 6,48 \cdot 10^{-6} \text{ м};$$

– стали 40Х

$$d_{\text{стр}}^{40\text{X}} = \frac{1,25 \cdot 10^{-5}}{2,7} = 4,63 \cdot 10^{-6} \text{ м};$$

– стали 30ХМА

$$d_{\text{стр}}^{30\text{ХМА}} = \frac{1,25 \cdot 10^{-5}}{2,7} = 4,26 \cdot 10^{-6} \text{ м}.$$

Коэффициент пороговой интенсивности напряжений $K_{\text{th}0}$ при отнулевом цикле нагружения ($r = 0$):

– стали 45

$$K_{\text{th}0}^{45} = \sqrt{\frac{2248,23^{\left(\frac{1}{0,130}+1\right)} \cdot 0,271^{\left(\frac{1}{0,130}+1\right)} \cdot 4 \cdot 3,14 \cdot 6,48 \cdot 10^{-6}}{1,7 \cdot 468^{\left(\frac{1}{0,130}-1\right)}}} = 10,211 \text{ МПа} \cdot \sqrt{\text{м}};$$

– стали 40Х

$$K_{\text{th}0}^{40\text{X}} = \sqrt{\frac{2260,14^{\left(\frac{1}{0,126}+1\right)} \cdot 0,248^{\left(\frac{1}{0,126}+1\right)} \cdot 4 \cdot 3,14 \cdot 4,63 \cdot 10^{-6}}{1,7 \cdot 561^{\left(\frac{1}{0,126}-1\right)}}} = 6,735 \text{ МПа} \cdot \sqrt{\text{м}};$$

– стали 30ХМА

$$K_{\text{th}0}^{30\text{ХМА}} = \sqrt{\frac{2773,38^{\left(\frac{1}{0,123}+1\right)} \cdot 0,236^{\left(\frac{1}{0,123}+1\right)} \cdot 4 \cdot 3,14 \cdot 4,26 \cdot 10^{-6}}{1,7 \cdot 603^{\left(\frac{1}{0,123}-1\right)}}} = 4,905 \text{ МПа} \cdot \sqrt{\text{м}}.$$

Рассчитанные значения пороговых характеристик необходимы для вычисления длин микротрещин на этапах роста микротрещины и перехода в макротрещину до достижения своего предельного значения. Результаты расчета пороговых характеристик сталей НКТ представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Результаты расчета пороговых характеристик сталей НКТ

Наименование параметра	Значение параметра		
	Сталь 45	Сталь 40Х	Сталь 30ХМА
Коэффициент пороговой интенсивности напряжений K_{th0} при отнулевом цикле нагружения ($r = 0$), МПа $\cdot\sqrt{м}$	10,211	6,735	4,905
Сопротивление хрупкому разрушению R_{MC} стали в недеформированном состоянии (сопротивление микросколу), МПа	1362,56	1612,20	1680,84
Критерий сопротивления микросколу R_{MCe} стали в деформированном состоянии при сложнапряженном состоянии, МПа	2248,23	2660,14	2773,38
Коэффициент перенапряжения D_n , учитывающий повышение предела выносливости в случае сложнапряженного состояния	0,271	0,248	0,236
Коэффициент m степенного упрочнения при пластическом деформировании	0,130	0,126	0,123
Эффективный диаметр элемента $d_{стр}$, определяющий свойства пластически сдеформированной структуры, $\times 10^6$, м	6,48	4,63	4,26

4.4 Расчет критических характеристик сталей НКТ

Критический коэффициент интенсивности напряжений K_{IC} , МПа·√м

$$K_{IC} = \sqrt{\frac{R_{MCe}^{\left(\frac{1}{m}+1\right)} \cdot D_{II}^{\left(\frac{1}{m}+1\right)} \cdot \pi \cdot 6,18 \cdot d_3}{\left(1 - \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot D\right)^{\left(\frac{1}{m}+1\right)} \cdot \sigma_T^{\left(\frac{1}{m}-1\right)}}} \quad (4.21)$$

Критический коэффициент интенсивности напряжений K_{IC}

– для стали 45

$$K_{IC}^{45} = \sqrt{\frac{2248,23^{\left(\frac{1}{0,130}+1\right)} \cdot 0,271^{\left(\frac{1}{0,130}+1\right)} \cdot 3,14 \cdot 6,18 \cdot 1,75 \cdot 10^{-5}}{\left(1 - \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot 0,271\right)^{\left(\frac{1}{0,130}+1\right)} \cdot 468^{\left(\frac{1}{0,130}-1\right)}}} = 138,62 \text{ МПа} \cdot \sqrt{\text{м}};$$

– для стали 40Х

$$K_{IC}^{40X} = \sqrt{\frac{2660,14^{\left(\frac{1}{0,126}+1\right)} \cdot 0,248^{\left(\frac{1}{0,126}+1\right)} \cdot 3,14 \cdot 6,18 \cdot 1,25 \cdot 10^{-5}}{\left(1 - \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot 0,248\right)^{\left(\frac{1}{0,126}+1\right)} \cdot 561^{\left(\frac{1}{0,126}-1\right)}}} = 80,66 \text{ МПа} \cdot \sqrt{\text{м}};$$

– для стали 30ХМА

$$K_{IC}^{30XMA} = \sqrt{\frac{2773,38^{\left(\frac{1}{0,123}+1\right)} \cdot 0,236^{\left(\frac{1}{0,123}+1\right)} \cdot 3,14 \cdot 6,18 \cdot 1,15 \cdot 10^{-5}}{\left(1 - \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot 0,236\right)^{\left(\frac{1}{0,123}+1\right)} \cdot 603^{\left(\frac{1}{0,123}-1\right)}}} = 55,63 \text{ МПа} \cdot \sqrt{\text{м}}.$$

Критическое раскрытие трещины δ_{IC} в сухом воздухе, м

$$\delta_{IC} = \lambda \cdot \frac{K_{IC}^2}{E \cdot \sigma_T} \quad (4.22)$$

Принимаем критический скачок трещины $0,618 \cdot d_3$ и воспользуемся постулатом о том, что размеры зоны максимального повреждения материала в направлении раскрытия трещины приблизительно одного порядка. Тогда для

критической ситуации в точке $0,618 \cdot d_3$ от вершины трещины можно записать следующее равенство:

$$\frac{D_{II}^{\left(\frac{1}{m}+1\right)} \cdot R_{MCe}^{\left(\frac{1}{m}+1\right)}}{\left(1 - \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot D_{II}\right)^{\left(\frac{1}{m}+1\right)}} = \frac{\sigma_T^{\left(\frac{1}{m}-1\right)} \cdot (1-2\mu)^2}{2\pi \cdot 0,618 \cdot \delta_{IC}} \cdot K_{IC}^2 \quad (4.23)$$

С учетом (4.22) и (4.23) получим значение расчетного поправочного коэффициента λ , зависящего от выбора коррекции на зону пластичности:

$$\lambda = \frac{\left(1 - \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot D_{II}\right)^{\left(\frac{1}{m}+1\right)} \cdot \sigma_T^{1/m} \cdot (1-2\mu)^2 \cdot E}{R_{MCe}^{\left(\frac{1}{m}+1\right)} \cdot 1,24 \cdot \pi \cdot D_{II}^{\left(\frac{1}{m}+1\right)}}, \quad (4.24)$$

где E – модуль Юнга, МПа; сталь 45 – $E = 2,1 \cdot 10^{11}$ МПа, сталь 40Х и сталь 30ХМА – $E = 2,15 \cdot 10^{11}$ МПа.

Расчетный поправочный коэффициент λ :

– для стали 45

$$\lambda^{45} = \frac{\left(1 - \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot 0,271\right)^{\left(\frac{1}{0,130}+1\right)} \cdot 468^{\frac{1}{0,130}} \cdot (1-2 \cdot 0,26)^2 \cdot 2,1 \cdot 10^5}{2248,23^{\left(\frac{1}{0,130}+1\right)} \cdot 1,24 \cdot 3,14 \cdot 0,271^{\left(\frac{1}{0,130}+1\right)}} = 0,10;$$

– для стали 40Х

$$\lambda^{40X} = \frac{\left(1 - \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot 0,248\right)^{\left(\frac{1}{0,126}+1\right)} \cdot 561^{\frac{1}{0,126}} \cdot (1-2 \cdot 0,28)^2 \cdot 2,15 \cdot 10^5}{2660,14^{\left(\frac{1}{0,126}+1\right)} \cdot 1,24 \cdot 3,14 \cdot 0,248^{\left(\frac{1}{0,126}+1\right)}} = 0,22;$$

– для стали 30ХМА

$$\lambda^{30XMA} = \frac{\left(1 - \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot 0,236\right)^{\left(\frac{1}{0,123}+1\right)} \cdot 603^{\frac{1}{0,123}} \cdot (1-2 \cdot 0,29)^2 \cdot 2,15 \cdot 10^5}{2773,38^{\left(\frac{1}{0,123}+1\right)} \cdot 1,24 \cdot 3,14 \cdot 0,236^{\left(\frac{1}{0,123}+1\right)}} = 0,42.$$

С учетом коэффициентов коррозионного влияния $K_{кор}$. формула для расче-

та критического раскрытия трещины $\delta_{\text{IC кор.}}$ в среде минерализованных пластовых вод примет вид:

$$\delta_{\text{IC кор.}} = \lambda \cdot \frac{K_{\text{IC}}^2}{E \cdot \sigma_T} \cdot K_{\text{кор.}} \quad (4.25)$$

Критическое раскрытие трещины $\delta_{\text{IC кор.}}^{\text{Ус}}$ в среде пластовых вод Усинского нефтяного месторождения:

– стали 45

$$\delta_{\text{IC кор.}}^{\text{Ус 45}} = 0,10 \cdot \frac{138,62^2}{2,1 \cdot 10^5 \cdot 468} \cdot 3,92 = 7,88 \cdot 10^{-4} \text{ м};$$

– стали 40Х

$$\delta_{\text{IC кор.}}^{\text{Ус 40Х}} = 0,22 \cdot \frac{80,66^2}{2,15 \cdot 10^5 \cdot 561} \cdot 3,31 = 3,99 \cdot 10^{-4} \text{ м};$$

– стали 30ХМА

$$\delta_{\text{IC кор.}}^{\text{Ус 30ХМА}} = 0,42 \cdot \frac{55,63^2}{2,15 \cdot 10^5 \cdot 603} \cdot 3,01 = 3,04 \cdot 10^{-4} \text{ м}.$$

Критическое раскрытие трещины $\delta_{\text{IC кор.}}^{\text{ЗТ}}$ в среде минерализованных пластовых вод Западно-Тэбукского нефтяного месторождения:

– стали 45

$$\delta_{\text{IC кор.}}^{\text{ЗТ 45}} = 0,10 \cdot \frac{138,62^2}{2,1 \cdot 10^5 \cdot 468} \cdot 4,72 = 9,48 \cdot 10^{-4} \text{ м};$$

– стали 40Х

$$\delta_{\text{IC кор.}}^{\text{ЗТ 40Х}} = 0,22 \cdot \frac{80,66^2}{2,15 \cdot 10^5 \cdot 561} \cdot 3,87 = 4,66 \cdot 10^{-4} \text{ м};$$

– стали 30ХМА

$$\delta_{\text{IC кор.}}^{\text{ЗТ 30ХМА}} = 0,42 \cdot \frac{55,63^2}{2,15 \cdot 10^5 \cdot 603} \cdot 3,35 = 3,39 \cdot 10^{-4} \text{ м}.$$

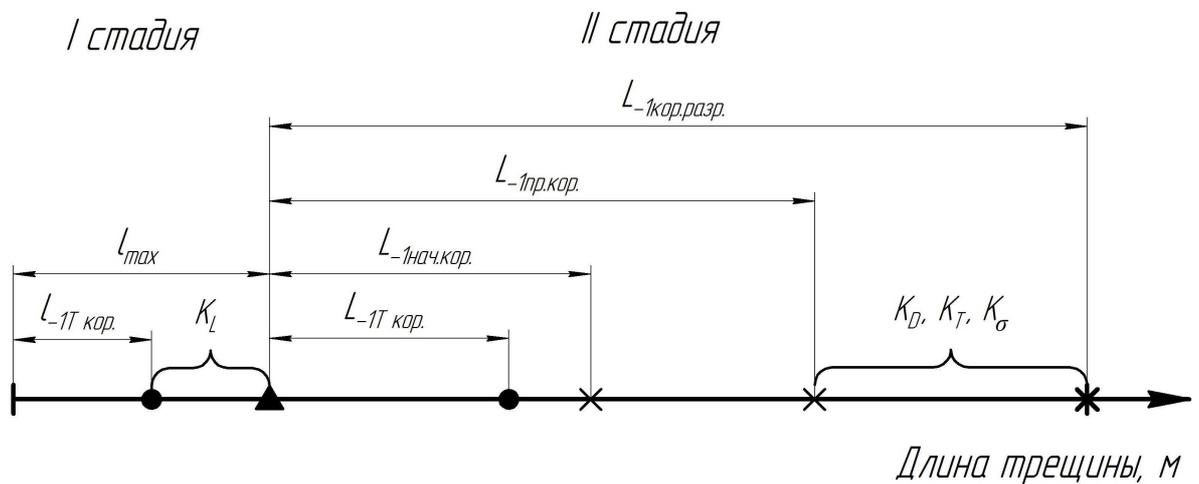
Результаты расчета критических характеристик сталей НКТ представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Результаты расчета критических характеристик сталей НКТ

Наименование параметра	Значение параметра		
	Сталь 45	Сталь 40Х	Сталь 30ХМА
Критический коэффициент интенсивности напряжений K_{IC} , МПа· $\sqrt{м}$	138,62	80,66	55,63
Расчетный поправочный коэффициент λ	0,10	0,22	0,42
Критическое раскрытие трещины под воздействием пластовых вод Усинского месторождения $\delta_{IC \text{ кор.}}^{Ус}$, $\times 10^4$, м	7,88	3,99	3,04
Критическое раскрытие трещины под воздействием пластовых вод Западно-Тэбукского месторождения $\delta_{IC \text{ кор.}}^{ЗТ}$, $\times 10^4$, м	9,48	4,66	3,39

4.5 Определение граничных размеров трещин сталей НКТ на стадиях микропластического деформирования и линейного суммирования поврежденности в минерализованных средах

Процесс многоциклового усталостного разрушения, в соответствии со структурно-энергетической теорией прочности, состоит из двух этапов: возникновения усталостной трещины вследствие совокупности явления микропластического деформирования (I стадия) и развития образовавшейся трещины до критического размера (II стадия). Стадии процесса многоциклового усталостного разрушения представлены на рисунке 4.2.



