

Міністерство освіти і науки України

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

На правах рукопису

Пиріг Тарас Юрійович

УДК 621.643

**ВПЛИВ ПЕРЕДЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ
НАВАНТАЖЕНЬ В ПРОЦЕСІ УКЛАДАННЯ
НА РЕСУРС БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ
МОРСЬКИХ ТРУБОПРОВОДІВ**

05.15.13 – Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища

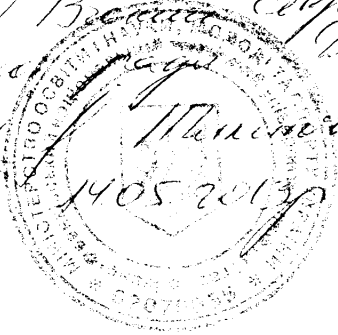
Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

*Всі приєднані дисертації і документи
за наявності
Володимир Семеретар спеціалізований
вчено-педагогічний комітет №1*

Науковий керівник:

Побережний Любомир Ярославович

доктор технічних наук, професор



Івано-Франківськ – 2013



d498

0498

ЗМІСТ

ВСТУП.....	4
РОЗДІЛ 1 СУЧАСНИЙ СТАН ПРОЕКТУВАННЯ, БУДІВНИЦТВА ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ МОРСЬКИХ ТРУБОПРОВODІВ	11
1.1 Проблеми проектування морських трубопроводів	11
1.2 Способи укладання морських газонафтопроводів: переваги та недоліки.....	19
1.3 Розрахунок морських трубопроводів при укладанні з урахуванням коливань судна.....	38
1.4 Силовий вплив хвиль та течій на морський трубопровід.....	40
1.5 Корозійне руйнування морських трубопроводів.....	43
1.6 Постановка задачі дослідження.....	47
РОЗДІЛ 2 МАТЕРІАЛИ ТА МЕТОДИКА ДОСЛІДЖЕНЬ.....	49
2.1 Методика втомних та корозійно-втомних випробовувань.....	50
2.2 Методика оцінки впливу передексплуатаційного навантаження в процесі укладання трубопроводу на його ресурс безпечної експлуатації	54
2.3 Напружено-деформований стан трубопроводів при їх укладанні на дно моря S- та J-методами.....	62
РОЗДІЛ 3 ДЕФОРМАЦІЯ ТА РУЙНУВАННЯ МАТЕРІАЛУ МОРСЬКИХ ТРУБОПРОВODІВ ПРИ СТАТИЧНОМУ ТА ЦИКЛІЧНОМУ НАВАНТАЖЕННІ.....	85
3.1 Закономірності деформування матеріалу трубопроводу при статичному навантаженні.....	85
3.2 Деформаційна поведінка основного металу трубопроводу при втомному навантаженні на повітрі.....	94
3.3 Кінетика деформації зварного з'єднання при циклічному навантаженні.....	114
РОЗДІЛ 4 КОРОЗІЙНА ВТОМА МАТЕРІАЛУ МОРСЬКИХ ТРУБОПРОВODІВ	132

4.1 Характер деформації і руйнування матеріалу лінійної частини трубопроводу у морській воді.....	134
4.2 Особливості деформаційної поведінки зварного з'єднання в умовах корозійної втоми	145
4.3 Вплив циклічного навантаження на електрохімічну поведінку основного металу трубопроводу у морській воді.....	155
4.4 Кінетика електродного потенціалу зварного з'єднання в умовах корозійної втоми.....	162
ВИСНОВКИ	168
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	170
ДОДАТКИ.....	186

ВСТУП

Загальносвітове зростання потреби у вуглеводневій сировині і поступове виснаження основних нафтогазових родовищ на суші зумовили різку активізацію пошуково-розвідувальних робіт в акваторіях Світового океану. У міжнародній практиці нафтогазові ресурси континентального шельфу вже давно стали основним джерелом збільшення видобутку нафти і газу. На сьогоднішній день частка вуглеводнів, які видобуваються на континентальному шельфі, складає більше чверті світового обсягу видобування, і вона продовжує невідпинно зростати. Одночасно з цим значно зростає протяжність підводних трубопроводів, в тому числі магістральних, якими здійснюється транспортування сировини до основних споживачів, внаслідок чого підвищується ймовірність виникнення аварійних ситуацій на цих об'єктах. Тому досить актуально постає проблема забезпечення надійної роботи трубопровідних систем для безперебійного постачання енергоносіїв кінцевим споживачам.

Трубопровід може зазнати пошкодження вже в процесі його укладання на морське дно. Під дією власної ваги трубопровід зазнає дії згинальних напружень, які можуть перевищити допустимі значення. Аналогічна небезпека виникає при піднятті трубопроводу з дна, коли відбувається порушення неперервності укладання, наприклад, внаслідок шторму. Тому при проектуванні морського трубопроводу важливо правильно вибрати розрахункову схему, яка б дозволяла достатньо точно визначати його напружено-деформований стан, зумовлений навантаженнями та впливами, що діють у різні періоди життєвого циклу, та при цьому достатньо повно відображала б дійсні умови його роботи.

Актуальність теми. На сьогоднішній день пошуками, розвідкою та видобутком нафти і газу на континентальному шельфі займаються понад 100 країн, в число яких входить і Україна, яка володіє значним енергетичним

потенціалом Чорноморсько-Азовського регіону. Він має велике стратегічне значення для держави з огляду на гостру необхідність зменшення тотальної залежності від поставок російських енергоносіїв. Потенційні запаси вуглеводнів на українському шельфі Чорного і Азовського морів оцінюються в 2,3 млрд. тонн умовного палива, що за даними Державної служби геології та надр України становить близько 40 % усіх енергетичних запасів України. При цьому запаси нафти і газу на українській ділянці шельфу Чорного моря розвідані лише на 4-5 %.

З 2012 року ДАТ “Чорноморнафтогаз” значно інтенсифікував розробку морського шельфу. Закуплено дві сучасні самопідйомні плавучі бурові установки (СПБУ), які за даними компанії стануть найбільш високотехнологічними та глибоководними установками на Чорному морі. Їхнє використання дасть можливість працювати на глибинах до 120 м і бурити свердловини глибиною до 9000 м. З можливостями і роботою двох нових СПБУ ДАТ “Чорноморнафтогаз” безпосередньо пов’язує плани щодо збільшення до 2015 року річного видобутку природного газу на шельфі Чорного і Азовського морів утричі (до 3 млрд м³) та, відповідно, зниження залежності України від імпортних енергоносіїв.

В процесі тривалої експлуатації (30 років і більше), яка проходить у постійній взаємодії з морським середовищем, відбувається закономірна зміна напружено-деформованого стану (НДС) несучих елементів трубопроводу при найрізноманітніших комбінаціях статичних та динамічних навантажень і впливів, які істотно впливають на його ресурс. Однак, безвідмовна робота морського трубопроводу протягом проектного терміну експлуатації також значною мірою визначається історією передексплуатаційних навантажень під час його укладання. Тому актуальними є дослідження впливу навантажень в процесі спорудження на ресурс безпечної експлуатації та несучу здатність морських трубопроводів.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.

Представлена дисертаційна робота виконана в рамках Енергетичної стратегії України на період до 2030 року та госпдоговірної теми №121/1083-2011 “Розробка і впровадження пристрою для дослідження структури багатофазового потоку експлуатаційних свердловин у морських умовах” між ІФНТУНГ та ДАТ “Чорноморнафтогаз”.

Мета і задачі дослідження. Метою роботи є дослідження впливу передексплуатаційних навантажень в процесі укладання на ресурс безпечної експлуатації та несучу здатність морських трубопроводів.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити наступні задачі:

1. Розширення методики моделювання та розробка методики оцінки впливу передексплуатаційних навантажень в процесі укладання на ресурс безпечної експлуатації морських трубопроводів.
2. Встановлення закономірностей впливу передексплуатаційних навантажень на фізико-механічні характеристики матеріалу морських трубопроводів.
3. Вивчення впливу передексплуатаційних навантажень на втомні та корозійно-втомні характеристики сталі трубопроводу.
4. Дослідження деформаційної поведінки матеріалу трубопроводу на повітрі та в середовищі морської води для визначення впливу передексплуатаційних навантажень на ресурс безпечної експлуатації трубопроводу.
5. Вивчення впливу передексплуатаційних навантажень на електрохімічну поведінку матеріалу трубопроводу.

Об'єкт дослідження. Морські магістральні газонафтопроводи.

Предмет дослідження. Вплив передексплуатаційних навантажень в процесі укладання на кінетику деформації, руйнування і електродного потенціалу та на ресурс безпечної експлуатації морських газонафтопроводів.

Методи дослідження. Теоретичні дослідження проводили на основі сучасних методів механіки руйнування, корозійного руйнування та електрохімії. Експериментальні дослідження виконували з використанням методів тензометрії та потенціометрії за раніше розробленою методикою на базі створеної автоматизованої випробовувальної системи з ЕОМ, що дозволяє отримати високу точність та достовірність результатів експерименту і якісно відстежити кінетику деформації, руйнування та електродного потенціалу матеріалу трубопроводу. Фрактографічні дослідження проводили за допомогою металографічного мікроскопа Meiji ML8000 та електронного мікроскопа PEM-106И.

Наукові положення, що захищаються. Закономірності впливу передексплуатаційних навантажень на опір втоми та корозійній втоми матеріалу морських трубопроводів.

Наукова новизна одержаних результатів.

1. Вперше побудовано криві втоми та ділянки кривих корозійної втоми для зразків основного металу та зварного з'єднання морського трубопроводу з урахуванням передексплуатаційних навантажень за моделлю S- та J-методів укладання на підставі підходів механіки руйнування, корозійного руйнування та міцності матеріалів. Одержані криві дають змогу визначати довговічність матеріалу морського трубопроводу з цілісним та пошкодженим ізоляційним покриттям в процесі експлуатації залежно від способу будівництва та рівня механічних напружень в процесі укладання.
2. Встановлено основні закономірності впливу навантажень на стадії укладання на деформаційну поведінку основного металу та зварного з'єднання морських трубопроводів в процесі експлуатації шляхом запису кінетики деформації в режимі реального часу. Запропоновано спосіб визначення ресурсу безпечної експлуатації морських трубопроводів, спираючись на деформаційно-кінетичне трактування

процесу. Експериментально доведено, що оцінка ресурсу безпечної експлуатації у відносних величинах дає змогу нівелювати вплив розкиду довговічностей зразків і пов'язаних з цим похибок розрахунку в межах одного рівня напружень, на основі чого введено поняття “відносний ресурс безпечної експлуатації”.

3. Показано збільшення неомогенності та появу дефектності в структурі основного металу та зварного з'єднання трубопроводу внаслідок передексплуатаційних навантажень, яке призводить до істотного зменшення довговічності та опору деформаціям порівняно з вихідним станом, що підтверджується порівняльним аналізом поверхонь руйнування.
4. Вперше з використанням методів потенціометрії розкрито вплив передексплуатаційних навантажень на електрохімічну поведінку матеріалу трубопроводу та одержано кінетичні криві електродного потенціалу, які дозволяють судити про кінетику нагромадження корозійно-втомних пошкоджень, починаючи від поверхневих змін, що передують процесу зародження тріщин, до повного руйнування матеріалу морського трубопроводу. Такі дані можуть бути використані для науково обгрунтованого вибору параметрів активного та засобів пасивного захисту матеріалу трубопроводу від корозії, а також прогнозування ресурсу його безпечної експлуатації.

Практичне значення одержаних результатів.

1. Розроблену раніше методику дослідження деформації та руйнування морських трубопроводів доповнено моделюванням процесу укладання трубопроводу на дно моря J-методом.
2. Для основного металу та зварного з'єднання трубопроводу одержано аналітичні залежності для розрахунку коефіцієнтів зменшення довговічності з урахуванням передексплуатаційних навантажень та коефіцієнтів впливу агресивності середовища на довговічність.

3. Побудовано діаграми для оцінки впливу передексплуатаційних навантажень на відносний ресурс безпечної експлуатації основного металу та зварного з'єднання морського трубопроводу.
4. Розроблено та впроваджено на підприємствах ДАТ “Чорноморнафтогаз” та ТОВ “Інститут “Шельф” “Методику оцінки впливу передексплуатаційних навантажень в процесі укладання трубопроводу S-методом на його ресурс безпечної експлуатації”.

Особистий внесок здобувача. Основні положення та результати дисертаційної роботи одержані автором самостійно. Роботи [1-4] опубліковані без співавторів. В роботі [5] автором здійснено постановку експерименту, узагальнення та первинний аналіз результатів експерименту. В роботі [6] автором проведено критичний аналіз основних способів укладання морських трубопроводів та обґрунтовано актуальність теоретико-експериментальних досліджень впливу способу укладання трубопроводу на його проектний ресурс безпечної експлуатації, в роботах [7, 8] – запропоновані оптимальні математичні моделі розрахунку НДС при укладанні трубопроводів S- та J-методами, а в роботах [9, 10] – здійснена наукова інтерпретація кривих втоми та корозійної втоми, кінетичних кривих деформації та діаграм циклічного кругового згину. В роботах [11, 12] автору належать ідея підходу та інтерпретація одержаних результатів. В роботі [13] автором побудовані експериментальні і прийняті діаграми одноциклового знакозмінного згину та введено поняття “відносний ресурс безпечної експлуатації” трубопроводу.

Апробація результатів дисертації. Матеріали дисертації доповідалися на X, XI Міжнародних конференціях-виставках “Проблеми корозії та протикорозійного захисту конструкційних матеріалів” (м. Львів, 2010, 2012), II Міжнародній науково-технічній конференції “Пошкодження матеріалів під час експлуатації, методи його діагностування і прогнозування” (м. Тернопіль, 2011), IV Международной конференции “Деформация и разрушение

материалов и наноматериалов” (г. Москва, 2011), Міжнародній науково-технічній конференції “Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу” (м. Івано-Франківськ, 2012), Міжнародній науково-практичній конференції молодих учених та студентів “Техніка і прогресивні технології у нафтогазовій інженерії – 2012” (м. Івано-Франківськ, 2012).

Публікації. За матеріалами дисертаційної роботи опубліковано 13 наукових праць, з них 9 у фахових журналах України.

Структура та обсяг дисертації. Дисертація складається зі вступу, 4 розділів, висновків, списку використаної літератури (144 найменування) та 2 додатків. Викладена на 169 сторінках машинописного тексту, містить 85 рисунків та 16 таблиць.

РОЗДІЛ 1

СУЧАСНИЙ СТАН ПРОЕКТУВАННЯ, БУДІВНИЦТВА ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ МОРСЬКИХ ТРУБОПРОВODІВ

1.1 Проблеми проектування морських трубопроводів

На даний час існує цілий ряд актуальних питань проектування морських трубопроводів, які потребують свого вирішення. Проблемами проектування, будівництва та експлуатації морських трубопроводів займалися такі вчені, як Шадрін О. Б., Капустін К. Я., Бородавкін П. П., Горяїнов Ю. А., Грудницький Г. В., Ільницький М. К., Кравцов В. І., Kyriakides S., Крижанівський Є. І. та ін. У їхніх працях розглядаються проблеми вибору траси, способу укладання, матеріалу труб, захисного покриття, системи електрохімзахисту, проведення зварювальних та монтажних робіт, визначення та аналізу конфігурації і НДС трубопроводу під час будівництва, а також забезпечення міцності та стійкості початкової форми рівноваги циліндричної оболонки трубопроводу з урахуванням впливу підводних течій в процесі експлуатації. Крім того, надійність проекту укладання морського трубопроводу залежить від обсягу інформації про умови навколишнього середовища. Так, на вибір бетонного покриття та періоду часу для укладання трубопроводу значною мірою впливають гідрографічні та океанографічні умови, а на вибір траси – географічні та морфологічні умови в районі будівництва. На цілісність конструкції трубопроводу несприятливо впливають нерівності морського дна. Так, на деяких ділянках трубопровід може провисати, внаслідок чого підвищуються статичні та динамічні напруження в його перерізі, рівень яких значною мірою залежить від конфігурації трубопроводу, укладеного на морське дно.

У світовій практиці загально визнаним нормативно-технічним документом, що регулює технічні питання спорудження морських трубопроводів є норвезький стандарт DNV-OS-F101 “Підводні трубопровідні системи” [14]. Як зазначено у вступі, даний стандарт задає критерії та правила, що стосуються проектування, застосування матеріалів, виготовлення, будівництва, випробування, введення в експлуатацію, власне експлуатації, технічного обслуговування, переосвідчення та ліквідації трубопровідних систем. Даний стандарт включає наступні розділи:

- загальні відомості;
- концепція проектування;
- основи проектування і документація;
- навантаження;
- розрахункові критерії;
- труби;
- з’єднувальні деталі і складальні вузли;
- захист від корозії та обважнюючі покриття;
- монтаж;
- експлуатація, інспекція та ремонт;
- переосвідчення;
- коментарі (інформаційні),

і ряд додатків, що розглядають питання додаткових порівняно зі стандартом ISO вимог, а також нормативні вказівки на механічні випробування і випробування на корозійну стійкість.

Схеми розрахунку морських трубопровідних систем, запропоновані в стандарті, враховують складний механізм їх навантаження в процесі будівництва та подальшої експлуатації. Розглядаються наступні види навантажень:

1. Функціональні (навантаження, пов’язані з існуванням трубопровідної системи та її експлуатацією за призначенням):

- вагові навантаження (вага трубопроводу, виштовхувальні сили, вага продукту, покриттів, протекторів, наростання морських відкладень);
 - зовнішній гідростатичний тиск;
 - температура продукту, що транспортується;
 - реакція елементів (фланців, хомутів та ін.);
 - засипання та захисні конструкції (грунт, скельні породи, мати);
 - внутрішній тиск при звичайному навантаженні;
 - реакція морського дна (тертя і жорсткість при крученні);
 - попередні напруження (постійна кривизна або постійне видовження, які виникли при укладанні);
 - залишкові деформації, спричинені вертикальними та горизонтальними переміщеннями трубопроводу при осіданні ґрунту;
 - навантаження, спричинені пропуском внутрітрубних пристроїв.
2. Природні (навантаження на трубопровідну систему, які зумовлені факторами навколишнього середовища і не можуть бути віднесені до функціональних або особливих навантажень):
- вітрові;
 - гідродинамічні (сили опору і підйомні сили, що знаходяться в одній фазі з абсолютною або відносною швидкістю частинок води; сили інерції, які знаходяться в одній фазі з абсолютним або відносним прискоренням частинок води; породжувані течією циклічні навантаження в результаті сходження вихрів та інших явищ нестійкості; ударні навантаження внаслідок слемінга і слапінга; зміна плавучості через дію хвиль);
 - навантаження від хвиль та течій;
 - льодові навантаження.
3. Будівельні (навантаження, які виникають під час будівництва трубопровідної системи в процесі укладання, випробування тиском, введення в експлуатацію, технічного обслуговування та ремонту):

- функціональні (враховують значення зусиль, зумовлених прикладеним натягом в процесі укладання, обслуговування та ремонту трубопроводу);
 - природні (враховують значення зусиль, прикладених до трубопроводу від дії вітру, хвиль і течій, в тому числі відхилень і динамічних навантажень, спричинених переміщеннями трубоукладального судна);
 - випадкові (враховують вплив сил інерції внаслідок раптового заповнення водою, значних деформацій у надводній і придонній криволінійних ділянках нитки трубопроводу, що укладається, та зусилля, викликані помилками в роботі або неполадками в роботі обладнання).
4. Випадкові (навантаження на трубопровідну систему, які виникають при аномальних і незапланованих умовах):
- спричинені ударом судна або іншого дрейфуючого об'єкта, земляними роботами, вибухами, експлуатаційними неполадками, зачіпанням якорями та ін.

Таким чином, крім типових навантажень, що враховуються при розрахунку підземних трубопроводів, для морських трубопроводів необхідно враховувати ряд специфічних видів навантаження [15].

Для будівництва морських трубопроводів застосовують труби з підвищеною товщиною стінки, яка, крім внутрішнього тиску транспортованого продукту, визначається додатковими параметрами і, в першу чергу, за критерієм стійкості від зовнішнього гідростатичного тиску води в пружній і пластичній областях, складним напружено-деформованим станом, який виникає в процесі спорудженні трубопроводу S або J-методом, а також необхідністю забезпечення від'ємної плавучості трубопроводу для запобігання його спливання (у разі недостатньої товщини стінки від'ємна плавучість досягається шляхом використання спеціального обважнюючого, наприклад, бетонного покриття). Відповідно, розвиток систем морського

трубопровідного транспорту вимагає освоєння виробництва та розширення сортаменту товстостінних труб з урахуванням забезпечення більш високого рівня технічних вимог. Підвищені ризики, які виникають в процесі експлуатації морських трубопроводів, зумовлюють необхідність проведення цілого ряду заходів, таких як перехід до використання марок сталей з низьким вмістом вуглецю, проведення мікролегування та термомеханічної обробки, які дозволяють зменшити розмір зерна, підвищити міцність та знизити температуру фазового переходу. Інші заходи включають в себе використання в процесі виготовлення труб методів безперервного лиття листових і круглих заготовок, вдосконалення технологій листопрокатного виробництва, гарячого штампування безшовних труб, а також холодного шовного зварювання труб. Підвищення вимог до морських трубопроводів обумовлено необхідністю в максимально можливій мірі забезпечити надійність їх експлуатації та знизити небезпеку руйнування, оскільки ремонт морських трубопроводів є досить дорогою і доволі складною технічною операцією [16, 17].

Основні вимоги до труб для підводних магістральних трубопроводів сформульовані у вже згаданому стандарті DNV-OS-F101. Як вказується в стандарті, рівень вимог до труб базується, в основному, на стандарті ISO 3183-3 “Нафтова і газова промисловість – Сталеві труби для трубопроводів – Технічні умови поставки – Частина 3: Труби з вимогами по класу С”. Ці вимоги уточнені, доповнені та посилені в технічних вимогах до труб, що розробляються проектними організаціями для конкретних морських трубопроводів з урахуванням їх специфічних характеристик.

За результатами аналізу наведених стандартів і технічних вимог для морських трубопроводів можна відзначити їх наступні основні характерні відмінності від стандартів для підземних трубопроводів [18, 19]:

1. В стандарті DNV-OS-F101 досить чітко простежується прагнення перейти від вибіркової до системної оцінки якості трубної продукції, що

відображається в обов'язковому виготовленні перед виконанням замовлення установочної партії труб з контролем технологічного процесу виготовлення і збільшеним об'ємом кваліфікаційних випробувань. Крім того, оцінка якості продукції повинна виконуватися із застосуванням методів математичної статистики, наприклад, реєстрацією мінімальних і максимальних значень досліджуваного параметра і його середньостатистичних показників.

2. Оскільки товщина стінки морських трубопроводів більшою мірою визначається виходячи з необхідності запобігання лавинного змінання, для таких трубопроводів, на відміну від підземних, рекомендується застосування трубних сталей не вище категорії X70.

3. Для труб, що використовуються при спорудженні морських нафтогазопроводів, вводяться більш жорсткі вимоги щодо хімічного складу сталі. Зокрема, згідно зі стандартом DNV-OS-F101 вміст вуглецю в сталі не повинен перевищувати 0,12 %, а відповідно до API 5L для труб підземних трубопроводів – 0,22%. Аналогічні обмеження введені також за сумарним вмістом $Ti+V+Nb'$ (0,12 % виходячи з DNV-OS-F101 і технічних вимог у порівнянні з 0,15 % відповідно до API 5L) та іншим елементам.

4. Вуглецевий еквівалент ($C_{екв}$) і параметр зварюваності ($P_{см}$) сталі категорій X65 і X70 для труб морських трубопроводів не повинні перевищувати значення 0,39-0,41 і 0,22-0,23 % відповідно, у той час як для підземних трубопроводів відповідно до API 5L і типових технічних умов на труби граничні значення цих показників знаходяться на рівні 0,43 і 0,25 % відповідно.

5. Як правило, в трубній сталі для морських трубопроводів обмежують максимально допустимий вміст шкідливих домішок, зокрема S і P .

Більш жорсткі вимоги пред'являються також до геометричних параметрів труб, зокрема, допустимих відхилень діаметру, радіального зміщення, довжини та ін. (табл. 1.1).

У табл. 1.2 показаний для порівняння обсяг кваліфікаційних та здавальних випробувань, які проводяться при виготовленні труб по API 5L (підземні трубопроводи) і DNV-OS-F101 (підводні трубопроводи).

З наведеного аналізу випливає, що відповідно до нормативних документів труби, що використовуються для спорудження морських

Таблиця 1.1 – Додаткові підвищені вимоги до розмірів для труб за стандартом DNV-OS-F101 (індекс D) [15]

Найменування параметру, що перевіряється	Значення параметра	
	Зварна труба	Безшовна труба
Діаметр кінців труби $D \leq 310$ мм	$\pm 0,5$ мм або $\pm 0,3 \% D$ (що більше)	
Діаметр кінців труби $310 < D \leq 610$ мм	$\pm 1,6$ мм	
Діаметр кінців труби $D > 610$ мм	$\pm 1,6$ мм	$\pm 2,0$ мм
Найбільша різниця в діаметрі труби між її кінцями (для кожної виміряної труби)	10 % t , але макс. 3 мм	
Діаметр тіла труби $D \leq 310$ мм	$\pm 0,5 \% D$, але макс. $\pm 1,25$ мм	
Діаметр тіла труби $310 < D \leq 610$ мм	$\pm 0,75 \% D$, але макс. $\pm 3,0$ мм	
Діаметр тіла труби, $D > 610$ мм	$\pm 0,5 \% D$, але макс. $\pm 4,0$ мм	
Відхилення від круглості, кінці труби $D/t \leq 75$	1,0 % D , але макс. 5,0 мм	
Відхилення від круглості, кінці труби $D/t > 75$	1,5 % D , але макс. 5,0 мм	
Відхилення від круглості, тіло труби $D/t \leq 75$	1,5 % D , але макс. 10,0 мм	
Відхилення від круглості, тіло труби $D/t > 75$	2,0 % D , але макс. 10,0 мм	
Місцеве відхилення від круглості	$< 0,5 \% D$, але макс. 2,0 мм	–
Товщина стінки, $t \leq 15$ мм	$\pm 0,5$ мм	$\pm 10 \% t$
Товщина стінки, $15 < t < 20$ мм	$\pm 0,75$ мм	$\pm 10 \% t$
Товщина стінки, $t \geq 20$ мм	$\pm 1,0$ мм	$\pm 10 \% t$, але макс. $\pm 2,5$ мм
Прямолінійність	$\leq 0,15 \% L$	
Перпендикулярність торців	$\leq 1,6$ мм від істинних 90°	
Радіальний зсув (труби HFW, EBW, LBW)	t_{\min} при зварному шві $\geq t_{\min}$	–
Радіальний зсув (труби SAW)	$\leq 0,1 t$, але макс. 1,5 мм	–
Довжина труби	Повинна відповідати вимогам до розмірів і відхилень, зазначеним в замовленні на поставку	
Вага кожної окремої труби/пакета труб	$- 3,5 \% / + 10 \%$ номінального веса	

D – внутрішній (для кінців труби) або зовнішній (для тіла труби) діаметр;
 t – необхідна номінальна товщина стінки;
 t_{\min} – фактична виміряна мінімальна товщина стінки кожної вимірюваної труби;
 t_{\min} – необхідна мінімальна товщина стінки.

Таблиця 1.2 – Механічні та корозійні випробовування для зварних труб морських (DNV-OS-F101) та підземних (API 5L) трубопроводів

Тип випробувань	Розташування місця випробувань	Тип випробування	
		DNV-OS-F101	API 5L
Випробування на розтяг	Тіло труби	Q і P	P
	Зварне з'єднання	Q і P	P
Випробування по Шарпі з V-подібним надрізом	Тіло труби	Q і P	P
	Зварне з'єднання	Q і P	P
Випробування на згин	Зварне з'єднання	Q і P	P
Вимірювання твердості	Тіло труби	Q і P	Q
	Зварне з'єднання	Q і P	Q
Макродослідження	Зварне з'єднання	Q	–
Металографічні дослідження	Тіло труби	Q і P	–
	Зварне з'єднання	Q	–
Вимірювання в'язкості руйнування	Тіло труби	Q	–
	Зварне з'єднання	Q	–
Випробування на деформаційне старіння	Тіло труби	Q	–
Випробування на зварюваність	Тіло труби	Q	–
Випробування для додаткових вимог при експлуатації в кислому середовищі			
Випробування на НРІС (водневе розтріскування)	Тіло труби	Q і P	–
Випробування на SSC (сульфідне розтріскування під напруженням)	Тіло труби	Q	–
	Зварне з'єднання	Q	–
Випробування для додаткових вимог, властивості зупинки руйнування			
Перехідна крива при випробуваннях по Шарпі з V-подібним надрізом	Тіло труби	Q	–
Перехідна крива при випробуваннях на деформаційне старіння	Тіло труби	Q	–
Випробування на DWTT (руйнування на розрив падаючим вантажем)	Тіло труби	Q	P
Примітка: Q – кваліфікаційні випробування; P – здавальні випробування.			

трубопроводів, відрізняються сортаментом (в першу чергу, товщиною стінки) і критеріями оцінки якості, враховуючи проведення кваліфікаційних випробувань.

Значна частина технічних рішень не має строгого наукового обґрунтування і потребує проведення комплексу спеціальних теоретичних та експериментальних досліджень.

Проте навіть деякі добре вивчені питання (наприклад, розрахунок товщини стінки трубопроводу під дією внутрішнього тиску) не можна

вважати остаточно вирішеними. Норми різних країн [20-23] передбачають застосування різних значень одних і тих же коефіцієнтів (наприклад, коефіцієнту надійності, тобто ймовірності безаварійної роботи) в аналогічних розрахункових моделях. Пов'язано це з різними підходами до оцінки оптимального рівня безпеки, якості проведення будівельно-монтажних робіт, особливостями експлуатації та вартістю спорудження. Дана проблема постає особливо гостро, якщо постає необхідність або можливість вибору тих чи інших іноземних норм проектування у зв'язку з відсутністю національних нормативних документів.

Відхід від нормативних методів проектування викликає необхідність проведення спеціальних досліджень для визначення реальних рівнів надійності, безпеки та довговічності морських трубопроводів.

1.2 Способи укладання морських газонафтопроводів: переваги та недоліки

Як показує світовий досвід, збільшення видобутку енергоресурсів протягом останніх років значною мірою забезпечується за рахунок освоєння морських покладів вуглеводнів. На сьогоднішній день на шельфі видобувається більше 750 млрд. м³ газу та понад 1 млрд. т нафти в рік. Очікується, що частка вуглеводневих енергоресурсів, яка видобувається на морських промислах, до 2015 р. сягне 40% від їх загального обсягу видобутку [24]. Одночасно з цим значно зростає протяжність підводних трубопроводів, в тому числі магістральних (табл. 1.3) [25], якими здійснюється транспортування сировини до основних споживачів, внаслідок чого зростає ймовірність виникнення аварійних ситуацій на цих об'єктах. Тому серйозно постає питання забезпечення надійної роботи трубопровідних систем для безперебійного постачання енергоносіїв кінцевим споживачам.

Морськими називають трубопроводи, які призначені для транспортування нафти, газу і нафтопродуктів та укладаються нижче рівня вільної поверхні моря. Конструктивні форми, методи розрахунків і технологія будівництва морських трубопроводів істотно відрізняються від таких для підземних магістральних трубопроводів.

Розрізняють декілька видів морських трубопроводів, відмінності між якими визначаються, в основному, їхнім цільовим призначенням, а саме: нафтопроводи – для перекачування нафти; газопроводи – для перекачування газу як в газоподібному, так і в зрідженому стані; продуктопроводи – для перекачування продуктів перероблення нафти (бензин, гас, дизпаливо). Залежно від завдань, що вирішуються при транспортуванні нафти і газу, морські трубопроводи за функціональним призначенням поділяються на:

- магістральні;
- внутріпромислові;
- відводи;
- розподільчі.

Магістральними називають трубопроводи, якими нафта та газ перекачуються від місць їх видобутку (з одного або декількох родовищ) до місць споживання на значні відстані (табл. 1.3). Їхній діаметр в більшості випадків перевищує 0,5 м, а тиск продукту, що перекачується, досягає 100-250 атм.

Внутріпромисловими називають трубопроводи, які призначені для збору нафти та газу від окремих свердловин або кушів свердловин та їхнього подальшого транспортування до пункту первинної обробки або з наступною подачею продукту на головну насосну чи компресорну станцію для закачування в магістральний трубопровід.

Відводами називають трубопроводи, що під'єднуються до магістрального трубопроводу з метою відбору нафти або газу для будь-яких потреб.

Розподільними називають трубопроводи, призначені для розподілу нафти, газу чи нафтопродуктів декільком споживачам. Зазвичай, це трубопроводи малого діаметру.

Таблиця 1.3 – Найбільш масштабні реалізовані проекти укладання морських трубопроводів

Назва трубопроводу	Регіон	Маршрут пролягання	Протяжність, км	Максимальна глибина залягання, м	Діаметр, дюйми	Рік вводу в експлуатацію
Trans-Mediterranean	Середземне море	Алжир-Італія	160	600	20	1983
Blue Stream	Чорне море	Росія-Туреччина	387	2150	24	2003
Greenstream	Середземне море	Лівія-Італія	540	1127	32	2004
Mardi Gras	Мексиканська затока	Територіальні води США	788	2225	16-30	2006
Independence Trail	Мексиканська затока	Територіальні води США	220	2450	24	2007
Langeled	Північне море	Норвегія-Великобританія	1200	360	42-44	2007
MEDGAZ	Середземне море	Алжир-Іспанія	200	2160	24	2011
Nord Stream	Балтійське море	Росія-Німеччина	1200	210	42-48	2011

На рис. 1.1 показані схеми різних положень трубопроводу відносно дна: 1 – заглиблений в ґрунт; 2 – на дні без обвалування; 3 – на дні з обвалуванням; 4 – у водному середовищі (тобто нижче поверхні води і вище поверхні дна). Кожна з наведених схем вибирається залежно від конкретних умов, таких як глибина моря, можливість пошкодження незаглибленого трубопроводу, тип ґрунту на дні моря, можливість будівництва трубопроводу тим чи іншим способом. Наприклад, при значній глибині та скельному ґрунті дна риття підводної траншеї за схемою 1, якщо не є неможливим взагалі, то в будь-якому випадку є вкрай складним.

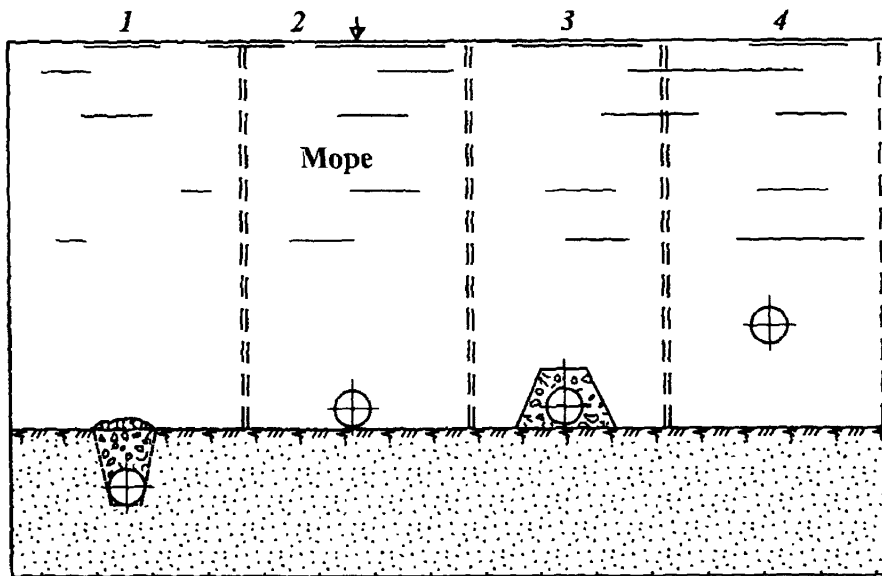


Рисунок 1.1 – Схема можливих положень трубопроводу відносно морського
дна

Розглянемо конструктивні особливості кожної з наведених схем.