K_D – коэффициент запаса по поврежденности структуры металла; K_L – коэффициент запаса по росту микротрещины и развитию макротрещины до предельного значения; K_σ – коэффициент запаса по пределу ограниченной выносливости; $L_{-1 нач. кор.}$ – начальная длина макротрещины, м; $L_{-1T кор.}$, $L_{-1T кор.}$ – текущая длина трещины, м; $L_{-1 пр. кор.}$ – предельная длина макротрещины с учетом принятого запаса, м; $L_{-1 кор. разр.}$ – длина макротрещины в момент разрушения, м; l_{max} – максимальная длина микродефекта, не влияющая на процесс усталостного повреждения, м;

Рисунок 4.2 – Стадии процесса многоциклового усталостного разрушения

Для гипотезы текучести при многоосном нагружении М. Huber и R. Mises максимальный размер микродефекта l_{max} , м, не влияющий на процесс усталостного повреждения стали в исходном состоянии при условии $\sigma_{-1} = \sigma_{-1H}$

$$l_{max} = k_{hm} \cdot \left(\frac{K_{th-1}}{\sigma_T} \right)^2, \quad (4.26)$$

где k_{hm} – коэффициент для гипотезы М. Huber и R. Mises, $k_{hm} = 0,03$;
 K_{th-1} – коэффициент пороговой интенсивности напряжений при симметричном цикле нагружения ($r = -1$), МПа· $\sqrt{м}$

$$K_{th-1} = \frac{\Delta K_{th-1}}{1-r}, \quad (4.27)$$

где ΔK_{th-1} – предельный размах коэффициента пороговой интенсивности напряжений при симметричном цикле ($r = -1$), МПа· $\sqrt{м}$.

Коэффициент асимметрии цикла r и предельный размах коэффициента пороговой интенсивности напряжений ΔK_{thr} связаны между собой линейной зависимостью до значений $r = 0,8$, а при значениях $r > 0,8$ пороговые значения ΔK_{thr} остаются практически неизменными.

Предельный размах коэффициента пороговой интенсивности напряжений ΔK_{th-1} при симметричном цикле нагружения ($r = -1$), МПа· $\sqrt{м}$

$$\Delta K_{th-1} = K_{th0} + \frac{r \cdot (\Delta K_{th0,8} - K_{th0})}{0,8} \quad (4.28)$$

где $\Delta K_{th0,8}$ – предельный размах коэффициента пороговой интенсивности напряжений при асимметрии цикла $r = 0,8$, МПа· $\sqrt{м}$

$$\Delta K_{th0,8} = 3 \left[\text{МПа} \cdot \sqrt{м} \right] - 0,0008 \cdot \sigma_T \left[\text{МПа} \cdot \sqrt{м} \right] \quad (4.29)$$

Предельный размах коэффициента пороговой интенсивности напряжений $\Delta K_{th0,8}$ (при асимметрии цикла $r = 0,8$):

– стали 45

$$\Delta K_{th0,8}^{45} = 3 - 0,0008 \cdot 468 = 2,626 \text{ МПа} \cdot \sqrt{м};$$

– стали 40Х

$$\Delta K_{th0,8}^{40X} = 3 - 0,0008 \cdot 561 = 2,551 \text{ МПа} \cdot \sqrt{м};$$

– стали 30ХМА

$$\Delta K_{th0,8}^{40X} = 3 - 0,0008 \cdot 603 = 2,518 \text{ МПа} \cdot \sqrt{м}.$$

Предельный размах коэффициента пороговой интенсивности напряжений ΔK_{th-1} при симметричном цикле нагружения ($r = -1$):

– стали 45

$$\Delta K_{th-1}^{45} = 10,211 + \frac{10,211 - 2,626}{0,8} = 19,692 \text{ МПа} \cdot \sqrt{\text{м}};$$

– стали 40Х

$$\Delta K_{th-1}^{40X} = 6,735 + \frac{6,735 - 2,551}{0,8} = 11,965 \text{ МПа} \cdot \sqrt{\text{м}};$$

– стали 30ХМА

$$\Delta K_{th-1}^{30XMA} = 4,905 + \frac{4,905 - 2,518}{0,8} = 7,888 \text{ МПа} \cdot \sqrt{\text{м}}.$$

Коэффициент пороговой интенсивности напряжений K_{th-1} при симметричном цикле нагружения ($r = -1$):

– стали 45

$$K_{th-1}^{45} = \frac{19,692}{2} = 9,846 \text{ МПа} \cdot \sqrt{\text{м}};$$

– стали 40Х

$$K_{th-1}^{40X} = \frac{11,965}{2} = 5,983 \text{ МПа} \cdot \sqrt{\text{м}};$$

– стали 30ХМА

$$K_{th-1}^{30XMA} = \frac{7,888}{2} = 3,944 \text{ МПа} \cdot \sqrt{\text{м}}.$$

По гипотезе М. Huber и R. Mises для области малых трещин максимальная длина микродефекта l_{\max} , не влияющая на процесс усталостного повреждения (при условии $\sigma_{-1} = \sigma_{-1H}$) исходного состояния:

– стали 45

$$l_{\max}^{45} = 0,03 \cdot \frac{9,846^2}{468^2} = 13,28 \cdot 10^{-6} \text{ м};$$

– стали 40Х

$$l_{\max}^{40X} = 0,03 \cdot \frac{5,983^2}{561^2} = 3,41 \cdot 10^{-6} \text{ м};$$

– стали 30ХМА

$$l_{\max}^{30XMA} = 0,03 \cdot \frac{3,944^2}{603^2} = 1,28 \cdot 10^{-6} \text{ м}.$$

Длина макротрещины $L_{-1\text{кор.разр.}}$ разрушения стали НКТ в среде минерали-

ЗОВАННЫХ ПЛАСТОВЫХ ВОД, М

$$L_{-1\text{кор.разр.}} = \frac{K_{\text{th}-1}^2 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{fc}}^2}{\sigma_{-1\text{кор.}}^2} - 1 + \mu - \mu^2 \right)}{\pi \cdot \sigma_{\text{fc}}^2} \quad (4.30)$$

где σ_{fc} – циклический предел текучести, МПа

$$\sigma_{\text{fc}} = 0,7 \cdot \sigma_{\text{T}} \quad (4.31)$$

Циклический предел текучести σ_{fc} :

– стали 45

$$\sigma_{\text{fc}}^{45} = 0,7 \cdot 468 = 327,6 \text{ МПа};$$

– стали 40Х

$$\sigma_{\text{fc}}^{40\text{X}} = 0,7 \cdot 561 = 392,7 \text{ МПа};$$

– стали 30ХМА

$$\sigma_{\text{fc}}^{30\text{ХМА}} = 0,7 \cdot 603 = 422,1 \text{ МПа}.$$

Длина макротрещины $L_{-1\text{кор.разр.}}^{\text{Ус}}$ разрушения в среде минерализованных пластовых вод Усинского нефтяного месторождения:

– стали 45

$$L_{-1\text{кор.разр.}}^{\text{Ус } 45} = \frac{9,846^2 \cdot \left(\frac{327,6^2}{81^2} - 1 + 0,26 - 0,26^2 \right)}{3,14 \cdot 327,6^2} = 4,47 \cdot 10^{-3} \text{ м};$$

– стали 40Х

$$L_{-1\text{кор.разр.}}^{\text{Ус } 40\text{X}} = \frac{5,983^2 \cdot \left(\frac{392,7^2}{112^2} - 1 + 0,28 - 0,28^2 \right)}{3,14 \cdot 392,7^2} = 0,85 \cdot 10^{-3} \text{ м};$$

– стали 30ХМА

$$L_{-1\text{кор.разр.}}^{\text{Ус } 30\text{ХМА}} = \frac{3,944^2 \cdot \left(\frac{422,1^2}{127^2} - 1 + 0,29 - 0,29^2 \right)}{3,14 \cdot 422,1^2} = 0,29 \cdot 10^{-3} \text{ м}.$$

Длина макротрещины $L_{-1\text{кор.разр.}}^{3\text{T}}$ разрушения в среде минерализованных пластовых вод Западно-Тэбукского нефтяного месторождения:

– стали 45

$$L_{-1\text{кор.разр.}}^{3T\ 45} = \frac{9,846^2 \cdot \left(\frac{327,6^2}{72^2} - 1 + 0,26 - 0,26^2 \right)}{3,14 \cdot 327,6^2} = 5,72 \cdot 10^{-3} \text{ м};$$

– стали 40X

$$L_{-1\text{кор.разр.}}^{3T\ 40X} = \frac{5,983^2 \cdot \left(\frac{392,7^2}{96^2} - 1 + 0,28 - 0,28^2 \right)}{3,14 \cdot 392,7^2} = 1,18 \cdot 10^{-3} \text{ м};$$

– стали 30ХМА

$$L_{-1\text{кор.разр.}}^{3T\ 30ХМА} = \frac{3,944^2 \cdot \left(\frac{422,1^2}{114^2} - 1 + 0,29 - 0,29^2 \right)}{3,14 \cdot 422,1^2} = 0,36 \cdot 10^{-3} \text{ м}.$$

Длину начальной макротрещины $L_{-1\text{нач.кор.}}$, соответствующей окончанию стадии развития микротрещины и перехода в стадию устойчивого развития до критических размеров, можно определить из аналитической зависимости (4.15), подставив вместо $K_{\text{th}-1}$ известное выражение [80]:

$$K_{\text{th}-1} = \sigma_{\text{max}} \cdot \sqrt{\pi \cdot L_{\text{min}}} \cdot F_I, \quad (4.32)$$

где σ_{max} – максимальное напряжение цикла нагрузки, МПа; для стали 45 – $\sigma_{\text{max}} = 440$ МПа; для стали 40X – $\sigma_{\text{max}} = 465$ МПа; для стали 30ХМА – $\sigma_{\text{max}} = 490$ МПа;

F_I – коэффициент поправки на форму трещины, $F_I = 1,12$.

Длину начальной макротрещины $L_{-1\text{нач.кор.}}$, м соответствующей окончанию стадии развития микротрещины и перехода в стадию устойчивого развития до критических размеров в среде минерализованных пластовых вод, можно рассчитать по формуле, включающей значение коэффициента коррозионного влияния $K_{\text{кор.}}$ агрессивного флюида:

$$L_{-1\text{нач.кор.}} = \frac{R_{\text{MCe}}^{\left(\frac{1}{m}+1\right)} \cdot D_{\text{II}}^{\left(\frac{1}{m}+1\right)} \cdot 2,35 \cdot d_{\text{стр.}} \cdot K_{\text{кор.}}}{\sigma_{\text{I}}^{\left(\frac{1}{m}-1\right)} \cdot \sigma_{\text{max}}^2 \cdot F_I^2} \quad (4.33)$$

Длина начальной макротрещины $L_{-1\text{нач.кор.}}^{\text{yc}}$ в среде минерализованных пла-

стовых вод Усинского нефтяного месторождения:

– стали 45

$$L_{-1\text{нач.кор.}}^{\text{Ус 45}} = \frac{2248,23^{\left(\frac{1}{0,130}+1\right)} \cdot 0,271^{\left(\frac{1}{0,130}+1\right)} \cdot 2,35 \cdot 6,48 \cdot 10^{-6}}{468^{\left(\frac{1}{0,130}-1\right)} \cdot 440^2 \cdot 1,12^2} \cdot 3,92 = 608,74 \cdot 10^{-6} \text{ м};$$

– стали 40Х

$$L_{-1\text{нач.кор.}}^{\text{Ус 40Х}} = \frac{2660,14^{\left(\frac{1}{0,126}+1\right)} \cdot 0,248^{\left(\frac{1}{0,126}+1\right)} \cdot 2,35 \cdot 4,63 \cdot 10^{-6}}{561^{\left(\frac{1}{0,126}-1\right)} \cdot 465^2 \cdot 1,12^2} \cdot 3,31 = 200,24 \cdot 10^{-6} \text{ м};$$

– стали 30ХМА

$$L_{-1\text{нач.кор.}}^{\text{Ус 30ХМА}} = \frac{2773,38^{\left(\frac{1}{0,123}+1\right)} \cdot 0,236^{\left(\frac{1}{0,123}+1\right)} \cdot 2,35 \cdot 4,26 \cdot 10^{-6}}{603^{\left(\frac{1}{0,123}-1\right)} \cdot 490^2 \cdot 1,12^2} \cdot 3,01 = 86,96 \cdot 10^{-6} \text{ м}.$$

Длина начальной макротрещины $L_{-1\text{нач.кор.}}^{\text{ЗТ}}$ в среде минерализованных пластовых вод Западно-Тэбукского нефтяного месторождения:

– стали 45

$$L_{-1\text{нач.кор.}}^{\text{ЗТ 45}} = \frac{2248,23^{\left(\frac{1}{0,130}+1\right)} \cdot 0,271^{\left(\frac{1}{0,130}+1\right)} \cdot 2,35 \cdot 6,48 \cdot 10^{-6}}{468^{\left(\frac{1}{0,130}-1\right)} \cdot 440^2 \cdot 1,12^2} \cdot 4,72 = 732,98 \cdot 10^{-6} \text{ м};$$

– стали 40Х

$$L_{-1\text{нач.кор.}}^{\text{ЗТ 40Х}} = \frac{2660,14^{\left(\frac{1}{0,126}+1\right)} \cdot 0,248^{\left(\frac{1}{0,126}+1\right)} \cdot 2,35 \cdot 4,63 \cdot 10^{-6}}{561^{\left(\frac{1}{0,126}-1\right)} \cdot 465^2 \cdot 1,12^2} \cdot 3,87 = 234,12 \cdot 10^{-6} \text{ м};$$

– стали 30ХМА

$$L_{-1\text{нач.кор.}}^{\text{ЗТ 30ХМА}} = \frac{2773,38^{\left(\frac{1}{0,123}+1\right)} \cdot 0,236^{\left(\frac{1}{0,123}+1\right)} \cdot 2,35 \cdot 4,26 \cdot 10^{-6}}{603^{\left(\frac{1}{0,124}-1\right)} \cdot 490^2 \cdot 1,12^2} \cdot 3,35 = 96,78 \cdot 10^{-6} \text{ м}.$$

Рассчитанные значения длин трещин на стадии накопления повреждений необходимы для вычисления граничных значений поврежденности структуры, пределов выносливости и длин трещин сталей НКТ в минерализованных пластовых водах, что, в свою очередь, позволяет рассчитать коэффициенты запаса

по поврежденности структуры металла, ограниченной выносливостью, структурной устойчивости на I стадии и развитию трещины до предельного значения на II стадии коррозионно-усталостного разрушения НКТ. Результаты расчета размеров трещин на стадии накопления повреждений в структуре сталей НКТ представлены в таблице 4.6.

4.6 Определение предельных значений поврежденности структуры сталей НКТ в минерализованных пластовых водах

По гипотезе накопления повреждений D. L. Henry [147], поврежденность $D_{-1\text{кор.разр.}}$ сталей НКТ в среде минерализованных пластовых вод в момент разрушения можно оценить по формуле (4.34), связывающей расчетную теоретическую усталостную прочность σ_{-1H} , МПа, неповрежденной структуры металла и фактическую коррозионно-усталостную прочность $\sigma_{-1\text{кор.}}$, определенную по результатам экспериментальных исследований (таблица 4.1):

$$D_{-1\text{кор.разр.}} = \frac{\sigma_{-1H} - \sigma_{-1\text{кор.}}}{\sigma_{-1H}} \quad (4.34)$$

Так как максимальный размер микродефекта l_{max} не изменяет предела выносливости стали, то можно считать, что такие микродефекты присущи исходному состоянию материала, следовательно, теоретический предел выносливости σ_{-1H} неповрежденного металла, МПа

$$\sigma_{-1H} = \frac{\sigma_{fc}}{\sqrt{\pi \cdot l_{\text{max}} \cdot \left(\frac{\sigma_{fc}}{K_{th-1}}\right)^2 + 1 - \mu + \mu^2}} \quad (4.35)$$

Теоретический предел выносливости σ_{-1H} неповрежденной структуры:

– стали 45

$$\sigma_{-1H}^{45} = \frac{327,6}{\sqrt{3,14 \cdot 13,28 \cdot 10^{-6} \cdot \left(\frac{327,6}{9,846}\right)^2 + 1 - 0,26 + 0,26^2}} = 354,54 \text{ МПа};$$

Таблица 4.6 – Результаты расчета размеров трещин на стадии накопления повреждений в структуре сталей НКТ

Наименование параметра	Значение параметра		
	Сталь 45	Сталь 40X	Сталь 30ХМА
Предельный размах коэффициента пороговой интенсивности напряжений $\Delta K_{th0,8}$ при асимметрии цикла $r = 0,8$, МПа $\cdot\sqrt{м}$	2,626	2,551	2,518
Предельный размах коэффициента пороговой интенсивности напряжений ΔK_{th-1} при симметричном цикле нагружения ($r = -1$), МПа $\cdot\sqrt{м}$	19,692	11,965	7,888
Коэффициент пороговой интенсивности напряжений K_{th-1} при симметричном цикле нагружения ($r = -1$), МПа $\cdot\sqrt{м}$	9,846	3,983	3,944
Максимальный размер микротрещины l_{max} , не влияющей на процесс усталостного повреждения стали, $\times 10^6$, м	13,28	3,41	1,28
Циклический предел текучести σ_{fc} , МПа	327,6	392,7	422,1
Длина начальной макротрещины в среде пластовой воды Усинского нефтяного месторождения $L_{-1нач. кор.}^{yc} \times 10^6$, м	608,74	200,24	86,96
Длина начальной макротрещины в среде пластовой воды Западно-Тэбукского нефтяного месторождения $L_{-1нач. кор.}^{3T} \times 10^6$, м	732,98	234,12	96,78
Длина макротрещины разрушения в среде пластовой воды Усинского нефтяного месторождения $L_{-1кор.разр.}^{yc} \times 10^3$, м	4,47	0,85	0,29
Длина макротрещины разрушения в среде пластовой воды Западно-Тэбукского нефтяного месторождения $L_{-1кор.разр.}^{3T} \times 10^3$, м	5,72	1,18	0,36

– стали 40X

$$\sigma_{-1H}^{40X} = \frac{392,7}{\sqrt{3,14 \cdot 3,41 \cdot 10^{-6} \cdot \left(\frac{392,7}{5,983}\right)^2 + 1 - 0,28 + 0,28^2}} = 427,31 \text{ МПа};$$

– стали 30ХМА

$$\sigma_{-1H}^{30ХМА} = \frac{422,1}{\sqrt{3,14 \cdot 1,28 \cdot 10^{-6} \cdot \left(\frac{422,1}{3,944}\right)^2 + 1 - 0,29 + 0,29^2}} = 460,47 \text{ МПа.}$$

Поврежденность $D_{-1\text{кор.разр.}}^{Ус}$ в среде пластовых вод Усинского нефтяного месторождения при разрушении:

– стали 45

$$D_{-1\text{кор.разр.}}^{Ус 45} = \frac{354,54 - 81}{354,54} = 0,772;$$

– стали 40X

$$D_{-1\text{кор.разр.}}^{Ус 40X} = \frac{427,31 - 112}{427,31} = 0,738;$$

– стали 30ХМА

$$D_{-1\text{кор.разр.}}^{Ус 30ХМА} = \frac{460,47 - 127}{460,47} = 0,724.$$

Поврежденность $D_{-1\text{кор.разр.}}^{3Г}$ в среде пластовых вод Западно-Тэбукского нефтяного месторождения при разрушении:

– стали 45

$$D_{-1\text{кор.разр.}}^{3Г 45} = \frac{354,54 - 72}{354,54} = 0,797;$$

– стали 40X

$$D_{-1\text{кор.разр.}}^{3Г 40X} = \frac{427,31 - 96}{427,31} = 0,775;$$

– стали 30ХМА

$$D_{-1\text{кор.разр.}}^{3Г 30ХМА} = \frac{460,47 - 114}{460,47} = 0,752.$$

Текущая поврежденность $D_{-1Г \text{ кор.}}$ при оценке коррозионно-усталостного

состояния НКТ в среде минерализованных пластовых вод рассчитывается по зависимости (4.36), содержащей сведения о текущем пределе ограниченной выносливости $\sigma_{-1Г\text{ кор.}}$ стали НКТ:

$$D_{-1Г\text{ кор.}} = \frac{\sigma_{-1Н} - \sigma_{-1Г\text{ кор.}}}{\sigma_{-1Н}}, \quad (4.36)$$

где $\sigma_{-1Г\text{ кор.}}$ – текущий предел ограниченной выносливости стали НКТ в среде пластовых вод, рассчитываемый по известному значению текущей длины трещины $L_{-1Г\text{ кор.}}$, измеренной методами неразрушающего контроля

$$\sigma_{-1Г\text{ кор.}} = \frac{\sigma_{fc}}{\sqrt{\pi \cdot L_{-1Г\text{ кор.}} \cdot \left(\frac{\sigma_{fc}}{K_{th-1}}\right)^2 + 1 - \mu + \mu^2}} \quad (4.37)$$

При известной рассчитанной длине трещины $L = L_{-1нач.\text{ кор.}}$ и известному значению предела ограниченной выносливости $\sigma_{-1Л\text{ кор.}}$ определяются значения поврежденности $D_{-1Л\text{ кор.}}$ структуры сталей НКТ при переходе в этап устойчивого развития макротрещины до критических размеров в среде минерализованных пластовых вод:

$$D_{-1Л\text{ кор.}} = \frac{\sigma_{-1Н} - \sigma_{-1Л\text{ кор.}}}{\sigma_{-1Н}} \quad (4.38)$$

Поврежденность структуры $D_{-1Л\text{ кор.}}^{yc}$ при длине трещины $L = L_{-1нач.\text{ кор.}}^{yc}$ в среде пластовых вод Усинского нефтяного месторождения:

– стали 45

$$D_{-1Л\text{ кор.}}^{yc\ 45} = \frac{354,54 - 191,56}{354,54} = 0,460;$$

– стали 40Х

$$D_{-1Л\text{ кор.}}^{yc\ 40X} = \frac{427,31 - 209,64}{427,31} = 0,509;$$

– стали 30ХМА

$$D_{-1Л\text{ кор.}}^{yc\ 30XMA} = \frac{460,47 - 213,11}{460,47} = 0,537.$$

Поврежденность структуры $D_{-1L \text{ кор.}}^{3T}$ при длине трещины $L = L_{-1нач.кор.}^{3T}$ в среде пластовых вод Западно-Тэбукского нефтяного месторождения:

– стали 45

$$D_{-1L \text{ кор.}}^{3T 45} = \frac{354,54 - 178,78}{354,54} = 0,496;$$

– стали 40X

$$D_{-1L \text{ кор.}}^{3T 40X} = \frac{427,31 - 197,15}{427,31} = 0,539;$$

– стали 30ХМА

$$D_{-1L \text{ кор.}}^{3T 30ХМА} = \frac{460,47 - 204,12}{460,47} = 0,557.$$

Тем самым, имея сведения о текущей поврежденности $D_{-1T \text{ кор.}}$ стали НКТ в среде пластовых вод, можно рассчитать коэффициент запаса K_D по поврежденности структуры металла.

К примеру, введя минимально допустимый коэффициент запаса $[K_D] = 1,1$ по поврежденности структуры металла НКТ, можно рассчитать предельную поврежденность $D_{-1пр.кор.}$ стали НКТ с запасом в 10 % в среде пластовых вод:

$$D_{-1пр.кор.} = \frac{D_{-1кор.разр.}}{1,1} \quad (4.39)$$

Предельная поврежденность $D_{-1пр.кор.}^{Ус}$ с учетом запаса в 10 % в среде минерализованных пластовых вод Усинского нефтяного месторождения:

– стали 45

$$D_{-1пр.кор.}^{Ус 45} = \frac{0,797}{1,1} = 0,701;$$

– стали 40X

$$D_{-1пр.кор.}^{Ус 40X} = \frac{0,738}{1,1} = 0,671;$$

– стали 30ХМА

$$D_{-1пр.кор.}^{Ус 30ХМА} = \frac{0,724}{1,1} = 0,658.$$

Предельная поврежденность $D_{-1пр.кор.}^{3T}$ с учетом запаса в 10 % в среде мине-

рализованных пластовых вод Западно-Тэбукского нефтяного месторождения:

– стали 45

$$D_{-1\text{пр.кор.}}^{\text{ЗГ 45}} = \frac{0,797}{1,1} = 0,724;$$

– стали 40Х

$$D_{-1\text{пр.кор.}}^{\text{ЗГ 40Х}} = \frac{0,775}{1,1} = 0,705;$$

– стали 30ХМА

$$D_{-1\text{пр.кор.}}^{\text{ЗГ 30ХМА}} = \frac{0,752}{1,1} = 0,684.$$

Коэффициент запаса K_D по поврежденности структуры металла до вывода НКТ из эксплуатации оценивается отношением предельной $D_{-1\text{пр.кор.}}$ к текущей $D_{-1\text{Г кор.}}$ поврежденности стали:

$$K_D = \frac{D_{-1\text{пр.кор.}}}{D_{-1\text{Г кор.}}} > 1 \quad (4.40)$$

4.7 Определение предельных значений ограниченной выносливости и длин макротрещин сталей НКТ в минерализованных пластовых водах

Предел ограниченной выносливости $\sigma_{-1L \text{ кор.}}$ при трещине $L = L_{-1\text{нач.кор.}}$ в среде минерализованных пластовых вод, МПа

$$\sigma_{-1L \text{ кор.}} = \frac{\sigma_{fc}}{\sqrt{\pi \cdot L_{-1\text{нач.кор.}} \cdot \left(\frac{\sigma_{fc}}{K_{th-1}} \right)^2 + 1 - \mu + \mu^2}} \quad (4.41)$$

Предел ограниченной выносливости $\sigma_{-1L \text{ кор.}}^{Yc}$ при трещине $L = L_{-1\text{нач. кор.}}^{Yc}$ в среде минерализованных пластовых вод Усинского нефтяного месторождения:

– стали 45

$$\sigma_{-1L \text{ кор.}}^{Yc 45} = \frac{327,6}{\sqrt{3,14 \cdot 608,74 \cdot 10^{-6} \cdot \left(\frac{327,6}{9,846} \right)^2 + 1 - 0,26 + 0,26^2}} = 191,56 \text{ МПа};$$

– стали 40Х

$$\sigma_{-1L \text{ кор.}}^{Ус 40X} = \frac{392,7}{\sqrt{3,14 \cdot 200,24 \cdot 10^{-6} \cdot \left(\frac{392,7}{5,983}\right)^2 + 1 - 0,28 + 0,28^2}} = 209,64 \text{ МПа};$$

– стали 30ХМА

$$\sigma_{-1L \text{ кор.}}^{Ус 30XMA} = \frac{422,1}{\sqrt{3,14 \cdot 86,96 \cdot 10^{-6} \cdot \left(\frac{422,1}{3,944}\right)^2 + 1 - 0,29 + 0,29^2}} = 213,11 \text{ МПа.}$$

Предел ограниченной выносливости $\sigma_{-1L \text{ кор.}}^{3T}$ при трещине $L = L_{-1нач. \text{ кор.}}^{3T}$ в среде минерализованных пластовых вод Западно-Тэбукского нефтяного месторождения:

– стали 45

$$\sigma_{-1L \text{ кор.}}^{3T 45} = \frac{327,6}{\sqrt{3,14 \cdot 732,98 \cdot 10^{-6} \cdot \left(\frac{327,6}{9,846}\right)^2 + 1 - 0,26 + 0,26^2}} = 178,78 \text{ МПа};$$

– стали 40Х

$$\sigma_{-1L \text{ кор.}}^{3T 40X} = \frac{392,7}{\sqrt{3,14 \cdot 234,12 \cdot 10^{-6} \cdot \left(\frac{392,7}{5,983}\right)^2 + 1 - 0,28 + 0,28^2}} = 197,15 \text{ МПа};$$

– стали 30ХМА

$$\sigma_{-1L \text{ кор.}}^{3T 30XMA} = \frac{422,1}{\sqrt{3,14 \cdot 96,78 \cdot 10^{-6} \cdot \left(\frac{422,1}{3,944}\right)^2 + 1 - 0,29 + 0,29^2}} = 204,12 \text{ МПа.}$$

Вычислив предельную поврежденность с учетом запаса в 10 % под воздействием минерализованных пластовых вод и выполнив необходимые преобразования в формуле (4.36), рассчитываем предельную ограниченную выносливость $\sigma_{-1пр.кор.}$ стали НКТ, МПа

$$\sigma_{-1пр.кор.} = \sigma_{-1H} \cdot (1 - D_{-1пр.кор.}) \quad (4.42)$$

Предельная ограниченная выносливость $\sigma_{-1\text{пр.кор.}}^{yc}$ в среде пластовых вод Усинского нефтяного месторождения:

– стали 45

$$\sigma_{-1\text{пр.кор.}}^{yc 45} = 354,54 \cdot (1 - 0,701) = 105,87 \text{ МПа};$$

– стали 40Х

$$\sigma_{-1\text{пр.кор.}}^{yc 40X} = 427,31 \cdot (1 - 0,671) = 140,67 \text{ МПа};$$

– стали 30ХМА

$$\sigma_{-1\text{пр.кор.}}^{yc 30XMA} = 460,47 \cdot (1 - 0,658) = 157,32 \text{ МПа}.$$

Предельная ограниченная выносливость $\sigma_{-1\text{пр.кор.}}^{3T}$ в среде пластовых вод Западно-Тэбукского нефтяного месторождения:

– стали 45

$$\sigma_{-1\text{пр.кор.}}^{3T 45} = 354,54 \cdot (1 - 0,724) = 97,69 \text{ МПа};$$

– стали 40Х

$$\sigma_{-1\text{пр.кор.}}^{3T 40X} = 427,31 \cdot (1 - 0,705) = 126,12 \text{ МПа};$$

– стали 30ХМА

$$\sigma_{-1\text{пр.кор.}}^{3T 30XMA} = 460,47 \cdot (1 - 0,684) = 145,50 \text{ МПа}.$$

Коэффициент запаса по пределу ограниченной выносливости K_σ до прекращения эксплуатации НКТ рассчитывается по значениям текущей $\sigma_{-1T \text{ кор.}}$ и предельной $\sigma_{-1\text{пр.кор.}}$ коррозионно-усталостной прочности стали:

$$K_\sigma = \frac{\sigma_{-1T \text{ кор.}}}{\sigma_{-1\text{пр.кор.}}} \quad (4.43)$$

Таким образом, имеются все необходимые значения для расчета предельной длины макротрещины $L_{-1\text{пр.кор.}}$ сталей НКТ с учетом запаса в 10 % при эксплуатации в минерализованных пластовых водах, м

$$L_{-1\text{пр.кор.}} = \frac{K_{th-1}^2 \cdot \left(\frac{\sigma_{fc}^2}{\sigma_{-1\text{пр.кор.}}^2} - 1 + \mu - \mu^2 \right)}{\pi \cdot \sigma_{fc}^2 \cdot (1 - r)^2} \quad (4.44)$$

Предельная длина макротрещины $L_{-1\text{пр.кор.}}^{yc}$ с запасом 10 % при эксплуата-

ции в среде минерализованных пластовых водах Усинского нефтяного месторождения:

– стали 45

$$L_{-1\text{пр.кор.}}^{\text{Ус 45}} = \frac{9,846^2 \cdot \left(\frac{327,6^2}{105,9^2} - 1 + 0,26 - 0,26^2 \right)}{3,14 \cdot 327,6^2} = 2,52 \cdot 10^{-3} \text{ м};$$

– стали 40Х

$$L_{-1\text{пр.кор.}}^{\text{Ус 40Х}} = \frac{5,983^2 \cdot \left(\frac{392,7^2}{140,7^2} - 1 + 0,28 - 0,28^2 \right)}{3,14 \cdot 392,7^2} = 0,52 \cdot 10^{-3} \text{ м};$$

– стали 30ХМА

$$L_{-1\text{пр.кор.}}^{\text{Ус 30ХМА}} = \frac{3,944^2 \cdot \left(\frac{422,1^2}{157,3^2} - 1 + 0,29 - 0,29^2 \right)}{3,14 \cdot 422,1^2} = 0,18 \cdot 10^{-3} \text{ м}.$$

Предельная длина макротрещины $L_{-1\text{пр.кор.}}^{\text{ЗТ}}$ с запасом 10 % при эксплуатации в среде минерализованных пластовых водах Западно-Тэбукского нефтяного месторождения:

– стали 45

$$L_{-1\text{пр.кор.}}^{\text{ЗТ 45}} = \frac{9,846^2 \cdot \left(\frac{327,6^2}{97,7^2} - 1 + 0,26 - 0,26^2 \right)}{3,14 \cdot 327,6^2} = 3,00 \cdot 10^{-3} \text{ м};$$

– стали 40Х

$$L_{-1\text{пр.кор.}}^{\text{ЗТ 40Х}} = \frac{5,983^2 \cdot \left(\frac{392,7^2}{126,1^2} - 1 + 0,28 - 0,28^2 \right)}{3,14 \cdot 392,7^2} = 0,66 \cdot 10^{-3} \text{ м};$$

– стали 30ХМА

$$L_{-1\text{пр.кор.}}^{\text{ЗТ 30ХМА}} = \frac{3,944^2 \cdot \left(\frac{422,1^2}{145,5^2} - 1 + 0,29 - 0,29^2 \right)}{3,14 \cdot 422,1^2} = 0,21 \cdot 10^{-3} \text{ м}.$$

Стадия развития микродефектов, не влияющих на процесс усталостного повреждения стали, характеризует ее структурную устойчивость, тогда отно-

шение длины предельного микродефекта l_{\max} к текущей длине трещины $L_{-1T \text{ кор.}}$ (при условии $l_{\max} > L_{-1T \text{ кор.}}$) будет представлять собой коэффициент запаса K_L структурной устойчивости стали НКТ в минерализованных пластовых водах

$$K_L = \frac{l_{\max}}{L_{-1T \text{ кор.}}} > 1 \quad (4.45)$$

При текущей длине трещины $L_{-1T \text{ кор.}} > l_{\max}$ (II стадия) коэффициент запаса K_T по росту трещины до прекращения эксплуатации НКТ

$$K_T = \frac{L_{-1\text{пр.кор.}}}{L_{-1T \text{ кор.}}} > 1 \quad (4.46)$$

Результаты расчета граничных значений поврежденности структуры, пределов выносливости и длин трещин сталей НКТ в коррозионных средах сведены в таблицу 4.7.

4.8 Перспектива развития методов оценки коррозионно-усталостного состояния НКТ в минерализованных средах

Перспектива развития методов оценки коррозионно-усталостного состояния НКТ в минерализованных средах актуальна не только в области исследований параметров прочности структуры металла, но и имеет существенную практическую значимость при проведении экспериментов на работоспособность натуральных резьбовых соединений НКТ «ниппель – муфта» при многократном свинчивании-развинчивании в коррозионных и абразивных жидкостях.

Для решения этой задачи предлагается разработанная конструкция специализированного стенда для испытания работоспособности резьбовых соединений НКТ «ниппель – муфта» на базе известных трубных ключей-автоматов, позволяющего имитировать и выполнять приближенные к натурным исследования режимов свинчивания-развинчивания резьб, смазок и методов упрочнения трущихся поверхностей [11].

Стенд относится к испытательной технике, а именно к устройствам для испытаний работоспособности резьбовых соединений и может быть использо-

Таблица 4.7 – Результаты расчета граничных значений поврежденности структуры, пределов выносливости и длин трещин сталей НКТ в коррозионных средах

Наименование параметра	Значение параметра		
	Сталь 45	Сталь 40Х	Сталь 30ХМА
Предел выносливости неповрежденной структуры металла σ_{-1H} , МПа	354,54	427,31	460,47
Предел выносливости при трещине $L = L_{-1нач.кор.}^{yc}$ в среде пластовых вод Усинского месторождения $\sigma_{-1L кор.}^{yc}$, МПа	191,56	209,64	213,11
Предельная ограниченная выносливость с запасом 10 % в среде пластовых вод Усинского месторождения $\sigma_{-1пр.кор.}^{yc}$, МПа	105,87	140,67	157,32
Предел выносливости при трещине $L = L_{-1нач.кор.}^{3T}$ в среде пластовой воды Западно-Тэбукского месторождения $\sigma_{-1L кор.}^{3T}$, МПа	178,78	197,15	204,12
Предельная ограниченная выносливость с запасом 10 % в среде пластовых вод Западно-Тэбукского месторождения $\sigma_{-1пр.кор.}^{3T}$, МПа	97,69	126,12	145,50
Поврежденность структуры металла НКТ при трещине $L = L_{-1нач.кор.}^{yc}$ в среде пластовых вод Усинского месторождения $D_{-1L кор.}^{yc}$	0,460	0,509	0,537

Продолжение таблицы 4.7

Предельная поврежденность структуры металла НКТ с запасом 10 % в среде пластовых вод Усинского месторождения $D_{-1\text{пр.кор.}}^{Ус}$	0,701	0,671	0,658
Поврежденность структуры металла НКТ в среде пластовых вод Усинского месторождения при разрушении $D_{-1\text{кор.разр.}}^{Ус}$	0,772	0,738	0,724
Поврежденность структуры металла НКТ при трещине $L = L_{-1\text{нач.кор.}}^{Ус}$ в среде пластовых вод Западно-Тэбукского месторождения $D_{-1L\text{кор.}}^{ЗТ}$	0,496	0,539	0,557
Предельная поврежденность структуры металла НКТ с запасом 10 % в среде пластовых вод Западно-Тэбукского месторождения $D_{-1\text{пр.кор.}}^{ЗТ}$	0,724	0,705	0,684
Поврежденность структуры металла НКТ в среде пластовых вод Западно-Тэбукского месторождения при разрушении $D_{-1\text{кор.разр.}}^{ЗТ}$	0,797	0,775	0,752
Максимальный размер микротрещины l_{max} , не влияющей на процесс усталостного повреждения стали, $\times 10^6$, м	13,28	3,41	1,28

Окончание таблицы 4.7

Длина начальной макротрещины под воздействием пластовой воды Усинского нефтяного месторождения $L_{-1\text{нач. кор.}}^{\text{Ус}} \times 10^6$, м	608,74	200,24	86,96
Предельная длина макротрещины с запасом 10 % в среде пластовых вод Усинского месторождения $L_{-1\text{пр.кор.}}^{\text{Ус}} \times 10^3$, м	2,52	0,52	0,18
Длина макротрещины разрушения под воздействием пластовой воды Усинского нефтяного месторождения $L_{-1\text{кор.разр.}}^{\text{Ус}} \times 10^3$, м	4,47	0,85	0,29
Длина начальной макротрещины под воздействием пластовой воды Западно-Тэбукского нефтяного месторождения $L_{-1\text{нач. кор.}}^{\text{ЗТ}} \times 10^6$, м	732,98	234,12	96,78
Предельная длина макротрещины с запасом 10 % в среде пластовых вод Западно-Тэбукского месторождения $L_{-1\text{пр.кор.}}^{\text{ЗТ}} \times 10^3$, м	3,00	0,66	0,21
Длина макротрещины разрушения под воздействием пластовой воды Западно-Тэбукского нефтяного месторождения $L_{-1\text{кор.разр.}}^{\text{ЗТ}} \times 10^3$, м	5,72	1,18	0,36

ван для исследований износа резьбовых соединений труб нефтяного сортамента при свинчивании-развинчивании в коррозионной или абразивной среде.

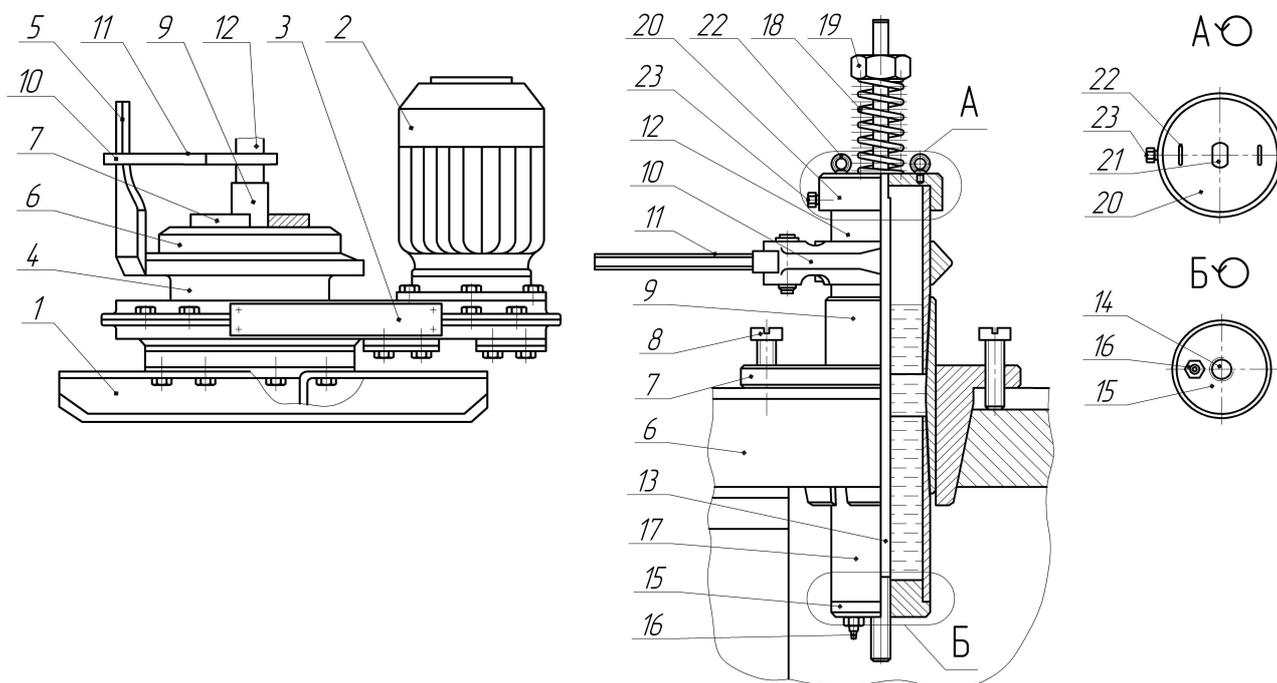
Патентный анализ показал, что разработанная конструкция стенда обладает признаками изобретения (заявка №2013138544, приоритет от 19.08.2013 г., см. приложение 3).

Задачей изобретения является повышение эффективности испытаний резьбовых соединений труб на износ в коррозионной среде с созданием осевой нагрузки на резьбу за счет использования замкнутого контейнера с коррозионной жидкостью и пружинного механизма нагружения резьбового соединения.

Технический результат заключается в возможности испытания образцов резьбовых соединений труб в коррозионной среде с созданием осевой нагрузки на резьбу.

Поставленная задача решается стендом для испытания работоспособности трубных резьбовых соединений при свинчивании-развинчивании в коррозионной среде, включающим станину, жестко соединенный с ней центратор, привод с вращателем водила для свинчивания резьбового соединения с заданным крутящим моментом и развинчивания его, устройство зажимное с секторными клиньями, при этом устройство зажимное снабжено механизмом раскрепления клиньев, например, раскрепительными винтами, размещено в центраторе и удерживает муфту от вращения, трубный ключ оснащен регистратором момента раскрепления резьбового соединения, например, динамометрическим ключом, ниппель снабжен съемной крышкой с фиксаторами от проворачивания, центральным прямоугольным отверстием со скругленными короткими сторонами, обжат трубным ключом для вращения ниппеля, оборудован силовой пружиной с затяжной гайкой, пружина и гайка размещены на верхнем конце центрального стержня, причем верхний конец стержня выполнен с двусторонней лыской для прохода через центральное отверстие крышки, а нижний снабжен резьбой и свободно ввинчен в донную заглушку контейнера, контейнер соединен с нижней резьбой муфты, образует замкнутый внутренний объем и заполнен агрессивной коррозионной или другой жидкой средой, например, абра-

зивной, щелочной, кислотной и т.д. Стенд для испытаний трубных резьбовых соединений при свинчивании-развинчивании в коррозионных и абразивных средах представлен на рисунке 4.3.



1 – станина; 2 – электропривод; 3 – шестеренчатый редуктор; 4 – вращатель; 5 – водило; 6 – центратор; 7 – устройство зажимное; 8 – винт раскрепительный; 9 – муфта резьбового соединения; 10 – ключ трубный горизонтальный усиленный; 11 – регистратор момента раскрепления; 12 – ниппель резьбового соединения; 13 – стержень центральный; 14 – отверстие резьбовое; 15 – заглушка донная; 16 – штуцер сливной; 17 – контейнер замкнутый; 18 – пружина силовая; 19 – гайка затяжная; 20 – крышка съемная; 21 – отверстие центральное; 22 – рым-болт; 23 – фиксатор

Рисунок 4.3 – Стенд для испытаний трубных резьбовых соединений при свинчивании-развинчивании в коррозионных и абразивных средах

Модификация ключа-автомата для испытаний резьбовых соединений НКТ заключается в замене подкладной и ведущей вилок устройства соответственно зажимным устройством 7, предотвращающим проворачивание низа резьбового соединения НКТ, и ключом трубным горизонтальным усиленным 10, подобранным в зависимости от диаметра испытуемых резьбовых соединений НКТ.

Стенд для испытания трубных резьбовых соединений при свинчивании-развинчивании в коррозионной среде содержит станину 1, размещенный на ней электропривод 2, шестеренчатый редуктор 3; вращатель 4, предназначенный

для передачи крутящего момента на водило 5; центратор 6, в коническом седле которого установлено устройство зажимное 7, оснащенное винтами раскрепительными 8, выполненное в виде секторных клиньев и служащее для удержания от проворачивания муфты испытуемого резьбового соединения 9; ключ трубный горизонтальный усиленный 10, оснащенный регистратором момента раскрепления 11 и закрепленный на ниппеле испытуемого резьбового соединения 12; стержень центральный 13, выполненный с двусторонней лыской верхнего конца и нижним свободно ввинченный в отверстие резьбовое 14 заглушки донной 15, имеющей штуцер сливной 16, предназначенный для слива жидкости после окончания эксперимента или замены ее в процессе испытаний; контейнер замкнутый 17; пружину силовую 18, сжимаемую гайкой затяжной 19 и опирающуюся в крышку съемную 20 с отверстием центральным 21 в форме прямоугольника со скругленными короткими сторонами, рым-болтами 22 по ГОСТ 4751–73 [26] и фиксатором 23, предотвращающим от проворачивания при свинчивании или развинчивании.