Заглиблений трубопровід (рис. 1.2). Основна умова для реалізації цієї схеми – заглиблення трубопроводу нижче прогнозованої глибини розмиву дна моря на розрахунковий період експлуатації. Крім того, необхідно враховувати можливість пошкодження труб якорями суден, які проходять через даний район моря.

Під час укладання трубопроводу нижче граничної глибини розмиву ґрунту h_p (рис. 1.2, а) жодного додаткового захисту труб від механічних пошкоджень не вимагається. Конструкція трубопроводу буде найбільш простою: труба 1, що має розрахункову товщину стінки, покрита антикорозійною ізоляцією 2. Якщо трубопровід має додатню плавучість, то труба оснащується обважнюючими вантажами або обважнюючим покриттям 3. Якщо трубопровід знаходиться на глибині $h < h_p$ або $h < h_{я}$, де $h_{я}$ – глибина проникнення в ґрунт якорів суден, то для захисту труб від можливих механічних пошкоджень застосовують або посилене захисне покриття самих труб, наприклад, залізобетонною оболонкою, або фіксацію поверхні ґрунту над трубопроводом кам'яним насипом 4, бетонними плитами тощо (рис. 1.2, б).

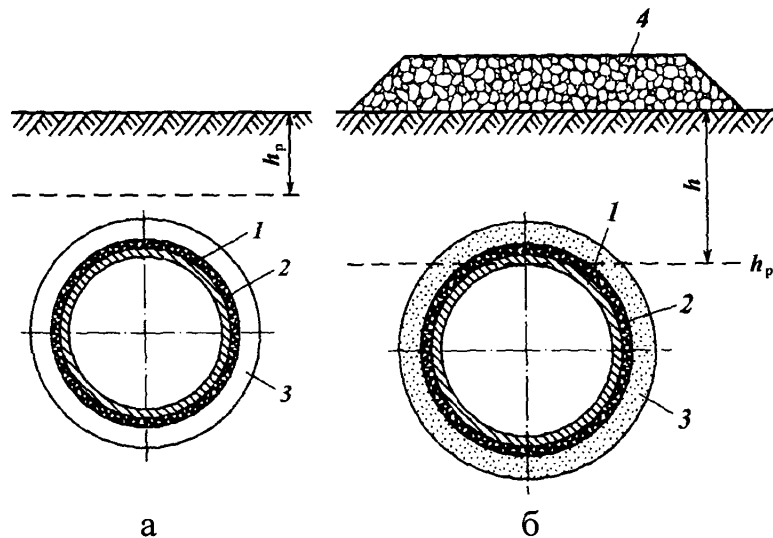
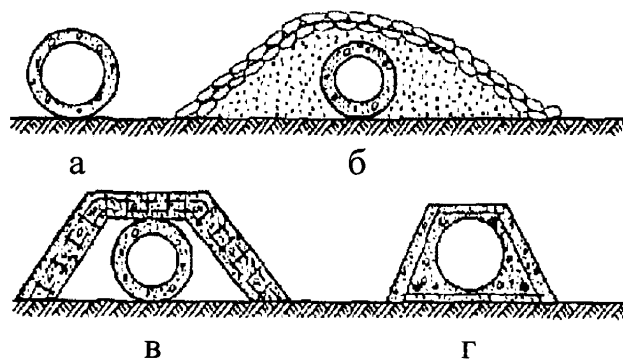


Рисунок 1.2 – Схема заглибленого трубопроводу

Незаглиблена схема (рис. 1.3, а). Застосування цієї схеми допускається тільки за умов, які повністю виключають глибокі розмиви ґрунту під трубопроводом. Тому укладання трубопроводу за цією схемою можливе тільки за наявності дуже щільного або скельного ґрунту морського дна, що не розмивається, навіть при максимальних швидкостях потоку води, зареєстрованих у місці укладання трубопроводу. Якщо дана умова не буде виконуватись, тобто якщо трубопровід на ділянці довжиною l_p буде провисати, то він з часом почне коливатися. За певних умов може виникнути резонансний режим коливань, що неминуче призведе до втомного руйнування трубопроводу.



а – без обвалування із захисним покриттям; б – з обвалуванням;
в – з обвалуванням та захисним покриттям; г – в монолітній захисній формі.

Рисунок 1.3 – Схема незаглибленого трубопроводу

Якщо небезпека механічного пошкодження трубопроводу якорями в місці його пролягання відсутня, то забезпечення нерозмивності ґрунту та захисту трубопроводу від корозії ще не гарантує його експлуатаційну надійність. Незакріплений трубопровід може зміщуватися як у поздовжньому, так і в поперечному напрямках, оскільки тиск продукту в трубопроводі та його температура можуть змінюватися в процесі експлуатації. Внаслідок цього ізоляційне покриття, яке зазвичай має малу міцність, почне руйнуватися, що в подальшому може призвести до швидкого корозійного руйнування трубопроводу. Тому при незаглибленій схемі укладання на труби необхідно наносити не тільки антикорозійну ізоляцію, але й покриття, яке б захищало їх від механічних пошкоджень. Таким покриттям можуть бути суцільне бетонування (рис. 1.3, а), а також різного роду обвалування і захисні конструкції (рис. 1.3, б, в, г, д). Захисні конструкції, показані на рис. 1.3, також повинні бути розраховані на можливе механічне пошкодження трубопроводу якорями суден, якщо є така небезпека.

Підвішений трубопровід представляє собою жорстку нитку, підвішену на опорних пристроях. Опорні пристрої можуть бути двох типів: ті, що спираються на дно (рис. 1.4, а), і ті, що плавають на поверхні води (рис. 1.4, б). Якщо трубопровід має від'ємну плавучість, то для стабілізації його положення при значних глибинах укладання доцільно використовувати плавучі опори, до яких на гнучких тросах підвішується трубопровід (рис. 1.4, б). При додатній плавучості, наприклад, для морських газопроводів, гнучкі троси кріплення доцільно кріпити до морського дна (рис. 1.4, а).

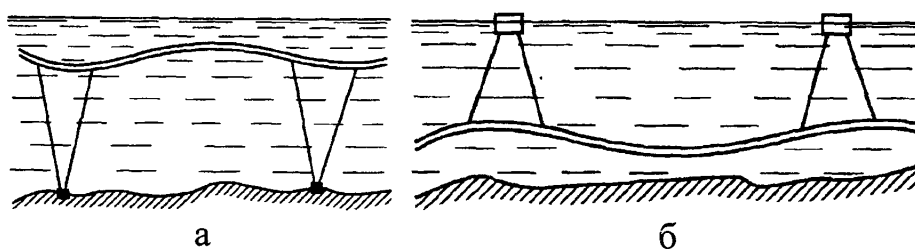
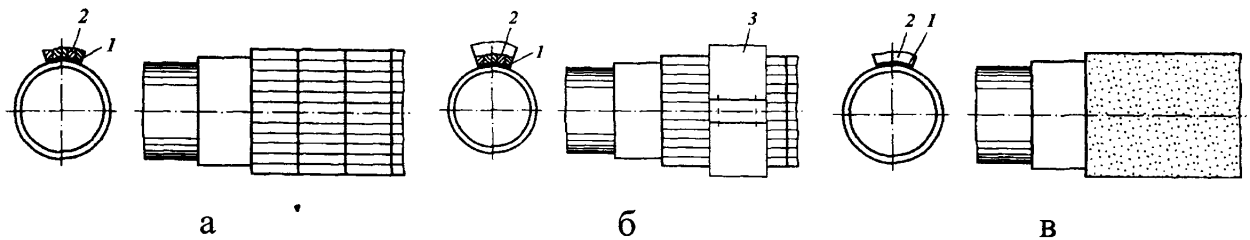


Рисунок 1.4 – Схема підвішеного трубопроводу

Використання схеми підвішеного трубопроводу доцільно використовувати тільки у випадку, якщо повністю виключається можливість його механічного пошкодження якорями суден, а силовий вплив потоку (течії) не буде небезпечним.

Розглянемо можливі конструкції труб морських газонафтопроводів.

Найпростішою за виконанням є так звана *однотрубна конструкція*. Вона представляє собою виготовлену з міцної сталі або пластмаси трубу, що зазнає дії робочого навантаження (внутрішній і зовнішній тиски, згинальні моменти, поздовжні розтяг та стиск). На трубу наносяться різні покриття для захисту від корозії і зовнішніх силових впливів. На рис. 1.5 показана конструкція такої труби з нанесеними антикорозійною ізоляцією 1, захисним покриттям 2 і обважнювачами 3.



а – заізольована; б – обважнена вантажами; в – із суцільним бетонуванням.

Рисунок 1.5 – Однотрубні конструкції

Більш складні конструкції труб показані на рис. 1.6 і 1.7. Для більш надійного захисту трубопроводу від зовнішніх впливів робочу трубу 1, по якій перекачується газ, нафта або будь-який інший продукт, поміщають в захисний металевий або пластмасовий кожух 2 (рис. 1.6). Таким чином, у разі розриву в якому-небудь поперечному перерізі внутрішньої труби 1 транспортований продукт не потрапить у навколишнє середовище. Для перекачування гарячих нафтопродуктів, наприклад, сильно підігрітої високов'язкої швидкозастигаючої нафти застосовують конструкцію теплозахисних труб за схемою “труба в трубі”(рис. 1.7, а). Труба має досить

складну форму та складається з декількох оболонок, кожна з яких відіграє певну роль у забезпеченні транспортування продукту, що перекачується.

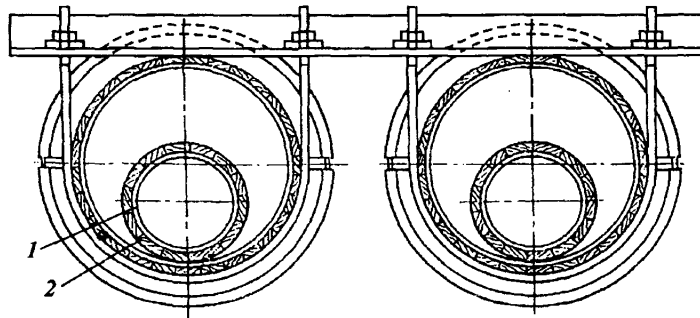
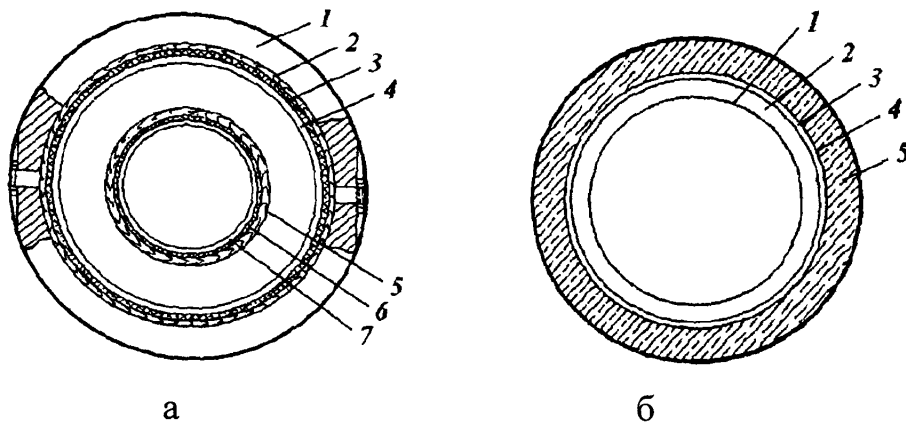


Рисунок 1.6 – Трубопровід в захисному кожусі



- а – конструкція морського конденсатопроводу: 1 – чавунні вантажі;
 2 – дерев'яна рейка; 3 – антикорозійна ізоляція; 4 – сталевий кожух;
 5 – дерев'яна рейка; 6 – антикорозійна ізоляція; 7 – конденсатопровід;
 б – конструкція морського трубопроводу: 1 – сталева труба;
 2 – пінополіуретан; 3 – сталевий кожух; 4 – антикорозійна ізоляція;
 5 – обважнююче покриття.

Рисунок 1.7 – Схема трубопроводу “труба в трубі”

Залежно від діаметра робочого трубопроводу, виду продукту, що перекачується та його температури змінюються і діаметри кожуха, теплозахисних шарів та обважнюючих покриттів. Але основою наведених конструкцій трубопроводу є внутрішня робоча труба. Зовнішня труба з пластичних матеріалів відіграє лише роль “опалубки”, що захищає від зовнішніх впливів заповнювач міжтрубного простору. Зовнішня труба і

теплозахисні шари забезпечують найбільш сприятливі умови для ефективної роботи внутрішньої труби. Однак, у випадку її розриву неминуче настає зупинка в роботі трубопроводу або відбувається істотне зниження внутрішнього робочого тиску, оскільки несуча здатність зовнішньої труби-кожуха є незначною.

Для більш повного використання несучої здатності внутрішньої та зовнішньої труб міжтрубний простір можна заповнювати цементно-піщаним розчином 2 (рис. 1.8). Внутрішня труба 1 покривається антикорозійною ізоляцією і вставляється в зовнішню трубу 3, яка, крім антикорозійної ізоляції, має ще додатково захисне покриття. Для створення рівномірного зазору між внутрішньою і зовнішньою трубами встановлюють пружні пластини 4.

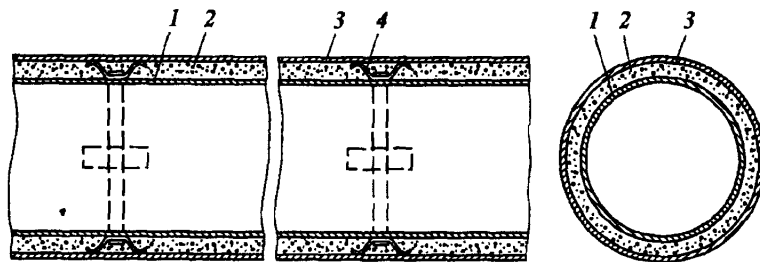


Рисунок 1.8 – Схема трубопроводу “труба в трубі”

Простір між обома трубами заповнюється цементно-піщаним розчином, який після затвердіння жорстко з’єднує внутрішню і зовнішню труби. В результаті одержується монолітна двохтрубна конструкція, яка здатна витримувати значно більший внутрішній тиск, ніж аналогічна двохтрубна конструкція без такого заповнювача. Крім того, заповнення міжтрубному простору цементно-піщаним розчином дозволяє найбільш оптимально вирішити проблему обважнення трубопроводу.

У зв’язку з інтенсивним розвитком морського трубопровідного транспорту останнім часом активно почали використовувати складні конструктивні схеми перерізу труб. На рис. 1.9 показана конструктивна схема багатофункціонального трубопроводу. Він складається з несучої труби

6 для перекачування нафти або газу, яка розраховується на зовнішній тиск від води та внутрішній тиск від продукту, що транспортується. Навколо основної труби можуть розміщуватися труби малого діаметра 2, 3, 7, якими будуть транспортуватися допоміжні рідкі та газоподібні продукти. Крім того, навколо основної труби 6 можуть укладатися електричні кабелі та кабелі зв'язку 4 з автоматизованими системами управління підводними силовими агрегатами і керуючими пристроями. Весь набір труб (основна 6 і допоміжні труби та кабелі 2, 3, 4, 7) знаходиться всередині водонепроникного кожуха 1, що виготовляється з пластичних матеріалів. Внутрішній простір заповнюється матеріалом 5, який фіксує всі труби в заданому положенні. Звичайно, така конструкція доволі складна та дорога, але вона дозволяє уникнути виконання цілого ряду операцій з укладання різних труб та кабелів, об'єднавши їх в одну.

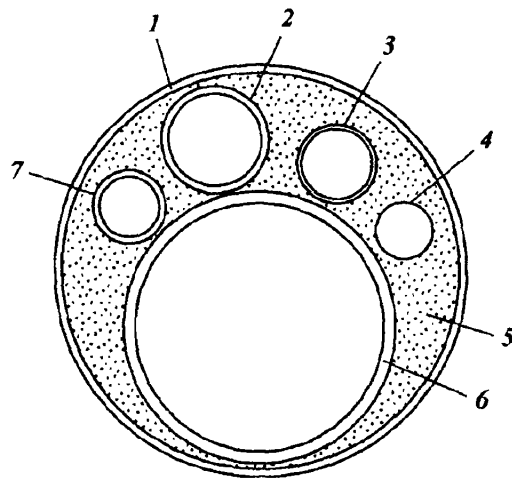


Рисунок 1.9 – Багатофункціональний трубопровід

Морські трубопроводи повинні проектуватися таким чином, щоб, по-перше, витримувати передексплуатаційні навантаження в процесі укладання, по-друге, експлуатаційні навантаження та, по-третє, зберігати працездатність після роботи в позаштатних режимах перекачування транспортованого продукту. Глибина укладання, рельєф дна і маршрут пролягання (табл. 1.3) визначають постійні навантаження, яких буде зазнавати трубопровід, і,

таким чином впливають на вибір основних параметрів трубопроводу, а також, як наслідок, на вибір методу укладання.

При будівництві морських трубопроводів застосовують різні способи їх укладання, кожен з яких має свої переваги та недоліки. Вибір способу укладання для конкретного випадку залежить від цілого ряду факторів, що визначають організацію процесу його будівництва (наявність технічних засобів, конструкція і призначення трубопроводу, гідрометеорологічні та геологічні умови району будівництва, топографія морського дна, період проведення робіт, умови судноплавства і т.д.) [26].

На сьогоднішній день у світовій практиці існують чотири найбільш поширені способи прокладання морських трубопроводів: S-метод, J-метод, барабанний метод та метод протягування по морському дну.

Традиційний спосіб прокладання морських трубопроводів на відносно невеликих глибинах називається S-методом (рис. 1.10), оскільки профіль труби від місця зварювання та станції технічного контролю на кормі баржі-трубоукладача і до морського дна набирає форми витягнутої S-подібної кривої. Така форма досягається шляхом використання шарнірного криволінійного стінгера (фермоподібна конструкція) та натяжної талевої системи, яка здатна створювати максимальне розтягуюче зусилля величиною до 30 кН. Вони призначені для мінімізації радіусу кривизни і, відповідно, згинальних напружень по всій довжині провисаючої ділянки трубопроводу. При цьому максимально допустима залишкова деформація коливається за різними даними в межах від 0,25% [27] до 0,3% [28]. Сучасні трубоукладальні судна, які працюють за S-методом, здатні прокладати трубопроводи діаметром до 1420 мм (56 дюймів) на глибину до 300 м, а діаметром до 810 мм (32 дюйми) – на глибину до 700 м зі швидкістю 3-5 км/добу [29].

Основними перевагами цього методу є відносно висока швидкість укладання трубопроводу та можливість укладання трубопроводу з обов'язюючим бетонним покриттям. При цьому, зі збільшенням діаметру

трубопроводу або глибини води, збільшується мінімально необхідна довжина стінгера, а також зростає необхідна величина натягу підвішеного трубопроводу, що ускладнює процес управління судном і робить його чутливим до впливів хвиль та течій. На глибоководних ділянках радіус кривизни труби стає настільки малим, що необхідна довжина стінгера стає більшою за максимально допустиму величину, оскільки більша глибина укладання призведе до більшого кута відриву прольоту трубопроводу, підвішеного на кінці стінгера, зумовлюючи тим самим збільшення довжини стінгера та його кривизни для забезпечення більшої величини дуги S-подібної кривої, яка б дозволяла запобігати виникненню в довільному перерізі підвішеної ділянки трубопроводу небезпечних напружень, які перевищують їх максимально допустиму величину. Це, в свою чергу, досягається шляхом забезпечення більшої плавучості стінгера та його конструкційної міцності, які необхідні для підтримання збільшеної ваги підвішеного прольоту трубопроводу, що створює великі технічні труднощі в процесі його будівництва. Тому для прокладання глибоководних трубопроводів все більшого поширення набуває J-метод (рис. 1.11), який, як і S-метод, одержав свою назву від форми викривленої ділянки трубопроводу між кормою баржі-трубоукладача і морським дном.

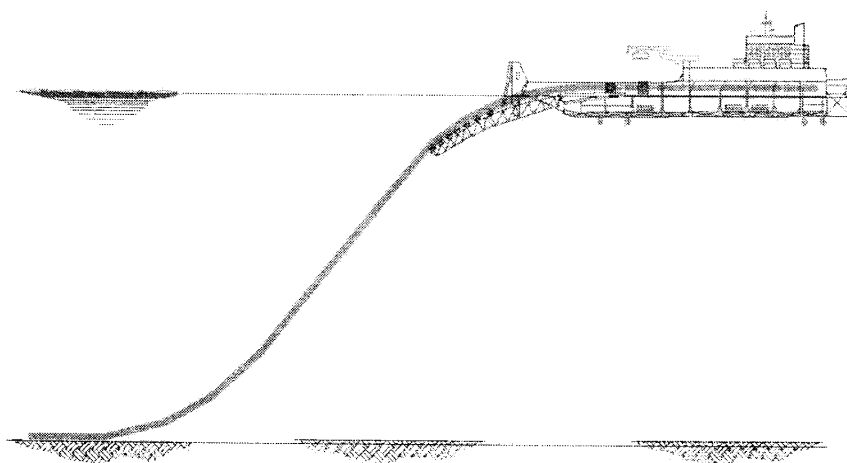


Рисунок 1.10 – Прокладання трубопроводу S-методом

Суть цього методу полягає в тому, що секції трубопроводу з'єднують за допомогою зварювання в той час, коли вони підтримуються у вертикальному або близькому до вертикального положенні за допомогою опори баштового типу (вишки). Коли частину труб зварюють в одну нитку (колону), її опускають на дно океану. Призначенням стінгера в технології J-методу є коригування кута нахилу верхнього кінця трубопроводу відносно горизонтальної площини, значення якого може змінюватись в межах від 30° до 90° [30]. Найбільше відхилення від вертикального положення буде спостерігатися на початку та в кінці траси трубопроводу на відносно мілководних ділянках. При цьому, величина максимально допустимих залишкових деформацій для даного методу становить 0,3% [28].

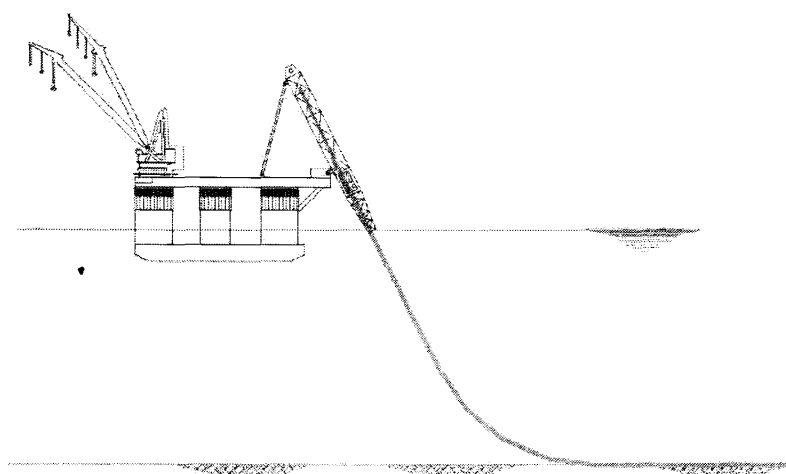


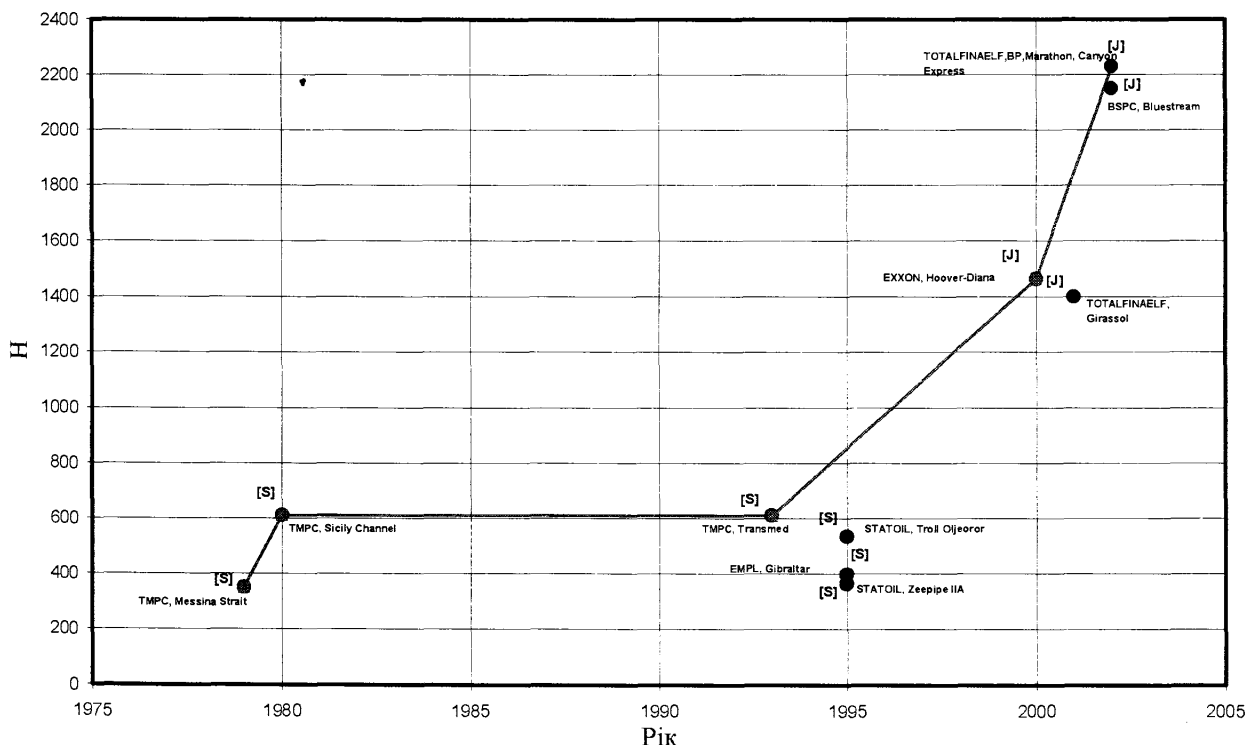
Рисунок 1.11 – Прокладання трубопроводу J-методом

Основними перевагами J-методу порівняно з S-методом є можливість прокладання трубопроводів на значно більших морських глибинах, обмежене використання стінгера, потреба в якому фактично відпадає, а також відсутність системи натягу. До недоліків цього методу можна віднести можливість прокладання трубопроводів обмеженого діаметру, який складає не більше 810 мм (32 дюйми), у 2-3 рази нижча швидкість укладання, а також необхідність встановлення на великих глибинах обмежувачів лавинного зминання (поsilених вставок) [29], які призначені для зменшення майбутніх

ймовірних економічних втрат від змінання трубопроводу, що, в свою чергу, внаслідок затрат на їх виготовлення, постачання і монтаж призводить до зростання вартості будівництва трубопроводу.

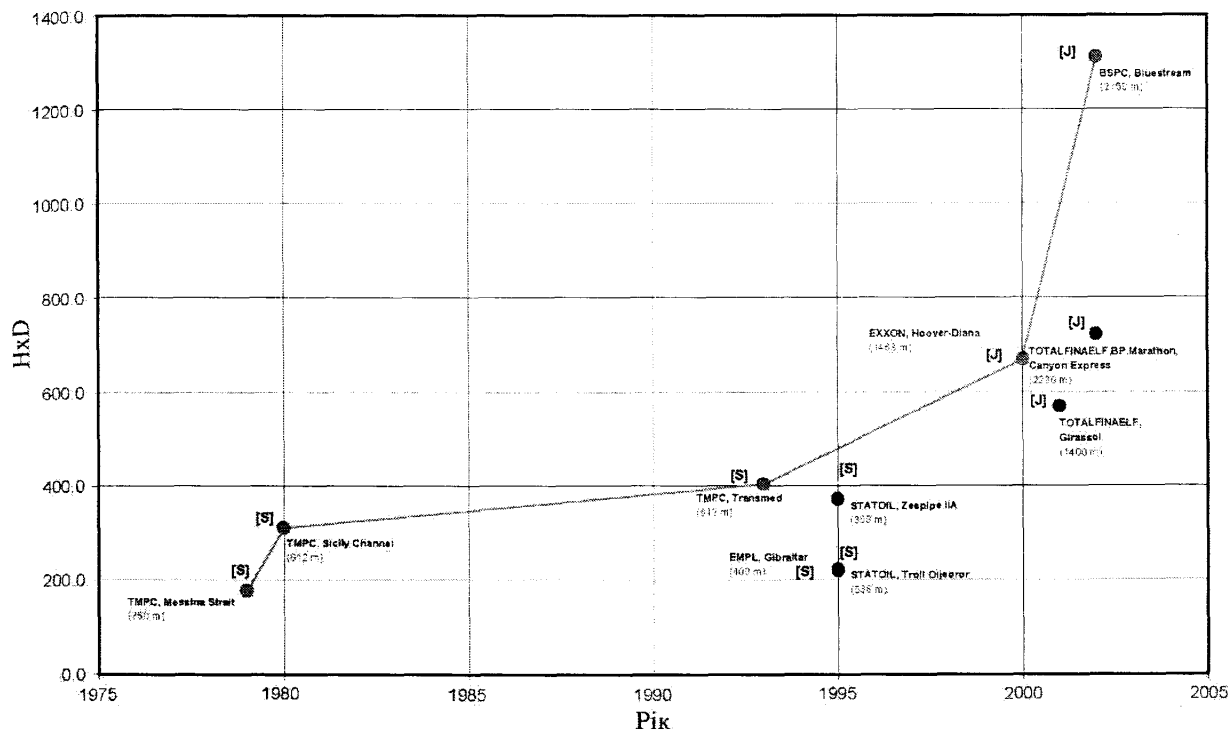
Якщо S-метод має обмеження по глибині зверху, то застосування J-методу, навпаки, лімітовано мінімальною глибиною. Тому на практиці доводиться застосовувати поєднання двох технологій, а саме, вести будівництво прибережних ділянок за допомогою суден, що реалізують S-метод, а монтаж більш глибоководних ділянок моря продовжувати J-методом.

На рис. 1.12 та рис. 1.13 наведено графіки залежності глибини укладання та добутку глибини укладання на діаметр трубопроводу по роках для різних проектів, які були виконані одним зі світових лідерів в області прокладання підводних морських трубопроводів італійською компанією Saipem [31], для S та J-методу, де H – максимальна глибина моря, а D –



[S] – S-метод укладання; [J] – J-метод укладання

Рисунок 1.12 – Графік залежності добутку глибини укладання на діаметр трубопроводу по рокам для різних проектів



[S] – S-метод укладання; [J] – J-метод укладання

Рисунок 1.13 – Графік залежності добутку глибини укладання на діаметр трубопроводу по рокам для різних проектів

зовнішній діаметр трубопроводу. Дані графіки наочно ілюструють бурхливий розвиток морських трубопровідних технологій, особливо протягом останніх 10-15 років, що зайвий раз доводить актуальність та необхідність реалізації наукових проектів в даному напрямку.

Для прокладання трубопроводу барабанним методом (рис. 1.14), спочатку його зварюють, грунтують еластичним захисним покриттям (пластичною епоксидною смолою або поліетиленовою оболонкою) і намотують на барабан великого діаметру на береговій базі. В районі прокладання трубопровід розмотують із барабана, випрямляють і закріплюють, якщо це необхідно, до морського дна. Після того, як трубопровід закріпили і приклали до нього розтягуюче зусилля за допомогою натяжних лебідок, судно рухається вперед по заданому розмотуючи трубопровід з барабану. Коли барабан стає порожнім, до кінця трубопроводу

приварюють конічну пробку та приєднують трос для його тимчасового спуску. Потім до кінця тросу закріплюють буй, після чого судно прямує в порт, щоб заправити барабан або взяти на борт повністю завантажений новий барабан. Діаметр трубопроводу, який можна намотати на котушку, обмежений розміром котушки. Трубопроводи, що прокладаються цим методом, не можуть бути покриті обважнюючим покриттям, оскільки воно буде зруйноване викривленнями, характерними для цього методу прокладання. Тому для досягнення необхідної від'ємної плавучості використовуються товстостінні труби. Баржі-трубоукладачі з барабаном на даний час поділяють на два класи – з горизонтальним барабаном та з вертикальним барабаном.

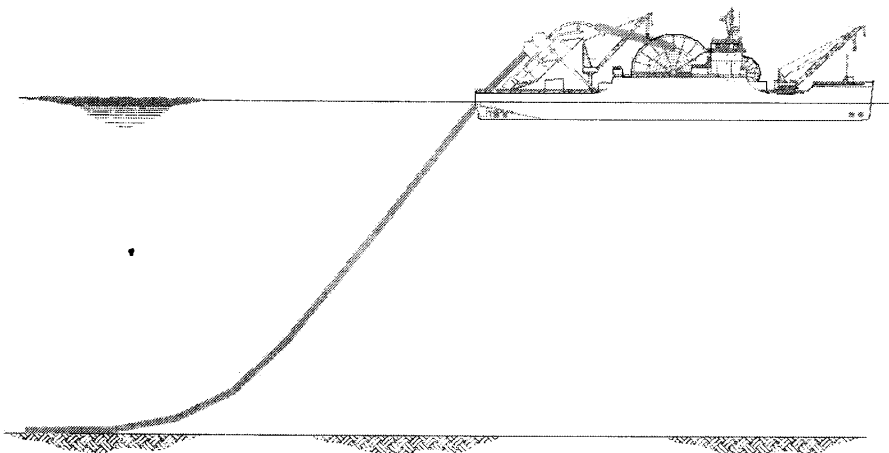


Рисунок 1.14 – Прокладання трубопроводу барабанним методом

Найбільшою перевагою барабанного методу є швидкість, з якою можна прокласти нитку трубопроводу. Більша швидкість порівняно з S та J-методами дає змогу прокладати великі ділянки трубопроводу протягом доволі короткого інтервалу часу, оскільки відпадає потреба в зварних роботах безпосередньо на трубоукладальному судні. Крім того, якість будівництва трубопроводу підвищується завдяки контролю якості зварного шва та рентгенодефектоскопії, що здійснюються на береговій базі. Прокладання глибоководних трубопроводів за допомогою вертикального

барабану спрощується завдяки усуненню потреби в стінгері. Основними недоліками цього методу є труднощі при з'єднання кінців сегментів трубопроводу, порівняно невеликі діаметри трубопроводу, які можна прокласти даним методом, максимальне значення яких, за різними даними, коливається в межах від 16 дюймів (406 мм) [27] до 19 дюймів (482 мм) [32] та порівняно великі залишкові пластичні деформації, характерні для даного методу прокладання трубопроводу, максимально допустима величина яких становить 2% [28]. Також слід зазначити, що перезаправлення барабану та усунення деформацій, під час укладання трубопроводу можуть бути надзвичайно трудомісткими, а для трубопроводів, які прокладаються далеко від узбережжя або далеко від бази постачання, багато часу витрачається на дорогу до та від порту чи бази технічного забезпечення трубопроводу.