Стенд работает следующим образом. Муфта 9 испытуемого образца удерживается неподвижно в устройстве зажимном 7, выполненном в виде секторных клиньев с механизмом раскрепления, например, в виде винтов раскрепительных 8, и размещается в конусообразном седле центратора 6, опирающегося на станину 1. В верхнюю часть муфты 9 ввинчивается ниппель 12 испытуемого образца и обжимается трубным ключом 10, оснащенный регистратором 11 момента раскрепления резьбового соединения, например, динамометрическим ключом. Вращение трубного ключа 10 осуществляется водилом 5 с помощью вращателя 4, обеспечивающего затяжку резьбового соединения с заданным крутящим моментом и приводимым во вращение в прямом и обратном направлениях через шестеренчатый редуктор 3 с помощью электропривода 2. Вращение трубного ключа 10 по часовой стрелке обеспечивает свинчивание резьбового соединения с заданным крутящим моментом, против часовой стрелки – развинчивание резьбового соединения с регистрацией момента его раскрепления.

Для имитации осевой нагрузки на резьбовое соединение от массы свинчи-

ваемой или развинчиваемой трубы конструкция испытуемого образца снабжена пружиной силовой 18, которая размещается на верхнем конце стержня центрального 13 между крышкой съемной 20 и гайкой затяжной 19. Такой прием позволяет создать заданную осевую нагрузку на резьбовое соединение путем сжатия пружины силовой 18 с помощью гайки затяжной 19. При этом крышка съемная 20 служит опорой для пружины силовой 18 и фиксируется на ниппеле 12 от проворачивания фиксатором 23. Кроме того, для обеспечения синхронного вращения ниппеля 12 и стержня центрального 13, его верхний конец выполнен с двусторонней лыской, а отверстие центральное 21 крышки съемной 20 образует ответную форму в виде прямоугольника со скругленными короткими сторонами. При этом стержень центральный 13 пропущен через всю конструкцию испытуемого образца и нижним концом свободно ввинчен в отверстие резьбовое 14 заглушки донной 15. При свинчивании-развинчивании резьбового соединения стержень центральный 13 синхронно ввинчивается или вывинчивается из отверстия резьбового 14 заглушки донной 15, сохраняя постоянство сжатия пружины силовой 18, имитирующей осевую нагрузку на резьбовое соединение в процессе всего цикла испытаний.

Конструкция испытуемого образца 9, 12 оснащена контейнером замкнутым 17 для имитации солевой или другой (абразивной, щелочной, кислотной и т.п.) агрессии на резьбовое соединение. Контейнер замкнутый 17 оснащен заглушкой донной 15 с отверстием резьбовым 14 и подсоединен на резьбе к нижней части муфты 9. При этом внутри испытуемого образца 9, 12 образуется замкнутый объем, который заполняют агрессивной коррозионной или другой средой, например, пластовой водой, щелочью, кислотой, абразивной жидкостью и т.п. При свинчивании-развинчивании резьбового соединения агрессивная среда периодически воздействует на поверхность резьбы. Для слива жидкости после окончания эксперимента или замены ее в процессе испытаний служит штуцер сливной 16. Для извлечения конструкции испытуемого образца в сборе из устройства зажимного 7 центратора 6 служат рым-болты 22.

4.9 Выводы по главе

4.9.1 Обоснован параметр удельного коэффициента коррозионного влияния вида $\delta K_{кор.} = K_{кор.} / \sigma_B$, необходимый для определения предела ограниченной выносливости $\sigma_{-1кор.}$ сталей НКТ в условиях минерализованных сред.

4.9.2 Найдены зависимости для расчета удельных коэффициентов коррозионного влияния $\delta K_{кор.}^{Ус}$ и $\delta K_{кор.}^{3Т}$ применительно к сталям НКТ групп прочности «Д», «К», «Е» и «Л» с учетом минерализации пластовых вод:

– Усинского нефтяного месторождения ($M \approx 80$ г/л)

$$\delta K_{кор.}^{Ус} = \left(\sqrt{9814,99 - 3,150 \cdot \sigma_B} - 82,00 \right) \cdot 10^{-3};$$

– Западно-Тэбукского нефтяного месторождения ($M \approx 130$ г/л)

$$\delta K_{кор.}^{3Т} = \left(41,94 - \sqrt{86,05 + 1,703 \cdot \sigma_B} \right) \cdot 10^{-3}.$$

4.9.3 Установлено, что с повышением прочности исследованных марок сталей НКТ (45, 40Х, 30ХМА) увеличивается их сопротивляемость коррозионно-усталостному разрушению, подчиняясь квадратичным зависимостям в среде минерализованных пластовых вод:

– Усинского нефтяного месторождения ($M \approx 80$ г/л)

$$\sigma_B = -0,3175 \cdot 10^6 \cdot \delta K_{кор.}^2 - 52,068 \cdot 10^3 \cdot \delta K_{кор.} + 980,77$$

– Западно-Тэбукского нефтяного месторождения ($M \approx 130$ г/л)

$$\sigma_B = 0,5878 \cdot 10^6 \cdot \delta K_{кор.}^2 - 49,307 \cdot 10^3 \cdot \delta K_{кор.} + 983,48$$

4.9.4 Получены эмпирические соотношения для определения предела ограниченной выносливости $\sigma_{-1кор.}$ сталей НКТ групп прочности «Д», «К», «Е» и «Л» в зависимости от предела кратковременной прочности σ_B , определяемого из выражения $\sigma_B = f(\delta K_{кор.})$ применительно к уровню минерализации жидкостей:

– Усинского нефтяного месторождения $\sigma_{-1кор.}^{Ус}$, МПа ($M \approx 80$ г/л)

$$\sigma_{-1кор.}^{Ус} = \frac{577,5 - 0,105 \cdot \sigma_B}{\sqrt{9814,99 - 3,150 \cdot \sigma_B} - 82,00};$$

– Западно-Тэбукского нефтяного месторождения $\sigma_{-1кор.}^{3Т}$, МПа ($M \approx 130$ г/л)

$$\sigma_{-1\text{кор.}}^{3Г} = \frac{577,5 - 0,105 \cdot \sigma_B}{41,94 - \sqrt{86,05 + 1,703 \cdot \sigma_B}}$$

4.9.5 Предел ограниченной выносливости $\sigma_{-1\text{кор.}}$ материала НКТ в условиях коррозионной агрессии зависит от его упругих свойств μ , уровня минерализации пластовых сред M и определяется циклическим пределом текучести σ_{fc} структурным фактором $d_{\text{стр}}$ и пороговым коэффициентом интенсивности напряжений K_{thr} , значения которых находят экспериментально-расчетным методом.

4.9.6. На основе полученных параметров зернистости d_3 и предела ограниченной выносливости $\sigma_{-1\text{кор.}}$ найдены выражения для расчета длин не критичных l_{max} и критичных $L_{-1\text{кор.разр.}}$ трещин, характеризующих стадии латентного накопления микродефектов и их развития до разрушения стали в минерализованных средах. Эти выражения положены в основу расчета предела ограниченной выносливости $\sigma_{-1Н}$ неповрежденной структуры стали НКТ, текущий предел ограниченной выносливости $\sigma_{-1Т\text{кор.}}$, предельную $D_{-1\text{кор.разр.}}$ и текущую $D_{-1Т\text{кор.}}$ поврежденности стали в минерализованных средах.

4.9.7 Предложен метод оценки коррозионно-усталостного состояния НКТ в минерализованных средах с помощью расчета коэффициентов запаса по ограниченной выносливости K_σ , поврежденности структуры металла K_D , структурной устойчивости сталей K_L и размерам текущей трещины K_T , что обеспечивает дублирующий мониторинг за техническим состоянием НКТ в процессе эксплуатации.

4.9.8 Рассмотрена перспектива развития методов оценки коррозионно-усталостного состояния НКТ в минерализованных средах применительно к резьбовым соединениям. Для этого разработан специализированный стенд для испытаний трубных резьбовых соединений при свинчивании-развинчивании, позволяющий имитировать осевую нагрузку и влияние коррозионных и абразивных сред (заявка на изобретение №2013138544, приоритет от 19.08.2013 г.).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Выполнен анализ существующих методов оценки коррозионно-усталостного состояния НКТ в минерализованных средах. Установлено, что наиболее частыми причинами разрушения НКТ являются обрыв колонны вследствие усталости под воздействием переменных циклических нагрузок, нарушение целостности и герметичности резьбовых соединений и коррозия внутренней и наружной поверхности труб и резьб. Все это ведет к возникновению аварий и снижению темпов добычи нефти. В связи с этим, разработка методов оценки коррозионно-усталостного состояния НКТ в минерализованных средах весьма актуальна и является целью диссертационной работы.

2. Разработан необходимый и достаточный комплекс методик для проведения исследований по оценке коррозионно-усталостного состояния НКТ в минерализованных средах, включающий методику визуального и измерительного контроля, методов неразрушающего диагностирования, определения химического состава сталей, их прочностных и структурных характеристик, а также методику коррозионно-усталостных испытаний.

3. В результате экспериментальных исследований определены основные механические характеристики сталей НКТ, принятых к исследованию (45, 40Х, 30ХМА), их зернистость d_3 и найдены зависимости коррозионно-усталостной долговечности $\lg N$ от максимальных амплитудных напряжений σ_a цикла. Установлено, что в минерализованных средах предел выносливости снижается в 3,0÷4,5 и более раз. Полученные результаты позволили определить коэффициент $K_{кор.}$ коррозионного влияния минерализованных пластовых вод на усталостную прочность стали НКТ.

4. Установлено, что коэффициент $K_{кор.}$ коррозионного влияния, отнесенный к единице прочности стали, представляет собой удельный показатель $\delta K_{кор.}$, зависит от предела кратковременной прочности стали σ_b , МПа, и минерализации M , г/л, пластовой среды воздействия. Показано, что полученные зависимости соответствуют результатам исследований, проведенных в б. Ивано-

Франковском институте нефти и газа на растворах NaCl, с аппроксимацией $R^2 = 0,99$. На основании удельного показателя $\delta K_{\text{кор}}$ получены эмпирические выражения, позволяющие рассчитать предел ограниченной выносливости $\sigma_{-1\text{кор}}$ сталей групп прочности «Д», «К», «Е» и «Л» для условий Усинского и Западно-Тэбукского нефтяных месторождений. При необходимости аналогичные выражения могут быть получены для любого типа пластовых вод.

5. На основе полученных параметров зернистости d_3 и предела ограниченной выносливости $\sigma_{-1\text{кор}}$ найдены выражения для расчета длин не критичных l_{max} и критичных $L_{-1\text{кор.разр}}$ трещин, характеризующих стадии латентного накопления микродефектов и их развития до разрушения стали в минерализованных средах. Эти выражения положены в основу расчета предела ограниченной выносливости $\sigma_{-1\text{Н}}$ неповрежденной структуры стали НКТ, текущий предел ограниченной выносливости $\sigma_{-1\text{Ткор}}$, предельную $D_{-1\text{кор.разр}}$ и текущую $D_{-1\text{Ткор}}$ поврежденности стали в минерализованных средах.

6. Предложен метод оценки коррозионно-усталостного состояния НКТ в минерализованных средах с помощью расчета коэффициентов запаса по ограниченной выносливости K_σ , поврежденности структуры металла K_D , структурной устойчивости сталей K_L и размерам текущей трещины K_T , что обеспечивает дублирующий мониторинг за техническим состоянием НКТ в процессе эксплуатации.

7. Рассмотрена перспектива развития методов оценки коррозионно-усталостного состояния НКТ в минерализованных средах применительно к резьбовым соединениям. Для этого разработан специализированный стенд для испытаний трубных резьбовых соединений при свинчивании-развинчивании, позволяющий имитировать осевую нагрузку и влияние коррозионных и абразивных сред (заявка на изобретение №2013138544, приоритет от 19.08.2013 г.).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абдуллин, И. Г. Коррозионно-механическая стойкость нефтегазовых трубопроводных систем: диагностика и прогнозирование долговечности [Текст] / И. Г. Абдуллин, А. Г. Гареев, А. В. Мостовой. – Уфа : «Гилем», 1997. – 177 с.
2. Аванесов, В. А. Насосно-компрессорные трубы [Текст] : учебное пособие / В. А. Аванесов, Е. М. Москалева. – Ухта : УГТУ, 2001. – 62 с.
3. Айзуппе, Э. А. Трубы нефтяного сортамента: конструкция и расчет [Текст] : учебное пособие / Э. А. Айзуппе. – Самара : СамГТУ, 2005. – 368 с.
4. Акимов, Л. М. Выносливость жаропрочных сплавов [Текст] / Л. М. Акимов. – М. : «Металлургия», 1977. – 152 с.
5. Биргер, И. А. Остаточные напряжения [Текст] / И. А. Биргер. – М. : «Машгиз», 1963. – 232 с.
6. Болотин, В. В. Прогнозирование ресурса машин и конструкций [Текст] / В. В. Болотин. – М. : «Машиностроение», 1984. – 312 с.
7. Болотин, В. В. Ресурс машин и конструкций [Текст] / В. В. Болотин. – М. : «Машиностроение», 1990. – 447 с.
8. Болховитинов, Н. Ф. Атлас макро- и микроструктур металлов и сплавов [Текст] / Н. Ф. Болховитинов, Е. Н. Болховитинова. – М. : «Машгиз», 1959. – 88 с.
9. Ботвина, Л. Р. Разрушение: кинетика, механизмы, общие закономерности [Текст] / Л. Р. Ботвина. – М. : «Наука», 2008. – 334 с.
10. Быков, И. Ю. Методика оценки влияния пластовых вод на усталостную прочность насосно-компрессорных труб [Текст] / И. Ю. Быков, Е. С. Юшин // Инженер-нефтяник. – 2014. – №3. – С. 36–42.
11. Быков, И. Ю. Стенд для испытания трубных резьбовых соединений при свинчивании – развинчивании в коррозионных и абразивных средах [Текст] / И. Ю. Быков, Е. С. Юшин // Нефтяное хозяйство. – 2014. – №8. – С. 98–99.
12. Быков, И. Ю. Эксплуатация и ремонт машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов [Текст] : учебник для вузов / И. Ю. Быков, В. Н. Иванов-

ский и др. – М. : «ЦентрЛитНефтеГаз», 2012. – 371 с.

13. Быков, И. Ю. Эксплуатационная надежность и работоспособность нефтегазопромысловых и буровых машин [Текст] : учебное пособие / И. Ю. Быков, Н. Д. Цхадая. – М. : «ЦентрЛитНефтеГаз», 2012. – 298 с.

14. Вагапов, С. Ю. Устойчивость колонн насосно-компрессорных труб и штанг глубиннонасосной установки [Текст] : научное издание / С. Ю. Вагапов. – Уфа : УГНТУ, 2000. – 133 с.

15. Василенко, И. И. Коррозионное растрескивание сталей [Текст] / И. И. Василенко, Р. К. Мелехов. – Киев : «Наукова Думка», 1977. – 264 с.

16. Вейбулл, В. Усталостные испытания и анализ их результатов [Текст] : пер. с англ. / В. Вейбулл ; под ред. С. В. Серенсена. – М. : «Машиностроение», 1964. – 275 с.

17. Воробьев, А. З. Сопротивление усталости элементов конструкций [Текст] / А. З. Воробьев, Б. И. Олькин, В. Н. Стебенев. – М. : «Машиностроение», 1990. – 240 с.

18. Гафаров, Н. А. Определение характеристик надежности и технического состояния оборудования сероводородсодержащих нефтегазовых месторождений [Текст] / Н. А. Гафаров, А. А. Гончаров, В. М. Кушнарченко. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 239 с.

19. Гвоздев, Б. П. Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений [Текст] : справочное пособие / Б. П. Гвоздев, А. И. Гриценко, А. Е. Корнилов. – М. : «Недра», 1988. – 575 с.

20. ГОСТ 633–80. Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия [Текст]. – Введ. 1983–01–01. – М. : Издательство стандартов, 2002. – 22 с.

21. ГОСТ 1050–88. Прокат сортовой, калиброванный, со специальной отделкой поверхности из углеродистой качественной конструкционной стали. Общие технические условия [Текст]. – Введ. 1991–01–01. – М. : Издательство стандартов, 2010. – 17 с.

22. ГОСТ 1778–70. Сталь. Металлографические методы определения неме-

таллических включений [Текст]. – Введ. 1972–01–01. – М. : Издательство стандартов, 2011. – 50 с.

23. ГОСТ 2789–73. Шероховатость поверхности. Параметры и характеристики [Текст]. – Введ. 1975–01–01. – М. : Издательство стандартов, 2006. – 7 с.

24. ГОСТ 2999–75. Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Виккерсу [Текст]. – Введ. 1976–07–01. – М. : Издательство стандартов, 1986. – 29 с.

25. ГОСТ 4543–71. Прокат из легированной конструкционной стали. Технические условия [Текст]. – Введ. 1973–01–01. – М. : Издательство стандартов, 2008. – 39 с.

26. ГОСТ 4751–73. Рым-болты. Технические условия [Текст]. – Введ. 1974–07–01. – М. : Издательство стандартов, 2008. – 11 с.

27. ГОСТ 5639–82. Стали и сплавы. Методы выявления и определения величины зерна. [Текст]. – Введ. 1983–07–01. – М. : Издательство стандартов, 2010. – 21 с.

28. ГОСТ 8233–56. Сталь. Эталоны микроструктуры. [Текст]. – Введ. 1957–07–01. – М. : Издательство стандартов, 2004. – 12 с.

29. ГОСТ 9500–84. Динамометры образцовые переносные. Общие технические требования [Текст]. – Введ. 1986–01–01. – М. : Издательство стандартов, 2010. – 7 с.

30. ГОСТ 9696–82. Индикаторы многооборотные с ценой деления 0,001 и 0,002 мм. Технические условия [Текст]. – Введ. 1984–01–01. – М. : Издательство стандартов, 2003. – 6 с.

31. ГОСТ 10006–80. Трубы металлические. Метод испытания на растяжение [Текст]. – Введ. 1980–07–01. – М. : Издательство стандартов, 2010. – 12 с.

32. ГОСТ 10157–79. Аргон газообразный и жидкий технические условия [Текст]. – Введ. 1980–07–01. – М. : Издательство стандартов, 2005. – 19 с.

33. ГОСТ 10654–81. Калибры для треугольной резьбы насосно-компрессорных труб и муфт к ним. Типы. Основные размеры и допуски [Текст]. – Введ. 1982–06–30. – М. : Издательство стандартов, 2013. – 7 с.

34. ГОСТ 11878–66. Сталь аустенитная. Методы определения содержания ферритной фазы в прутках [Текст]. – Введ. 1966–03–15. – М. : Издательство стандартов, 2011. – 5 с.
35. ГОСТ 14249–89. Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность [Текст]. – Введ. 1990–01–01. – М. : Издательство стандартов, 1990. – 53 с.
36. ГОСТ 14782–86. Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые [Текст]. – Введ. 1988–01–01. – М. : Издательство стандартов, 2005. – 27 с.
37. ГОСТ 17410–78. Контроль неразрушающий. Трубы металлические бесшовные цилиндрические. Методы ультразвуковой дефектоскопии [Текст]. – Введ. 1980–01–01. – М. : Издательство стандартов, 2010. – 24 с.
38. ГОСТ 20799–88. Масла индустриальные. Технические условия [Текст]. – Введ. 1990–01–01. – М. : Издательство стандартов, 2010. – 11 с.
39. ГОСТ 21105–87. Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод [Текст]. – Введ. 1988–01–01. – М. : Издательство стандартов, 2004. – 16 с.
40. ГОСТ 22761–77. Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Бринеллю переносными твердомерами статического действия [Текст]. – Введ. 1979–01–01. – М. : Издательство стандартов, 2003. – 6 с.
41. ГОСТ 22762–77. Металлы и сплавы. Метод измерения твердости на пределе текучести вдавливанием шара [Текст]. – Введ. 1979–01–01. – М. : Издательство стандартов, 2014. – 9 с.
42. ГОСТ 25347–82. Основные нормы взаимозаменяемости. Единая система допусков и посадок. Поля допусков и рекомендуемые посадки [Текст] – Введ. 1983–07–01. – М. : Издательство стандартов, 2004. – 53 с.
43. ГОСТ 25859–83. Сосуды и аппараты стальные. Нормы и методы расчета на прочность при малоцикловых нагрузках [Текст] – Введ. 1984–07–01. – М. : Издательство стандартов, 1984. – 36 с.
44. ГОСТ 28033–89. Сталь. Метод рентгенофлуоресцентного анализа [Текст]. – Введ. 1990–01–01. – М. : Издательство стандартов, 1989. – 10 с.

45. ГОСТ 28841–90. Машины для испытания материалов на усталость. Общие технические требования [Текст]. – Введ. 1993–01–01. – М. : Издательство стандартов, 1991. – 11 с.

46. ГОСТ 25.502–79. Расчеты и испытания на прочность в машиностроении. Методы механических испытаний металлов. Методы испытаний на усталость [Текст]. – Введ. 1981–01–01. – М. : Издательство стандартов, 1979. – 32 с.

47. ГОСТ 25.504–82. Расчеты и испытания на прочность. Методы расчета характеристик сопротивления усталости [Текст]. – Введ. 1983–07–01. – М. : Издательство стандартов, 2005. – 55 с.

48. ГОСТ Р 52203–2004. Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия [Текст]. – Введ. 2004–09–01. – М. : Госстандарт России : Издательство стандартов, 2010. – 53 с.

49. ГОСТ Р 53365–2009. Трубы обсадные и насосно-компрессорные и муфты к ним. Основные параметры и контроль резьбовых соединений. Общие технические требования [Текст]. – Введ. 2010–03–01. – М. : Госстандарт России : Издательство стандартов, 2013. – 44 с.

50. ГОСТ Р 53366–2009. Трубы стальные, применяемые в качестве обсадных или насосно-компрессорных труб для скважин в нефтяной или газовой промышленности. Общие технические условия [Текст]. – Введ. 2010–03–01. – М. : Госстандарт России : Издательство стандартов, 2013. – 195 с.

51. ГОСТ Р 54153–2010. Сталь. Метод атомно-эмиссионного спектрального анализа [Текст]. – Введ. 2012–01–01. – М. : Госстандарт России, 2012. – 32 с.

52. ГОСТ Р ИСО 13381–1–2011. Контроль состояния и диагностика машин. Прогнозирование технического состояния. Часть 1. Общее руководство [Текст]. – Введ. 2012–12–01. – М. : Стандартиформ, 2012. – 23 с.

53. ГОСТ Р ИСО 17359–2009. Контроль состояния и диагностика машин. Общее руководство по организации контроля состояния и диагностирования [Текст]. – Введ. 2011–01–01. – М. : Стандартиформ, 2010. – 20 с.

54. ГОСТ Р ИСО 6507–1–2007. Металлы и сплавы. Измерение твердости по Виккерсу. Часть 1. Метод измерения [Текст]. – Введ. 2008–08–01. – М. :

Стандартинформ, 2008. – 16 с.

55. Закс, Лотар. Статистическое оценивание [Текст] : пер. с нем. / Л. Закс ; пер. с нем. В. Н. Варыгина ; науч. ред. и предисл. Ю. П. Адлера и В. Г. Горского. – М. : «Статистика», 1976. – 597 с.

56. Золоторевский, В. С. Механические свойства металлов [Текст] / В. С. Золоторевский. – М. : «Металлургия», 1983. – 352 с.

57. Зорькин, Л. М. Воды нефтяных и газовых месторождений СССР [Текст] : справочник / Л. М. Зорькин. – М. : «Недра», 1989. – 382 с.

58. Иванов, В. А. Основные принципы технического диагностирования и определения остаточного ресурса оборудования нефтегазовых объектов [Текст] : учебное пособие / В. А. Иванов, А. С. Семенов, А. Р. Гимадутдинов. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2005. – 50 с.

59. Иванова, В. С. Природа усталости металлов [Текст] / В. С. Иванова, В. Ф. Терентьев. – М. : «Металлургия», 1975. – 456 с.

60. Испытание материалов [Текст] : справочник : пер. с нем. / Х. Блюменауэр, Х. Ворх, И. Гарц [и др.] ; под общ. ред. Х. Блюменауэра. – М. : «Металлургия», 1979. – 448 с.

61. Карпенко, Г. В. Влияние активных защитных сред на выносливость стали [Текст] / Г. В. Карпенко. – Киев : Издательство АН СССР, 1955. – 208 с.

62. Карпенко, Г. В. Влияние среды на прочность и долговечность металлов [Текст] / Г. В. Карпенко. – Киев : «Наукова Думка», 1976. – 127 с.

63. Карпенко, Г. В. Коррозионное растрескивание сталей [Текст] / Г. В. Карпенко, И. И. Василенко. – Киев : «Техника», 1971. – 192 с.

64. Карпенко, Г. В. Прочность стали в коррозионной среде [Текст] / Г. В. Карпенко. – М. : «Машгиз», 1963. – 188 с.

65. Кассандрова, О. Н. Обработка результатов наблюдений [Текст] / О. Н. Кассандрова, В. В. Лебедев. – М. : «Наука», 1970. – 104 с.

66. Когаев, В. П. Расчеты деталей машин и конструкций на прочность и долговечность [Текст] : справочник / В. П. Когаев, Н. А. Махутов, А. П. Гусенков. – М. : «Машиностроение», 1985. – 223 с.

67. Когаев, В. П. Расчеты на прочность при напряжениях, переменных во времени. [Текст] / В. П. Когаев. – М. : «Машиностроение», 1977. – 232 с.
68. Коррозионно-усталостная прочность бурильных труб из алюминиевых сплавов [Текст] / А. В. Карлашов, А. Н. Яров, К. Н. Гильман [и др.]. – М. : «Недра», 1977. – 183 с.
69. Коцаньда, С. Усталостное разрушение металлов [Текст] : пер. с пол. Г. Н. Мехеда / С. Коцаньда ; под ред. В. С. Ивановой. – М. : «Металлургия», 1976. – 456 с.
70. Коцаньда, С. Усталостное растрескивание металлов [Текст] : пер. с пол. Г. Н. Мехеда / С. Коцаньда ; под ред. С. Я. Яремы. – М. : «Металлургия», 1990. – 623 с.
71. Коллинз, Дж. Повреждение материалов в конструкциях: Анализ, предсказание, предотвращение. [Текст] : монография / Дж. Коллинз. – М. : «Мир», 1984. – 624 с.
72. Кудрявцев, П. И. Нераспространяющиеся усталостные трещины [Текст] / П. И. Кудрявцев. – М. : «Машиностроение», 1982. – 172 с.
73. Ланина, Т. Д. Процессы переработки пластовых вод месторождений углеводородов [Текст] : монография / Т. Д. Ланина, В. И. Литвиненко, Б. Г. Варфоломеев. – Ухта : УГТУ, 2006. – 172 с.
74. Лачинян, Л. А. Конструирование, расчет и эксплуатация бурильных геологоразведочных труб и их соединений [Текст] : монография / Л. А. Лачинян, С. А. Угаров. – М. : «Недра», 1975. – 231 с.
75. Лисовский, А. Л. Оценка остаточного ресурса металлических конструкций грузоподъемных машин на стадии устойчивого развития трещины // Вестник Полоцкого государственного университета. Серия F, Строительство. Прикладные науки: научно-теоретический журнал. – Новополоцк : ПГУ, 2011. – № 16. – С. 71–83
76. Львовский, Е. Н. Статистические методы построения эмпирических формул [Текст] : учебное пособие / Е. Н. Львовский. – М. : «Высшая школа», 1988. – 239 с.

77. Майзель, В. С. Сварные конструкции [Текст] / В. С. Майзель, Д. И. Навроцкий. – Л. : «Машиностроение», 1973. – 306 с.
78. Малоцикловая усталость стали в рабочих средах [Текст] / Г. В. Карпенко, К. Б. Кацов [и др.]. – Киев : «Наукова Думка», 1977. – 110 с.
79. Марковец, М. П. Определение механических свойств металлов по твердости [Текст] / М. П. Марковец. – М. : «Машиностроение», 1979. – 191 с.
80. Махутов, Н. А. Деформационные критерии разрушения и расчет элементов конструкций на прочность [Текст] / Н. А. Махутов. – М. : «Машиностроение», 1981. – 272 с.: ил.
81. Машина МУИ–6000. Инструкция по эксплуатации. Ивановский завод испытательных приборов, 1972. – 30 с.
82. Механическое поведение материалов при различных видах нагружения [Текст] / В. Т. Трощенко, А. А. Лебедев, В. А. Стрижало [и др.]. – Киев : «Логос», 2000. – 571 с.
83. Методика определения механических свойств металла труб и трубопроводов с использованием переносного твердомера (М–11–02–97) [Текст] / В. В. Ершов, С. П. Федоров [и др.] – Челябинск : ИЦ «РЕСУРСДИАГНОСТИКА», 1998. – 24 с.
84. Микроинтерферометр Линника МИИ–4. Инструкция к использованию. – Л. : ЛОМО, 1966. – 24 с.
85. Микроскоп портативный металлографический МПМ–2У–КС. Паспорт. 7.3.345.00 ПС. – М. : ООО «НПК «МИКРОКОН», 2011. – 13 с.
86. Насосная добыча высоковязкой нефти из наклонных и обводненных скважин [Текст] / К. Р. Уразаков, Е. И. Богомольный [и др.] ; под ред. М. Д. Валеева. – М. : «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 303 с.
87. Негода, Е. Н. Основы методики расчетной оценки многоциклового выносливости сварных конструкций [Текст] / Е. Н. Негода, А. А. Дзюба, Е. А. Щербаков // Вестник инженерной школы ДВФУ. – 2013. – №2. – С. 6–17.
88. Негода, Е. Н. Оценка выносливости сварных конструкций при многоцикловом нагружении [Текст] / Е. Н. Негода, А. А. Дзюба // Вестник инженер-

ной школы ДВФУ. – 2013. – №2. – С. 18–31.

89. Нотт, Дж. Ф. Основы механики разрушения [Текст] : пер. с англ. / Дж. Ф. Нотт. – М. : «Металлургия», 1978. – 256 с.

90. Одинг, И. А. Структурные признаки усталости металлов как средство установления аварий машин [Текст] / И. А. Одинг. – М. : Издательство АН СССР, 1949. – 80 с.

91. Оценка прочностного ресурса газопроводных труб с коррозионными повреждениями [Текст] : научное издание / И. Н. Бирилло, А. Я. Яковлев, Ю. А. Теплинский [и др.] ; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. И. Ю. Быкова. – М. : «ЦентрЛитНефтеГаз», 2008. – 168 с.