Баржі-трубоукладачі, що використовуються для прокладання трубопроводів, бувають умовно заякорені або з динамічним позиціонуванням. Термін “умовно заякорений” означає, що задане положення судна для прокладання трубопроводу (баржі-трубоукладача) підтримується за допомогою якорів, що фіксуються за допомогою якірних ланцюгів або спеціальних тросів. Співвідношення між розмірами судна та розмірами якоря, необхідного для утримання судна в заданому положенні, залежить не від методу прокладання трубопроводу, що використовується, а від розміру баржі-трубоукладача. Загалом, чим більше судно (тобто, чим більше заданий район піддається впливу вітру, хвиль та течій, тим важчим буде судно), тим вищими будуть вимоги до якірної системи. Номінальна утримуюча здатність якірної системи залежить від ваги і розмірів якоря та від границі міцності на розрив ланцюга або тросу, яким якір кріпиться до судна. Число якорів, яке використовують для умовно заякорених барж-трубоукладачів при укладанні трубопроводів S та J-методів приблизно однакова – від 8 до 12 якорів вагою до 22,5 тон кожен, залежно від розмірів баржі-трубоукладача. При загальноприйнятій практиці розгортання сумарної

довжини якірних ланцюгів, яка в п'ять разів перевищує глибину моря, його практична межа для умовно заякореної баржі-трубоукладача складатиме біля 300 м.

Термін “з динамічним позиціонуванням” означає, що задане розташування баржі-трубоукладача підтримується за допомогою спеціальної силової установки позиціонування судна, яка, замість або на додачу до звичайної гвинто-керованої системи на кормі, використовує систему поворотних двигунів, змонтованих на корпусі біля носової та середньої частини корабля і на кормі. В режимі позиціонування керування цими двигунами, які здатні обертатися на 360^0 в горизонтальній площині, здійснюється за допомогою бортової комп'ютерної системи, яка зазвичай взаємодіє з супутниковою системою GPS. Мінімальна глибина, на якій баржа-трубоукладач з динамічним позиціонуванням матиме економічну перевагу над умовно заякореною баржею-трубоукладачем, становить близько 200 м [33].

Найменш поширеним методом прокладання морських трубопроводів є метод протягування по морському дну (рис. 1.15). При використанні даного методу процес зварювання трубопроводу в одну нитку, технічний контроль, нанесення захисного покриття та встановлення анодів проводяться на береговій базі. Потім зібрану нитку трубопроводу за допомогою морських суден буксирують від берегової бази до визначеного місця укладання. Трубопровід протягується біля морського дна вздовж маршруту, який був попередньо обстежений для виявлення потенційно небезпечних ділянок профілю морського дна. Змонтований трубопровід може бути протягнутий одним окремо взятим трубопроводом або комплектом з декількох трубопроводів. Даний метод найбільш ефективний при укладанні трубопроводів промислового збору продукції видобутку свердловин, коли необхідне точне позиціонування при кінцевому приєднанні труби до вибою підводної свердловини або маніфольда. Монтаж таких трубопроводів, які

виготовляють за принципом “труба в трубі” з теплоізоляцією в кільцевому просторі між внутрішньою і зовнішньою трубами, найбільш ефективно виконується на береговій базі. Теплоізоляція необхідна для підтримання мінімально допустимої температури видобутої сировини під час транспортування до пунктів збору та кінцевої підготовки на березі.

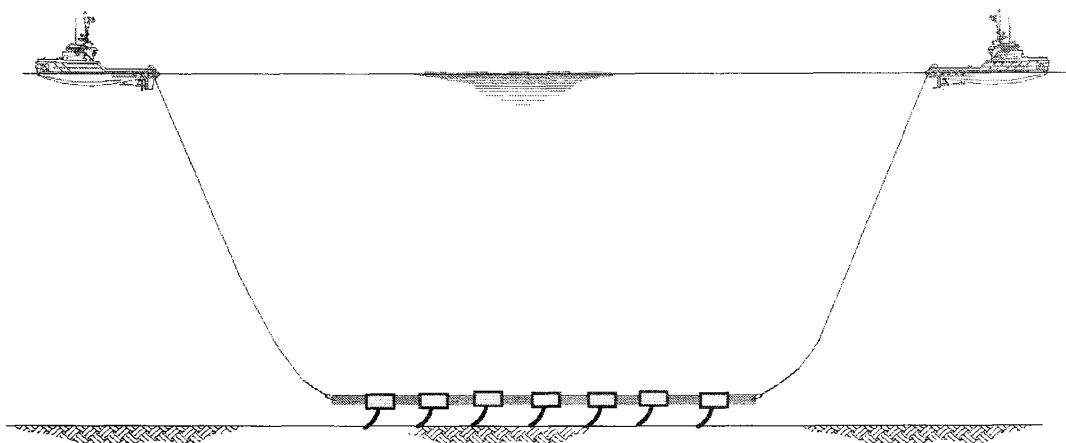


Рисунок 1.15 – Прокладання трубопроводу методом протягування по морському дну

Основним недоліком даного способу є необхідність виконання детального попереднього огляду та постійного контролю за трасою трубопроводу з метою вибору найбільш оптимального, з точки зору уникнення ризику, маршруту буксирування.

Узагальнюючи наведені дані, можна зробити висновок, що при виборі способу прокладання морських трубопроводів крім таких факторів, як геометричні розміри трубопроводу, глибина його укладання, вибір виду баржі-трубоукладача та економічної вартості будівництва, також необхідно враховувати деформаційні ефекти, викликані зміною напружено-деформованого стану при його укладанні, оскільки вони визначають майбутні ризики аварійних ситуацій, які, в свою чергу, матимуть своїм наслідком довгострокові економічні втрати на ремонт та заміну пошкодженої ділянки трубопроводу, які впливатимуть на комерційну ефективність його

роботи. Таким чином, особливої актуальності набувають теоретико-експериментальні дослідження впливу способу укладання трубопроводу на його проектний ресурс безпечної експлуатації.

1.3 Розрахунок морських трубопроводів при укладанні з урахуванням коливань судна

При укладанні морського трубопроводу з трубоукладального судна (ТС) в результаті безпосереднього або непрямого (через коливання судна) впливу на трубопровід хвиль і течій в ньому можуть виникати значні згинальні напруження, які обмежують можливість роботи ТС при певних гідрометеорологічних умовах [34].

Морське хвилювання викликає коливання ТС та стінгера (або нахиленої рампі), внаслідок чого починає коливатися трубопровід, який на ньому лежить. Таким чином, в ньому, крім статичних навантажень, з'являються додаткові навантаження, які за характером дії можна віднести до динамічних, тобто змінних в часі [35]. Крім хвилювання трубопровід може зазнавати впливу морської течії, яка викликає додаткове напруження по всій довжині трубопроводу, що укладається (від дна до поверхні води). Вплив течії та хвиль, а також напружень, зумовлених власною вагою трубопроводу у воді, створюють складний об'ємний напружений стан [36].

Трубопровід на ділянці між кінцевою опорою на стінгері (або на рампі) і дном можна представити як однопрогонну балку скінченної жорсткості, що опирається на стінгер та дно [37]. Зміною довжини балки в процесі коливань нехтують. Динамічна реакція балки характеризується зміною в часі як форми, так і амплітуди коливань. Такий процес зазвичай описується за допомогою системи рівнянь з декількома ступенями свободи. Найбільш ефективний метод визначення переміщення елементів балки – метод скінченних елементів (МСЕ) [38, 39]. Згідно з МСЕ балку розбивають на

певне число малих елементів, з'єднаних між собою вузловими точками. Переміщення вузлових точок приймають в якості узагальнених координат балки. Форму лінії прогину всієї балки визначають шляхом обчислення переміщень окремих скінченних елементів та їх послідовного складання. Будь скінченний елемент має дві вузлові точки на кінцях, де він з'єднується з іншими скінченними елементами балки. Якщо враховувати тільки поперечні елементи в одній площині (виключивши поздовжні переміщення), то кожен вузол буде мати два ступені свободи – вертикальне переміщення і поворот в горизонтальній площині. Отже, будь-який скінченний елемент буде мати чотири ступені свободи.

Динамічний розрахунок трубопроводу МСЕ з чотирма ступенями свободи для кожного елемента дозволяє визначити характеристики коливань з досить високою точністю [40]. Для наближених розрахунків з точністю, достатньою для вирішення інженерних завдань, може бути використана одновимірна модель балки з одним ступенем свободи, тобто модель, що враховує лише одну, головну, форму коливання [41, 42]. Динамічна реакція такої моделі визначається шляхом розв'язку одного диференціального рівняння руху [43]. Природно, що розв'язок цього рівняння буде наближенням до дійсного динамічного впливу на трубопровід, а точність його у великій мірі залежить від правильності вибору форми коливання.

При значній частоті $\omega_{зб}$ збурюючої сили від впливу хвиль та течій в порівнянні з частотою власних коливань трубопроводу ω_{mp} ($\omega_{зб} > \omega_{mp}$) коефіцієнт динамічності S_d стає рівним 1 [44]. Це означає, що амплітуда динамічних коливань y_d співпадає з величиною статичних прогинів, а динамічна жорсткість трубопроводу дорівнює його статичній жорсткості [45]. Таким чином, з незначною похибкою для результатів розрахунків ($5\% <$) задачу про коливання можна звести до статичної задачі про поздовжній згин трубопроводу, а дію динамічного навантаження прирівняти до дії еквівалентного статичного навантаження. Тобто задача про об'ємний

напружений стан зводиться до задачі про плоский напружений стану трубопроводу.

1.4 Силовий вплив хвиль та течій на морський трубопровід

При спорудженні морських трубопроводів необхідно враховувати фактори, що впливають на стійке положення трубопроводу, прокладеного по дну моря. При цьому обов'язковою умовою є забезпечення стійкості трубопроводу під впливом різних навантажень, що прагнуть викликати зрушення трубопроводу або його спливання з неминучим пошкодженням останнього. Стійкість трубопроводу в прибережній зоні залежить від глибини укладання, рельєфу дна, параметрів хвилювання і придонних течій, а також від розташування трубопроводу на дні моря (в ґрунті або поверх нього) [46].

Прибережну смугу моря ділять на наступні зони [47]:

- глибоководна – глибина моря H перевищує половину довжини розрахункової хвилі λ ($H > 0,5\lambda$) і рельєф дна не впливає на основні характеристики хвиль;
- мілководна – глибина моря складає $0,5\lambda > H > H_{кр}$ ($H_{кр}$ – критична глибина води, при якій відбувається руйнування хвиль) і рельєф дна істотно впливає на розвиток хвиль та їх основні характеристики;
- прибійна – глибина моря становить $H < H_{кр}$ і в межах цієї зони відбувається руйнування хвиль.

При хвилюванні на поверхні моря і глибинах, які становлять менше половини довжини хвилі, трубопровід, розташований на дні моря, піддається впливу хвильового тиску, який прагне підняти і зрушити його [48]. Хвильовий тиск на трубопровід знижується в міру зростання глибини занурення трубопроводу, однак в безпосередній близькості від дна воно істотно зростає. Така зміна тиску пояснюється збільшенням асиметрії обтікання труби потоком води біля дна, оскільки після укладання на морське

дна відбувається одностороннє обтікання трубопроводу і підвищення хвильового тиску [49].

У випадку, якщо трубопровід укладений в траншею і засипаний, вплив хвиль та буде незначним. Проте бувають випадки, коли їхня дія викликати розмивання дна та оголення трубопроводу, внаслідок чого будуть утворюватися провисаючі ділянки [50]. В подальшому окремі ділянки недостатньо приваженого трубопроводу можуть змінювати початкове положення і зміщуватися в напрямку поширення хвиль та назад. Таким чином, за один період переміщення хвилі буде здійснюватися один повний цикл знакозмінного навантаження трубопроводу [51-53]. Частота хвиль залежить від їх довжини та глибини акваторії і, зазвичай, знаходиться в межах 0,1...1 Гц [54, 55]. В глибоководній зоні хвильові навантаження на трубопровід не враховують, оскільки вони не значні [56].

Вважається, що укладений на морське дно трубопровід має пружну конфігурацію, яка залежить від профілю морського дна, жорсткості трубопроводу, його залишкової деформації та значення від'ємної плавучості [57]. Проте під час проведення підготовчих операцій перед укладанням не завжди вдається забезпечити повний контакт трубопроводу з дном. Тому на ділянках трубопроводу, де виникають так звані вільні прольоти внаслідок провисання, виникають додаткові напруження, величина яких сильно залежить від морфології морського дна [58]. Якщо ділянка трубопроводу опирається на обмежену площу, можуть виникати пікові та часто неприпустимі згинальні напруження [59].

Провисаючі ділянки трубопроводу піддаються впливу поперечних течій і періодично піднімаються та опускаються в результаті хвильового розподілу тиску на стінці трубопроводу. Нестійкість граничного шару потоку зумовлює утворення, поширення та періодичне затухання вихрів біля стінки трубопроводу, причому фази цих вихорів протилежні у верхній та нижній частинах трубопроводу [60]. При накладанні коливань амплітуда їхня може

досягати значення, яке в $1 \div 1,5$ рази перевищує діаметр трубопроводу [24]. Слід зазначити, що такі періодичні коливання призводять до втоми матеріалу трубопроводу.

При обтіканні потоком відкритих частин трубопроводу може виникати нестійка форма потоку навколо труби та зрив вихрів. Цей потік, викликаний течією, хвилюванням або течією з хвилюванням одночасно, може призвести до вібрації незакріплених ділянок трубопроводу [61]. Зазвичай для таких ділянок перевіряється частота f виникнення вихрового потоку:

$$f = \frac{Stv}{D} \quad (1.1)$$

де St – число Струхаля, яке визначається в залежності від числа Рейнольдса (в діапазоні $200 < Re < 200000$ число Струхаля дорівнює $\sim 0,2$);

v – швидкість потоку в площині, перпендикулярній до осі труби;

D – зовнішній діаметр трубопроводу.

Основною умовою запобігання значних амплітуд коливань трубопроводу є умова, при якій частота вимушених коливань f лежить поза зоною, близької до його власних коливань f_i . Ця умова записується наступним чином: $0,7 f_i < f < 1,3 f_i$ [62].

Якщо частота f_i знаходиться в зазначеному діапазоні, тоді може знадобитися додаткове дослідження взаємодії трубопроводу з потоком для визначення амплітуд і напружень, яких він при цьому зазнає, а також прийняття необхідних конструктивних заходів, оскільки в резонансній області відбувається явище “захоплення” коливань і частота поперечних коливань трубопроводу має більш складну залежність від швидкості потоку порівняно з лінійною (1.1). З практики відомо [63], що при числах Рейнольдса, що знаходяться між $Re < 100$ і $Re > 10^6$, розраховувати частоти

коливань трубопроводу необов'язково через малу ймовірність появи значних коливань.

Зазвичай для кожної ділянки траси пролягання морського трубопроводу відомі дані про поперечні хвилі та течії на глибині укладання. На основі цих даних з урахуванням конфігурації, що забезпечує пружність оболонки трубопроводу, можна визначити максимально допустимі значення довжини вільних прольотів, які виключатимуть можливість втомного руйнування основного металу та зварних з'єднань трубопроводу.

1.5 Корозійне руйнування морських трубопроводів

Морські трубопроводи в процесі тривалої експлуатації схильні до зовнішньої та внутрішньої корозії. Інтенсивність зовнішньої корозії трубопроводів, яка в середовищі морської води значно зростає, залежить від багатьох факторів і має тенденцію до поступового зниження в часі. І хоча середнє значення загальної корозії складає 0,08-0,2 мм/рік, місцева корозія досягає 0,43-0,97 мм/рік [43]. Тобто, швидкість місцевої корозії основного металу трубопроводу може перевищувати швидкість загальної корозії до 4,8 раз. Така корозія через декілька років експлуатації трубопроводу може призвести до появи наскрізних отворів у стінці труби.

Морські трубопроводи можуть інтенсивно кородувати при обростанні рослинністю та тваринними організмами, а також внаслідок відкладень морського мулу, наявності плівки окалини на трубі, низької якості очищення труби і цілого ряду інших факторів, які сприяють розвитку місцевої корозії [64]. Так, встановлено, що в місцях наклепу сталеві поверхні труб, що супроводжується порушенням суцільності шару окалини при прокаті труб на трубопрокатному заводі, виникає місцева корозія, яка в подальшому поширюється по спіралі з однаковим кроком і веде до пошкодження трубопроводу вже через п'ять років експлуатації [65]. Обростання

трубопроводів в морській воді, зменшуючи загальну корозію, сприяє розвитку місцевої корозії за рахунок перфорації захисного покриття [66]. Також швидкість поширення корозії зростає зі збільшенням вмісту у воді солей та кисню. Саме тому заглиблені в ґрунт трубопроводи менш схильні до корозії. Досвід експлуатації трубопроводів на Каспійському морі показав [43], що відсутність заглиблення трубопроводів у ґрунт в зоні хвилювань і течій призводить до абразивного стирання ізоляції, оголення металу труби та зварних стиків. При цьому місцева корозія зварного шва протікає зі швидкістю до 2 мм/рік. У разі заглиблення трубопроводу цей вид пошкодження виключається. Особливо інтенсивно відбувається корозія незахищеного стояка трубопроводу в зоні періодичного змочування біля поверхні води, коли труба то оголюється, то покривається водою під дією хвиль [67]. Ця зона вимагає особливої уваги при захисті трубопроводів від корозії.

Слід вказати і на можливість внутрішньої корозії трубопроводу під дією агресивного транспортованого продукту (нафта з вмістом сірки, особливо сірчаної кислоти, волога в газі) [68]. Газ не вважається корозійно агресивним, якщо при максимальній температурі трубопроводу його відносна вологість менша 80%, а точка роси при максимальному робочому тиску і мінімальній робочій температурі не менше, ніж на 5 °С нижче від температури трубопроводу [69].

При виборі сталі для будівництва морських трубопроводів слід враховувати її хімічний склад. Вуглець, марганець і фосфор істотно не впливають на розвиток корозії в морській воді, сірка сприяє появі корозії, а нікель, хром і мідь навпаки покращують антикорозійні властивості сталі [70, 71]. Однак при виборі сталі її схильність до корозії слід брати до уваги тільки в певних межах через важливість врахування інших показників, в першу чергу механічних властивостей сталі.

Дослідження процесу корозії зварного шва в морській воді показали, що швидкість загальної корозії поверхні шва може досягати 0,18 мм/рік, а максимальна глибина виразок в зварних швах, тобто швидкість місцевої корозії – 1,6 мм/рік [43]. Таким чином, швидкість місцевої корозії може перевищувати швидкість загальної корозії до 8,8 раза.

Підвищення корозійної стійкості зварних швів, що полягає у збільшенні їх електродного потенціалу, може бути досягнуто при проведенні зварювальних робіт за рахунок наступних заходів [72]:

- отримання чистого, гладкого, мінімально окисленого шва без пор і включень;
- ведення процесу зварювання так, щоб компоненти сплаву, що підвищують електродний потенціал шва, майже не вигорали;
- підбір зварювальних матеріалів з таким розрахунком, щоб при зварці структура сплаву змінювалася мінімально і щоб не випадали структурні складові, що забирають з твердого розчину цінні в електрохімічному відношенні компоненти;
- штучне облагороджування шва елементами, що підвищують електродний потенціал розплавленого металу.

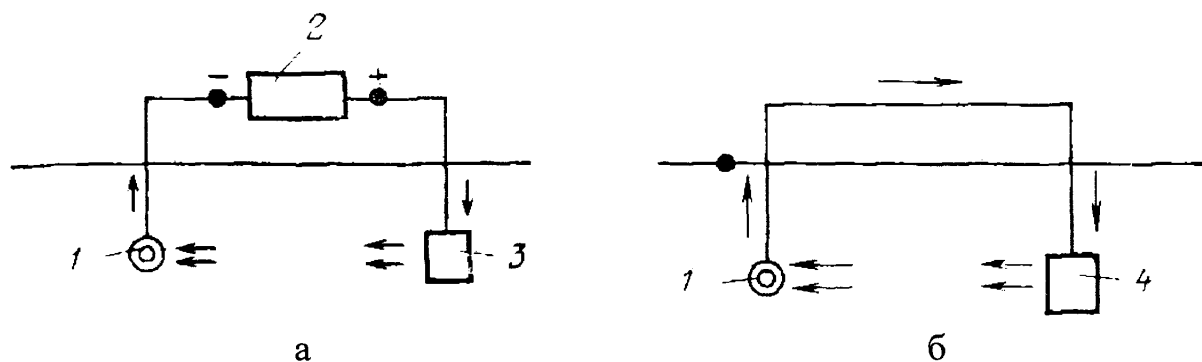
Всі труби морських трубопроводів повинні мати антикорозійний захист, розрахований на повний термін служби трубопроводу (20-30 років і більше) [73].

Протикорозійний захист виконується комплексно – проводиться ізоляція зовнішньої і внутрішньої поверхні труб у поєднанні з катодного поляризацією, електрохімічним захистом прикладеним струмом або протекторним захистом [74]. При виборі ізоляційних покриттів враховують конкретні умови будівництва та експлуатації морського трубопроводу (температуру, заглиблення в ґрунт, періодичність змочування і т. д.) [75]. До зовнішніх покриттів висувають високі вимоги, пов'язані з різнохарактерним впливом середовища: хороша адгезія, в'язкість, пластичність, достатня

міцність при транспортуванні, укладанні та експлуатації трубопроводу, хороший опір механічним впливам, низьке вологопоглинання і проникність (для водяної пари), високий електричний опір і сумісність з електрохімічною захистом [76]. Ці вимоги повинні поєднуватися з помірною вартістю ізоляції і технологічністю її нанесення на трубопроводи.

Навіть при найбільш ретельній ізоляції труб антикорозійне покриття може мати дефекти у вигляді невеликих раковин або тріщин, що виникають під час його виготовлення [25]. Крім того, в ізоляційному покритті можуть бути пошкодження, пов'язані із захопленням натяжною системою під час занурення, поганою якістю ізоляції зварних з'єднань труб на трубоукладальному судні, а також пошкодження, що виникли під час укладання в процесі заглиблення труб або викликані зовнішніми навантаженнями після укладання трубопроводу (удари якорями) [65]. В зв'язку з цим для попередження розвитку корозії трубопроводу обов'язково використовують електрохімічний захист [64]. Суть цього способу захисту полягає в перетворенні трубопроводу на позитивний електрод електролітичної пари – катод. Негативним електродом служить спеціальний металевий анод. В якості електроліту використовується морська вода. Властивості електрохімічного захисту залежать від величини негативної поляризації поверхні трубопроводу, що захищається. Практикою встановлено, що електрохімічний захист сталі буде достатнім, якщо потенціал між сталеву поверхнею труби та хлорсрібним електродом порівняння дорівнює щонайменше 0,8 В [72]. Захисний потенціал трубопроводу, заглибленого в ґрунт в анаеробних умовах, може складати 0,9 В [73]. Проблема електрохімічного захисту полягає в підтримуванні необхідного потенціалу протягом всього терміну служби трубопроводу та можливості його постійного контролю. Це досягається або шляхом накладання струму від зовнішнього джерела (рис. 1.16), або з'єднанням труби з анодом, що має більш від'ємний потенціал у порівнянні зі сталлю

труб і більшу здатність до розчинення в морській воді з утворенням іонів металу [74]. Однак, незважаючи на всі заходи, ефективність застосування електрохімічного захисту накладеним струмом для морських трубопроводів дуже обмежена.



1 – труба; 2 – джерело зовнішнього струму; 3 – електрод; 4 – анод.

Рисунок 1.16 – Електрохімічний захист від джерела струму (а) та анодного протектора (б)

Для захисту морських трубопроводів у всьому світі широко застосовується протекторний захист за допомогою цинкових анодів. Цинк володіє високим коефіцієнтом використання (95%), характеризується рівномірною протягом часу віддачею струму (781 А·год/кг), хорошим поєднанням з морською водою, відсутністю чутливості до забруднення, солоності або замуленості води [67]. Рідше в якості аноду використовується магній, що володіє високою віддачею струму (2200 А·год/кг), але характеризується значною самокорозією (45%) і невеликою тривалістю служби [70], та алюміній, який покривається плівкою оксиду, яка знижує ефективність використання цього матеріалу [71].

1.6 Постановка задачі дослідження

Таким чином, в результаті критичного аналізу вітчизняних та закордонних джерел за темою дослідження, показано, що проблема впливу

передексплуатаційних навантажень в процесі укладання на ресурс роботи морських трубопроводів вивчена недостатньо. Для дослідження впливу передексплуатаційних навантажень на тривалий опір деформаціям та ресурс роботи морських трубопроводів необхідно виконати наступні задачі:

1. Вибір оптимальних математичних моделей розрахунку НДС при укладанні трубопроводів S та J-методами.

2. Встановлення закономірностей впливу механічних напружень та передексплуатаційних навантажень на механічні характеристики морських трубопроводів.

3. Дослідження впливу переднавантаження на втомні та корозійно-втомні характеристики сталі трубопроводу.

4. Дослідження деформаційної поведінки матеріалу трубопроводу на повітрі та в середовищі морської води для визначення впливу переднавантаження на ресурс безпечної експлуатації трубопроводу.

5. Вивчення впливу переднавантаження на електрохімічну поведінку матеріалу трубопроводу.

6. Розробка методики оцінки впливу переднавантаження в процесі укладання на ресурс безпечної експлуатації морських трубопроводів.

РОЗДІЛ 2

МАТЕРІАЛИ ТА МЕТОДИКА ДОСЛІДЖЕНЬ

В процесі багаторічної експлуатації матеріал трубопроводу істотно змінює свої фізико-механічні властивості, що призводить до формування в конструкції трубопроводу складнопрогнозованого і важкоконтрольованого напружено-деформованого стану, дослідження якого представляють науковий та практичний інтерес. Важливого значення набуває створення перспективних методичних підходів, заснованих на моделюванні роботи елементів конструкції, забезпечуючи при цьому ефективний контроль стадійного процесу деформації та руйнування за визначальними параметрами.

Об'єктом досліджень вибрано безшовні гарячедеформовані труби зі сталі 09Г2С діаметром 426 мм із товщиною стінки 16 мм, які широко використовуються при спорудженні морських трубопроводів [77]. Досліджували також зварні з'єднання труб, виконані ручним зварюванням електродами марки УОНИ – 13/55 згідно з рекомендаціями [78]. Контроль якості зварних з'єднань здійснювали за методикою [79].

Експериментальні зразки-моделі виготовляли із заготовок, вирізаних зі стінки труби (рис. 2.1), за розробленою в ІФНТУНГ технологією [80], яка

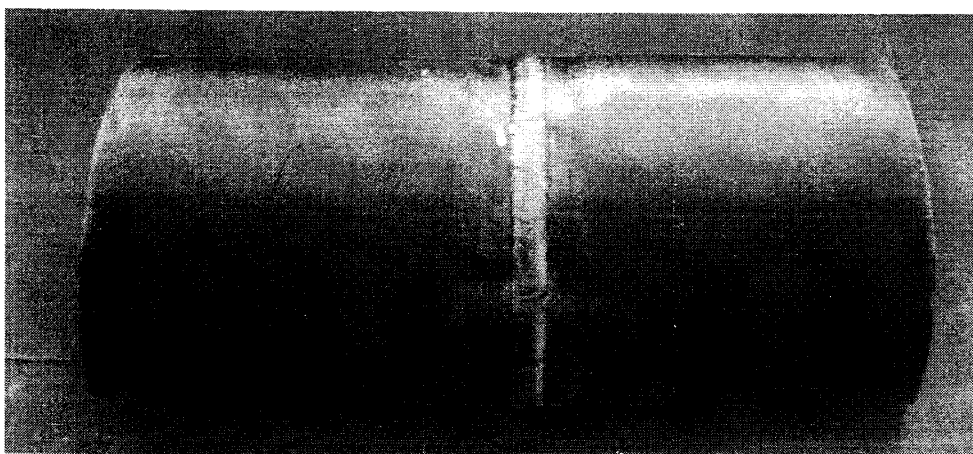


Рисунок 2.1 – Частина труби зі зварним швом для виготовлення зразків-моделей

забезпечує високу точність та задану шорсткість робочих поверхонь при використанні механообробки із запрограмованою зміною подачі. Така технологія вигідно відрізняється від використовуваної раніше, коли до робочої частини, вирізаної із зони зварного з'єднання магістрального трубопроводу, приварювали головки, використовуючи кінцеву обробку заготовок зразків з однієї установки в центрах [81].

2.1 Методика втомних та корозійно-втомних випробовувань

Випробовування здійснювалися на автоматизованій випробовувальній системі з ЕОМ (рис. 2.2) для комплексного дослідження в кінетиці деформації, руйнування та електродного потенціалу матеріалу трубопроводу, що включає установку МВ-1К [82, 83] для випробовувань зразків-моделей, лабораторний комп'ютер, аналого-цифровий перетворювач на базі мікросхеми AD 7714 фірми Analog Devices, пристрій для сканування поверхонь руйнування з подальшим опрацюванням отриманих цифрових відбитків у графічному редакторі з використанням комп'ютерної бази даних [84] та металографічний мікроскоп Cole-Parmer A48405-25.

Згідно з розробленою раніше методикою [80, 85] на першому етапі здійснюється докладний аналіз взаємодії системи “матеріал – конструкція – навантаження і впливи”.

На другому етапі виготовляються зразки-моделі (рис. 2.3) з матеріалу визначених ділянок трубопроводу, або окремо взятих труб, з метою ефективного використання теорії структурної подібності. Лабораторна установка призначена для випробовувань циліндричних зразків-моделей довжиною $l = 100...150$ мм та діаметром робочої частини $d = 5...10$ мм, конструкція яких вибирається в залежності від мети досліджень. Вони можуть бути гладкі суцільні (рис 2.3, а, б) та трубчасті, з нульовою довжиною робочої частини l_p , конструктивними концентраторами,

наведеними тріщинами, а також спеціальні гладкі циліндричні з глухим осьовим отвором і заглушкою та ізоляційними покриттями для моделювання роботи морського трубопроводу з продуктом транспортування.

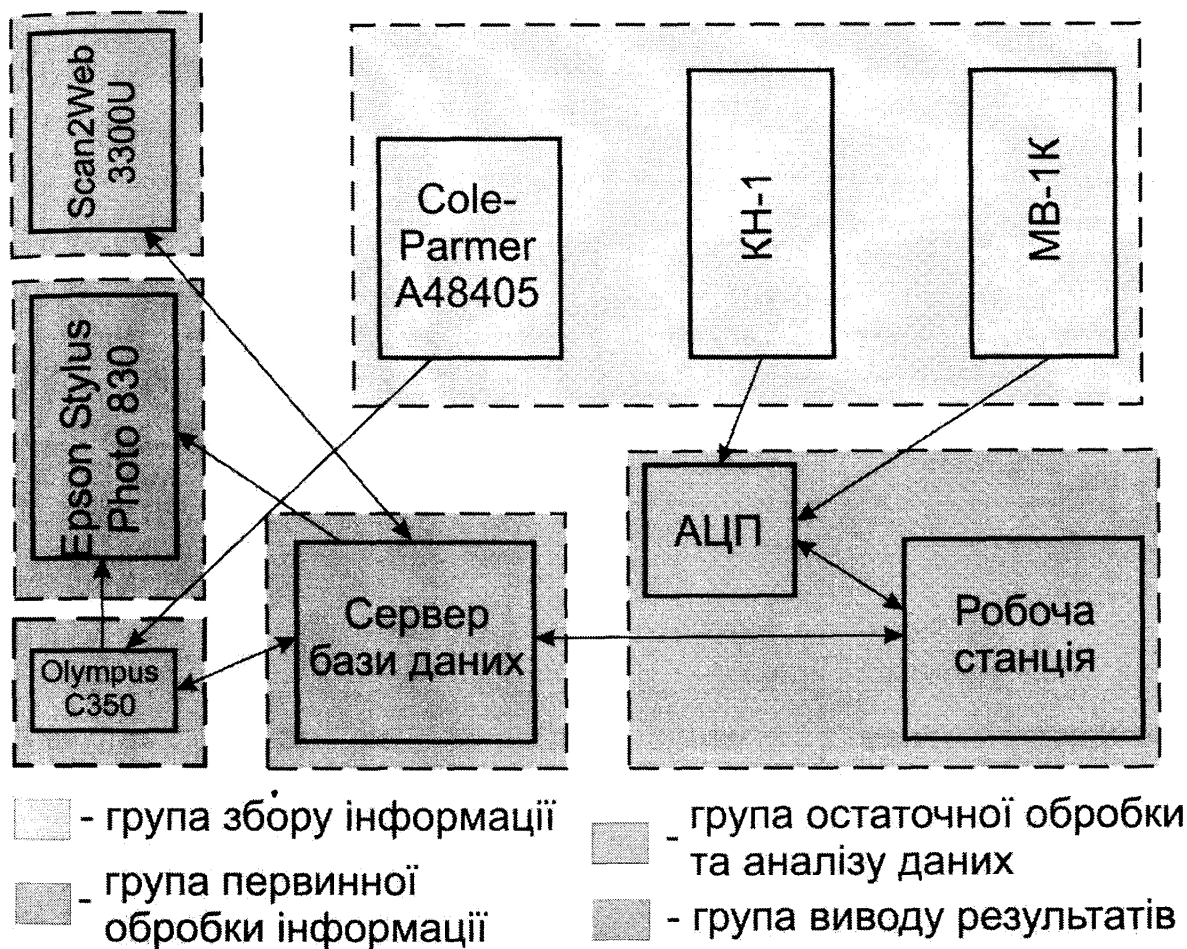
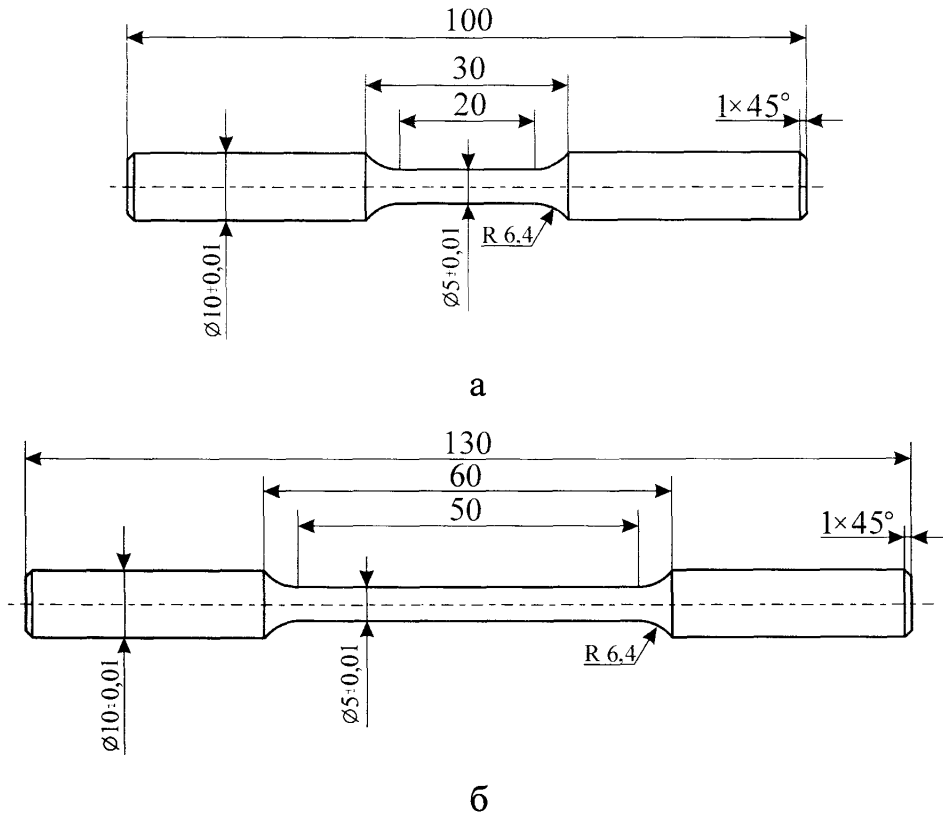


Рисунок 2.2 – Загальна схема лабораторного комплексу

На третьому етапі досліджень вибираються схеми навантаження та режими випробувань з метою досягнення на зразках-моделях, з попередньо визначеною конфігурацією, імітації роботи досліджуваного матеріалу в конструкції.