92. Партон, В. З. Механика упругопластического разрушения [Текст] / В. З. Партон, Е. М. Морозов. – М. : «Наука», 1985. – 504 с.

93. Петров, Л. Н. Коррозионно-механическое разрушение металлов и сплавов [Текст] / Л. Н. Петров, Н. Г. Сопрунюк. – Киев : «Наукова Думка», 1991. – 216 с.

94. Полянский, Р. П. Трубы для нефтяной и газовой промышленности за рубежом [Текст] / Р. П. Полянский, В. И. Пастернак. – М. : «Недра», 1979. – 62 с.

95. Похмурский, В. И. Коррозионная усталость металлов [Текст] / В. И. Похмурский. – М. : «Металлургия», 1985. – 207 с.

96. Похмурский, В. И. Коррозионно-усталостная прочность сталей и методы ее повышения [Текст] / Р. П. Полянский, В. И. Пастернак. – Киев : «Наукова Думка», 1974. – 176 с.

97. Почтенный, Е. К. Кинетика усталости машиностроительных конструкций [Текст] / Е. К. Почтенный. – Минск : УП «Арти-Фекс», 2002. – 186 с.

98. Почтенный, Е. К. Кинетическая теория механической усталости и ее приложения [Текст] / Е. К. Почтенный. – Минск : «Наука и техника», 1973. – 216 с.

99. Почтенный, Е. К. Прогнозирование долговечности и диагностика усталости деталей машин [Текст] / Е. К. Почтенный. – Минск : «Наука и техника»,

1983. – 246 с.

100. Проников, А. С. Надежность машин [Текст] / А. С. Проников. – М. : «Машиностроение», 1978. – 592 с.

101. Проников, А. С. Параметрическая надежность машин [Текст] / А. С. Проников. – М. : МГТУ им. Н. Э. Баумана, 2002. – 560 с.

102. Протасов, В. Н. Эксплуатация оборудования для бурения скважин и нефтегазодобычи [Текст] : учебник для вузов / В. Н. Протасов, Б. З. Султанов, С. В. Кривенков. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – 691 с.: ил.

103. Прочность сварных соединений при переменных нагрузках [Текст] / под. ред. В. И. Труфякова. – Киев : «Наукова Думка», 1990. – 256 с.

104. РД 03–606–03. Инструкция по визуальному и измерительному контролю [Текст]. – Введ. 2003–07–17. – М. : «Минтопэнерго», 2003. – 54 с.

105. РД 09–102–95. Методические указания по определению остаточного ресурса потенциально опасных объектов, поднадзорных Ростехнадзору России [Текст]. – Введ. 1995–11–17. – М. : «Госгортехнадзор России», 1995. – 159 с.

106. РД 39–136–95. Инструкция по эксплуатации насосно-компрессорных труб [Текст]. – Введ. 1986–11–20. – Самара : «ВНИИТнефть», 1995. – 159 с.

107. РД 39–0147014–0002–89. Инструкция по расчету колонн насосно-компрессорных труб [Текст]. – Введ. 1999–01–01. – Куйбышев : «ВНИИТнефть», 1989. – 69 с.

108. РД 50–672–88. Методические указания. Расчеты и испытания на прочность. Классификация видов изломов металлов [Текст]. – Введ. 1989–07–01. – М. : Государственный комитет СССР по стандартам, 1989. – 22 с.

109. РД 50–705–91. Методические указания. Расчеты и испытания на прочность в машиностроении. Планирование и статистическая обработка результатов статических испытаний и испытаний на усталость [Текст]. – Введ. 1992–01–01. – М. : Издательство стандартов, 1992. – 168 с.

110. РД 26.260.004–91. Методические указания. Прогнозирование остаточного ресурса оборудования по изменениям параметров его технического состояния при эксплуатации [Текст]. – Введ. 1992–01–01. – М. : «НИИХИММАШ»,

1991. – 99 с.

111. Романов, В. В. Влияние коррозионной среды на циклическую прочность металлов [Текст] / В. В. Романов – М. : «Наука», 1969. – 219 с.

112. Рябченков, А. В. Коррозионно-усталостная прочность стали [Текст] / А. В. Рябченков – М. : «Машгиз», 1953. – 180 с.

113. Сароян, А. Е. Эксплуатация колонн насосно-компрессорных труб [Текст] : научное издание / А. Е. Сароян, М. А. Субботин. – М. : «Недра», 1985. – 216 с.

114. Сборник руководящих документов (регламентов, инструкций, стандартов предприятий, технических условий и положений) по ремонту и освоению скважин. – Пермь : ООО «НИКОЙЛ», 2009. – 640 с.

115. Северинчик, Н. А. Долговечность и надёжность геологоразведочных бурильных труб [Текст] / Н. А. Северинчик, Б. В. Копей. – М. : «Недра», 1979. – 176 с.

116. Северинчик, Н. А. Коррозия и коррозионная усталость подземного бурового оборудования [Текст] : научное издание / Н. А. Северинчик, О. Т. Масник, Б. В. Копей; ред. Н. А. Северинчик. – Львов : Издательство при Львовском университете, 1981. – 144 с.

117. Северинчик, Н. А. Машины и оборудование для бурения скважин [Текст] / Н. А. Северинчик. – М. : «Недра», 1986. – 368 с.

118. Селиванов, Д. Г. Совершенствование оценки технического состояния насосно-компрессорных труб в условиях скважинной коррозии [Текст] : дис. ... канд. техн. наук : 05.02.13 / Д. Г. Селиванов ; УГТУ – Ухта, 2010. – 227 с.

119. Серенсен, С. В. Несущая способность и расчет деталей машин на прочность [Текст] : руководство и справочное пособие / С. В. Серенсен, В. П. Когаев, Р. М. Шнейдерович. – М. : «Машиностроение», 1975. – 488 с.

120. Серенсен, С. В. Усталость материалов и элементов конструкций [Текст] : монография : в 3-х т. / С. В. Серенсен. – Киев : «Наукова Думка», 1985. – Т.2 – 256 с.

121. Симонов, Ю. Н. Основы физики и механики разрушения [Текст] :

учебное пособие / Ю. Н. Симонов, М. Н. Георгиев, М. Ю. Симонов. – Пермь : ПНИПУ, 2012. – 203 с.

122. Сорокин, Г. М. Коррозионно-механическое изнашивание сталей и сплавов [Текст] : учебное пособие / Г. М. Сорокин, А. П. Ефремов, Л. С. Саакиян. – М. : «Нефть и газ», 2002. – 424 с.

123. Сосновский, Л. А. Механика усталостного разрушения [Текст] : словарь-справочник : в 2-х т. / Л. А. Сосновский. – Гомель : «Трибофатика», 1994. – Т.1 – 328 с.

124. Сосновский, Л. А. Статистическая механика усталостного разрушения [Текст] / Л. А. Сосновский. – Минск : «Наука и техника», 1987. – 288 с.

125. Справочное руководство по нефтепромысловым трубам [Текст] : справочное издание / пер. загл. : И. Ф. Пивоваров, А. Е. Сароян. – М. : «Недра», 1967. – 569 с.

126. Степнов, М. Н. Статистические методы обработки результатов механических испытаний [Текст] : справочник / М. Н. Степнов, А. В. Шаврин. – М. : «Машиностроение», 2005. – 488 с.

127. Терентьев, В. Ф. Усталостная прочность металлов и сплавов [Текст] / В. Ф. Терентьев. – М. : «Интермет Инжиниринг», 2002. – 288 с.

128. Терентьев, В. Ф. Усталость металлических материалов [Текст] / В. Ф. Терентьев. – М. : «Наука», 2003. – 254 с.

129. Техника и технология добычи и подготовки нефти и газа. [Текст] : учебник для вузов / И. Ю. Быков, В. Ф. Бочарников, В. Н. Ивановский [и др.] ; под общ. ред. проф. В. Н. Ивановского. – М. : ООО «Энерджи Пресс», 2013 – Т.1 – 456 с.

130. Трещиностойкость металла труб нефтепроводов [Текст] / А. Г. Гумеров, К. М. Ямалеев, Г. В. Журавлев, Ф. И. Бадиков. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 231 с.

131. Трощенко, В. Т. Деформирование и разрушение металлов при многоцикловом нагружении [Текст] / В. Т. Трощенко. – Киев : «Наукова думка», 1981. – 344 с.

132. Трощенко, В. Т. Прочность металлов при переменных нагрузках [Текст] / В. Т. Трощенко. – Киев : «Наукова думка», 1978. – 176 с.
133. Трощенко, В. Т. Статистическая механика усталостного разрушения [Текст] : справочник : в 2-х ч. / В. Т. Трощенко, Л. А. Сосновский. – Киев : «Наукова думка», 1987. – Ч. 1. – 511 с.
134. Трощенко, В. Т. Трещиностойкость металлов при циклическом нагружении [Текст] / В. Т. Трощенко, В. В. Покровский, А. В. Прокопенко. – Киев : «Наукова думка», 1987. – 256 с.
135. Трубы нефтяного сортамента [Текст] : справочник / под общей ред. А. Е. Сарояна. – М. : «Недра», 1987. – 488 с.
136. Уразаков, К. Р. Эксплуатация наклонно направленных насосных скважин [Текст] / К. Р. Уразаков. – М. : «Недра», 1993. – 171 с.
137. Установка «БИГ-1». Паспорт, техническое описание и инструкция по эксплуатации. – Саранск : Институт механики и энергетики ФГБОУ ВПО «МГУ им. Н. П. Огарева», 2010. – 33 с.
138. Фридман, Я. Б. Строение и анализ изломов металлов [Текст] / Я. Б. Фридман, Т. А. Гордеева, А. М. Зайцев. – М. : «Машгиз», 1960. – 128 с.
139. Ханларов ага, М. Г. Прогнозирование работоспособности насосно-компрессорных труб и штанг и разработка средств повышения надежности их эксплуатации в скважинах длительно разрабатываемых месторождений [Текст] : дис. ... канд. техн. наук : 05.15.06 / Ханларов ага, Мехти Гаджи оглы ; АзНИПИнефть – Баку, 1984. – 156 с.
140. Школьник, Л. М. Методика усталостных испытаний [Текст] : справочник / Л. М. Школьник. – М. : «Металлургия», 1978. – 304 с.
141. Школьник, Л. М. Скорость роста трещин и живучесть металла [Текст] / Л. М. Школьник. – М. : «Металлургия», 1973. – 216 с.
142. Щербюк, Н. Д. Резьбовые соединения труб нефтяного сортамента и забойных двигателей [Текст] : справочник / Н. Д. Щербюк, Н. В. Якубовский. – М. : «Недра», 1974. – 252 с.
143. Юшин, Е. С. К методике коррозионно-усталостных испытаний образ-

цов НКТ при изгибе с вращением на машине МУИ–6000 [Текст] / Е. С. Юшин, И. Ю. Быков // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – №12. – С. 23–26.

144. API Spec 5CT. Specification for Casing and Tubing. 9th Edition, American Petroleum Institute (API), Washington, D. C., July 2011

145. Bui T. T., G. De Roeck, J. Van Wittenberghe, P. De Baets, W. De Waele. Fatigue Damage Identification in Threaded Connection of Tubular Structures Through In-situ Modal Tests // Sustainable Construction & Design. 2011. Vol. 2, I. 2, P. 207–216

146. Ferjani M., Averbuch D., Constantinescu A. A Computational Approach for the Fatigue Design of Threaded Connections // International Journal of Fatigue. April 2011. Vol. 33, I. 4, P. 610–623

147. Henry D. L. Theory of Damage Accumulation in Steel. – ASME Transaction, 77, 1955 – P. 913

148. Hirth J. P. Effects of Hydrogen on the Properties of Iron and Steel // Metal. Trans. A. 1991. Vol. 11A, N 6. P. 861–890

149. ISO 6507–1:2005. Metallic materials. Vickers hardness test. Part 1: Test method (IDT), 2005

150. Lubinski A., Blenkarn K. A. Buckling of Tubing in Pumping Wells, Its Effects and Means for Controlling It // Petroleum Transaction AIME 210, March 1957, P. 33–48

151. Robertson I. M., Birnbaum H. K. Dislocation Mobility and Hydrogen- a Brief Review // Proc. of 11th Intern. Conf. on Fracture. Turin (Italy), 20–25 March, 2005.

152. Seys J., Roeygens K., J. Van Wittenberghe, Galle T., P. De Baets, W. De Waele. Failure Behavior of Preloaded API Line Pipe Threaded Connections // Sustainable Construction & Design. 2011. Vol. 2, I. 3, P. 407–415

153. Van Wittenberghe J., P. De Baets., W. De Waele, G. Timothy, T. T. Bui, G. De Roeck. Design Characteristics that Improve the Fatigue Life of Threaded Pipe Connections // Sustainable Construction & Design. 2012. Vol. 2, I. 2, P. 334–341

154. Van Wittenberghe J., Galle T., W. De Waele, P. De Baets. Experimental Analysis of the Fatigue Life of Threaded Pipe Connections under Cyclic Bending // Sustainable Construction & Design. 2012. Vol. 3, I. 2, P. 89–97

155. Van Wittenberghe J., J. De Pauw, P. De Baets, W. De Waele, M. A. Wahab, G. De Roeck. Experimental Determination of the Fatigue Life of Modified Threaded Pipe Couplings // Procedia Engineering. April 2010. Vol. 2, I. 1, P. 1849–1858

Таблица Б.1 – Значения пределов повторяемости и критического диапазона определений [51]

Массовая доля элемента С	Характеристика погрешности Δ	Предел повторяемости г	Критический диапазон для трех параллельных определений $CR_{0,95}(3)$
1	2	3	4
Углерод С			
От 0,002 до 0,005	$0,29C + 0,001$	$0,30C + 0,0011$	$0,36C + 0,0013$
Св. 0,005 до 0,01	0,003	0,003	0,004
Св. 0,01 до 0,02	0,004	0,004	0,005
Св. 0,02 до 0,05	0,008	0,008	0,009
Св. 0,05 до 0,10	0,0012	0,0012	0,0014
Св. 0,10 до 0,20	0,0016	0,0016	0,0019
Св. 0,20 до 0,50	0,0024	0,0023	0,0028
Марганец Mn			
От 0,0005 до 0,005	$0,51C + 0,0002$	$0,50C + 0,0002$	$0,60C + 0,0002$
Св. 0,005 до 0,01	0,003	0,003	0,004
Св. 0,01 до 0,02	0,004	0,004	0,005
Св. 0,02 до 0,05	0,006	0,006	0,007
Св. 0,05 до 0,10	0,011	0,011	0,013
Св. 0,10 до 0,20	0,016	0,016	0,019
Св. 0,20 до 0,50	0,024	0,023	0,028
Св. 0,50 до 1,0	0,04	0,04	0,05
Кремний Si			
От 0,002 до 0,005	0,0020	0,0019	0,0023
Св. 0,005 до 0,01	0,003	0,003	0,004
Св. 0,01 до 0,02	0,005	0,005	0,006
Св. 0,02 до 0,05	0,008	0,008	0,009
Св. 0,05 до 0,10	0,012	0,012	0,014
Св. 0,10 до 0,20	0,020	0,019	0,023
Св. 0,20 до 0,50	0,03	0,03	0,04