Четвертий етап включає планування та реалізацію експерименту, основна мета якого – розкриття взаємозв'язку процесів деформації та руйнування трубопроводів, виходячи із основних положень механіки руйнування.



а – короткі ($l_p/d = 4$); б – довгі ($l_p/d = 10$); в – з концентратором напружень
Рисунок 2.3 – Базові конструкції зразків-моделей для випробовувань на установці МВ-1К

В процесі випробовувань ЕОМ, через АЦП на базі мікросхеми AD7714, неперервно реєструє параметри, за якими визначає стрілу прогину зразка-моделі та величину електродного потенціалу при дослідженні в корозійно-активному середовищі. Вимірювання електродного потенціалу зразків-моделей проводили через АЦП, використовуючи хлорсрібний електрод порівняння. При таруванні користувалися цифровим вольтметром з точністю вимірювання 0,1 мВ. Перед випробовуванням зразки протирали ацетоном та спиртом і витримували в ексикаторі 24 год.

Установка (рис. 2.4) забезпечує:

- статичне навантаження зразка-моделі за схемою чотириточкового згину та циклічне із симетричним циклом напружень при додатковому його обертанні з частотою 0,1...1Гц;

- низькочастотне навантаження із заданим коефіцієнтом асиметрії циклу R ;
- дослідження масштабного фактору, змінюючи довжину чи діаметр робочої частини зразка-моделі;
- вивчення впливу рідких робочих середовищ на поведінку матеріалу трубопроводу при вибраній схемі та заданих режимах навантаження, використовуючи знімну робочу камеру та хлорсрібний електрод порівняння;
- проведення порівняльних досліджень несучої здатності зразків-моделей зварного з'єднання та з концентраторами напружень при статичному та низькочастотному навантаженні у повітрі, морській воді, рідких нафтопродуктах тощо;

Правильне закріплення встановлених у затискачі зразків-моделей не викликає додаткових напружень від биття та неспіввісності зразків і затискачів більше 1 % від основних, що перевірено експериментально.

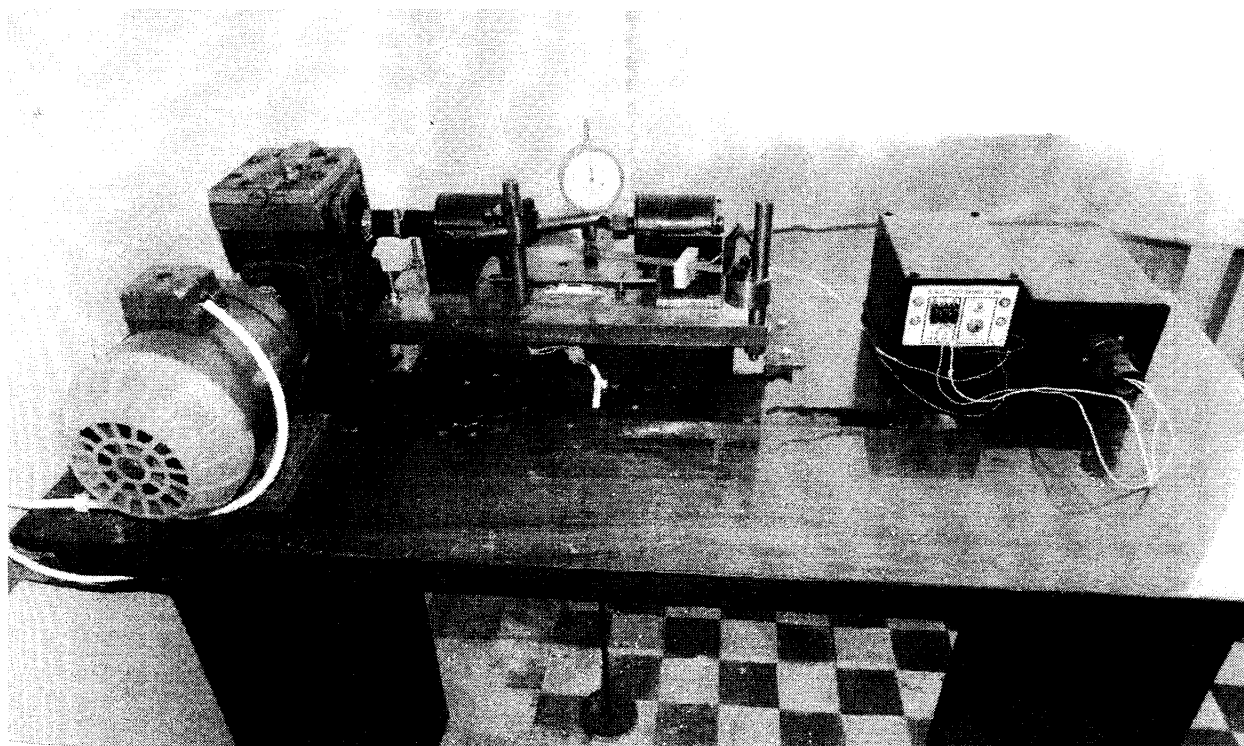


Рисунок 2.4 – Загальний вигляд установки МВ-1К

Умовну границю текучості при ступінчастому навантаженні чистим згином визначалась за способом [86], який полягає в тому, що спочатку за експериментальними точками будують діаграму згину, потім визначають кут нахилу ділянки пружної деформації OA $\alpha = \arctg E$, де E – модуль Юнга матеріалу. Далі, з точки O проводять пряму під кутом $\alpha_1 = \arctg E_1$. Величину E_1 задаємо, а саме $\frac{E - E_1}{E} \cdot 100\% = 0,2\%$, або $E_1 = 0,998 E$.

2.2 Методика оцінки впливу передексплуатаційного навантаження в процесі укладання трубопроводу на його ресурс безпечної експлуатації

При збільшенні глибини укладання та діаметра трубопроводу, а також у разі сильної поперечної течії і значного хвилювання істотно підвищується складність інженерних завдань, зокрема, в частині правильного урахування в розрахункових схемах умов і технології укладання та при визначенні напружено-деформованого стану [25].

При укладанні морського трубопроводу вільним зануренням, або з використанням шарнірного криволінійного стінгера, ділянка трубопроводу між кормою баржі-трубоукладача і дном моря набирає форми S-подібної кривої (рис. 2.5) [87].

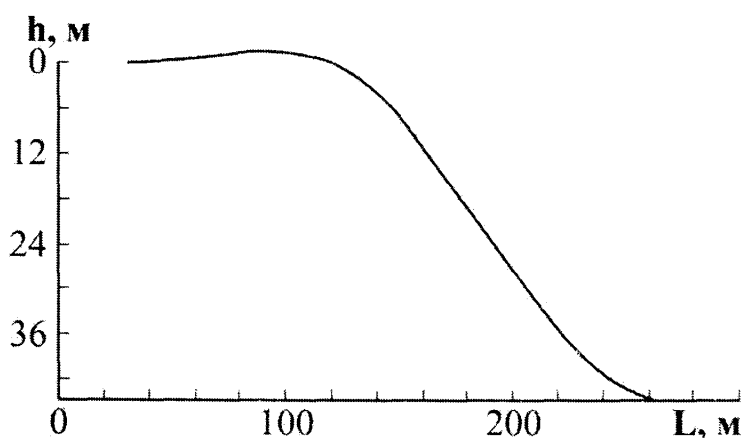


Рисунок 2.5 – Конфігурація зігнутої осі трубопроводу діаметром 529 мм

В літературі знаходимо різнопланові методики статичного та динамічного розрахунку укладання трубопроводів [29, 88, 89], в яких, однак, недостатньо відображений факт еволюції S-подібної ділянки (рис. 2.6, а) та пов'язане з цим зменшення ресурсу пластичності та нагромадження дефектності в об'ємі металу, внаслідок прояву квазістатичного ефекту Баушінгера [90] (рис. 2.6, б). Тут напруження σ_{T1} та σ_{T2} – відповідно границя текучості в першому та другому півциклах ($\sigma_{T2} < \sigma_{T1}$).

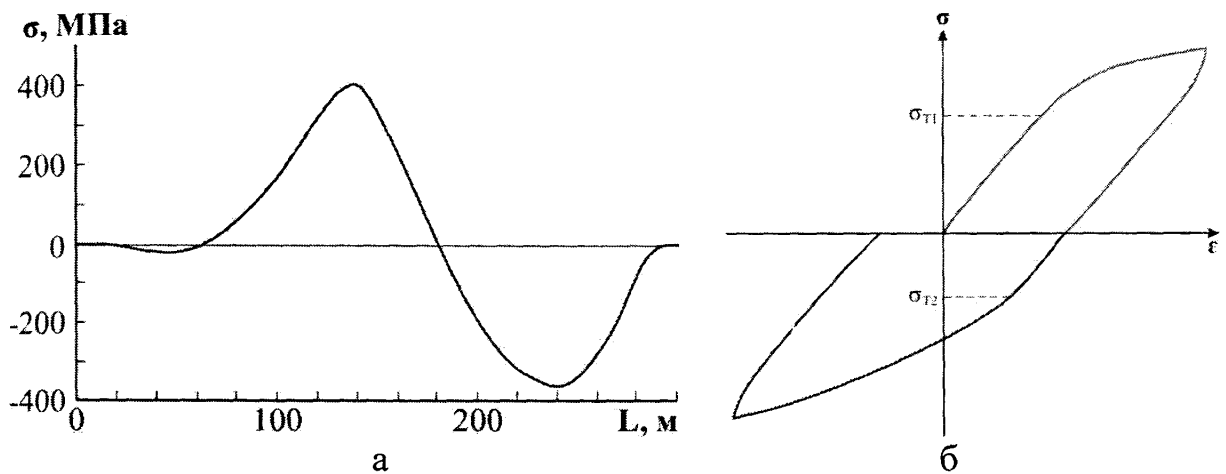


Рисунок 2.6 – Розподіл згинальних напружень в трубопроводі діаметром 529 мм в циклі укладання (а) та діаграма знакозмінного одноциклового згину для моделювання передексплуатаційних навантажень в процесі укладання S-методом (б)

Втомним випробовуванням передувало моделювання процесу укладання трубопроводу S- та J-методами з метою виявлення впливу попереднього квазістатичного навантаження в циклі укладання на деформаційну поведінку матеріалу трубопроводу в процесі експлуатації. Моделювання передексплуатаційного навантаження (переднавантаження) в процесі укладання трубопроводу S-методом відбувалося шляхом одноциклового знакозмінного навантаження зразків, яке на діаграмі згину призводить до утворення петлі механічного гістерезису (рис. 2.6, б), яка складається з двох півциклів [13]. Моделюванню процесу укладання трубопроводу J-методом відповідав перший півцикл навантаження, якому

піддавались зразки при моделюванні його процесу укладання S-методом. Імітацію процесу укладання трубопроводу S- та J-методами проводили на зразках-моделях шляхом ступінчастого навантаження. При збільшенні чи зменшенні навантаження на один ступінь номінальні напруження змінювалися на величину $\Delta\sigma = 20$ МПа. Час витримки на кожній ступені t розраховувався в залежності від рівня номінальних напружень та способу укладання з урахуванням того, що довжина укладеного трубопроводу за цикл навантаження приймається рівною $L=300$ м [43], а швидкість укладання $V=3$ км/доб [87] (наприклад, при рівні напружень $\sigma = 420$ МПа $t = 103$ с).

Переднавантаження проводили винятково у середовищі повітря. Пошкодженням ізоляційного покриття в циклі укладання нехтували. Після проведення моделювання переднавантаження зразок витримувався розвантаженим не менше 12 годин для максимальної релаксації напружень.

Для оцінки довговічності матеріалів та конструкцій найчастіше використовують ділянки кривих втоми (рис. 2.7, а, крива 2) та корозійної втоми (рис. 2.7, б, крива 2) в напівлогарифмічних координатах. При цьому ділянка кривої корозійної втоми знаходиться лівіше ділянки втоми на повітрі. Точка перетину цих ділянок лежить на границі між областями циклічної

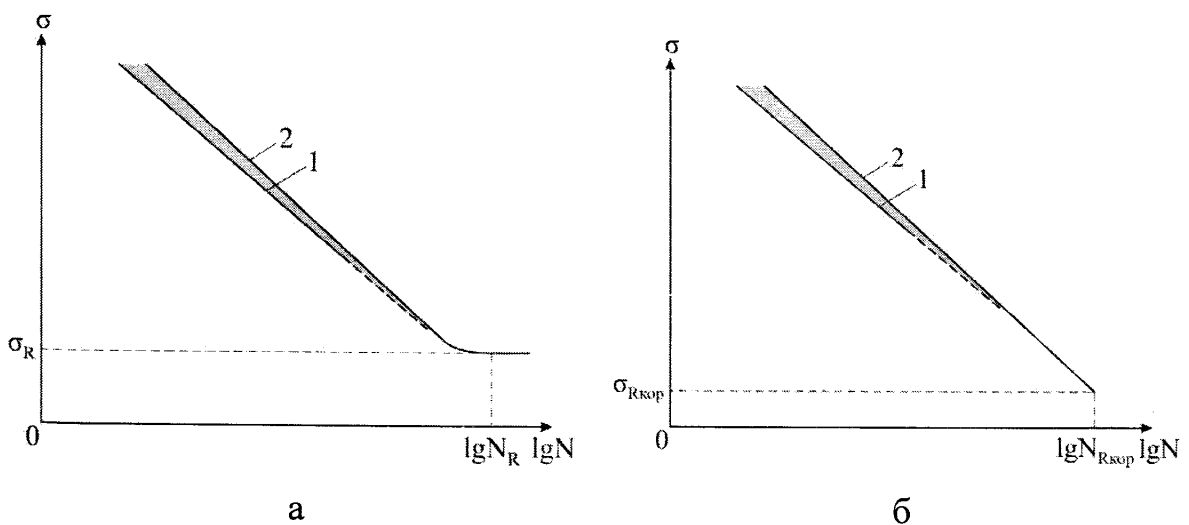


Рисунок 2.7 – Схематичне зображення кривих втоми (а) та корозійної втоми (б) матеріалу трубопроводу з урахуванням передексплуатаційного навантаження (1) та без нього (2)

повзучості та втомного зламу. Якщо крива втоми після досягнення певного числа циклів навантаження N_R характеризується виходом на горизонтальну ділянку, якій відповідає границя витривалості σ_R , то крива корозійної втоми в міру збільшення числа циклів навантаження безперервно спадає і характеризується наявністю умовної границі витривалості $\sigma_{Rкор}$ при заданій базі випробувань $N_{Rкор}$. Для врахування впливу переднавантаження на довговічність сталі трубопроводу необхідно доповнити дану інформацію відповідними результатами для переднавантаженого матеріалу (рис. 2.7, а, б, криві 1). Виділена область відповідає зменшенню довговічності внаслідок передексплуатаційних навантажень.

Відомо, що деформаційна поведінка матеріалу трубопроводу в процесі циклічного навантаження описується кінетичними кривими, загальний вигляд яких зображений на рис. 2.8, а. З метою простішого визначення впливу передексплуатаційних навантажень на зменшення довговічності пропонується по осі абсцис замість абсолютних значень довговічності N використовувати відносні – N_i / N , де N_i – кількість пройдених циклів навантаження (рис. 2.8, б).

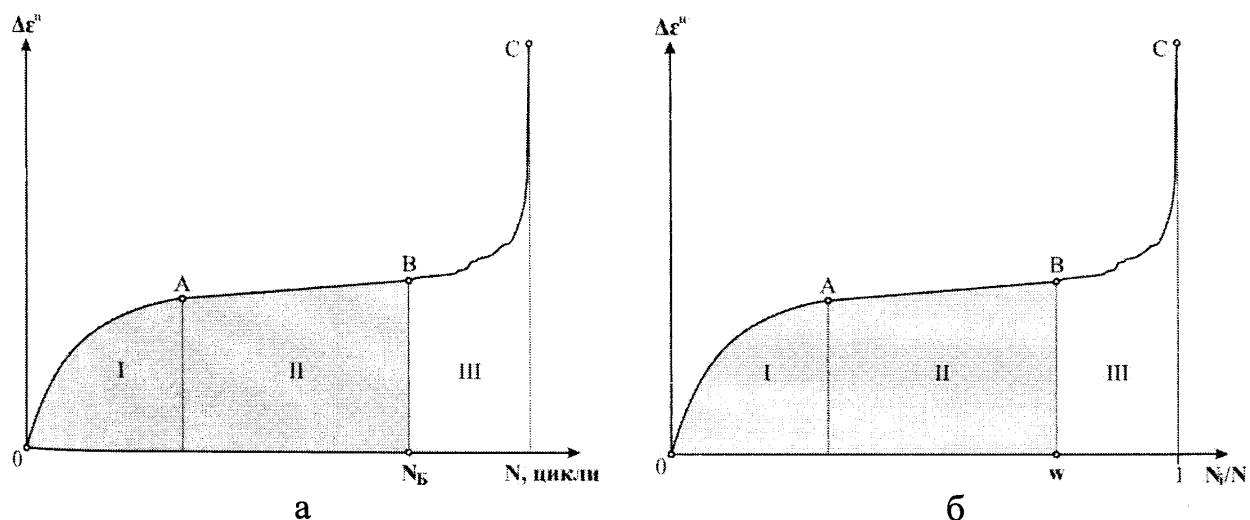


Рисунок 2.8 – Загальний вигляд кінетичних кривих деформації при циклічному навантаженні

Для матеріалу трубопроводу типовою є тристадійна кінетика деформування з характерним інтенсивним циклічним зменшенням на I

стадії (ділянка OA), яке носить затухаючий характер. Найтривалішій II стадії (ділянка AB) відповідає відносна стабілізація амплітуди циклічної деформації $\Delta\varepsilon^y$, яка монотонно зростає з постійною, проте незначною швидкістю. Наприкінці даної стадії в структурі металу трубопроводу накопичується критичний ступінь пошкоджуваності (відбувається зародження мікротріщин). Подальше циклічне деформування на завершальній III стадії пов'язане з прискореним ростом втомних тріщин, формуванням та поширенням магістральної тріщини аж до початку остаточного руйнування зразка. Таким чином, протягом III-ї стадії штатна експлуатація трубопроводу є неможливою, оскільки вона може призвести до виникнення аварійної ситуації, і, відповідно, включати її тривалість в загальний ресурс роботи трубопроводу є недостатньо коректним. Тому суму тривалостей I та II стадій запропоновано вважати ресурсом безпечної експлуатації N_B , а суму відносних тривалостей I та II стадій – відносним ресурсом безпечної експлуатації w (рис. 2.9). Виділена область відповідає зменшенню відносного ресурсу безпечної експлуатації внаслідок передексплуатаційних навантажень.

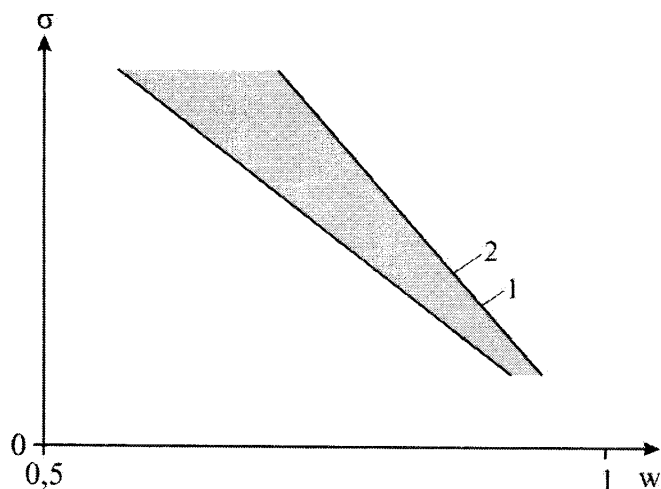


Рисунок 2.9 – Характер залежності відносного ресурсу безпечної експлуатації матеріалу трубопроводу з передексплуатаційним навантаженням (1) та без нього (2) від рівня напружень

Введене поняття відносного ресурсу безпечної експлуатації дозволяє розділити повний період експлуатації на роботу в штатному режимі та живучість трубопроводу, тобто безаварійну роботу в режимі обмеженої або мінімальної функціональності, спричинену прискореним розвитком втомних (корозійно-втомних) тріщин. Запровадження таких підходів дозволить підвищити безпеку експлуатації морських нафтогазопроводів та мінімізувати ризики їх розгерметизації і руйнування, що сприятиме також підвищенню їх екологічної безпеки.

Експериментальна перевірка методики виявила, що введення оцінки ресурсу роботи у відносних величинах дає змогу нівелювати вплив розкиду довговічностей зразків і пов'язаних з цим похибок розрахунку в межах одного рівня напружень. Так, при рівні напружень 260 МПа розкид результатів по довговічності складав 20-30 %, в той час як значення відносного ресурсу безпечної експлуатації відрізнялися приблизно на порядок менше. Основні чинники, які спричинюють розкид результатів за довговічністю (різниця в механообробці труб, партіях поставки, відмінностях технологій виготовлення труб різних заводів-виробників тощо), не впливають на загальні закономірності процесу деформації та руйнування матеріалу, зокрема на його стадійність. У зразках з більшою абсолютною довговічністю фіксується нижчий рівень амплітуди циклічної деформації на II-ій стадії та швидкість її зміни на I-ій стадії, проте сумарна відносна тривалість стадій залишається практично незмінною для всіх зразків, які піддавались випробуванням за однакової амплітуди напружень та однакових умов навантаження. Таким чином, запропонований параметр відносної довговічності дає змогу проводити порівняльний аналіз труб однієї марки сталі для різних виробників та оптимізувати їх вибір для будівництва трубопроводів не лише за стандартними фізико-механічними характеристиками, а й з урахуванням майбутніх передексплуатаційних та експлуатаційних навантажень.

Криві втоми дозволяють визначити коефіцієнт зменшення довговічності матеріалу трубопроводу з урахуванням передексплуатаційних навантажень:

$$K_{1J} = \frac{N_J}{N}, K_{1S} = \frac{N_S}{N}, \quad (2.1)$$

де K_{1J} та K_{1S} – коефіцієнти зменшення довговічності з урахуванням передексплуатаційних навантажень для J- та S-методу відповідно;

N_J , N_S та N – довговічність матеріалу трубопроводу з переднавантаженням J- і S-методом та без нього відповідно.

Таким чином, ресурс експлуатації матеріалу трубопроводу з урахуванням передексплуатаційних навантажень буде визначатися за формулами

$$P_J = K_{1J}P, P_S = K_{1S}P, \quad (2.2)$$

де P_J та P_S – ресурс експлуатації матеріалу трубопроводу з урахуванням передексплуатаційних навантажень для J- та S-методу відповідно;

P – проектний ресурс роботи морського трубопроводу.

Відповідно, ресурс безпечної експлуатації матеріалу трубопроводу з урахуванням передексплуатаційних навантажень та без нього буде визначатися за формулами

$$PB_J = K_{1S}w_S P, PB_S = K_{1S}w_S P, PB = wP, \quad (2.3)$$

де PB_J , PB_S та PB – ресурс безпечної експлуатації матеріалу трубопроводу з урахуванням передексплуатаційних навантажень для J- і S-методу та без нього відповідно;

w_J , w_S та w – відносний ресурс безпечної експлуатації матеріалу трубопроводу з переднавантаженням J- і S-методом та без нього відповідно.

Криві корозійної втоми дозволяють визначити коефіцієнти впливу агресивності середовища на довговічність матеріалу трубопроводу:

$$K_2 = \frac{N^K}{N}, K_{2J} = \frac{N_S^K}{N_S}, K_{2S} = \frac{N_S^K}{N_S}, \quad (2.4)$$

де K_{2J} , K_{2S} та K_2 – коефіцієнти впливу агресивності середовища на довговічність матеріалу трубопроводу з переднавантаженням J- і S-методом та без нього в середовищі морської води відповідно;

N_J^K , N_S^K та N^K – довговічність матеріалу трубопроводу з переднавантаженням J- і S-методом та без нього в середовищі морської води відповідно.

Таким чином, ресурс експлуатації матеріалу трубопроводу з пошкодженим ізоляційним покриттям з урахуванням передексплуатаційних навантажень та без нього буде визначатися за формулами

$$P_J^K = K_{1J} K_{2J} P, P_S^K = K_{1S} K_{2S} P, P^K = K_2 P, \quad (2.5)$$

де P_J^K , P_S^K та P^K – ресурс експлуатації матеріалу трубопроводу з пошкодженим ізоляційним покриттям з урахуванням передексплуатаційних навантажень для J- і S-методу та без нього відповідно.

Відповідно, ресурс безпечної експлуатації матеріалу трубопроводу з пошкодженим ізоляційним покриттям з урахуванням передексплуатаційних навантажень та без нього буде визначатися за формулами

$$PB_J^K = K_{1J} K_{2J} w_J^K P, PB_S^K = K_{1S} K_{2S} w_S^K P, PB^K = K_2 w^K P, \quad (2.6)$$

де PB_J^k , PB_S^k та PB^k – ресурс безпечної експлуатації матеріалу трубопроводу з пошкодженим ізоляційним покриттям з урахуванням передексплуатаційних навантажень для J- і S-методу та без нього відповідно;

w_J^k , w_S^k та w^k – відносний ресурс безпечної експлуатації матеріалу трубопроводу з переднавантаженням J- і S-методом та без нього в середовищі морської води відповідно.

Оптимальним способом апроксимації кривих втоми та корозійної втоми, побудованих в напівлогарифмічних координатах, є показникова функція виду $N(\sigma) = 10^{a\sigma + b}$, де a і b – коефіцієнти, які визначаються на основі результатів втомних та корозійно-втомних випробувань. Для оцінки впливу переднавантаження на відносний ресурс безпечної експлуатації (рис. 2.9) доцільно використовувати лінійну залежність типу $w(\sigma) = a\sigma + b$. Дані залежності дають змогу відразу розраховувати довговічність та відносний ресурс безпечної експлуатації, використовуючи задане значення амплітуди напружень в МПа.

Таким чином, розроблена методика дає змогу за результатами модельних експериментів оцінити вплив передексплуатаційних навантажень в процесі укладання на ресурс безпечної експлуатації морських нафтогазопроводів.

2.3 Напружено-деформований стан трубопроводів при їх укладанні на дно моря S- та J-методами

На сьогоднішній день у світовій практиці використовуються два основні методи укладання морських трубопроводів: S-метод, J-метод.

Можливість застосування обидвох технологій будівництва визначається, перш за все, напружено-деформованим станом (НДС) конструкції трубопроводу на всіх стадіях будівельно-монтажних робіт, від

якого залежить величина залишкових деформацій, які накопичуються в трубопроводі внаслідок виникнення в ньому згинальних напружень, що перевищують значення границі текучості для даної марки сталі. Перевищення допустимих напружень призводить до порушення геометрії перерізу трубопроводу в момент укладання і, як наслідок, технології проведення будівельно-монтажних робіт, що є недопустимим при експлуатації трубопроводу [25]. Тому розглянемо математичні моделі розрахунку НДС для кожного з цих методів.

При розв'язанні завдань з визначення НДС трубопроводу при його укладанні на дно моря, у вітчизняній і зарубіжній літературі [91] використовувалось наближене диференціальне рівняння пружної лінії балки, яке справедливе тільки для малих деформацій, тобто при невеликих глибинах укладання.

Точне рівняння зігнутої осі балки має вигляд:

$$M(x) = EI(x) \frac{d^2 y}{dx^2} \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{dy}{dx}\right)^2\right]^{\frac{3}{2}}}, \quad (2.7)$$

де $M(x)$ – згинальний момент в довільному перерізі x балки;

E – модуль пружності матеріалу;

$I(x)$ – момент інерції довільного перерізу x балки (для балки, що має постійний переріз, $I = \text{const}$);

y – прогин балки.

Воно є нелінійним диференціальним рівнянням другого порядку, інтегрування якого складає значні труднощі. Внаслідок цього та оскільки в переважній більшості розглядуваних на практиці задач прогини малі, точне рівняння (2.7) замінюють наближеним – рівнянням для малих переміщень.

При невеликих глибинах моря і S-подібному укладанні трубопроводу, його прогин не перевищує $1/100$ довжини прогону l , а відповідні кути повороту не перевищують 1^0 . Тому лінія прогинів буде досить пологою і можна прийняти, що $\theta \approx \operatorname{tg}\theta \approx \frac{dy}{dx}$. Відповідно, навіть при максимальному прогині $\operatorname{tg}\theta \approx \operatorname{tg}1^0 \approx 0,02$. Отже, значення $\operatorname{tg}^2\theta$ не перевищує $0,0004$, тобто дуже мале порівняно з одиницею. Тому цією величиною можна знехтувати без відчутної для практичних цілей похибки. Тоді дістанемо спрощене диференціальне рівняння пружної лінії

$$\frac{M(x)}{EI(x)} = \frac{d^2 y}{dx^2}. \quad (2.8)$$

При великих глибинах укладання на дно моря, коли прогини, а відповідно, і кути повороту стають великими, таке нехтування може призвести до значних похибок в розрахунках, тому виникає необхідність розв'язку та використання точного диференціального рівняння (2.7). Форма кривої, яку одержують з цього рівняння, називається еластикою. Вперше математичний розв'язок задачі про еластиду був одержаний Ейлером, Лагранжем, Плана, а найбільш повно питання про великі прогини балок було розглянуто Фріш-Феєм [92].

На початковій стадії будівництва під час занурення і заповнення водою трубопровід зазнає консольного згину, а найбільші згинальні напруження виникають в місці його жорсткого закріплення.

Розглянемо консольну балку АВ трубопроводу (рис. 2.10), що занурюється на морське дно під дією власної ваги q на одиницю його довжини. В процесі занурення вільний торець трубопроводу зазнає переміщення в горизонтальній і вертикальній площинах δ_H і δ_B відповідно, а його кут повороту досягає значення θ_B . Довжина лінії згину дорівнює

початковій довжині l незакріпленого кінця трубопроводу, оскільки зміною його довжини по осі, пов'язаної з безпосереднім розтягом, нехтують.

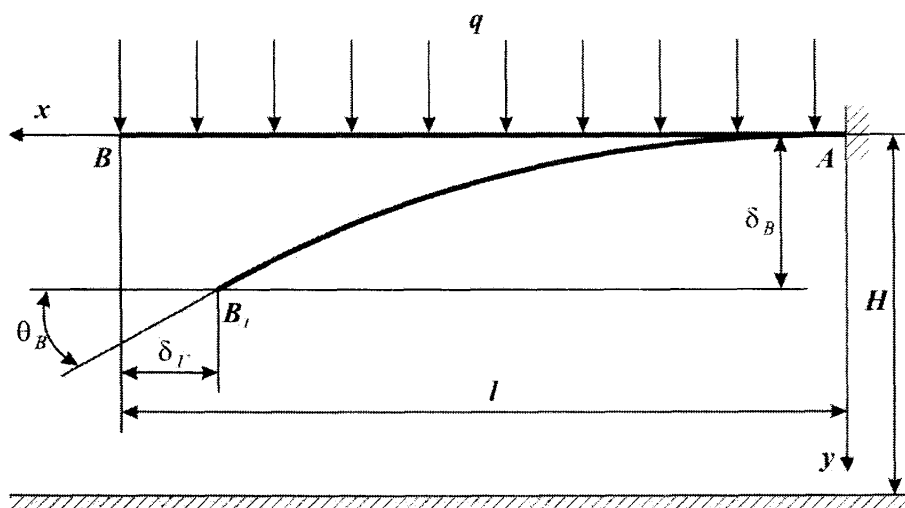


Рисунок 2.10 – Розрахункова схема укладання трубопроводу S-методом

Оскільки балка статично визначена, можна легко знайти вираз для згинального моменту M і підставити його в рівняння (2.7). Для нашої розрахункової схеми він буде дорівнювати

$$M(x) = -\frac{qx^2}{2}. \quad (2.9)$$

Потім після відповідних перетворень, включаючи заміну змінної, і врахування відповідних граничних умов, можна отримати розв'язок рівняння в еліптичних функціях [93, 94]. Цей розв'язок приводить нас до рівнянь, з яких можна знайти l , θ_B , δ_G і δ_B . В нашому випадку, трансцендентне рівняння для кута θ_B має наступний вигляд:

$$f(k) - f(k, \alpha) = \sqrt{\frac{ql^3}{3EI}}, \quad (2.10)$$

де $f(k)$ – повний еліптичний інтеграл першого роду,

$$f(k) = \int_0^{\frac{\pi}{2}} \frac{dt}{\sqrt{1 - k^2 \sin^2 t}}, \quad (2.11)$$

$f(k, \alpha)$ – еліптичний інтеграл першого роду,

$$f(k, \alpha) = \int_0^{\alpha} \frac{dt}{\sqrt{1 - k^2 \sin^2 t}}, \quad (2.12)$$

$$k = \sqrt{\frac{1 + \sin \theta_B}{2}}, \quad (2.13)$$

$$\alpha = \arcsin \frac{1}{k\sqrt{2}}. \quad (2.14)$$

Для визначення θ_B трансцендентне рівняння (2.10) розв'язується методом послідовних наближень. Згідно з цим методом, алгоритм розв'язку такий:

- 1) задається деяке значення θ_B в інтервалі від 0 до $\pi/2$;
- 2) з виразу (2.13) визначається k ;
- 3) за формулою (2.11) розраховується відповідне значення $f(k)$;
- 4) з виразу (2.14) визначається α ;
- 5) для відомих k та α за формулою (2.12) розраховується відповідне значення $f(k, \alpha)$;
- 6) з рівняння (2.10) знаходиться довжина трубопроводу l ;

В кінцевому результаті цей процес дасть нам значення довжини консолі l трубопроводу, яка відповідає окремо взятому значенню θ_B , тобто

$$I = \sqrt[3]{\frac{3EI}{q} [f(k) - f(k, \alpha)]^2}. \quad (2.15)$$

Повторюючи розрахунки для інших значень θ_B , можна визначити будь-яку бажану кількість відповідних величин θ_B та l .

Вертикальне переміщення кінця консольної балки трубопроводу дорівнює

$$\delta_B = l - \sqrt{\frac{12EI}{ql}} [u(k) - u(k, \alpha)], \quad (2.16)$$

де $u(k)$ – повний еліптичний інтеграл другого роду,

$$u(k) = \int_0^{\frac{\pi}{2}} \sqrt{1 - k^2 \sin^2 t} dt, \quad (2.17)$$

$u(k, \alpha)$ – еліптичний інтеграл другого роду,

$$u(k, \alpha) = \int_0^{\alpha} \sqrt{1 - k^2 \sin^2 t} dt. \quad (2.18)$$

Горизонтальне переміщення кінця консольної балки трубопроводу дорівнює

$$\delta_r = l - \sqrt{\frac{6EI}{ql}} \sin \theta_B. \quad (2.19)$$

Вага одиниці довжини трубопроводу q з урахуванням виштовхувальної сили Архімеда знаходиться за формулою

$$q = (\rho_c - \rho)gS, \quad (2.20)$$

де ρ_c та ρ_m – густина сталі та морської води відповідно ($\rho_m=1028$ кг/м³);

S – площа поперечного перерізу трубопроводу,

$$S = \pi(D - \delta)\delta, \quad (2.21)$$

D, δ – зовнішній діаметр та товщина стінки трубопроводу відповідно.

Напруження в найбільш небезпечному перерізі трубопроводу у місці його жорсткого закріплення визначаються за формулою, виведеною з рівняння (2.7) шляхом нескладних перетворень

$$\sigma = \frac{EI\theta}{Wl(1 + \theta^2)^{1.5}}. \quad (2.22)$$

Момент інерції поперечного перерізу трубопроводу I та його осьовий момент опору W визначаються залежностями

$$I = \frac{\pi D^4}{64} (1 - a^4), \quad a = \frac{D - 2\delta}{D}, \quad (2.23)$$

$$W = \frac{\pi D^3}{32} (1 - a^4). \quad (2.24)$$

В якості прикладу визначимо, на якій глибині згинальні напруження в трубопроводі діаметром 426×16 мм зі сталі марки 09Г2С, який використовується “Чорноморнафтогазом” при укладанні морських трубопроводів для з’єднання місць видобутку з пунктом кінцевої підготовки газу на березі, досягнуть границі текучості $\sigma_T = 270$ МПа при його S-подібному укладанні на морське дно. Для розрахунку ми вибрали значення границі текучості для зварного шва, оскільки, за результатами механічних

випробовувань, воно виявилось дещо меншим, ніж для основного металу. Через громіздкість даного алгоритму розрахунку, для розв'язання поставленої задачі скористаємось програмою Matchcad 15.

На рис. 2.11 та рис. 2.12 представлені епюри напружено-деформованого стану трубопроводу при різних значеннях кута повороту θ_B . Причому, функції довжини трубопроводу $l(\theta)$, горизонтального $\delta_H(\theta)$ і вертикального $\delta_B(\theta)$ переміщення торця трубопроводу мають розмірність в метрах, а згинального напруження $\sigma(\theta)$ – в мегапаскалях.

Проаналізувавши одержані епюри, можна побачити, що при укладанні даного трубопроводу на дно моря згинальні напруження в місці жорсткого закріплення трубопроводу досягають границі текучості сталі σ_T при довжині $l=60,4$ м, коли кут θ_B на торці трубопроводу стає рівним $28,8^\circ$. При цьому торець трубопроводу опускається на глибину 19,8 м і переміщується в горизонтальному напрямі на 4 м.

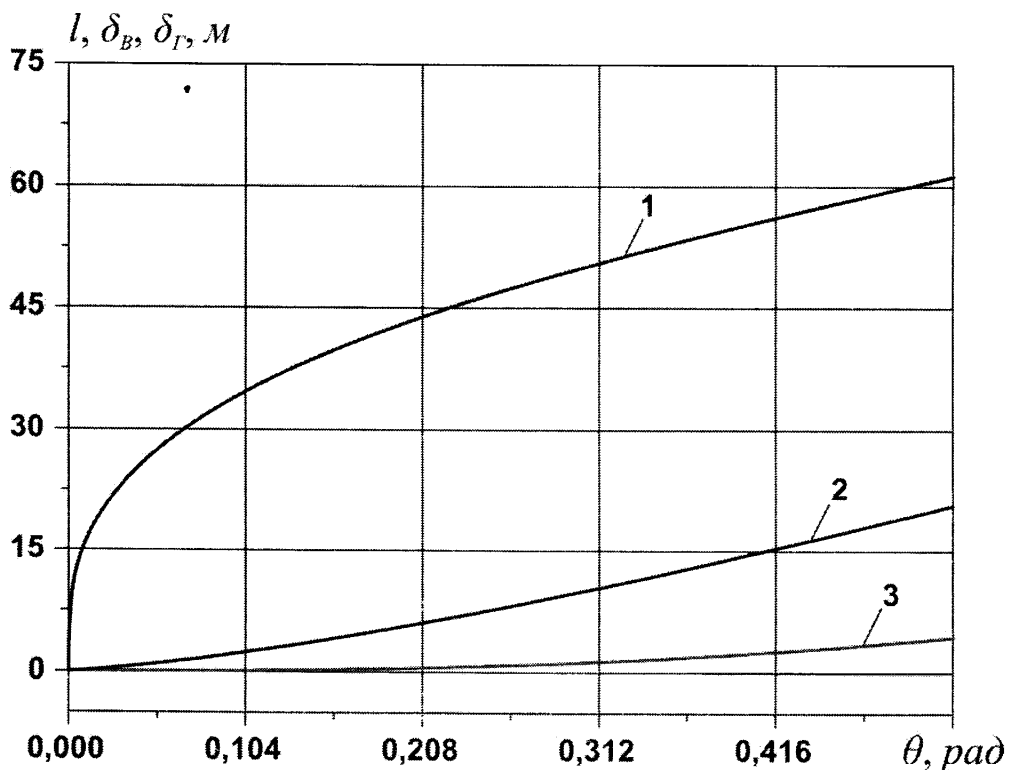


Рисунок 2.11 – Графіки зміни довжини провисаючої ділянки трубопроводу l (1), вертикального δ_B (2) та горизонтального δ_H (3) переміщень торця трубопроводу в залежності від значення його кута повороту θ_B

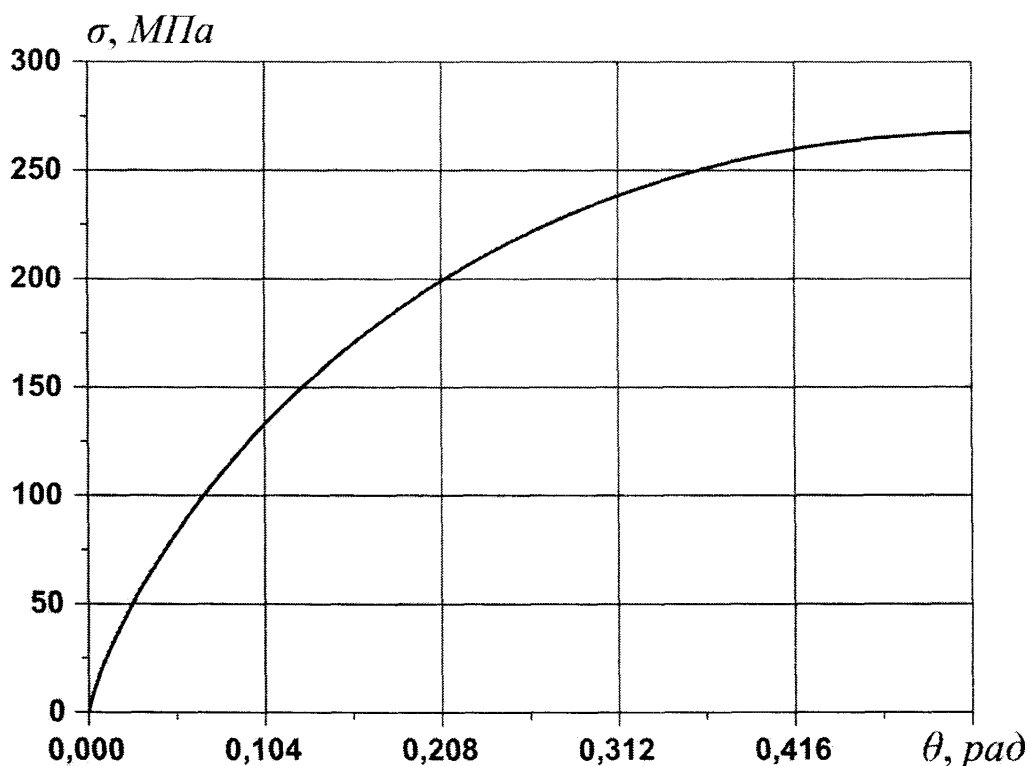


Рисунок 2.12 – Графік зміни номінальних згинальних напружень в найбільш небезпечному перерізі трубопроводу σ в залежності від значення його кута повороту θ_B

Якщо при розрахунку прийняти до уваги довжину і кривизну стінгера (фермоподібна конструкція), а також натяг талевої системи, яка здатна створювати максимальне розтягуюче зусилля величиною до 3000 кН, згинальні напруження досягнуть границі текучості сталі при дещо більших значеннях параметрів l , θ_B , δ_G і δ_B , але не будуть істотно відрізнятися від одержаних розрахункових значень.

Зауважимо, що якщо розрахунок НДС трубопроводу провести без урахування виштовхувальної сили Архімеда, то граничне значення кута повороту торця трубопроводу θ_B складатиме $22,5^\circ$, а параметри l , δ_G і δ_B становитимуть відповідно 52,4, 13,5 та 2,1 м. Таким чином, похибки при розрахунку довжини провисаючої ділянки трубопроводу, вертикального та горизонтального переміщень торця трубопроводу складатимуть відповідно 13,1, 31,5 та 46,8 %, що є абсолютно неприпустимим. Це, в свою чергу,

доводить необхідність обов'язкового врахування виштовхувальної сили Архімеда при розрахунку НДС трубопроводу.

Слід зазначити, що при використанні спрощеного диференціального рівняння пружної лінії трубопроводу, гранична довжина прольоту трубопроводу, який можна опустити у воду, становитиме

$$l = \sqrt{\frac{2W\sigma_T}{q}}, \quad (2.25)$$

$$l = \sqrt{\frac{2 \cdot 2036 \cdot 10^{-6} \cdot 270 \cdot 10^6}{1375}} = 28,3 \text{ м.}$$

Це значення більш, ніж в 2 рази менше $l=60,4$ м, одержаного при використанні більш точної методики розрахунку з використанням залежності (2.7). Що доводить недоцільність використання спрощеної математичної моделі для розрахунку великих переміщень консольних балок.

При глибині моря більше 300 м, для укладання трубопроводів вільним зануренням широко використовується J-метод. Розрахунок НДС трубопроводу при укладання J-методом можна розглядати як укладання "гнучкої нитки" [95] або "пружної нитки". В першому випадку вплив жорсткості труби буде несуттєвим, а в другому – доволі значним. Розглянемо обидва випадки.

Якщо трубопровід розглядати як гнучку нитку, то у кожному поперечному перерізі в напрямі дотичної на нього діятиме поздовжня розтягуюча сила T , значення якої змінюватиметься по довжині ділянки АВ (рис. 2.13). Горизонтальна складова розтягуючої сили в будь-якому поперечному перерізі трубопроводу постійна і дорівнює H .

З курсу механіки відоме рівняння гнучкої нитки [96]

$$y = \frac{H}{q} \left(ch \left(\frac{q}{H} x \right) - 1 \right). \quad (2.26)$$

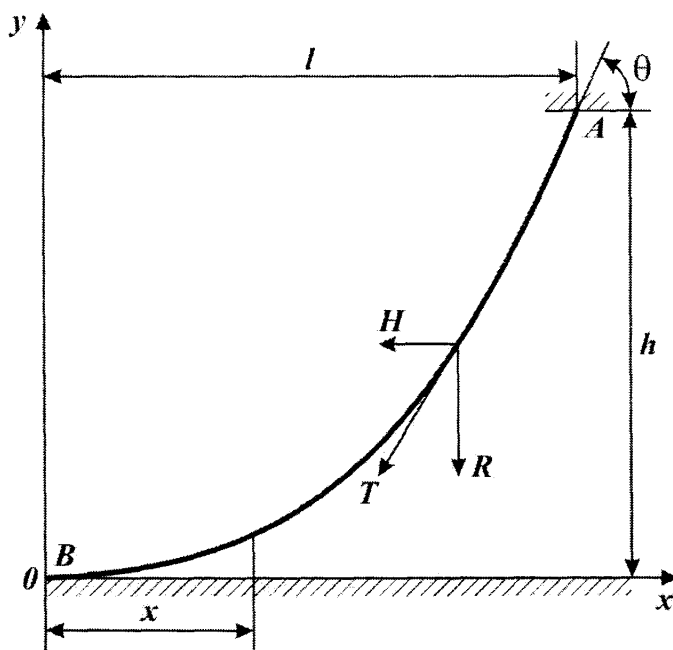


Рисунок 2.13 – Розрахункова схема укладання трубопроводу J-методом як “гнучкої нитки”

Продиференціювавши рівняння (2.26), одержуємо залежності для визначення кута повороту і прогину зігнутої ділянки трубопроводу

$$\frac{dy}{dx} = sh\left(\frac{q}{H}x\right) = \sqrt{\left(\frac{q}{H}y\right)^2 + \frac{2q}{H}y}, \quad (2.27)$$

$$\frac{d^2y}{dx^2} = \frac{q}{H}ch\left(\frac{q}{H}x\right). \quad (2.28)$$

В точці дотику трубопроводу до морського дна В ($x=0$)

$$\frac{d^2y}{dx^2} = \frac{q}{H} = \frac{1}{\rho_0}, \quad (2.29)$$

де ρ_0 – радіус кривизни трубопроводу в точці В.

Радіус кривизни пов'язаний з напруженнями від згину σ_{32} труби залежністю

$$\rho_0 = \frac{ED}{2\sigma_{32}}. \quad (2.30)$$

Об'єднуючи вирази (2.29) та (2.30), отримуємо

$$\sigma_{32} = \frac{qED}{2H}. \quad (2.31)$$

За формулою (2.31) визначаємо мінімальне значення H , при якому напруження в трубопроводі не перевищують допустимого значення. Напруження в зануреному трубопроводі можна регулювати зміною сили натягу, яка створюється трубоукладальною баржею.

Оскільки $T = H/\cos\theta$ і $\operatorname{tg}\theta = dy/dx$, осьовий натяг трубопроводу дорівнюватиме

$$T = H\sqrt{1 + \left(\frac{dy}{dx}\right)^2}. \quad (2.32)$$

Після врахування (2.27) формула (2.32) матиме наступний вигляд:

$$T = H + qy. \quad (2.33)$$

З формули (2.33) випливає, що на поверхні води при $y=h$ сила натягу в трубопроводі буде максимальною і становитиме $T = H + qh$.

Приймаючи в рівнянні (2.27) $y=h$ і враховуючи (2.29), одержуємо тангенс кута нахилу трубопроводу до поверхні води

$$\operatorname{tg}\theta = \operatorname{sh}\left(\frac{l}{\rho_0}\right) = \sqrt{\left(\frac{h}{\rho_0}\right)^2 + \frac{2h}{\rho_0}}, \quad (2.34)$$

де l – довжина проекції провисаючої ділянки трубопроводу.

З виразу (2.34) після відповідних перетворень знаходимо

$$\theta = \operatorname{arctg}\sqrt{\left(\frac{h}{\rho_0}\right)^2 + \frac{2h}{\rho_0}}, \quad (2.35)$$

$$l = \rho_0 \operatorname{arcsch}\sqrt{\left(\frac{h}{\rho_0}\right)^2 + \frac{2h}{\rho_0}}. \quad (2.36)$$

Основними перевагами даної математичної моделі є простота розрахунку НДС трубопроводу і вона може використовуватись на початковому етапі розрахунку для більш точних удосконалених аналітичних або чисельних моделей. Проте недоліком даної моделі є те, що вона дає доволі неточні результати біля місця контакту трубопроводу з дном та в його підвішеній частині біля місця закріплення на баржі-трубоукладачі.

Для того, щоб згинальні напруження $\sigma_{зг}$ в трубопроводі діаметром 426×16 мм зі сталі марки 09Г2С не перевищували границі текучості σ_T при його J-подібному укладанні на морське дно як гнучкої нитки на глибину 300 м, мінімальне значення горизонтальної складової розтягуючої сили H повинно складати 0,23 МПа, а радіус кривизни трубопроводу в точці В ρ_0 має бути не меншим, ніж 165,7 м. За даних граничних умов кут нахилу трубопроводу до поверхні води та довжина проекції провисаючої ділянки

трубопроводу становитимуть відповідно $\theta=69^{\circ}$ та $l=280,5$ м, а деформована вісь трубопроводу матиме форму кривої, яка представлена на рис. 2.14.

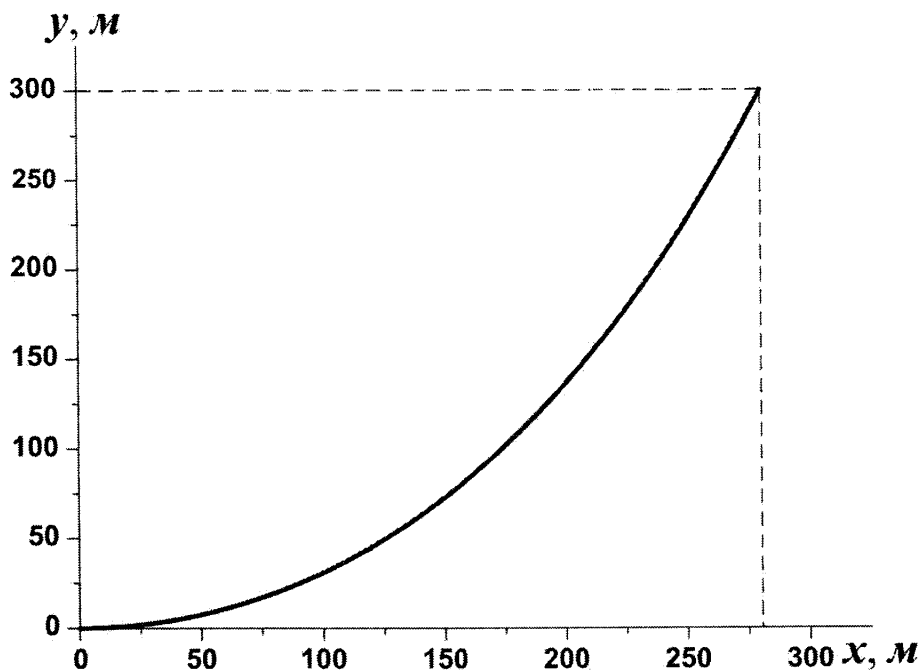


Рисунок 2.14 – Деформована форма трубопроводу (гнучка нитка)

Якщо трубопровід розглядати як пружну нитку, то при розрахунку його НДС в процесі укладання необхідно розглядати два етапи. На першому етапі секції трубопроводу з'єднують за допомогою зварювання в той час, коли вони підтримуються у вертикальному або близькому до вертикального положенні за допомогою опори баштового типу (вишки). Коли частину труб зварюють в одну нитку (колону), її занурюють у воду. Таким чином, трубопровід опускається вертикально з баржі-трубоукладача шляхом нарощування до тих пір, поки його край не торкнеться морського дна. При цьому вертикальний прольот сталеві оболонки трубопроводу працює на розтяг. На другому етапі відбувається згин трубопроводу і по мірі руху баржі-трубоукладача трубопровід лягає на морське дно [29].

Глибина укладання в даному випадку обмежується умовами нерозривності самої труби від поздовжніх осьових напружень, зумовлених її власною вагою, та здатністю утримуючих пристроїв не допускати

самовільного опускання труби, а трубоукладального судна утримувати вагу опущеного у воду трубопроводу.

Визначимо напружено-деформований стан трубопроводу для кожного з цих двох етапів.

Вертикальне видовження довільного перерізу сталюї оболонки трубопроводу, розташованого на відстані x від точки жорсткого закріплення на баржі-трубоукладачі, під дією власної ваги та з урахуванням виштовхувальної сили Архімеда

$$\delta_B(x) = \int_0^x \frac{(\rho_c - \rho_m)g(H - \xi)}{E} d\xi = \frac{(\rho_c - \rho_m)g(2H - x)x}{2E}, \quad (2.37)$$

де H – глибина занурення кінця трубопроводу.

Найбільше вертикальне видовження трубопроводу буде в точці жорсткого закріплення трубопроводу на баржі-трубоукладачі, тобто при $x=H$, і дорівнюватиме

$$\delta_B = \frac{(\rho_c - \rho_m)gH^2}{2E}. \quad (2.38)$$

При цьому максимальне розтягуюче зусилля в точці жорсткого закріплення трубопроводу дорівнюватиме

$$P(H) = (\rho_c - \rho_m)gHS. \quad (2.39)$$

Цьому зусиллю відповідає наступне максимальне значення розтягуючого осьового напруження

$$\sigma = (\rho_c - \rho_m)gH. \quad (2.40)$$

За даних умов розтягуюче осьове напруження досягне границі текучості σ_T при глибині укладання $H=4064$ м.

При визначенні всіх факторів напружено-деформованого стану зігнутої ділянки АВ (рис. 2.15) трубопроводу нема необхідності розглядати великі переміщення його зігнутої осі, оскільки точка А розташована по вертикалі від точки В на відстані не більше 50 м в залежності від значення жорсткості поперечного перерізу трубопроводу при згині. В такому випадку трубопровід можна розглядати як класичну балку Бернуллі-Ейлера.

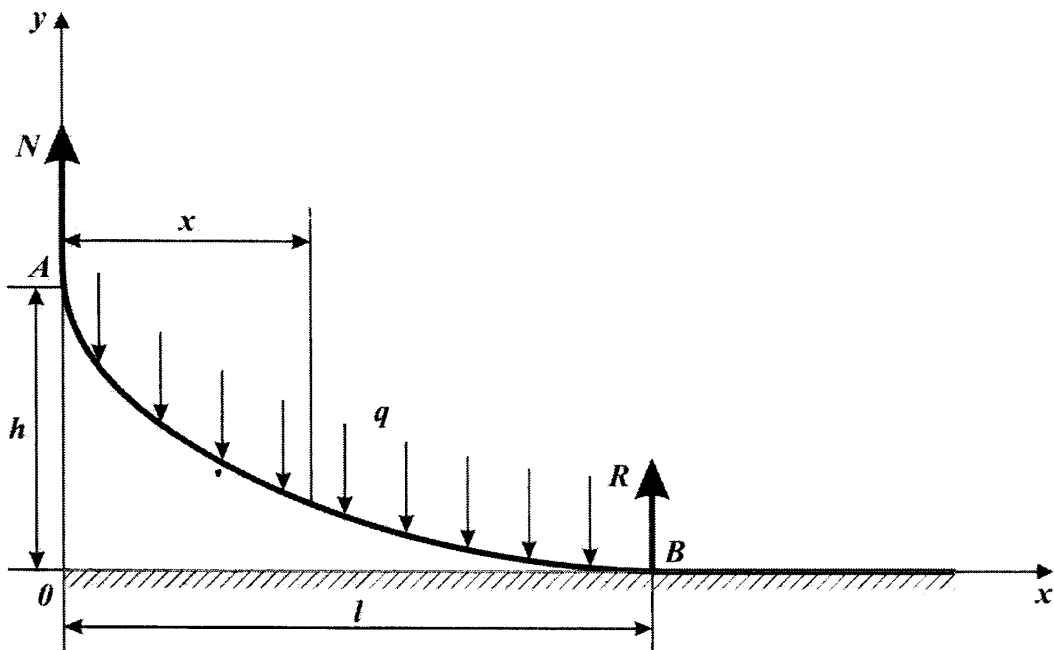


Рисунок 2.15 – Розрахункова схема укладання трубопроводу J-методом як пружної нитки

Трубопровід моделюється напівнескінченною пружною балкою, шарнірно закріпленою на лівому кінці в точці А. Відстань h між закріпленням і дном вважаємо заданим. Згин зігнутої осі на припіднятій ділянці АВ довжиною l відбувається під дією сили N , що діє в шарнірі, і власної ваги трубопроводу q на одиницю його довжини. Довжина вільно провисаючої ділянки l невідома і повинна бути знайдена. Ділянка трубопроводу справа від точки В вже лежить на дні моря. На межі двох

ділянок трубопроводу діє реактивне зусилля R , значення якого визначається з рівняння рівноваги.

Для визначення R та N , спроєкуємо всі діючі на трубопровід сили на вертикальну вісь і знайдемо суму моментів цих сил відносно точки В. В результаті одержимо

$$\sum P_y = 0, N + R - ql = 0.$$

$$\sum M_B = 0, Nl - \frac{ql^2}{2} = 0.$$

Розв'язавши систему рівнянь, отримаємо

$$R = N = \frac{ql}{2}. \quad (2.41)$$

Згинальний момент в довільному перерізі трубопроводу x припіднятої ділянки трубопроводу АВ дорівнюють

$$M(x) = Nx - \frac{qx^2}{2}. \quad (2.42)$$

Продиференціювавши рівняння (2.42) і прирівнявши одержану залежність до нуля, знайдемо координату небезпечного перерізу трубопроводу, в якому діє максимальний згинальний момент. Таким чином, найбільшого значення згинальний момент досягне в середині припіднятої ділянки трубопроводу і при $x=l/2$ його значення буде дорівнювати

$$M_{\max} = \frac{ql^2}{8}. \quad (2.43)$$

Для визначення кута повороту і прогину зігнутої ділянки трубопроводу, скористаємося наступним диференціальним рівнянням:

$$EI \frac{d^2 y(x)}{dx^2} = M(x) = \frac{qx}{2}(l-x), \quad (2.44)$$

де EI – жорсткість поперечного перерізу трубопроводу на згин.

Шляхом послідовного інтегрування рівняння (2.44) одержимо залежності для кута повороту зігнутої осі трубопроводу і його прогину

$$\frac{dy(x)}{dx} = \frac{q}{EI} \left(-\frac{x^3}{6} + \frac{lx^2}{4} \right) + A_1,$$

$$y(x) = \frac{q}{EI} \left(-\frac{x^4}{24} + \frac{lx^3}{12} \right) + A_1 x + A_2,$$

де A_1 і A_2 – постійні інтегрування, які визначаються з умови рівності нулю кута повороту і прогину зігнутої осі трубопроводу в перерізі $x=l$, тобто $\frac{dy(l)}{dx} = y(l) = 0$.

З урахуванням граничних умов, одержимо: $A_1 = -ql^3/(12EI)$, $A_2 = ql^4/(24EI)$. A_1 і A_2 є відповідно значеннями кута повороту θ_0 та прогину y_0 в шарнірі (точка А).

Таким чином, рівняння для визначення кута повороту і прогину зігнутої осі підвішеної ділянки трубопроводу матимуть наступний вигляд:

$$\theta_B = \frac{q}{12EI} \left(-2x^3 + 3lx^2 - l^3 \right), \quad (2.45)$$

$$\delta_B = \frac{q}{24EI} (-x^4 + 2lx^3 - 2l^3x + l^4). \quad (2.46)$$

З рівнянь (2.45) та (2.46) видно, що функція зігнутої осі трубопроводу є поліномом четвертого степеня.

Враховуючи граничну умову $y(0)=y_0=h$, одержимо вираз для знаходження довжини провисаючої ділянки трубопроводу

$$l = \sqrt[4]{\frac{24EIh}{q}}. \quad (2.47)$$

Розглянемо більш складну модель балки (так звана балка Тимошенко), в якій переміщення та кути повороту кожного перерізу деформованої балки незалежні. Якщо при визначенні прогину зігнутої осі підвішеної ділянки трубопроводу в попередній моделі балки розглядалися тільки деформації згину, то в даній молі додатково розглядаються ще й деформації зсуву. В такому разі рівняння (2.46) матиме наступний вигляд:

$$\delta_B = \frac{q}{24EI} (-x^4 + 2lx^3 - 2l^3x + l^4) + \frac{qx\alpha_{zc}}{2GS} (l - x), \quad (2.48)$$

$$G = \frac{E}{2(1 + \mu)}, \quad (2.49)$$

де α_{zc} – коефіцієнт зсуву для тонкого кільця [97], $\alpha_{zc}=2$;

G – модуль зсуву матеріалу;

μ – коефіцієнт Пуассона.

Як бачимо, в правій частині рівняння (2.48) маємо два члени: перший представляє собою прогин за рахунок згину, а другий – додатковий прогин за рахунок деформацій зсуву.

Щоправда, слід зазначити, що максимальна величина прогину за рахунок зсуву може сягати всього декілька процентів від загального прогину, тому його врахування є невиправданим [93, 94]. Тому для розрахунків замість рівняння (2.48) доцільніше використовувати залежність (2.46).

Сумарне зусилля та відповідно максимальне напруження, що діє в точці жорсткого закріплення трубопроводу, при його укладанні на дно моря J-методом дорівнюють

$$T = (\rho_C - \rho)gHS + N, \quad (2.50)$$

$$\sigma_{\max} = (\rho_C - \rho)gH + \frac{N}{S}. \quad (2.51)$$

Максимальне напруження в небезпечному перерізі зігнутої ділянки трубопроводу становить

$$\sigma_{\max}^{\text{зг}} = \pm \frac{ql^2}{8W}. \quad (2.52)$$

У рівнянні (2.52) максимальні згинальні напруження будуть мати знак “+” для волокон, які лежать вище нейтрального шару і будуть зазнавати розтягу, та відповідно – знак “-” для волокон, які лежать нижче нейтрального шару і будуть зазнавати стиску.

В якості прикладу визначимо, при якому значенні h згинальні напруження в трубопроводі діаметром 426×16 мм зі сталі марки 09Г2С досягнуть границі текучості σ_T при його J-подібному укладанні на морське дно як пружної нитки.

На рис. 2.16 представлена деформована вісь трубопроводу при прийнятому значенні $h=50$ м. Довжина ділянки вільного провисання

трубопроводу, розрахована за формулою (2.46), в даному випадку складає $l=94,5$ м. При цьому, згинальні напруження в найбільш небезпечному перерізі трубопроводу досягають границі текучості σ_T вже при $h=19,2$ м (рис. 2.17). Це говорить про необхідність використання для даного методу укладання трубопроводу марок сталі з вищими механічними характеристиками.

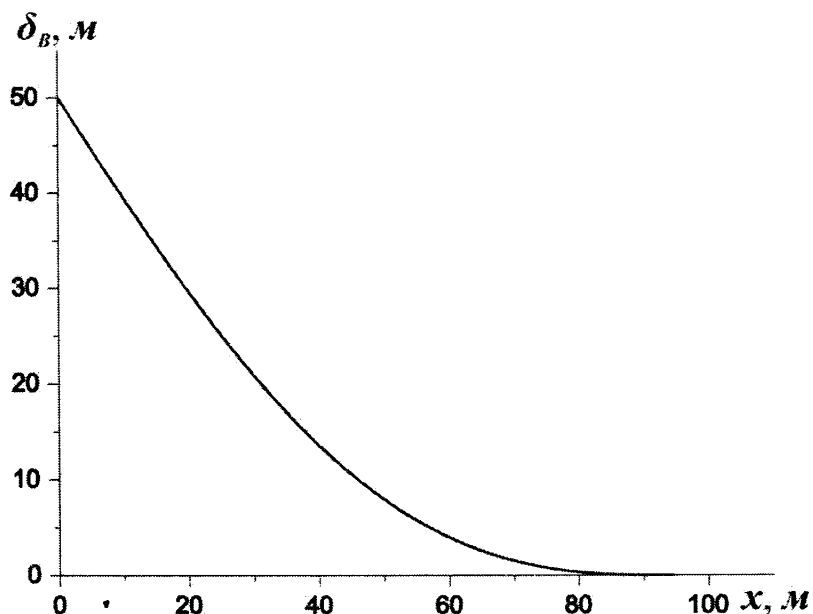


Рисунок 2.16 – Деформована форма трубопроводу (пружна нитка)

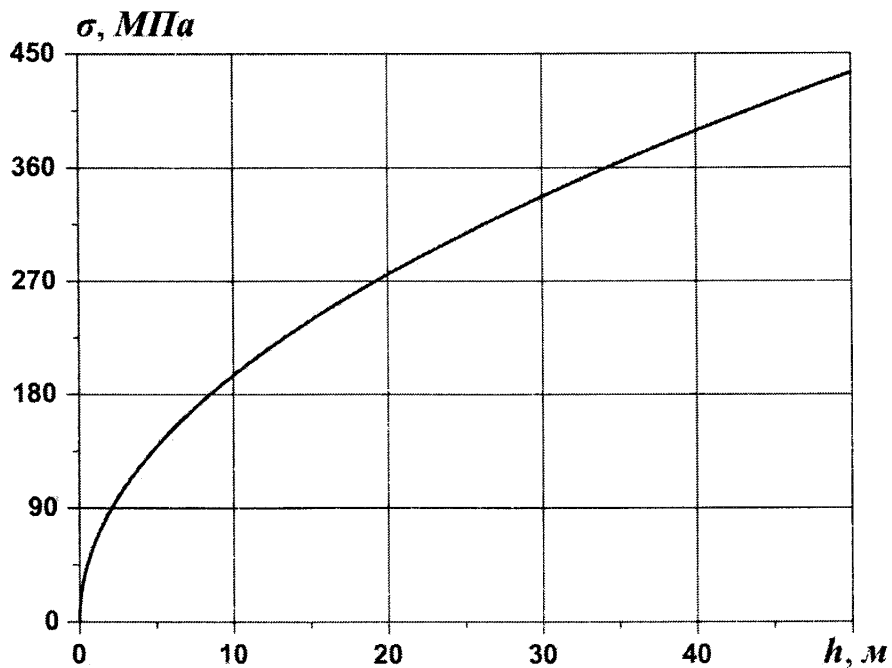


Рисунок 2.17 – Графік зміни номінальних згинальних напружень в найбільш небезпечному перерізі трубопроводу σ в залежності від значення параметра h

У випадку укладання трубопроводу з обважнюючим бетонним покриттям алгоритм розрахунку НДС трубопроводу буде аналогічний до вищенаведеного, за винятком деяких змін. Жорсткість складеної балки a буде дорівнювати сумі жорсткостей сталюї та бетонної балок, оскільки вони працюють паралельно

$$a = a_1 + a_2, \quad a_n = E_n I_n, \quad n = 1, 2, \quad (2.53)$$

де E_n – модулі пружності відповідно сталі та бетону;

I_n – моменти інерції поперечного перерізу відповідно сталі та бетону.

Після визначення максимального згинального моменту M в складеній балці, необхідно оцінити напруження, які в ній виникають, і порівняти їх з допустимими для сталі і бетону. Для цього спочатку знаходяться згинальні моменти в кожній з балок, а потім за відомою інженерною формулою визначаються максимальні згинальні напруження

$$M_n = \frac{Ma_n}{a}, \quad \sigma_n^{\max} = \frac{N}{S_n} + \frac{M_n D_n}{2I_n}, \quad n = 1, 2, \quad (2.54)$$

де M_n – максимальні згинальні моменти відповідно сталі та бетону;

D_n – зовнішні діаметри відповідно сталюї та бетонної оболонки;

S_n – площі поперечного перерізу відповідно сталі та бетону.

ВИСНОВКИ ПО РОЗДІЛУ 2:

1. Розроблену раніше методику дослідження деформації та руйнування морських трубопроводів доповнено моделюванням процесу укладання трубопроводу на дно моря J-методом. Створено методику оцінки впливу передексплуатаційних навантажень в процесі укладання трубопроводу на його ресурс безпечної експлуатації.

2. Запропоновано спосіб визначення ресурсу безпечної експлуатації морських трубопроводів, спираючись на деформаційно-кінетичне трактування процесу. Показано, що оцінка ресурсу безпечної експлуатації у відносних величинах дає змогу нівелювати вплив розкиду довговічностей зразків і пов'язаних з цим похибок розрахунку в межах одного рівня напружень, на основі чого введено поняття “відносний ресурс безпечної експлуатації”. Експериментальним шляхом доведено необхідність урахування впливу передексплуатаційних навантажень в процесі укладання на ресурс та відносний ресурс безпечної експлуатації морських трубопроводів.
3. Розроблено та впроваджено на підприємствах ДАТ “Чорноморнафтогаз” та ТОВ “Інститут “Шельф” “Методику оцінки впливу передексплуатаційних навантажень в процесі укладання трубопроводу S-методом на його ресурс безпечної експлуатації”.
4. За відомими математичними моделями проведено розрахунок НДС трубопроводу при укладанні на дно моря S та J-методами і показано, що для S-методу необхідно використовувати точне диференціальне рівняння пружної лінії балки замість наближеного, а для J-методу – наближене диференціальне рівняння пружної лінії балки з використанням моделі балки Бернуллі-Ейлера.