Продолжение таблицы Б.1

1	2	3	4
Фосфор P			
От 0,001 до 0,002	0,20С + 0,0008	0,19С + 0,0008	0,23С + 0,0010
Св. 0,002 до 0,005	0,0016	0,0016	0,0019
Св. 0,005 до 0,010	0,0024	0,0023	0,0028
Сера S			
От 0,001 до 0,002	0,20С + 0,0008	0,19С + 0,0008	0,23С + 0,001
Св. 0,002 до 0,005	0,0016	0,0016	0,0019
Св. 0,005 до 0,010	0,0024	0,0023	0,0028
Хром Cr			
От 0,001 до 0,005	0,20С + 0,0008	0,19С + 0,0008	0,23С + 0,001
Св. 0,005 до 0,01	0,0024	0,0023	0,0028
Св. 0,01 до 0,02	0,004	0,004	0,005
Св. 0,02 до 0,05	0,006	0,006	0,007
Св. 0,05 до 0,10	0,011	0,011	0,013
Св. 0,10 до 0,20	0,016	0,016	0,019
Св. 0,20 до 0,50	0,024	0,023	0,028
Св. 0,50 до 1,0	0,04	0,04	0,05
Никель Ni			
От 0,001 до 0,005	0,20С + 0,0008	0,19С + 0,0008	0,23С + 0,001
Св. 0,005 до 0,01	0,003	0,003	0,004
Св. 0,01 до 0,02	0,004	0,004	0,005
Св. 0,02 до 0,05	0,008	0,008	0,009
Св. 0,05 до 0,10	0,012	0,012	0,014
Св. 0,10 до 0,20	0,016	0,016	0,019
Медь Cu			
От 0,001 до 0,005	0,51С + 0,0002	0,50С + 0,0002	0,60С + 0,00023
Св. 0,005 до 0,01	0,003	0,003	0,004
Св. 0,01 до 0,02	0,005	0,005	0,006
Св. 0,02 до 0,05	0,008	0,008	0,009
Св. 0,05 до 0,10	0,012	0,012	0,014
Св. 0,10 до 0,20	0,020	0,019	0,023

Окончание таблицы Б.1

1	2	3	4
Молибден Мо			
От 0,0002 до 0,002	0,65С	0,64С	0,76С
Св. 0,002 до 0,005	0,0020	0,0019	0,0023
Св. 0,005 до 0,01	0,003	0,003	0,004
Св. 0,01 до 0,02	0,004	0,004	0,005
Св. 0,02 до 0,05	0,008	0,008	0,009
Св. 0,05 до 0,10	0,012	0,012	0,014
Св. 0,10 до 0,20	0,016	0,016	0,019
Св. 0,20 до 0,50	0,03	0,03	0,04
Титан Ti			
От 0,001 до 0,005	0,39С + 0,0006	0,39С + 0,0006	0,46С + 0,0007

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Таблица Г.1 – Квантили распределения величины τ_{1-p} [65]

n	1 – p = 0,90 p = 0,10	1 – p = 0,95 p = 0,05	1 – p = 0,99 p = 0,01	n	1 – p = 0,90 p = 0,10	1 – p = 0,95 p = 0,05	1 – p = 0,99 p = 0,01
3	1,41	1,41	1,41	22	2,49	2,66	3,01
4	1,64	1,69	1,72	23	2,50	2,68	3,03
5	1,79	1,87	1,96	24	2,52	2,70	3,05
6	1,89	2,00	2,13	25	2,54	2,72	3,07
7	1,97	2,09	2,26	26	2,55	2,73	3,09
8	2,04	2,17	2,37	27	2,57	2,75	3,11
9	2,10	2,24	2,46	28	2,58	2,76	3,12
10	2,15	2,29	2,54	29	2,60	2,78	3,14
11	2,19	2,34	2,61	30	2,61	2,79	3,16
12	2,23	2,39	2,66	31	2,62	2,80	3,17
13	2,26	2,43	2,71	32	2,63	2,82	3,18
14	2,30	2,46	2,76	33	2,65	2,83	3,20
15	2,33	2,49	2,80	34	2,66	2,84	3,21
16	2,35	2,52	2,84	35	2,67	2,85	3,22
17	2,38	2,55	2,87	36	2,68	2,86	3,24
18	2,40	2,58	2,90	37	2,69	2,87	3,25
19	2,43	2,60	2,93	38	2,70	2,88	3,26
20	2,45	2,62	2,96	39	2,71	2,89	3,27
21	2,47	2,64	2,98	40	2,72	2,90	3,28

Таблица Д.1 – Коэффициенты ξ для определения 95%-ных доверительных границ [76]

n	ξ	n	ξ	n	ξ	n	ξ
2	12,71	8	1,09	14	0,75	40	0,41
3	3,45	9	1,00	15	0,71	45	0,39
4	2,16	10	0,93	20	0,60	50	0,37
5	1,66	11	0,87	25	0,53	55	0,35
6	1,40	12	0,82	30	0,48	60	0,33
7	1,21	13	0,78	35	0,44	120	0,23

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Таблица Е.1 – χ^2 –распределение. Вероятность $P\{\hat{\chi}^2 > \chi^2_{1-\alpha}(r)\}$ [13]

r	α										
	0,99	0,98	0,95	0,90	0,80	0,20	0,10	0,05	0,02	0,01	0,001
1	0,00016	0,00063	0,00393	0,0158	0,0642	1,642	2,706	3,841	5,412	6,635	10,827
2	0,0201	0,0404	0,103	0,211	0,446	3,219	4,605	5,991	7,824	9,210	13,815
3	0,115	0,185	0,352	0,584	1,005	4,642	6,251	7,815	9,837	11,341	16,268
4	0,297	0,429	0,711	1,064	1,649	5,989	7,779	9,488	11,668	13,277	18,465
5	0,554	0,752	1,145	1,610	2,343	7,289	9,236	11,070	13,388	15,086	20,517
6	0,872	1,134	1,635	2,204	3,070	8,558	10,645	12,592	15,033	16,812	22,457
7	1,239	1,564	2,167	2,833	3,822	9,803	12,017	14,067	16,622	18,475	24,322
8	1,646	2,032	2,733	3,490	4,594	11,030	13,362	15,507	18,168	20,090	26,125
9	2,088	2,535	3,325	4,168	5,380	12,242	14,684	16,919	19,679	21,666	27,877
10	2,558	3,059	3,940	4,865	6,179	13,442	15,987	18,307	21,161	23,209	29,588
11	3,053	3,609	4,575	5,578	6,989	14,631	17,275	19,675	22,618	24,725	31,264
12	3,571	4,178	5,226	6,304	7,807	15,812	18,549	21,026	24,054	26,217	32,909
13	4,107	4,765	5,892	7,042	8,634	16,985	19,812	22,362	25,472	27,688	34,528
14	4,660	5,368	6,571	7,790	9,467	18,151	21,064	23,685	26,873	29,141	36,123
15	5,229	5,985	7,262	8,547	10,307	19,311	22,307	24,996	28,259	30,578	37,697
16	5,812	6,614	7,962	9,312	11,152	20,465	23,542	26,296	29,633	32,000	39,252
17	6,408	7,255	8,672	10,085	12,002	21,615	24,769	27,587	30,995	33,409	40,790
18	7,015	7,906	9,390	10,865	12,857	22,760	25,989	28,869	32,346	34,805	42,312

Окончание таблицы Е.1

r	α										
	0,99	0,98	0,95	0,90	0,80	0,20	0,10	0,05	0,02	0,01	0,001
19	7,633	8,567	10,117	11,651	13,716	23,900	27,204	30,144	33,678	36,191	43,820
20	8,260	9,237	10,851	12,443	14,578	25,038	28,412	31,410	35,020	37,566	45,315
21	8,897	9,915	11,591	13,240	15,445	26,171	29,615	32,671	36,343	38,932	46,797
22	9,542	10,600	12,338	14,041	16,314	27,301	30,813	33,924	37,659	40,289	48,268
23	10,196	11,293	13,091	14,848	17,187	28,429	32,007	35,172	38,968	41,638	49,728
24	10,856	11,992	13,848	15,659	18,062	29,553	33,196	36,415	40,270	42,980	51,179
25	11,524	12,679	14,611	16,473	18,940	30,675	34,382	37,652	41,566	44,314	52,620
26	12,198	13,409	15,379	17,292	19,820	31,795	35,563	38,885	42,856	45,642	54,052
27	12,879	14,125	16,151	18,114	20,703	32,912	36,741	40,113	44,140	46,963	55,476
28	13,565	14,847	16,928	18,939	21,588	34,027	37,916	41,337	45,419	48,278	56,893
29	14,256	15,574	17,708	19,768	22,475	35,139	39,087	42,557	46,693	49,588	58,302
30	14,953	16,306	18,493	20,599	23,364	36,250	40,256	43,773	47,962	50,892	59,703

Таблица Ж.1 – t-распределение Стьюдента. Вероятность $P\{|t| > |t(r)|_{1-\alpha}\}$ [13]

r	α							
	0,80	0,40	0,20	0,10	0,05	0,02	0,01	0,001
1	0,325	1,376	3,078	6,314	12,706	31,821	63,657	636,619
2	0,289	1,061	1,886	2,920	4,303	6,965	9,925	31,598
3	0,277	0,978	1,638	2,353	3,182	4,541	5,841	12,941
4	0,271	0,941	1,533	2,132	2,776	3,747	4,604	8,610
5	0,267	0,920	1,476	2,015	2,571	3,365	4,032	6,859
6	0,265	0,906	1,440	1,943	2,447	3,143	3,707	5,959
7	0,263	0,896	1,415	1,895	2,365	2,998	3,499	5,405
8	0,262	0,889	1,397	1,860	2,306	2,896	3,355	5,041
9	0,261	0,883	1,383	1,833	2,262	2,821	3,250	4,781
10	0,260	0,879	1,372	1,812	2,228	2,764	3,169	4,587
11	0,260	0,876	1,363	1,796	2,201	2,718	3,106	4,437
12	0,259	0,873	1,356	1,782	2,179	2,681	3,055	4,318
13	0,259	0,870	1,350	1,771	2,160	2,650	3,012	4,221
14	0,258	0,868	1,345	1,761	2,145	2,624	2,977	4,140
15	0,258	0,866	1,341	1,753	2,131	2,602	2,947	4,073
16	0,258	0,865	1,337	1,746	2,120	2,583	2,921	4,015
17	0,257	0,863	1,333	1,740	2,110	2,567	2,898	3,965
18	0,257	0,862	1,330	1,734	2,101	2,552	2,878	3,922
19	0,257	0,861	1,328	1,729	2,093	2,539	2,861	3,883
20	0,257	0,860	1,325	1,725	2,086	2,528	2,845	3,850
21	0,257	0,859	1,323	1,721	2,080	2,518	2,831	3,819
22	0,256	0,858	1,321	1,717	2,074	2,508	2,819	3,792
23	0,256	0,858	1,319	1,714	2,069	2,500	2,807	3,767
24	0,256	0,857	1,318	1,711	2,064	2,492	2,797	3,745
25	0,256	0,856	1,316	1,708	2,060	2,485	2,787	3,725
26	0,256	0,856	1,315	1,706	2,056	2,479	2,779	3,707
27	0,256	0,855	1,314	1,703	2,052	2,473	2,771	3,690

Окончание таблицы Ж.1

r	α							
	0,80	0,40	0,20	0,10	0,05	0,02	0,01	0,001
28	0,256	0,855	1,313	1,701	2,048	2,467	2,763	3,674
29	0,256	0,854	1,311	1,699	2,045	2,462	2,756	3,659
30	0,256	0,854	1,310	1,697	2,042	2,457	2,750	3,646
40	0,255	0,851	1,303	1,684	2,021	2,423	2,704	3,551
60	0,254	0,848	1,296	1,671	2,000	2,390	2,660	3,460
120	0,254	0,845	1,289	1,658	1,980	2,358	2,617	3,373
∞	0,253	0,842	1,282	1,645	1,960	2,326	2,576	3,291

*Получено
07.09.13*

Форма № 94 ИЗ, ПМ, ПО-2011

Федеральная служба по интеллектуальной собственности
Федеральное государственное бюджетное учреждение

**«Федеральный институт промышленной собственности»
(ФИПС)**

Бережковская наб., 30, корп. 1, Москва, Г-59, ГСП-5, 123995

Телефон (8-499) 240-60-15 Факс (8-495) 531-63-18

УВЕДОМЛЕНИЕ О ПОСТУПЛЕНИИ ЗАЯВКИ

19.08.2013 <i>Дата поступления</i>	058324 <i>Входящий №</i>	2013138544 <i>Регистрационный №</i>
--	------------------------------------	---

ДАТА ПОСТУПЛЕНИЯ <small>опубликования заявки</small> 19 АВГ 2013 ФИПС ОТА#17		(21) РЕГИСТРАЦИОННЫЙ №	ВХОДЯЩИЙ №
<input type="checkbox"/> (86) <small>(регистрационный номер международной заявки и дата международной подачи, установленные получающим ведомством)</small>		АДРЕС ДЛЯ ПЕРЕПИСКИ <small>(полный почтовый адрес, для всех корреспонденций)</small> 169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская 13, ЦИ и ПЛД	
<input type="checkbox"/> (87) <small>(номер и дата международной публикации международной заявки)</small>		Телефон: _____ Факс: _____ E-mail: _____ АДРЕС ДЛЯ СЕКРЕТНОЙ ПЕРЕПИСКИ <small>(используется при подаче заявки на секретные изобретения)</small>	
ЗАЯВЛЕНИЕ о выдаче патента Российской Федерации на изобретение		В Федеральную службу по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам Бережковская наб., 30, корп.1, Москва, Г-59, ГСП-5, 123995	
(54) НАЗВАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ СТЕНД ДЛЯ ИСПЫТАНИЯ ТРУБНЫХ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ ПРИ СВИНЧИВАНИИ- РАЗВИНЧИВАНИИ В КОРРОЗИОННОЙ СРЕДЕ			
(71) ЗАЯВИТЕЛЬ <small>(указывается полное имя или наименование (согласно учредительному документу), место жительства или место нахождения, включая название страны и почтовый адрес)</small> Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Ухтинский государственный технический университет» 169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская 13		ОГРН 240 60 15 1021100736326 КОД страны по стандарту ВОИС СТ. 3 <small>(если он установлен)</small>	
Указанное лицо является <input type="checkbox"/> государственным заказчиком <input type="checkbox"/> муниципальным заказчиком, исполнитель работ _____ <small>(указать наименование)</small> <input type="checkbox"/> исполнителем работ по <input type="checkbox"/> государственному <input type="checkbox"/> муниципальному контракту, заказчик работ _____ <small>(указать наименование)</small> Контракт от _____ № _____		Является <input type="checkbox"/> Патентным(и) поверенным(и) <input type="checkbox"/> Иным представителем Телефон: _____ Факс: _____ E-mail: _____	
(74) ПРЕДСТАВИТЕЛЬ(И) ЗАЯВИТЕЛЯ Указанное(ые) ниже лицо(а) назначено(назначены) заявителем(заявителями) для ведения дела по получению патента от его(их) имени в Федеральной службе по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам		Срок представительства <small>(указывается в случае назначения иного представителя без предоставления доверенности)</small>	
Фамилия, имя, отчество (если оно имеется) Адрес:		Регистрационный (е) номер (а) патентного(ых) поверенного(их)	

*ОТД №17
21 АВГ 2013*

Количество листов	37	Фамилия лица, принявшего документы
Количество документов, подтверждающих уплату пошлины	1	Рыжова М.А.
Количество изображений	0	