РОЗДІЛ 3

ДЕФОРМАЦІЯ ТА РУЙНУВАННЯ МАТЕРІАЛУ МОРСЬКИХ ТРУБОПРОВОДІВ ПРИ СТАТИЧНОМУ ТА ЦИКЛІЧНОМУ НАВАНТАЖЕННІ

Після укладання трубопроводу метал під ізоляційним покриттям в умовах експлуатації піддаватиметься низькочастотній втомі, яка, в залежності від амплітуди напружень чи деформацій, може бути малоцикловою та багатоцикловою.

Як відомо, зі зростанням частоти випробовувань дещо зростає величина границі витривалості та число циклів до руйнування зразків, тому низькочастотні втомні випробовування неможливо замінити поширеними випробовуваннями з частотою 50 Гц (збільшення частоти від 30÷50 до 1000 Гц призводить до підвищення границі витривалості на 10÷20 %) [98]. Існують два чинники, які можуть спричиняти дане явище. По-перше, довговічність може бути пов'язана з величиною пластичної деформації в процесі кожного циклу зміни навантаження, а при високих частотах цього часу недостатньо для того, щоб відбулася помітна деформація, внаслідок чого рівень накопичених пошкоджень може бути нижчим. По-друге, відомо, що корозія знижує границю витривалості деяких матеріалів. Тому більш значного її зниження слід очікувати при низьких частотах. Ще одним фактором є підвищення температури матеріалу із збільшенням частоти циклічного навантаження.

3.1 Закономірності деформування матеріалу трубопроводу при статичному навантаженні

При розвитку в елементі конструкції будь яких пошкоджень і, тим більше, тріщин відразу ж виникає питання про відповідність механічних

властивостей матеріалу проекту та умовам експлуатації. Конструкція повинна працювати з дотриманням проектних умов (напруження, температура, швидкість навантаження, середовище тощо), і її передчасне пошкодження чи вихід з ладу (відмова) свідчить про те, що вона виконана не з того матеріалу, були порушені технологія його виготовлення або допущені помилки в розрахунках на міцність.

При проектуванні морських трубопроводів повинні враховуватись всі відповідні види відмов, визначені, як граничні стани. Морські трубопроводи повинні бути розраховані на відмови наступних можливих видів [14]:

1. Граничний стан експлуатаційної придатності:

- граничний стан овалізації;
- граничний стан накопичених пластичних деформацій;
- пошкодження, спричинені обважнюючим покриттям або його втратою;

2. Критичний граничний стан:

- граничний стан розриву (руйнування);
- граничний стан овалізації (якщо він викликає загальну відмову);
- граничний стан місцевої втрати стійкості;
- граничний стан загальної втрати стійкості (зазвичай для умови контрольованих навантажень);
- граничний стан лавинного руйнування і лавинного зминання;
- удар;

3. Граничний стан втоми:

- втома внаслідок циклічних навантажень;

4. Аварійний граничний стан:

- критичний граничний стан внаслідок рідкісних навантажень.

Кожен граничний стан повинен відповідати навантаженням всіх можливих заданих комбінацій для відповідних стадій і умов, які повинні бути розглянуті в розрахунках, таких як будівництво трубопроводу, його

стан безпосередньо після укладання, випробування системи тиском, експлуатація та зупинка.

При оцінці несучої здатності трубопроводу необхідно враховувати явища деформаційного старіння матеріалу трубопроводу внаслідок накопичення пластичних деформацій як в ході будівництва, так і в процесі експлуатації та, як наслідок, погіршення механічних властивостей основного металу та зварного з'єднання. Рівень накопиченої пластичної деформації з урахуванням коефіцієнтів концентрації деформацій визначає рівень основних та додаткових вимог стандартів до вибору марок сталей трубопроводів, їхнього виготовлення, технології зварювання і допустимих значень дефектів, виявлених методами неруйнівного контролю.

При виготовленні елементів конструкцій доволі часто спостерігається явище наклепу (пластичне деформування), яке може викликати істотну зміну механічних характеристик, перш за все підвищення міцнісних (границі текучості $\sigma_{0,2}$, в меншій мірі границі міцності σ_m) і зниження пластичних характеристик [99-105]. В ряді випадків після виготовлення металевих конструкцій не проводиться термообробка, що зумовлює збереження в металевих конструкціях зон наклепу, яке викликає окрихчування сталі, а також спричиняє появу залишкових напружень. Технологічний процес виготовлення труби викликає появу в ній залишкових напружень в частині гратки зерна (напруження 3-го роду), залишкових напружень в об'ємі зерна (напруження 2-го роду) і залишкових напружень в частині матеріалу труби (напруження 1-го роду), які можуть суттєво позначатися на інтенсивності процесів накопичення пошкоджуваності при циклічному навантаженні в процесі втомних випробувань, зумовлюючи розвиток процесів макродефектності. Таким чином, важливо оперувати не лише механічними характеристиками, взятими із довідників та державних стандартів, а й отриманими на зразках-моделях, виготовлених зі стінки труби.

Для дослідження НДС матеріалу трубопроводу в циклі укладання була побудована діаграма знакозмінного одноциклового згину за описаною в розділі 2 методикою (рис. 3.1, а). Вибір амплітуди напруження $\sigma_a = 420$ МПа зроблено виходячи з висновків роботи [43]. Деформаційні відмінності при навантаженні та розвантаженні, а також наявність зсуву фаз між σ та ε , в кінцевому результаті спричиняють утворення петлі механічного гістерезису. Така діаграма, на відміну від діаграми розтягу, дозволяє прогнозувати деформаційну поведінку матеріалу трубопроводу в циклі укладання та визначати необхідні для коректного розрахунку НДС параметри, а саме: ε_1 , ε_2 – максимальна деформація в першому та другому півциклах при розмаху напружень циклу $2\sigma_a$; ε_{T1} , ε_{T2} – деформації, що відповідають напруженням $\sigma_{0,2(1)}^*$ та $\sigma_{0,2(2)}^*$; ε_{31} , ε_{32} – ширину петлі гістерезису (залишкова деформація) в першому (непарному) та другому (парному) півциклах.

Аналіз циклу деформацій показує, що в умовах квазістатичного навантаження до 420 МПа низькотемпературна логарифмічна повзучість за час t_ε відчутно проявляється при напруженнях, більших за границю текучості. Діаграми згину показали, що сталь 09Г2С не має чітко вираженої границі текучості. В більшості таких випадків границя текучості σ_T визначається як напруження, якому після розвантаження відповідає залишкова деформація 0,2 %, а в деяких міжнародних технічних умовах та стандартах мінімальне значення границі текучості матеріалу визначається як напруження, при якому загальна деформація складає 0,5 % [20]. Однак, після навантаження зразків основного металу та зварного з'єднання чистим згином до області відчутної повзучості та наступного їх розвантаження, залишкова деформація в першому півциклі ε_{31} становила 0,00154 та 0,00029, тобто 0,154 та 0,029 % відповідно, що вказує на неприйнятність традиційного способу визначення такої важливої характеристики механічних властивостей матеріалу трубопроводу. Тому умовної границі текучості $\sigma_{0,2}^*$ визначалась за

за розробленою раніше методикою [82]. В першому півциклі границя текучості для основного металу складає $\sigma_{0,2(1)}^* = 276$ МПа, а в другому півциклі – $\sigma_{0,2(2)}^* = 159$ МПа і тому можна говорити про яскравий прояв квазістатичного ефекту Баушінгера та пов'язане з цим значне зниження $\sigma_{0,2}^*$ сталі (рис. 3.1, а). Напруженням $\sigma_{0,2(1)}^*$ та $\sigma_{0,2(2)}^*$ відповідають деформації ε_{T1} та ε_{T2} , які визначаються ще до відтворення повної петлі гістерезису. За відношенням $\varepsilon_{T2}/\varepsilon_{T1}$ можна додатково судити про вплив одноциклового навантаження на механічні властивості трубної сталі. Таким чином, відношення $\sigma_{0,2(2)}^*/\sigma_{0,2(1)}^*$ та $\varepsilon_{T2}/\varepsilon_{T1}$ нами розглядаються як силовий та деформаційний критерії оцінки ефекту Баушінгера, а їхнє значення для сталі 09Г2С становить 0,58 та 0,62 відповідно [13, 86].

Границя текучості зварного з'єднання в першому півциклі $\sigma_{0,2(1)}^*$ співпадає з її значенням для основного металу, проте в другому півциклі її величина знижується більш суттєво і складає $\sigma_{0,2(2)}^* = 139$ МПа (рис. 3.1, б). Крім того, зварне з'єднання характеризується меншою пластичністю порівняно з основним металом, про що свідчать менші значення залишкової деформації в першому та другому півциклах ε_{31} та ε_{32} відповідно. Дане явище можна пояснити наступними причинами. Основний метал, що прилягає до з'єднувальних кромки, в процесі зварювання нагрівається до високих температур, тобто піддається свого роду термічній обробці і стає зоною термічного впливу (ЗТВ). Структура металу змінюється відповідно до термічного циклу нагрівання та охолодження. Для кожної ділянки зони впливу характерний цілком визначений термічний цикл. Внаслідок цього різні ділянки зони впливу відрізняються структурою і механічними властивостями. Характер зміни структури і механічних властивостей залежить від хімічного складу та попередньої термічної і механічної обробки

металу. Ширина зони термічного впливу при зварюванні сталі залежить від способу зварювання, технологічного процесу, теплового режиму зварювання та теплофізичних властивостей основного металу [106]. В міру наближення до шва зростає твердість різних ділянок зони термічного впливу, що зумовлює підвищення міцності та зниження пластичності металу навколошовної зони.

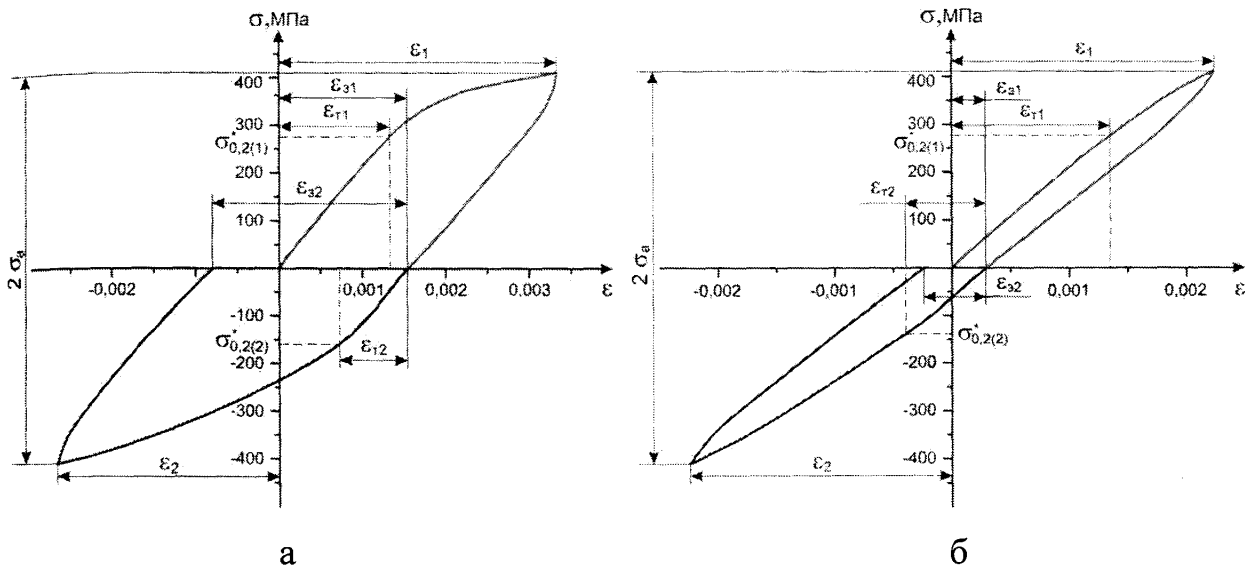


Рисунок 3.1 – Експериментальні діаграми знакозмінного одноциклового згину для сталі 09Г2С (а) та зварного з'єднання (б) при $\sigma_a=420$ МПа

Таким чином, для зварного з'єднання характерний більш яскравий прояв ефекту Баушінгера, що знаходить своє відображення у нижчих значеннях силового та деформаційного критеріїв $\sigma_{0,2(2)}^*/\sigma_{0,2(1)}^*$ та $\varepsilon_{(2)}/\varepsilon_{(1)}$, значення яких становить 0,5 та 0,51 відповідно.

Оскільки діаграма знакозмінного одноциклового згину (петля гістерезису) побудована за точками, що відповідають значенням ε після витримки при заданих σ , тобто з урахуванням повзучості, можна також визначати релаксовані модулі пружності E_{np} і пластичності E_{nl} та нерелаксований модуль розвантаження E_p [13, 86]. Чутливішим до повзучості буде параметр E_{nl} . Оскільки процес низькотемпературної повзучості трубної сталі носить затухаючий характер, можна зробити важливий практичний

висновок, що із подальшим збільшенням t_e розмах деформації змінюватиметься незначно.

Наведені в табл. 3.1 характеристики трубної сталі 09Г2С та зварного з'єднання (абсолютні величини) для першого та другого півциклів показують, що в інженерних розрахунках НДС можна використовувати прийняту нами петлю гістерезису (рис. 3.2), яка складається з прямолінійних похилих ділянок. Значення $E_{np1} = tg \alpha_1$, $E_{nl1} = tg \alpha_2$, $E_{p1} = tg \alpha_3$, $E_{np2} = tg \alpha_4$, $E_{nl2} = tg \alpha_5$, $E_{p2} = tg \alpha_6$, де E_{np1} і E_{np2} – релаксовані модулі пружності, E_{nl1} і E_{nl2} – релаксовані модулі пластичності, а E_{p1} і E_{p2} – нерелаксовані модулі розвантаження відповідно для першого та другого півциклів, визначені з прийнятої петлі гістерезису, координати для характерних точок якої беруться з експериментальної петлі гістерезису. Як видно з наведених у табл. 3.1 даних, для матеріалу трубопроводу в другому півциклі навантаження спостерігається незначне зменшення всіх перерахованих вище параметрів, за винятком релаксованого модуля пластичності E_{nl2} для основного металу, величина якого децю зростає порівняно з вихідним станом.

Таблиця 3.1 – Розрахункові характеристики матеріалу трубопроводу для першого та другого півциклів

№ пів- циклу	$\sigma_{0,2}^*$	E_{np}	E_{nl}	E_p	ε_1	ε_2	ε_T	ε_3
	МПа							
Сталь 09Г2С								
1	276	207339	66983	228009	0,00334	-	0,00133	0,00154
2	159	195507	74279	220057	-	0,00266	0,00082	0,00234
Зварне з'єднання								
1	276	203074	151784	209722	0,00224	-	0,00136	0,00029
2	139	202151	147387	204760	-	0,00225	0,00069	0,00053

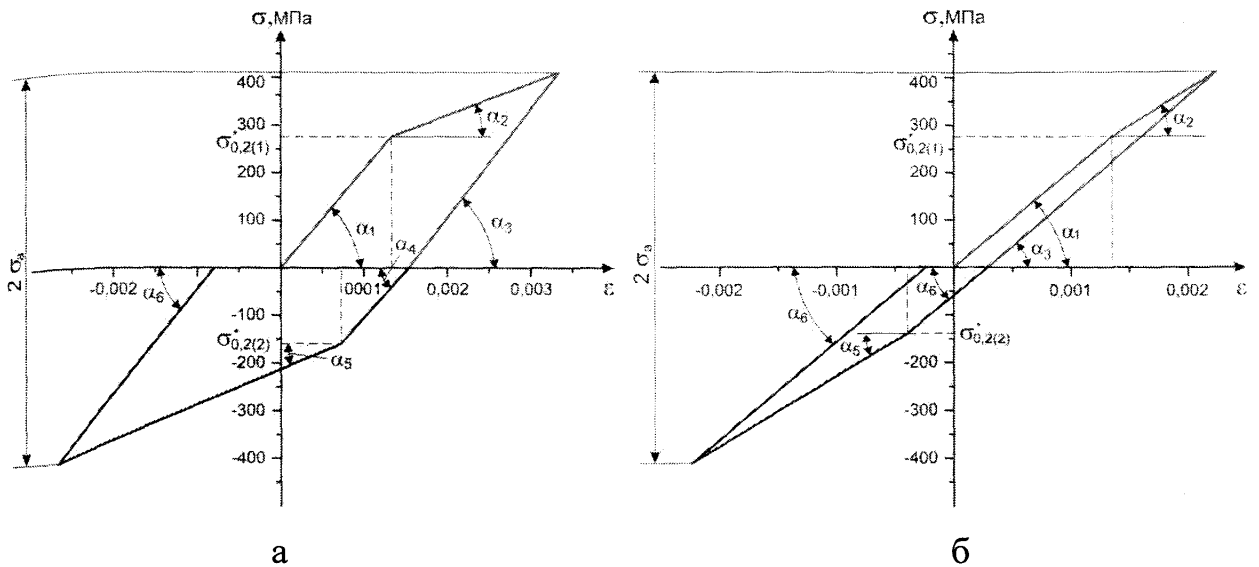


Рисунок 3.2 – Прийняті діаграми знакозмінного одноциклового згину для сталі 09Г2С (а) та зварного з'єднання (б) при $\sigma_a=420$ МПа

Як показують результати експерименту, навіть при амплітудах навантаження, що не перевищують границю текучості (рис. 3.3), залежність між напруженнями і деформаціями не є лінійною і на діаграмі згину спостерігається незамкнута петля механічного гістерезису. Наявність такої петлі свідчить про те, що робота деформації, яка затрачається при навантаженні зразка, більша за роботу деформації при його розвантаженні.

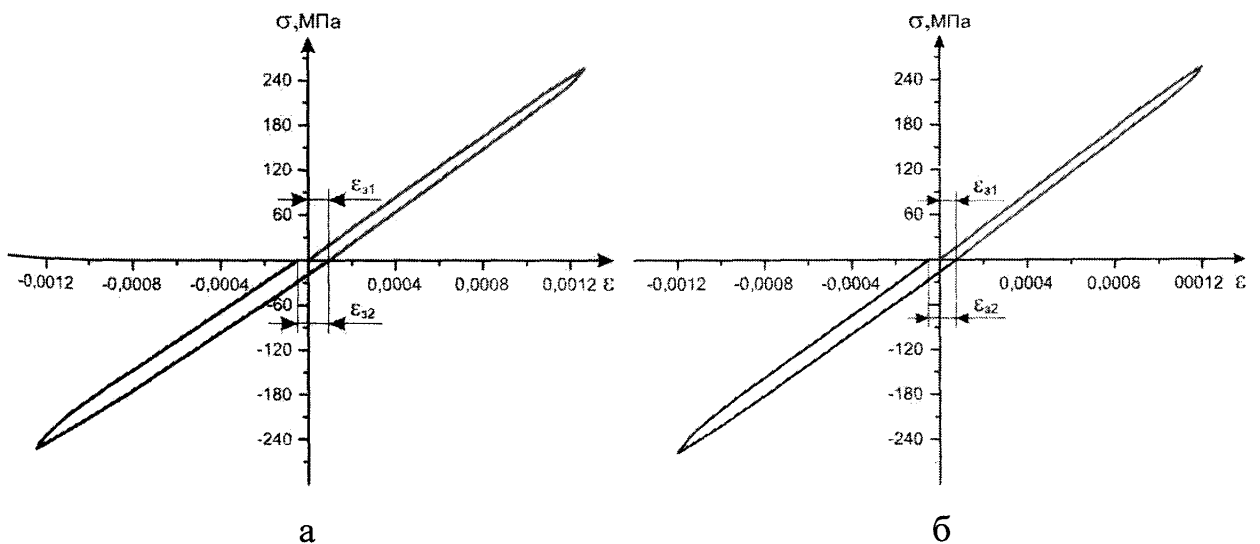


Рисунок 3.3 – Експериментальні діаграми знакозмінного одноциклового згину для сталі 09Г2С (а) та зварного з'єднання (б) при $\sigma_a=260$ МПа

Як наслідок, величина залишкової деформації для основного металу в першому півциклі складає $\varepsilon_{31} = 0,00009$, в другому півциклі – $\varepsilon_{32} = 0,00014$, а для зварного з'єднання $\varepsilon_{31} = 0,00007$ та $\varepsilon_{32} = 0,00012$ відповідно. Дані результати підтверджуються дослідженнями, якими встановлено, що гістерезис, залишкові деформації, а отже, і зміна мікроструктури зразків можуть починати проявлятися вже за напружень, які на порядок менші від границі текучості σ_T [107].

При навантаженні зразків-моделей до границі міцності спостерігаються такі характерні ділянки (рис. 3.4). Ділянці ОА відповідає область пружної деформації, ділянці АВ – область пружно-пластичних деформацій (деформаційного зміцнення), а ділянці ВС – розвантаження зразка. Діаграми згину побудовані за точками, що відповідають значенням ε після витримки при заданих σ . При збільшенні чи зменшенні навантаження на один ступінь номінальні напруження змінювалися на величину $\Delta\sigma = 20$ МПа за час $t_H = 1$ с. Час витримки на кожному ступені $t_B = 19$ с, а сумарний час $\Delta t = t_H + t_B = 20$ с.

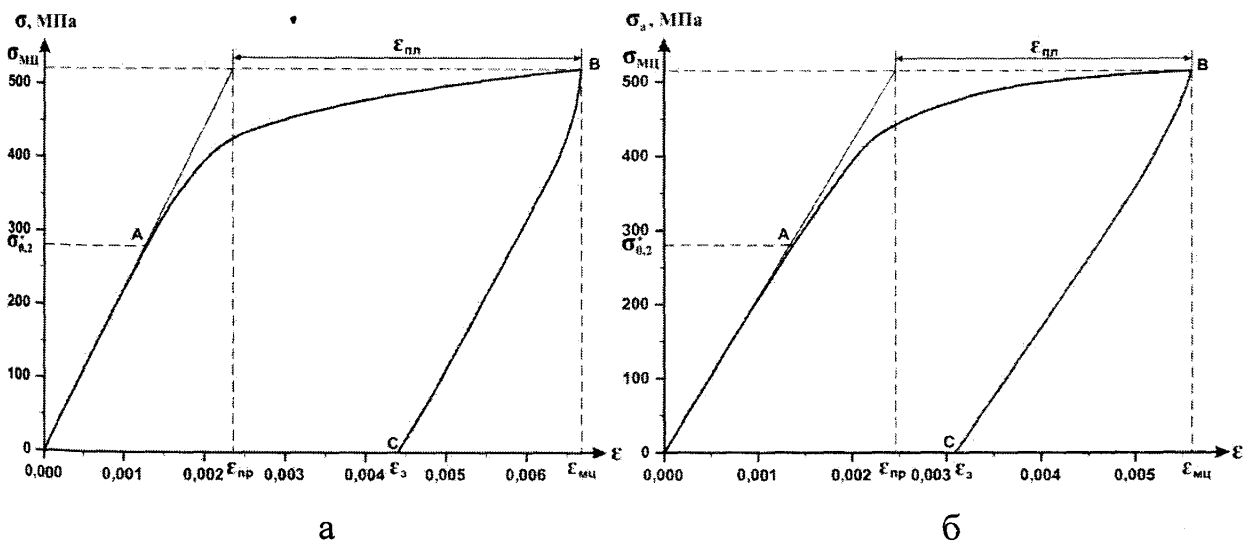


Рисунок 3.4 – Діаграми згину зразків сталі 09Г2С (а) та зварного з'єднання до границі міцності

Границя міцності $\sigma_{ми}$ визначалась як максимальне напруження, при якому зразок ще зберігав свою несучу здатність, і для сталі 09Г2С та зварного

з'єднання величина границі міцності становить 520 та 510 МПа відповідно. Залишковій деформації ε_3 після розвантаження відповідає накопичена за час навантаження пластична деформація ε_{nl} , яка визначається із залежності $\varepsilon_3 \approx \varepsilon_{nl} = \varepsilon_{mц} - \varepsilon_{пр}$, $\varepsilon_{пр}$ – пружна деформація, яка відповідає границі міцності і зникає після зняття навантаження, $\varepsilon_{mц}$ – деформація, що відповідає границі міцності. Величина залишкової деформації для сталі 09Г2С після розвантаження $\varepsilon_3 = 0,00429$ (0,429 %), а для зварного з'єднання, як уже зазначалось вище, характерна менша пластичність порівняно з основним металом і величина залишкової деформації для нього складає $\varepsilon_3 = 0,00315$ (0,315 %).

Таким чином, в результаті проведених випробовувань встановлено основні закономірності деформаційної поведінки основного металу та зварного з'єднання трубопроводу при статичному навантаженні. Визначено реальні механічні характеристики трубної сталі 09Г2С шляхом випробовування зразків, вирізаних зі стінки труби. Зафіксовано негативний вплив одноциклового переднавантаження, яке імітує укладання S-методом, при рівні номінальних напружень, нижчому за границю текучості. Підтверджено можливість ранжирування матеріалів за рівнем нагромаджених пошкоджень з допомогою силового та деформаційного критерію ефекту Баушінгера для оптимізації вибору матеріалу при спорудженні морських трубопроводів.

3.2 Деформаційна поведінка основного металу трубопроводу при втомному навантаженні на повітрі

Зразки-моделі зі сталі 09Г2С при $l_p/d = 10$ випробовували у повітрі ($T = 293$ К) за схемою навантаження чистим згином з частотою обертання зразка 0,8 Гц [108].

На рис. 3.5 представлено криві низькочастотної втоми основного металу трубопроводу з урахуванням передексплуатаційних навантажень в процесі укладання трубопроводу S- та J-методом та без нього. Як бачимо, переднавантаження знижує загальну довговічність сталі трубопроводу, причому негативний вплив переднавантаження із збільшенням рівня номінальних напружень посилюється. Якщо при $\sigma_a = 260$ МПа в процесі укладання трубопроводу J- та S-методом довговічність зменшується в 1,12 та 1,22 разів (на 10,42 та 18,21%), а при $\sigma_a = 320$ МПа – в 1,15 та 1,32 разів (на 12,69 та 24,26 %), то при $\sigma_a = 420$ МПа – в 1,19 та 1,5 разів (на 16,27 та 33,44 %) відповідно. При цьому границя витривалості сталі 09Г2С на базі 10^6 циклів складає $\sigma_{-1}=180$ МПа.

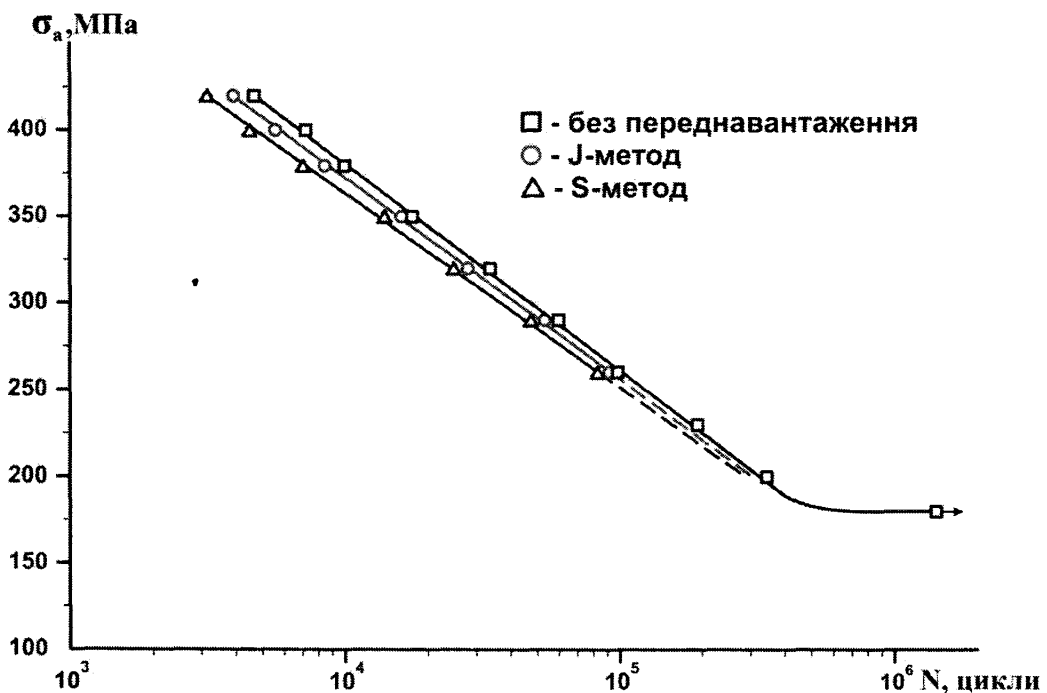


Рисунок 3.5 – Криві низькочастотної втоми сталі 09Г2С трубопроводу з урахуванням передексплуатаційних навантажень в процесі укладання трубопроводу S- та J-методом та без нього

При втомному руйнуванні в області малоциклової втоми пластичні деформації накопичуються менш інтенсивно, ніж при циклічній повзучості, проте їхня величина залишається доволі значною, а петля гістерезису після

певного числа циклів навантаження закривається, і руйнуванню передус утворення втомної тріщини [109-112].

При малоцикловій втомі більша частина довговічності пов'язана зі стадією поширення втомної тріщини. Крім того, відстань, на яку просувається тріщина за цикл, визначається в основному величиною пластичної деформації перед вершиною тріщини. Таким чином, є підстави вважати, що основним чинником, що визначає довговічність матеріалу при малоцикловій втомі, повинна бути величина накопиченої деформації за цикл.

Поведінку матеріалу при циклічному навантаженні в малоцикловій області можна вивчати з різних точок зору:

- 1) на основі аналізу циклічного зміцнення і знеміцнення;
- 2) на основі встановлення кореляції між граничною деформацією при статичному навантаженні та поведінкою матеріалу при циклічному навантаженні;
- 3) на основі аналізу впливу циклічних навантажень на механічні властивості матеріалу при подальшому статичному навантаженні;
- 4) на основі енергетичних уявлень про розвиток деформації і руйнування при циклічному навантаженні.

Для прогнозування довговічності матеріалів в області малоциклової втоми, тобто в пружно-пластичній області, коли при кожному циклі навантаження виникає значна пластична деформація, надзвичайно важливо встановити аналітичну залежність між пластичною деформацією (або напруженням) за цикл і числом циклів до руйнування.

За результатами експериментальних випробовувань однієї з найпоширеніх при спорудженні морських трубопроводів низьколегованої сталі 09Г2С одержано відповідні рівняння для розрахунку їхньої довговічності (табл. 3.4) та побудовано графік залежності коефіцієнтів зменшення довговічності від рівня номінальних напружень (рис. 3.6). Розрахований за відповідними функціональними залежностями коефіцієнт

зменшення довговічності для основного металу трубопроводу при максимальному рівні напружень в циклі укладання 400 МПа (рис. 2.6, а) з урахуванням передексплуатаційних навантажень S- та J-методом становить 0,69 та 0,84 відповідно.

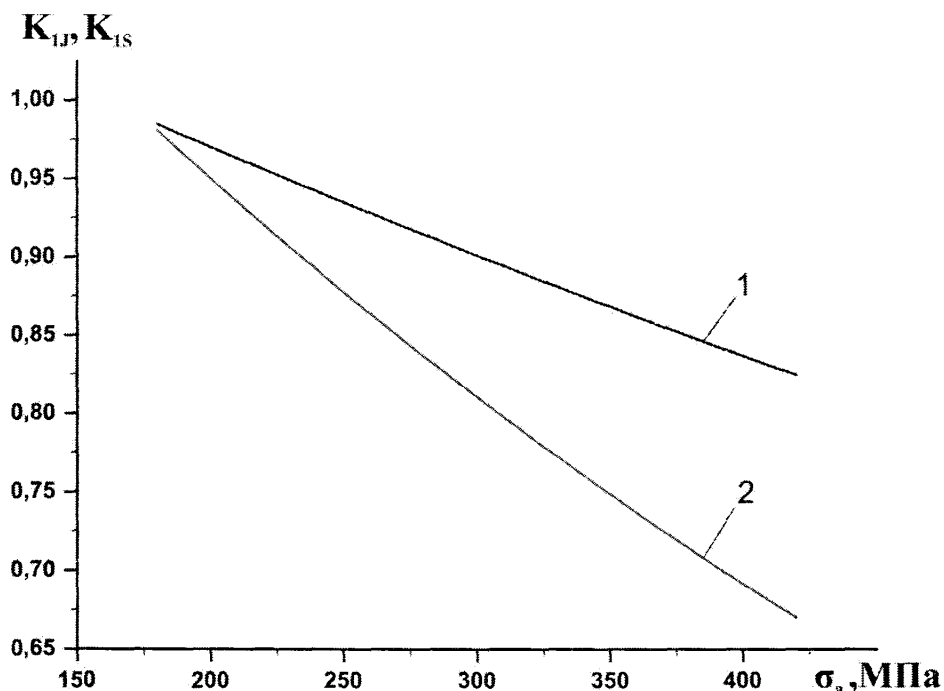


Рисунок 3.6 – Залежність коефіцієнтів зменшення довговічності K_{IJ} (1) та K_{IS} (2) від рівня номінальних напружень для основного металу

Криві втоми трубних сталей не розкривають стадійності цього складного процесу, тому нами здійснено комп'ютерну реєстрацію кінетики деформації при низькочастотному навантаженні.

Користуючись побудованою за результатами механічних випробовувань зразків-моделей діаграмою згину, з метою кращого порівняльного аналізу нами було вибрано три рівні номінальних напружень відповідно до величини границі текучості трубопроводу $\sigma_{0,2}^*$: $0,95 \sigma_{0,2}^*$, $1,15 \sigma_{0,2}^*$ та $1,5 \sigma_{0,2}^*$, які відповідно становлять 260, 320 та 420 МПа.

За результатами досліджень одержано кінетичні криві деформації зразків-моделей з переднавантаженням S- і J-методом та без нього і в

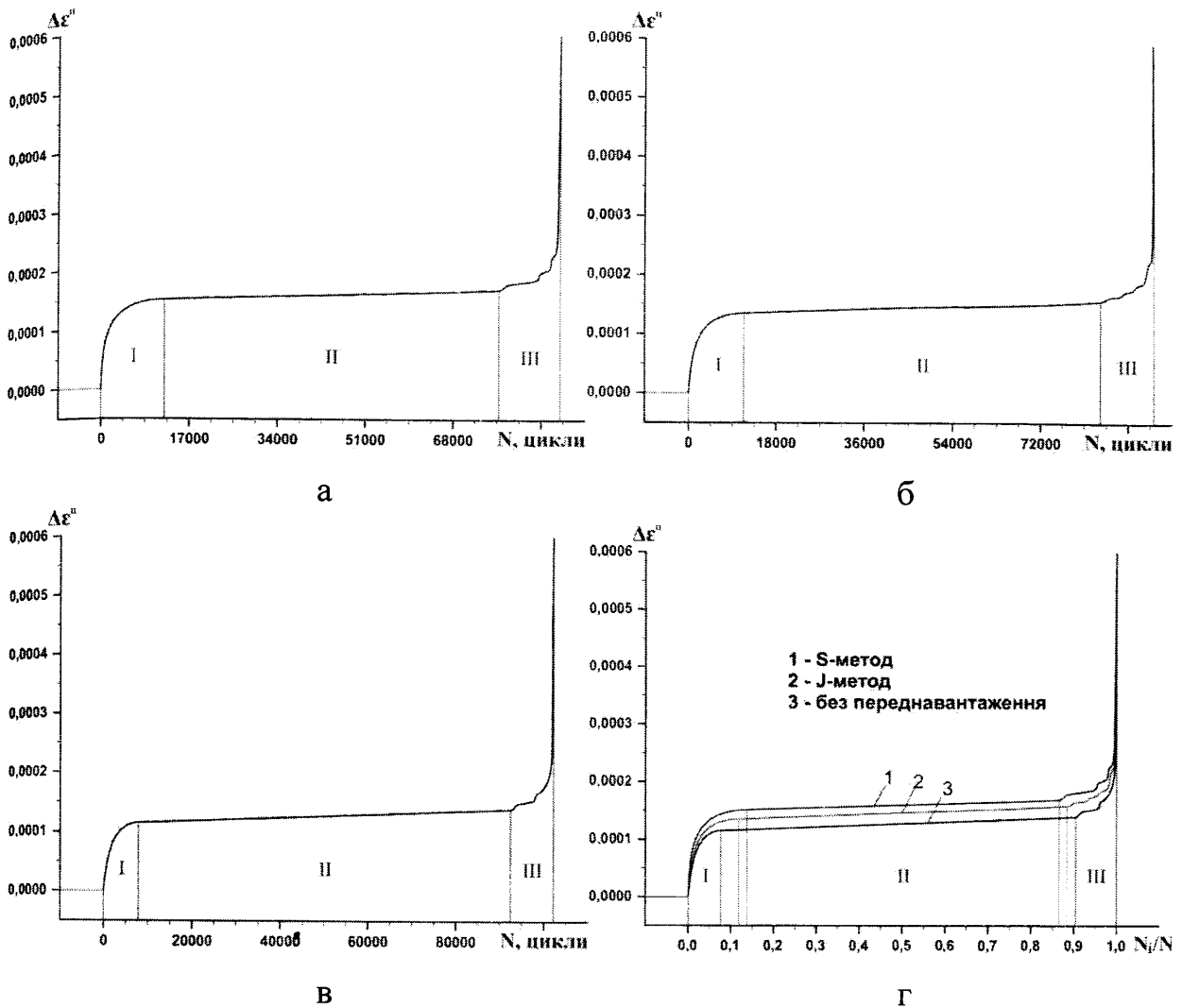


Рисунок 3.7 – Кінетика амплітуди циклічної деформації сталі 09Г2С при рівні напружень 260 МПа з переднавантаженням S- (а), J-методом (б) та без нього (в) і в об'єднаному вигляді (г)

об'єднаному для основного металу (рис. 3.7, 3.8, 3.9). З метою простішого визначення впливу передексплуатаційних навантажень на зменшення довговічності та кращого порівняльного аналізу при побудові кінетичних кривих деформації в об'єднаному вигляді по осі абсцис замість абсолютних значень довговічності N використовувати відносні – N_i/N , де N_i – кількість пройдених циклів навантаження.

Типовою для всіх випадків є тристадійна кінетика деформування, для якої характерне інтенсивне циклічне знеміцнення на I-ій стадії, яке носить

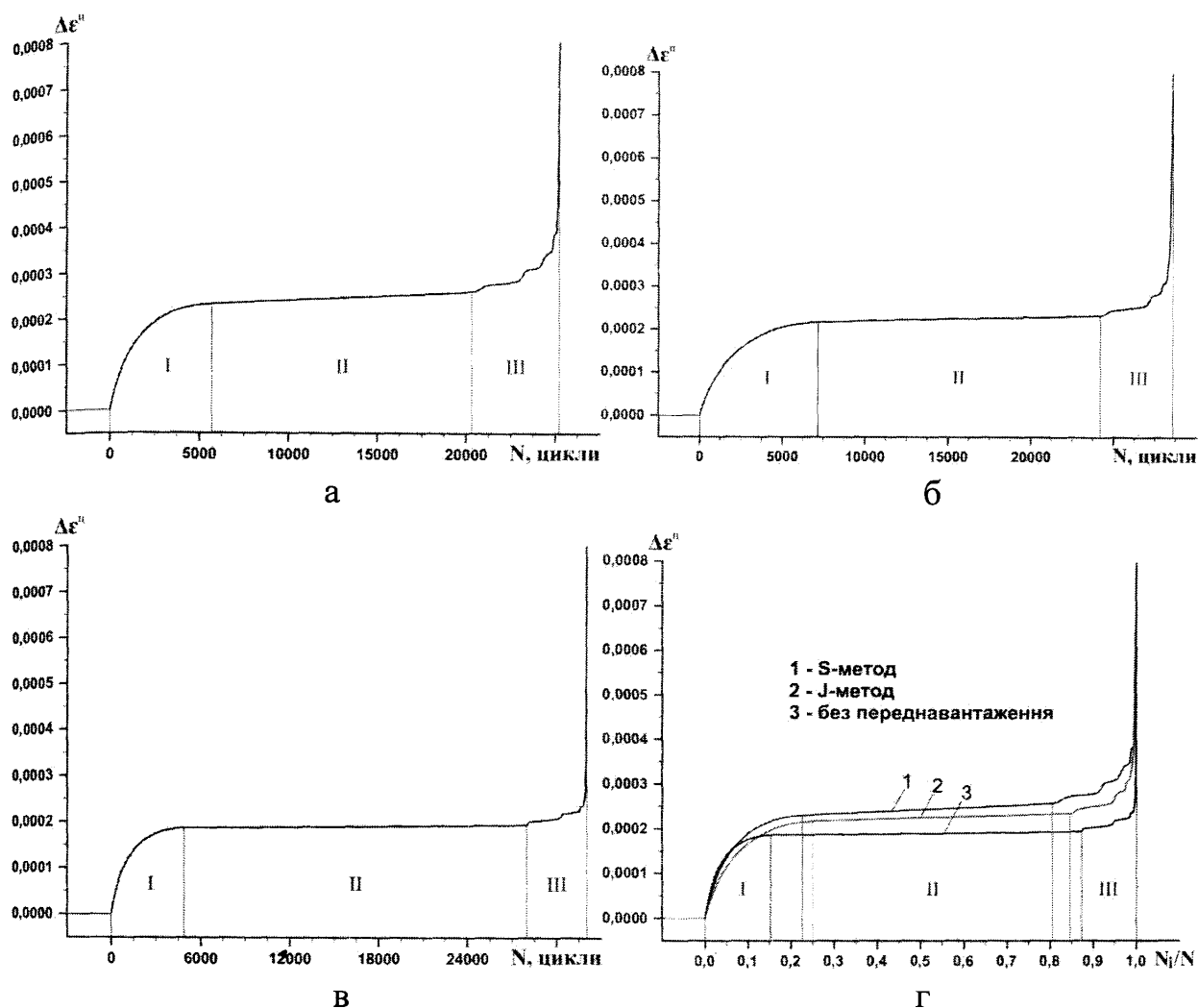


Рисунок 3.8 – Кінетика амплітуди циклічної деформації сталі 09Г2 при рівні напружень 320 МПа з переднавантаженням S- (а), J-методом (б) та без нього (в) і в об'єднаному вигляді (г)

затухаючий характер. Найтриваліша II-га стадія відповідає відносній стабілізації амплітуди циклічної деформації $\Delta\epsilon^{II}$, яка зростає монотонно з постійною, проте незначною швидкістю. Наприкінці даної стадії в структурі металу трубопроводу накопичується критичний ступінь пошкоджуваності (відбувається зародження мікротріщин). Подальше циклічне деформування на завершальній III-й стадії пов'язане з прискореним ростом корозійно-втомних тріщин, формуванням та поширенням магістральної тріщини аж до початку остаточного руйнування зразка.

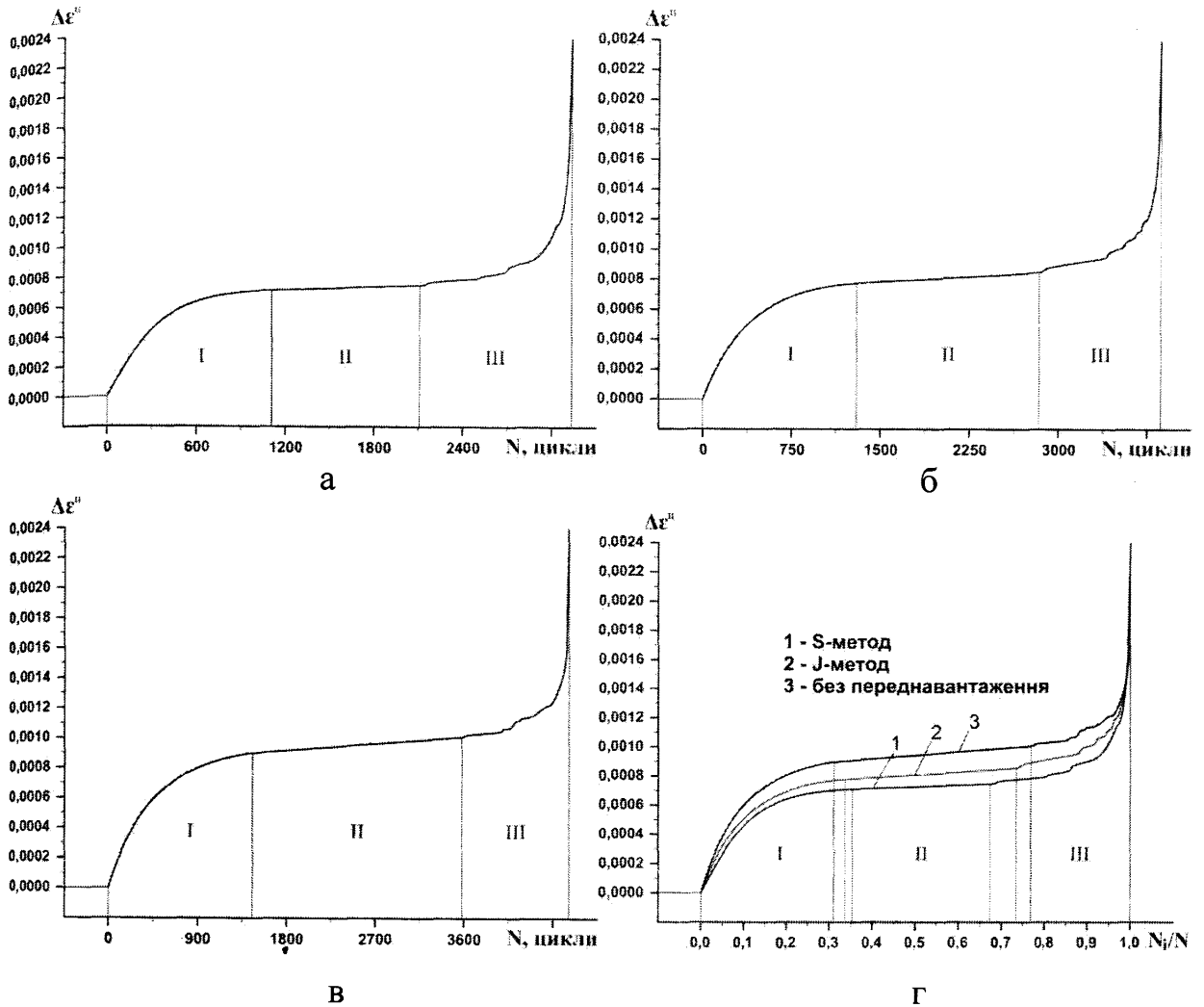


Рисунок 3.9 – Кінетика амплітуди циклічної деформації сталі 09Г2С при рівні напружень 420 МПа з переднавантаженням S- (а) , J-методом (б) та без нього (в) і в об'єднаному вигляді (г)

Причиною зростання $\Delta\varepsilon^y$ в зміцненому металі є деяке впорядкування дислокаційної структури внаслідок дії циклічного навантаження, яке сприяє зростанню величини вільного пробігу рухомих дислокацій [113]. Причина стабілізації величини $\Delta\varepsilon^y$ полягає в рівновазі процесів зміцнення і знеміцнення при циклічному навантаженні. Кінетика зміни амплітуди циклічної деформації за цикл пов'язана з кінетикою зміни дислокаційної структури наступним чином. Збільшення $\Delta\varepsilon^y$ на ранніх стадіях циклічного навантаження зумовлено розмноженням дислокацій в умовах множинного

ковзання і наступним перегрупуванням дислокацій. Стабілізація $\Delta\varepsilon''$ відбувається внаслідок одночасної дії двох протилежних процесів: знеміцнення (перегрупування дислокацій, утворення субструктури) та зміцнення (екранування ковзання поверхневим шаром).

Величина $\Delta\varepsilon''$ є функцією орієнтації кристала та істотно вища в кристалах з добре розвиненим множинним і поперечним ковзанням, що пов'язано як з інтенсивним розмноженням дислокацій в таких кристалах в процесі циклічного навантаження [114], так і зі сприятливими умовами для утворення стійкої субструктури [115].

Особливий інтерес представляє встановлення зв'язку знеміцнення матеріалів в процесі циклічного навантаження зі зміною структури [105]. Виділяють наступні механізми розвитку циклічного знеміцнення сталей [116]:

1. Локальне перестаріння в межах смуг ковзання;
2. Розчинення когерентних і напівкогерентних частинок виділень при зворотно-поступальному русі дислокацій через частинки другої фази;
3. Знеміцнення дисперсної фази при багаторазовому перерізанні дислокаціями частинок виділень;
4. Дифузійне розчинення частинок виділень в межах стійких смуг ковзання;
5. Перебудова дислокаційної структури невідповідності біля частинок виділень.

Чотири перші механізми знеміцнення можна класифікувати як різновиди структурного механізму знеміцнення, оскільки всі вони передбачають зміну структури металу, її однорідності по відношенню до розподілу частинок другої фази. Конкретний механізм знеміцнення залежить від кількох факторів: структури, морфології, розміру та розподілу частинок дисперсної фази, а також режиму (в тому числі температури) випробувань.

Дифузійний механізм розчинення частинок дисперсної фази є найбільш універсальним. В межах смуг ковзання відбувається високоамплітудний зворотно-поступальний рух дислокацій, блокувати який не в стані навіть інтенсивне деформаційне старіння.

Для всіх досліджуваних амплітуд напружень σ_a фіксуємо істотні зміни у кінетиці деформації переднавантажених зразків. Зокрема, для основного металу спостерігаємо зростання тривалості I-ої стадії низькочастотної втоми (табл. 3.2) та збільшення амплітуди стабілізації циклічної деформації на початку II-ї стадії (табл. 3.3). Щоправда, для випадку навантаження до рівня 420 МПа спостерігається незначне зниження амплітуди стабілізації циклічної деформації на початку II-ї стадії, з вичерпанням ресурсу пластичності металу. Для основного металу для випадку попереднього переднавантаження J-методом величина амплітуди стабілізації циклічної деформації порівняно зі

Таблиця 3.2 – Відносна тривалість деформаційних стадій низькочастотної втоми сталі 09Г2С

Амплітуда напружень σ_a , МПа	Перед-експлуатаційне навантаження	Відносна тривалість стадій, %			Загальна довговічність N , цикли
		I	II	III	
260	Відсутнє	7,9	82,5	9,6	102407
	J-метод	11,9	76,4	11,7	95437
	S-метод	13,8	72,9	13,3	88714
320	Відсутнє	15,2	72,3	12,5	32164
	J-метод	25,1	59,7	15,2	28698
	S-метод	22,6	57,8	19,6	25321
420	Відсутнє	31,1	45,7	23,2	4658
	J-метод	33,6	39,9	26,5	3864
	S-метод	35,2	32,3	32,5	3132

Таблиця 3.3 – Рівень стабілізації амплітуди циклічної деформації на II деформаційній стадії для сталі 09Г2С

Амплітуда напружень, МПа	Передексплуатаційне навантаження		
	Відсутнє	J-метод	S-метод
260	0,0001263	0,0001460	0,0001589
320	0,0001888	0,0002240	0,0002422
420	0,0009597	0,0008145	0,0007299

звичайним навантаженням при випробовуваннях на рівні напружень 260 МПа та 320 МПа зростає відповідно на 15,6 % та 18,6%, а при рівні напружень 420 МПа – знижується на 15,1%. Для випадку попереднього переднавантаження S-методом ця величина порівняно зі звичайним навантаженням при випробовуваннях на рівні напружень 260 МПа та 320 МПа зростає відповідно на 25,8 % та 28,3%, а при рівні напружень 420 МПа – знижується на 23,9 %.

Крім того, спостерігається небезпечна тенденція – зменшення ресурсу безпечної експлуатації трубопроводу, який відповідає I та II-ій стадіям низькочастотної втоми, причому негативний вплив переднавантаження із збільшенням рівня номінальних напружень посилюється. Крім того, при укладанні трубопроводу S-методом в порівнянні з J-методом цей вплив більш відчутний, оскільки відбувається істотна зміна фізико-механічних характеристик сталі трубопроводу, порівняно з вихідним станом, внаслідок прояву квазістатичного ефекту Баушінгера [110].

Втомний характер навантаження та руйнування конструкції трубопроводу знаходить своє відображення і в будові поверхонь зламів (рис. 3.10). Для втомного руйнування характерна велика інформативність макробудови втомних зламів. Поверхня втомного руйнування, як правило, орієнтується перпендикулярно до головного розтягуючого напруження. Зони початку руйнування знаходяться, зазвичай, на поверхні або під поверхнею в місцях концентрації напружень. При наявності в конструкції дефектів або

різного роду концентраторів зони зародження тріщини розташовуються в цих місцях. Наявність біля поверхні елемента конструкції значного за розмірами неметалічного включення або їхнього скупчення теж зумовлює зародження в цьому місці тріщини.

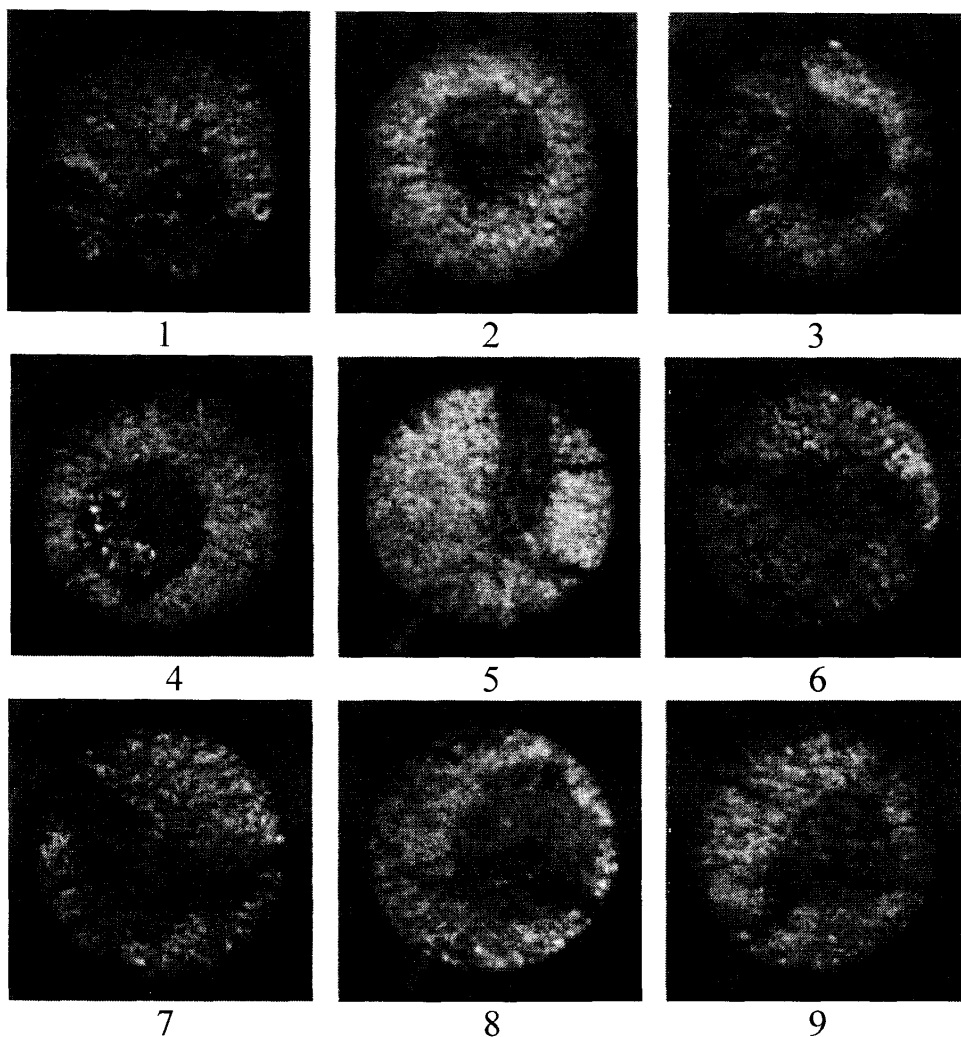


Рисунок 3.10 – Макробудова зламів зразків сталі 09Г2С при рівні напружень 260 (1-3), 320 (4-6) та 420 МПа (7-9) з переднавантаженням S- (1, 4, 7), J-методом (2, 5, 8) та без нього (3, 6, 9)

Характер поширення ліній фронту тріщини дає цінні відомості про умови зародження та росту тріщини. Як правило, вони розходяться від зони початку руйнування і тому іноді називаються концентричними кільцями втоми [117, 118]. Аналіз втомних зламів при різних рівнях номінальних напружень показує, що при високих номінальних напруженнях тріщина

поширюється на невелику глибину, а при зменшенні номінальних напружень глибина проникнення втомної тріщини значно збільшується. Таким чином, збільшення рівня циклічних напружень спричиняє зростання площі чашкоподібного в'язкого долому за механізмом “зсув+відрив”. Характерною особливістю поширення тріщини при незначних номінальних напруженнях і низькому коефіцієнті концентрації напружень є висока швидкість поширення ліній фронту тріщини на його краях. При високих рівнях номінальних напружень, навіть у разі наявності концентратора напруження, спостерігається кілька зон зародження та поширення втомної тріщини.

Найбільш характерною ознакою розвитку втомного руйнування в матеріалах є наявність втомних борозенок. Як правило, втомні борозенки розташовані перпендикулярно до напрямку поширення тріщини.

З точки зору сучасних уявлень про процес руйнування, сліди поширення фронту втомної тріщини на поверхні зламу в умовах циклічного навантаження є ознаками стрибкоподібного росту тріщини. Ріст тріщини здійснюється за рахунок проходження двох почергових процесів, один з яких пов'язаний зі зростанням напруження біля вершини тріщини при сповільненні її росту і характеризується утворенням зони пластичної деформації біля її вершини, а інший – зі стрибкоподібним просуванням тріщини на довжину цієї зони в момент вичерпання ній пластичності, яке супроводжується зниженням напруження біля вершини тріщини. Очевидно, що результатом першого процесу є утворення на поверхні зламу борозенок, а результатом другого – утворення плоских площадок між ними.

Саме специфічні особливості зародження та поширення втомних тріщин, що виявляються методами світлової та електронної фрактографії, дозволяють розпізнати механізм втомного руйнування. Вони є основою для аналізу механізму зародження та росту втомних тріщин, швидкості їхнього поширення та затримки, а також впливу внутрішніх і зовнішніх факторів.

Порівняння вигляду поверхонь руйнування (рис. 3.10), а саме зменшення їх рельєфності у переднавантажених зразків, що однозначно вказує на зміни в механізмі руйнування, а саме, у збільшенні частки крихкого руйнування. Така поведінка матеріалу трубопроводу призведе до підвищення ризиків руйнування в разі виникнення дефекту, а також зменшить живучість системи в цілому, тому потребує урахування як на стадії проектування (шляхом уведення коригуючих коефіцієнтів при розрахунку проектного ресурсу) так і в процесі експлуатації, особливо на пізній її стадії, шляхом оптимізації режимів роботи.

На поверхні зламу зразків можна виділити кілька основних зон руйнування: зону зародження тріщини (приповерхневий шар) зону підростання тріщини та зону в'язкого долому (внутрішній шар). На початковій стадії циклічного навантаження в приповерхневому шарі тріщина поширюється з мінімальною пластичною деформацією, на що вказують розорієнтовані втомні борозенки, які розташовані під кутом 90 та 45 градусів до осі зразка. Проте подальше поширення тріщини супроводжується зростанням пластичних деформацій та сягає максимуму у зоні долому в центральній частині зразка з формуванням ямок пластичного відриву.

Для всіх досліджуваних випадків поширення тріщини відбувалось за типовим борозенковим механізмом. Проте у вихідному стані (без переднавантаження) виявлено більш в'язкий характер поширення тріщини, що підтверджується значною часткою пластично деформованих ділянок у зламі зразка. Для переднавантажених зразків руйнування відбувалось за змішаним в'язко-крихким механізмом, що пов'язано із збільшенням густини дислокацій та зміцненням матеріалу під час попереднього деформування.

Співставимо фрактограми зразків, деформованих за різних амплітуд напружень, з переднавантаженням та без нього (рис. 3.11-3.16).

Фрактографічний аналіз дозволяє зробити припущення, що за амплітуди напружень 420 МПа (рис. 3.11) довговічність зразка визначалась

переважно механізмами та тривалістю зародження тріщини. Місце зародження тріщини розташовувалось на поверхні зразка, а зародження та поширення втомної тріщини відбувалось за механізмом формування втомних борозенок. Втомні борозенки мають квазікрихий впорядкований профіль та крок $0,2 \div 0,5$ мкм. Статичний долом відбувся за типовим в'язким механізмом із формуванням ямок відриву діаметром $20 \div 60$ мкм (рис. 3.11, б).

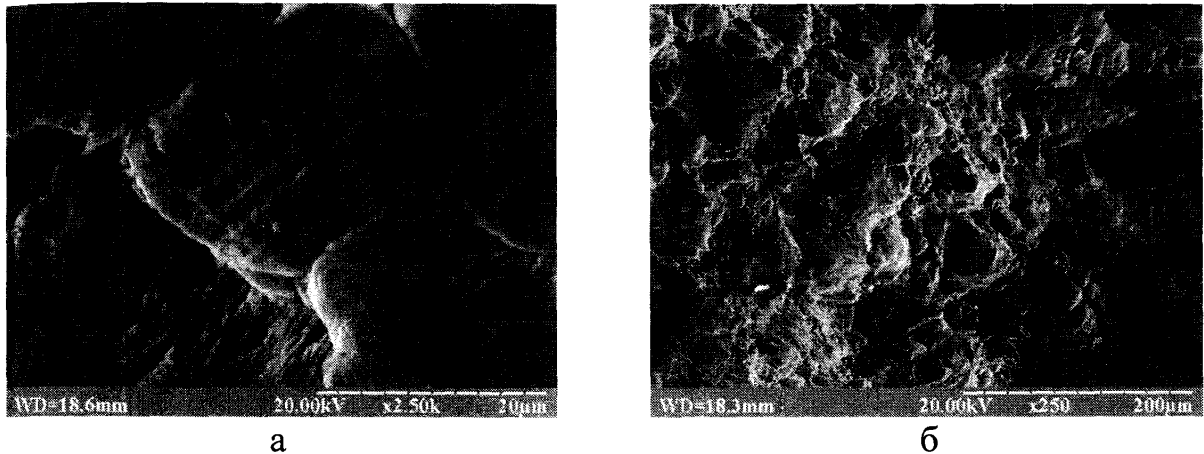


Рисунок 3.11 – Фрактограми сталі 09Г2С за амплітуди напружень 420 МПа

Руйнування зразка при рівні напружень 320 МПа (рис. 3.12) відбулось за механізмом, подібним до зображеного на рис. 3.11, проте борозенки, виявлені на поверхні, мають більшу розорієнтацію та менш чіткий профіль (рис. 3.12, б). Розорієнтація втомних борозенок пов'язана з багатократним чергуванням процесів притуплення та підростання втомної тріщини за механізмами відриву на мікрорівні та “зсув+відрив” на макрорівні.

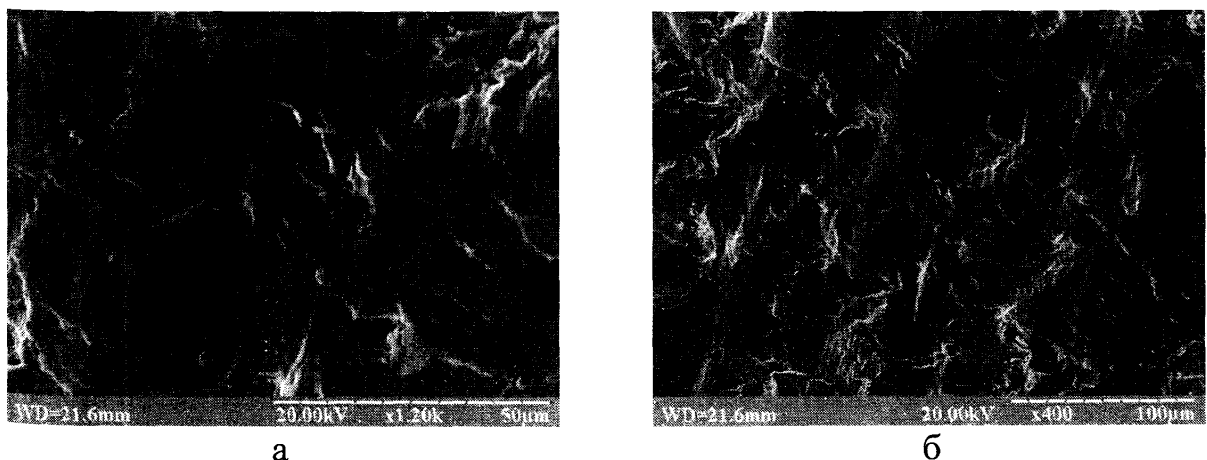
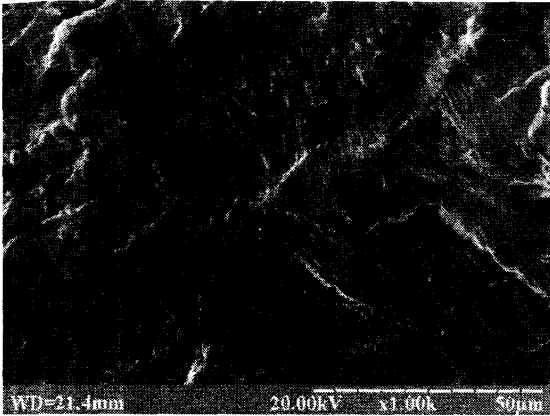
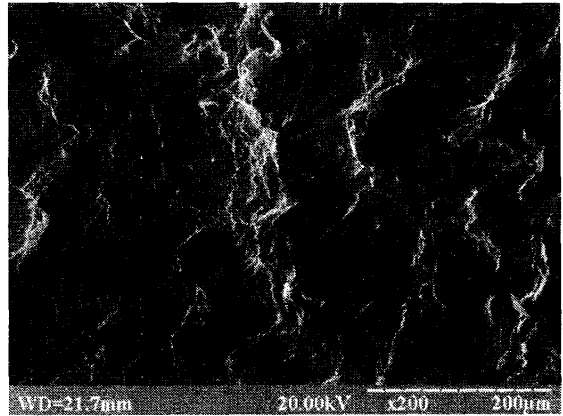


Рисунок 3.12 – Фрактограми сталі 09Г2С за амплітуди напружень 320 МПа

В процесі циклічного навантаження при 260 МПа (рис. 3.13) для зразка були притаманні почергові зупинки та підростання тріщини, які проявляються у зростанні розорієнтації рельєфу зламу, що пов'язано із порівняно незначною амплітудою навантаження та чутливістю до структури матеріалу. На фрактограмі виявлено місця повторного старту тріщини та зсувні ділянки, пов'язані з переточуванням тріщини.



а



б

Рисунок 3.13 – Фрактограми сталі 09Г2С за амплітуди напружень 260 МПа

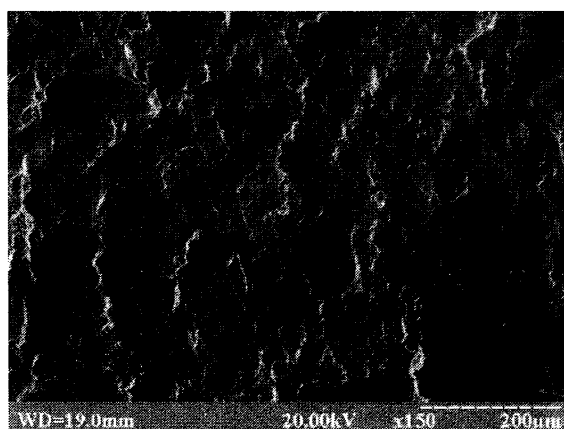
За результатами фрактографічних досліджень було виявлено, що передексплуатаційне навантаження матеріалу трубопроводу може формувати в ньому структуру, схильну до декогезії, тобто розшарувань матеріалу в площині прокатування [119]. Подібне розшарування виявлено на поверхні руйнування частини зразків кожної з партій. Їх утворенню сприяють частинки вторинних фаз – сульфіди заліза та марганцю. Можлива наявність водню в продукті, що транспортується трубопроводом, може негативно вплинути на стан такого матеріалу, оскільки відомо, що атомарний водень має властивість накопичуватись в зонах концентрації напружень.

В області високих амплітуд напружень (420 МПа) для зразка, переднавантаженого J-методом (рис. 3.14, а, б), злам є достатньо однорідним, сформованим за механізмами руйнування, подібними до вихідного стану. Вторинних тріщин та розшарувань на ньому не виявлено. Проте для зразка,

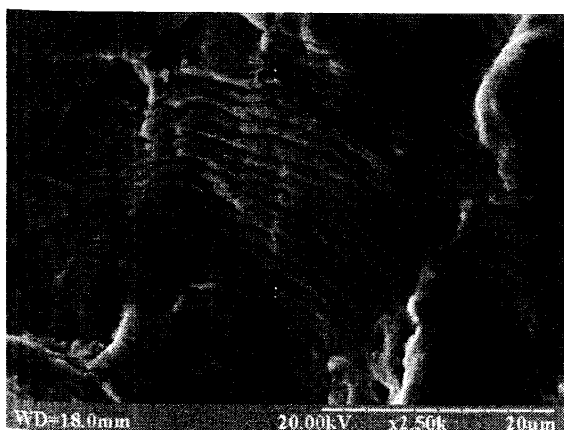
переднавантаженого S-методом (рис. 3.14, в, г), спостерігаються суттєві відмінності порівняно з вихідним станом. На поверхні зламу виявлено кілька характерних особливостей, зокрема формування розвинутих терас втомних борозенок достатньо великого розміру $1\div 3$ мкм. Фрагменти борозенкового рельєфу оточені пластично деформованими ділянками, що дозволяє тлумачити даний механізм руйнування як змішаний. На рис. 3.14, г подано зображення перехідної зони, на якій відбувається зміна механізму руйнування з втомного (зсувного) до механізму ямкового відриву. Цікавим є формування ряду вторинних мікротріщин, що свідчить про неоднорідний напружено-деформований стан на цій ділянці.



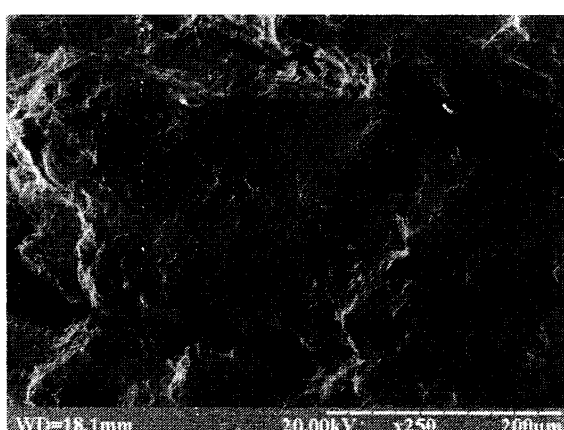
а



б



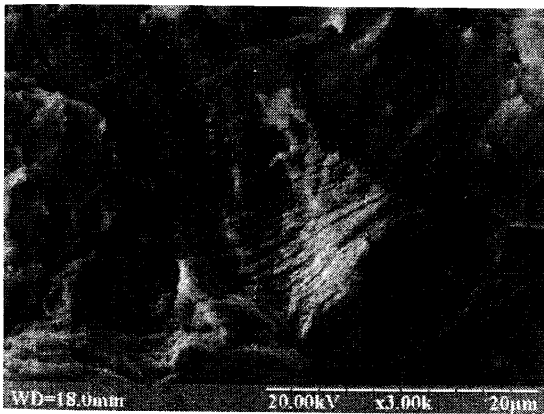
в



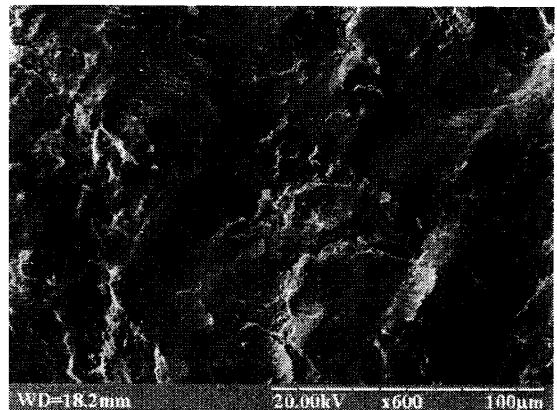
г

Рисунок 3.14 – Фрактограми сталі 09Г2С за амплітуди напружень 420 МПа з урахуванням передексплуатаційних навантажень J- (а, б) та S-методом (в, г)

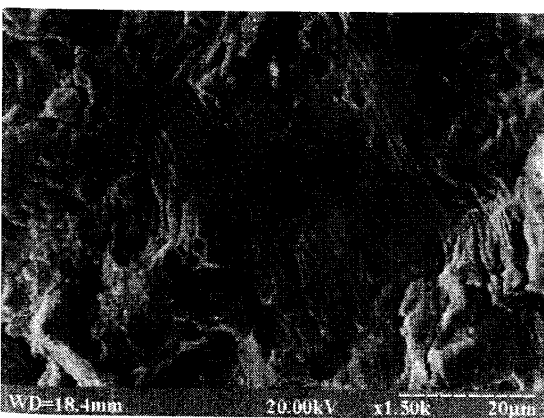
В пружнопластичній області при зниженні рівня напружень до 320 МПа для зразка, переднавантаженого J-методом (рис. 3.15, а, б), типовою ознакою зламу є згладжений рельєф, який сформовано підростанням двох втомних тріщин у паралельних площинах. Тобто для даного зламу притаманне поширення тріщин з двох концентраторів та формування зони долому в центральній частині зразка. Мікромеханізм поширення обох тріщин борозенковий з формуванням в'язких ділянок між ділянками втомного підростання. Розвиток тріщин для зразка, переднавантаженого S-методом (рис. 3.15, в, г), носить виражено неоднорідний характер, що свідчить про неодночасність їх виникнення. Такий характер поширення тріщин проявляється у формуванні розвиненого рельєфу, яке на макрорівні відбувається за змішаним крихко-в'язким механізмом.



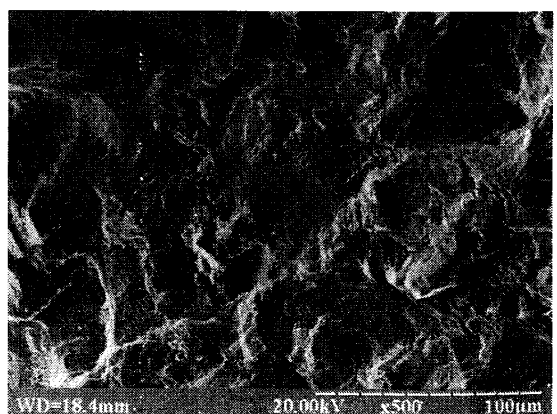
а



б



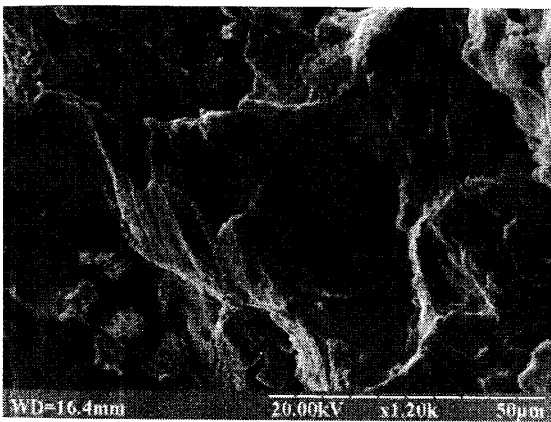
в



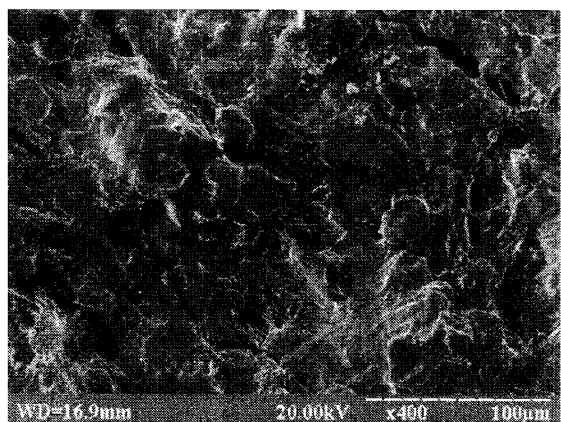
г

Рисунок 3.15 – Фрактограми сталі 09Г2С за амплітуди напружень 320 МПа з урахуванням передексплуатаційних навантажень J- (а, б) та S-методом (в, г)

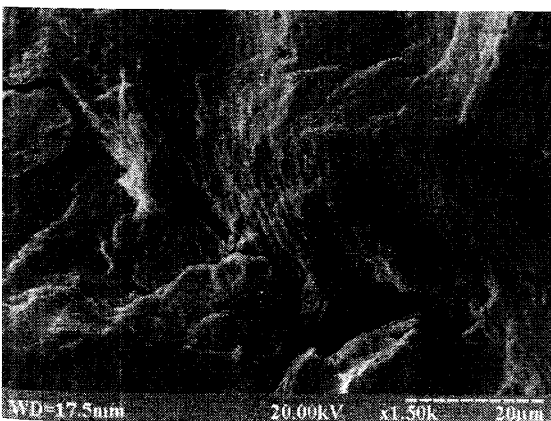
В пружній області при рівні напружень 260 МПа фрактограми зразків, переднавантажених J- та S-методами, мають схожі особливості (рис. 3.16). При деформуванні матеріалу відбувається розвиток тріщин розшарування за механізмом квазісколювання. Основними мікрофрактографічними особливостями зони поширення втомних тріщин є в'язкі ділянки, сформовані шляхом руйнування пермичок та деформаційного ковзання, а також плоскі лускоподібні фасетки, вкриті короткими втомними борозенками з кроком, який не перевищує десятих мікрона. Подібні фасетки формуються переважно за умови впливу достатньо великих амплітуд навантаження, що вказує на негативний вплив передексплуатаційних навантажень на втомну довговічність навіть в області напружень нижче границі текучості.



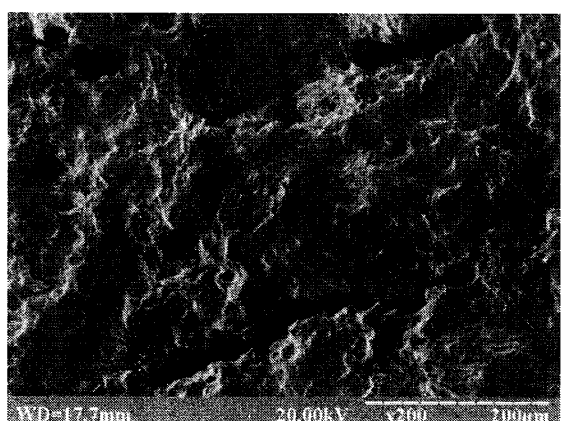
а



б



в



г

Рисунок 3.16 – Фрактограми сталі 09Г2С за амплітуди напружень 260 МПа з урахуванням передексплуатаційних навантажень J- (а, б) та S-методом (в, г)

Таким чином, за наявними слідами фронту поширення тріщини на втомному зламі можна зробити важливі висновки про місцезнаходження зони початку руйнування, характер розвитку втомної тріщини, про кількість перевантажень і зупинок тріщин.

Для кращого наочного представлення впливу переднавантаження на рівень деформації сталі трубопроводу за результатами втомних випробувань побудовано діаграми циклічного кругового згину (рис. 3.17). Вони вказують на відчутний приріст циклічної деформації у переднавантажених зразків, що призводить до вичерпання ресурсу пластичності металу і, як наслідок, до зменшення ресурсу безпечної експлуатації. Використанні таких діаграм при проектуванні морських трубопроводів дасть змогу коректніше оцінювати рівень циклічної деформації в процесі експлуатації та оптимізувати режими перекачування транспортованого продукту.

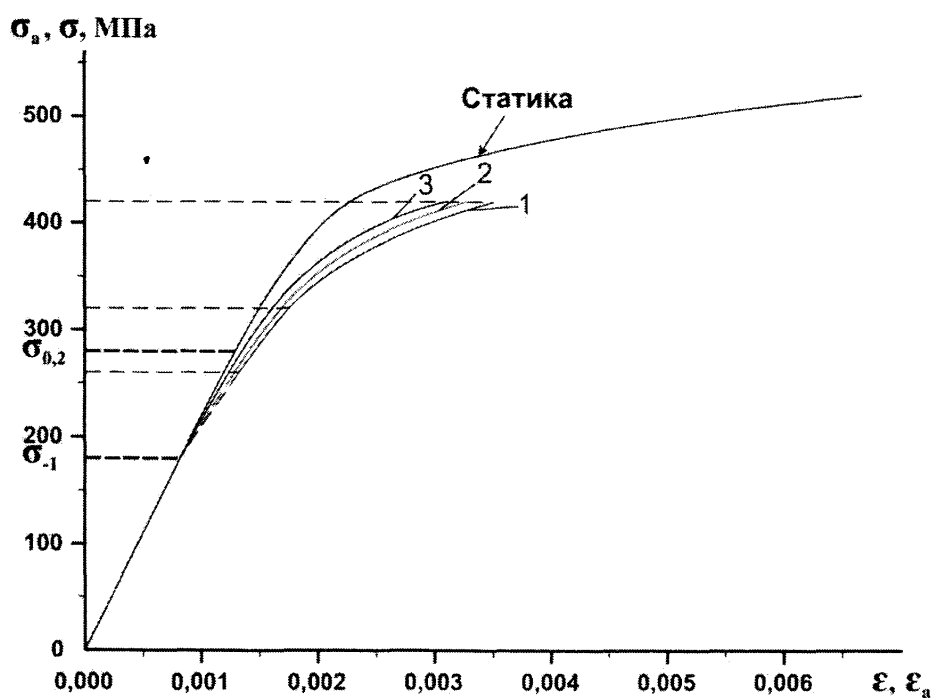


Рисунок 3.17 – Діаграма циклічного кругового згину сталі 09Г2С з переднавантаженням S- (1), J-методом (2) та без нього (3)

На останньому етапі досліджень проведено оцінку впливу передексплуатаційних навантажень на відносний ресурс безпечної

експлуатації трубопроводу, який відповідає тривалості першої та другої стадій низькочастотної втоми, тобто дорівнює діапазону від початку втомного навантаження до переходу в стадію прискореного росту втомної тріщини. Як видно з одержаних результатів (рис. 3.18), передексплуатаційні навантаження зменшують відносний ресурс безпечної експлуатації сталі морських трубопроводів при укладанні S-методом від 3,7 до 9,3%, а при укладанні J-методом – від 1,9 до 3,3 %, причому із збільшенням амплітуди напружень негативний вплив переднавантаження істотно зростає. Відносний ресурс безпечної експлуатації для основного металу, розрахований за відповідними лінійними залежностями (табл. 3.4), одержаних шляхом апроксимації відповідних результатів досліджень, з урахуванням передексплуатаційних навантажень S- та J-методом і без нього становить 0,7, 0,76 та 0,79 відповідно.

Така поведінка сталі трубопроводу вимагає особливо ретельного вивчення, оскільки її необхідно враховувати при проектуванні та експлуатації глибоководних трубопроводів, адже саме із збільшенням глибини укладання зростають передексплуатаційні навантаження, а також

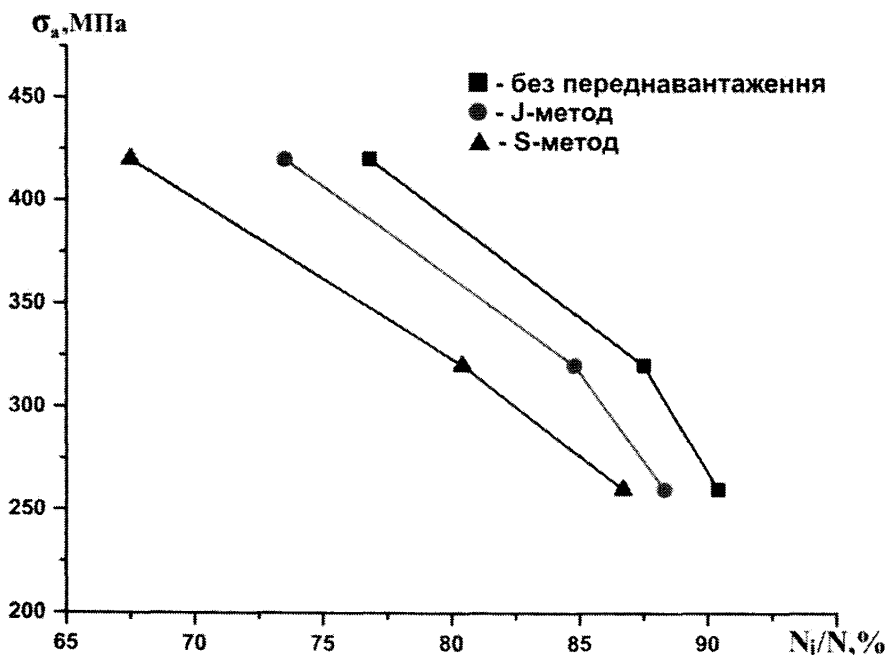


Рисунок 3.18 – Відносний ресурс безпечної експлуатації сталі 09Г2С з переднавантаженням S- і J-методом та без нього

Таблиця 3.4 – Рівняння для розрахунку довговічності та відносного ресурсу безпечної експлуатації морських трубопроводів, виготовлених зі сталі 09Г2С

Передексплуатаційне навантаження	Рівняння	
	Довговічність	Відносний ресурс безпечної експлуатації
Відсутнє	$N = 10^{7,192-0,00839\sigma}$	$w = 1,1398 - 0,000872\sigma$
J-метод	$N_J = 10^{7,243-0,00871\sigma}$	$w_J = 1,142 - 0,000957\sigma$
S-метод	$N_S = 10^{7,308-0,00908\sigma}$	$w_S = 1,185 - 0,001209\sigma$

підвищується ризик пошкодження ізоляційного покриття і, як наслідок, поява та розвиток корозійних та корозійно-втомних уражень. Тому в подальших дослідженнях необхідно детально вивчити корозійну та корозійно-втомну поведінку сталі трубопроводу у морській воді для одержання цілісної картини впливу навантажень в процесі будівництва на ресурс безпечної експлуатації морських трубопроводів. Такі дослідження особливо актуальні ще й з огляду на те, що на великих глибинах пролягання траси трубопроводу проведення ремонтних заходів істотно утруднене або ж невиправдано вартісне.

3.3 Кінетика деформації зварного з'єднання при циклічному навантаженні

В процесі вивчення довговічності та ресурсу безпечної експлуатації морських трубопроводів розрахунок останнього за характеристиками винятково матеріалу лінійної частини труби був би сумнівним чи навіть некоректним. Відомо, що більшість втомних та корозійно-втомних руйнувань виникає в околі зварного шва, оскільки його композитна структура “зварний шов – зона термічного впливу” (ЗШ-ЗТВ) сама по собі

збільшує ризик виникнення пошкоджень внаслідок структурної негомогенності [106].

При укладанні морських трубопроводів процес зварювання є провідним технологічним процесом, що визначає терміни будівництва, герметичність і міцність конструкції трубопроводу [43]. Тому матеріали, що використовуються при зварюванні морських трубопроводів, повинні забезпечувати наступне:

- рівномірність ЗШ та основного металу труби по границі міцності, текучості та витривалості;
- отримання ЗШ без шлакових включень, газових пор, підрізів та інших дефектів;
- отримання технологічним шляхом профілю ЗШ з плавним переходом до основного металу труби;
- відсутність навіть незначного непровару в корені стикового шва;
- відсутність в металі ЗШ і ЗТВ “гарячих” та “холодних” тріщин.

“Гарячі” тріщини виникають внаслідок появи у структурі металу зварного з’єднання легкоплавких евтектик, а також дефектів будови кристалічної ґратки, внутрішніх та зовнішніх напружень. Вони утворюються зазвичай в інтервалі температур між початком і кінцем кристалізації, а іноді при температурах дещо нижчих кінця кристалізації. В наплавленому металі розтріскування, як правило, відбувається при його охолодженні від температур вищих точки затвердіння. Розтріскування може відбуватись в зоні часткового плавлення або під час повторних нагрівань при зварюванні, коли попередньо наплавлений об’єм металу вже стає зоною термічного впливу. “Холодні” тріщини є найбільш поширеними дефектами, які зустрічаються при зварюванні низьколегованих сталей. Вони розвиваються в напрямку, перпендикулярному до ізотерм. Як правило, ці тріщини беруть початок у ЗТВ на ділянках з максимальним зерном аустеніта. Тріщини, які виникають в зоні термічного впливу, можуть поширюватись в шов або

основний метал. Найчастіше вони виникають внаслідок загартування сталі при швидкому охолодженні та насиченні металу шва і ЗТВ воднем. “Холодні” тріщини, як правило, зароджуються після закінчення деякого часу після зварювання та наплавлення і розвиваються протягом декількох годин або навіть діб.

Таким чином, порушення вищенаведених вимог технологічного процесу можуть викликати зниження механічних характеристик зварного з’єднання порівняно з основним металом, внаслідок збільшення кількості втомних пошкоджень та швидкості росту тріщин. В зв’язку з цим виникає потреба у комплексних дослідженнях композиції ЗШ-ЗТВ, як слабкої ланки трубопровідної системи в умовах низькочастотного навантаження, з метою коректного прогнозування її втомного ресурсу.

Втомні випробовування зразків зварного з’єднання на повітрі проводили на коротких зразках з $l_p/d = 4$ з частотою навантаження 0,8 Гц при температурі 293 К.

Побудовано криві втоми, побудовані з урахуванням передексплуатаційних навантажень в процесі укладання трубопроводу S- та J-методом та без такого, свідчать, що зварне з’єднання характеризується нижчою втомною довговічністю порівняно з основним металом (рис. 3.19). Однією з основних причин цього є велика ймовірність наявності в композиції ЗШ-ЗТВ неоднорідностей, таких як включення, порожнини тощо, які впливають на кінетику деформації та зародження тріщин. Інша причина полягає в тому, що нагрівання та охолодження під час зварювання викликає появу залишкових напружень, які спричинюють збільшення кількості втомних пошкоджень та швидкості росту тріщин.

Крім того, вплив переднавантаження більш суттєво знижує загальну довговічність зварного з’єднання порівняно з матеріалом трубопроводу. Якщо при $\sigma_a = 260$ МПа в процесі укладання трубопроводу J- та S-методом довговічність зменшується в 1,18 та 1,32 разів (на 14,94 та 24,14%), а при $\sigma_a =$

320 МПа – в 1,27 та 1,54 разів (на 21,14 та 35,18), то при $\sigma_a = 420$ МПа – в 1,44 та 2,01 разів (на 30,6 та 50,1%) відповідно. При цьому, границя витривалості зварного з'єднання на базі 10^6 циклів дещо менша від такої для основного металу і складає $\sigma_{-1}=170$ МПа. Така тенденція підтверджує тезу про найбільший ризик виникнення пошкоджень, відмов чи позаштатних ситуацій під час експлуатації трубопроводу саме в області зварного шва.

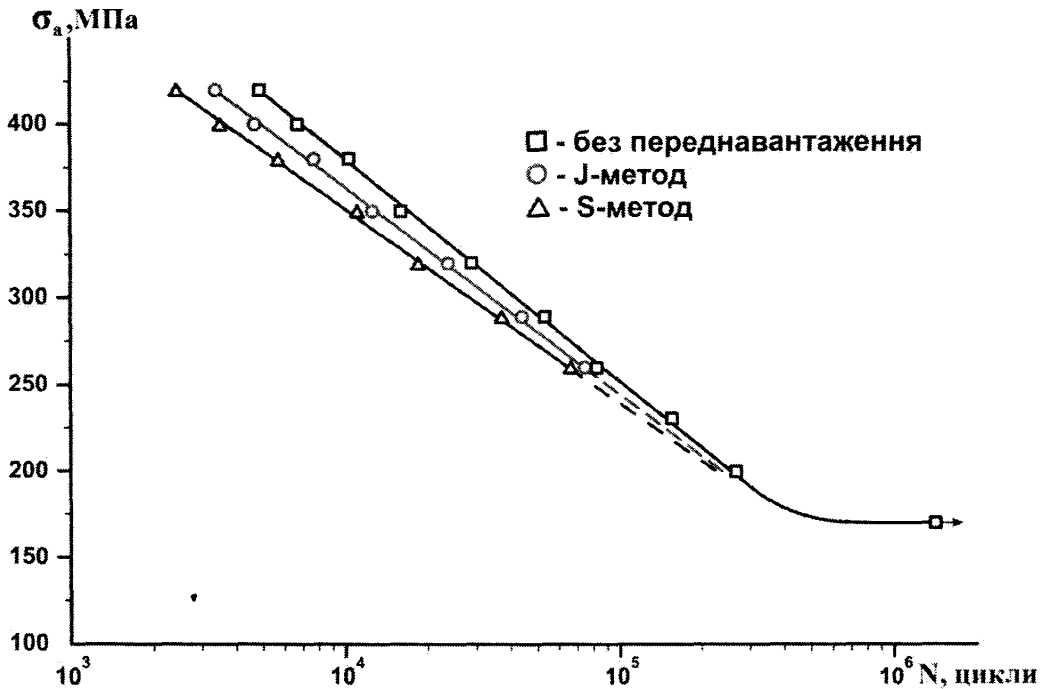


Рисунок 3.19 – Криві низькочастотної втоми зварного з'єднання трубопроводу з урахуванням передексплуатаційним навантажень в процесі укладання трубопроводу S- і J-методом та без нього

В табл. 3.7 наведені аналітичні залежності для розрахунку довговічності зварного з'єднання морського трубопроводу з цілісним ізоляційним покриттям, а на рис. 3.20 подана залежність коефіцієнтів зменшення довговічності з урахуванням передексплуатаційних навантажень K_{IJ} та K_{IS} для J- та S-методу відповідно від рівня номінальних напружень для зварного з'єднання. Розрахований за відповідними рівняннями коефіцієнт зменшення довговічності для зварного з'єднання трубопроводу при максимальному рівні напружень в циклі укладання 400 МПа (рис. 2.6, а) з

урахуванням передексплуатаційних навантажень S- та J-методом становить 0,53 та 0,72 відповідно.

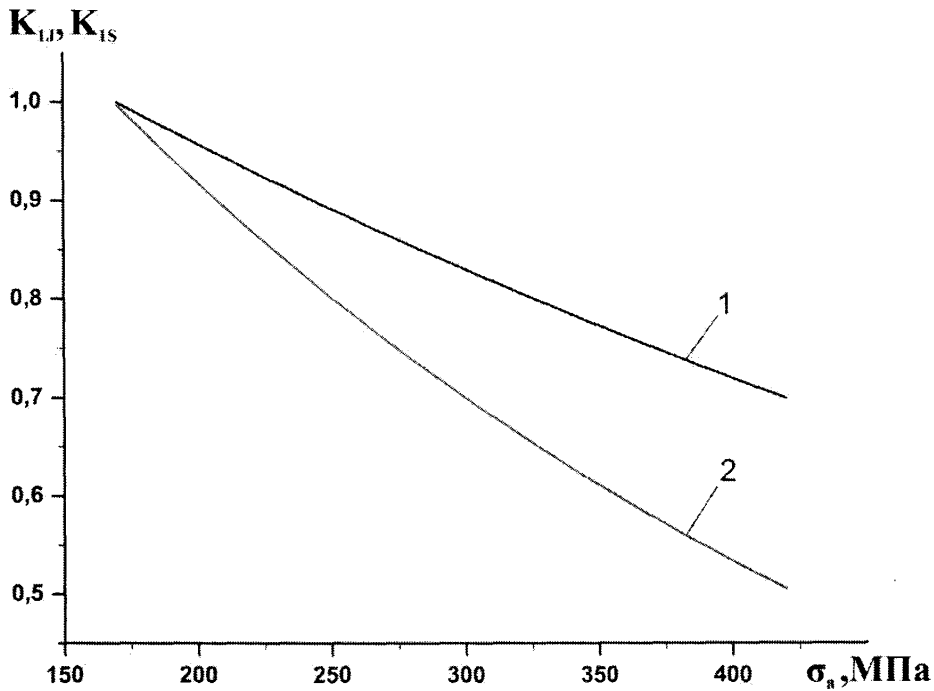


Рисунок 3.20 – Залежність коефіцієнтів зменшення довговічності K_{IJ} (1) та K_{IS} (2) від рівня номінальних напружень для зварного з'єднання

Зафіксована деформаційна поведінка зразків зварного з'єднання (рис. 3.21, 3.22, 3.23) загалом відповідає такій для сталі трубопроводу, оскільки кінетика деформації теж демонструє три характерні стадії, однак їх тривалість у відсотках дещо відрізняється (табл. 3.5). Зокрема збільшується, порівняно з основним металом, тривалість третьої стадії, що призводить, як наслідок, до більш інтенсивного зменшення ресурсу безпечної експлуатації. Для зварного з'єднання порівняно з основним металом в переднавантажених зразках для всіх досліджуваних амплітуд напружень, навпаки, зниження тривалості I-ої стадії низькочастотної втоми, особливо значне для переднавантаження S-методом при 260 та 320 МПа. При цьому, зберігається характерне для кінетики циклічного деформування основного металу збільшення амплітуди стабілізації циклічної деформації на початку II-ї стадії при 260 та 320 МПа та її незначне зменшення при 420 МПа (табл. 3.6). Для

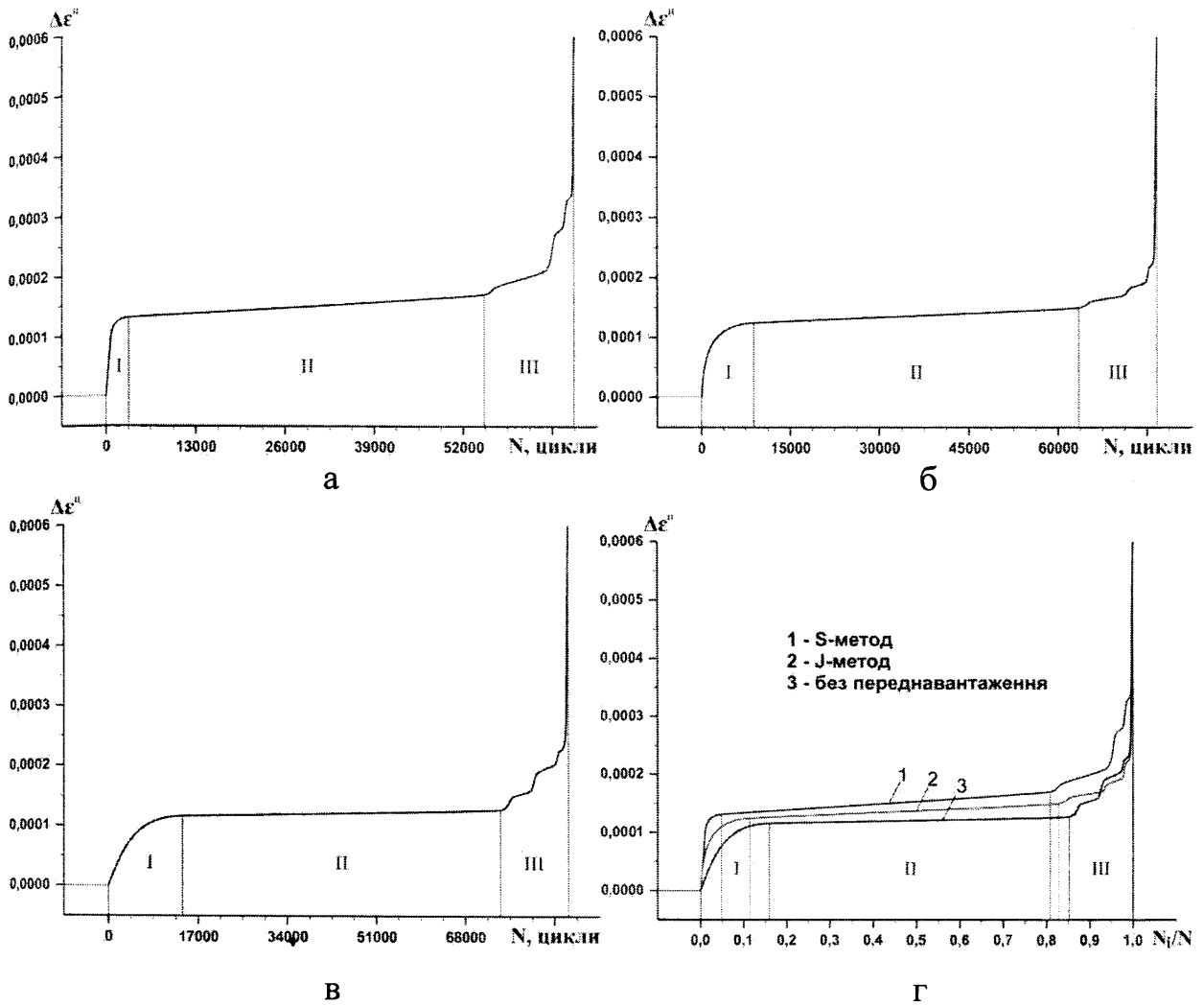


Рисунок 3.21 – Кінетика амплітуди циклічної деформації зварного з'єднання при рівні напружень 260 МПа з переднавантаженням S- (а), J-методом (б) та без нього (в) і в об'єднаному вигляді (г)

випадку попереднього переднавантаження J-методом величина амплітуди стабілізації циклічної деформації порівняно зі звичайним навантаженням при випробовуваннях на рівні напружень 260 МПа та 320 МПа зростає відповідно на 13,1 % та 11,9%, а при рівні напружень 420 МПа – знижується на 26,7 %. Для випадку попереднього переднавантаження S-методом ця величина порівняно зі звичайним навантаженням при випробовуваннях на рівні напружень 260 МПа та 320 МПа зростає відповідно на 24,6 % та 22,3%, а при рівні напружень 420 МПа – знижується на 16,7 %. Крім того, зварне

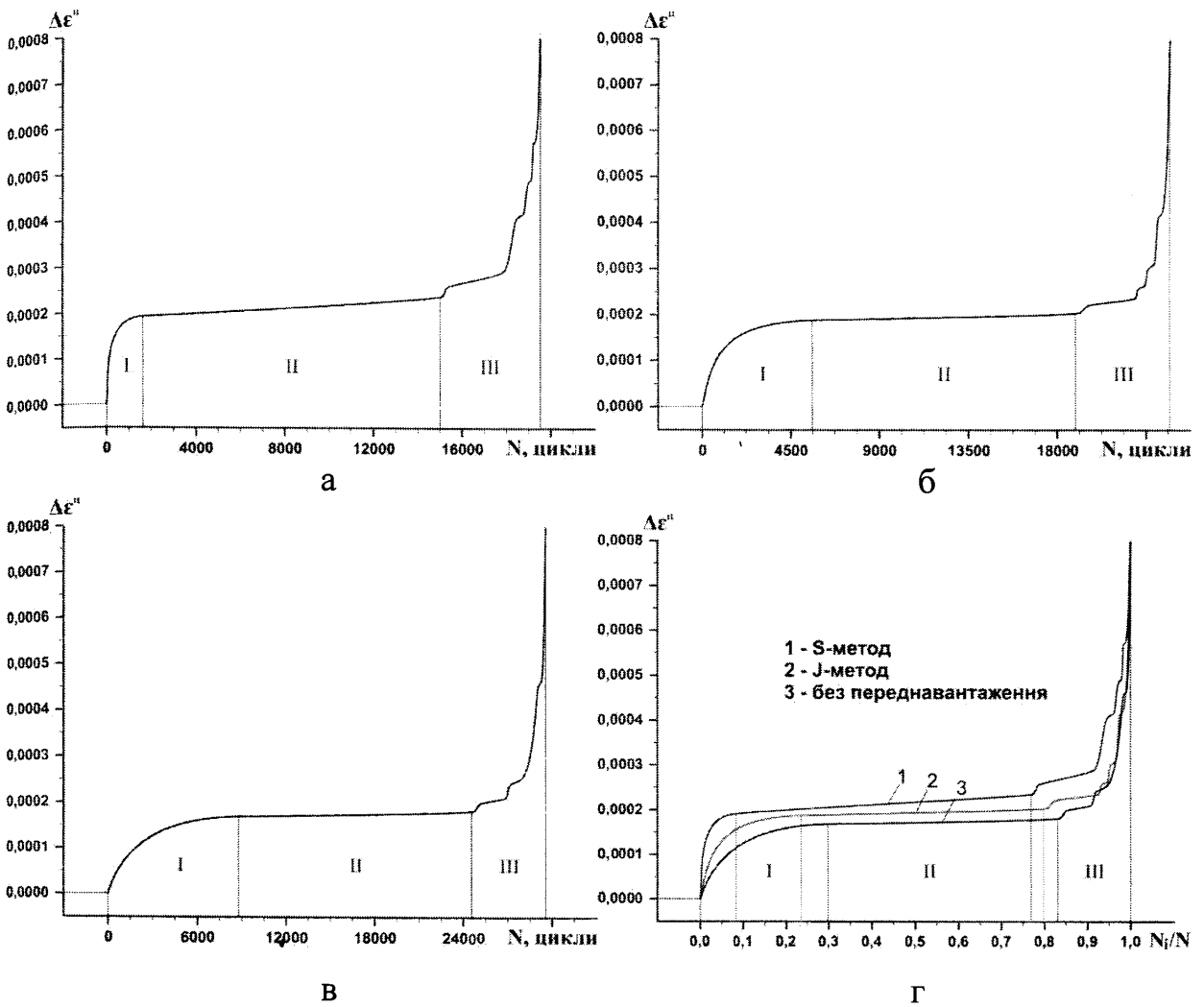


Рисунок 3.22 – Кінетика амплітуди циклічної деформації зварного з'єднання при рівні напружень 320 МПа з переднавантаженням S- (а), J-методом (б) та без нього (в) і в об'єднаному вигляді (г)

з'єднання характеризується більш інтенсивним пластичним деформуванням, про що свідчить більша швидкість приросту амплітуди циклічної деформації на II-ій стадії, яка для основного металу залишається практично незмінною. Це в свою чергу зумовлює менший ресурс та безпечний ресурс експлуатації зварного з'єднання порівняно з основним металом. Нижчі порівняно з основним металом значення амплітуди стабілізації циклічної деформації для зварного шва можна пояснити масштабним фактором.

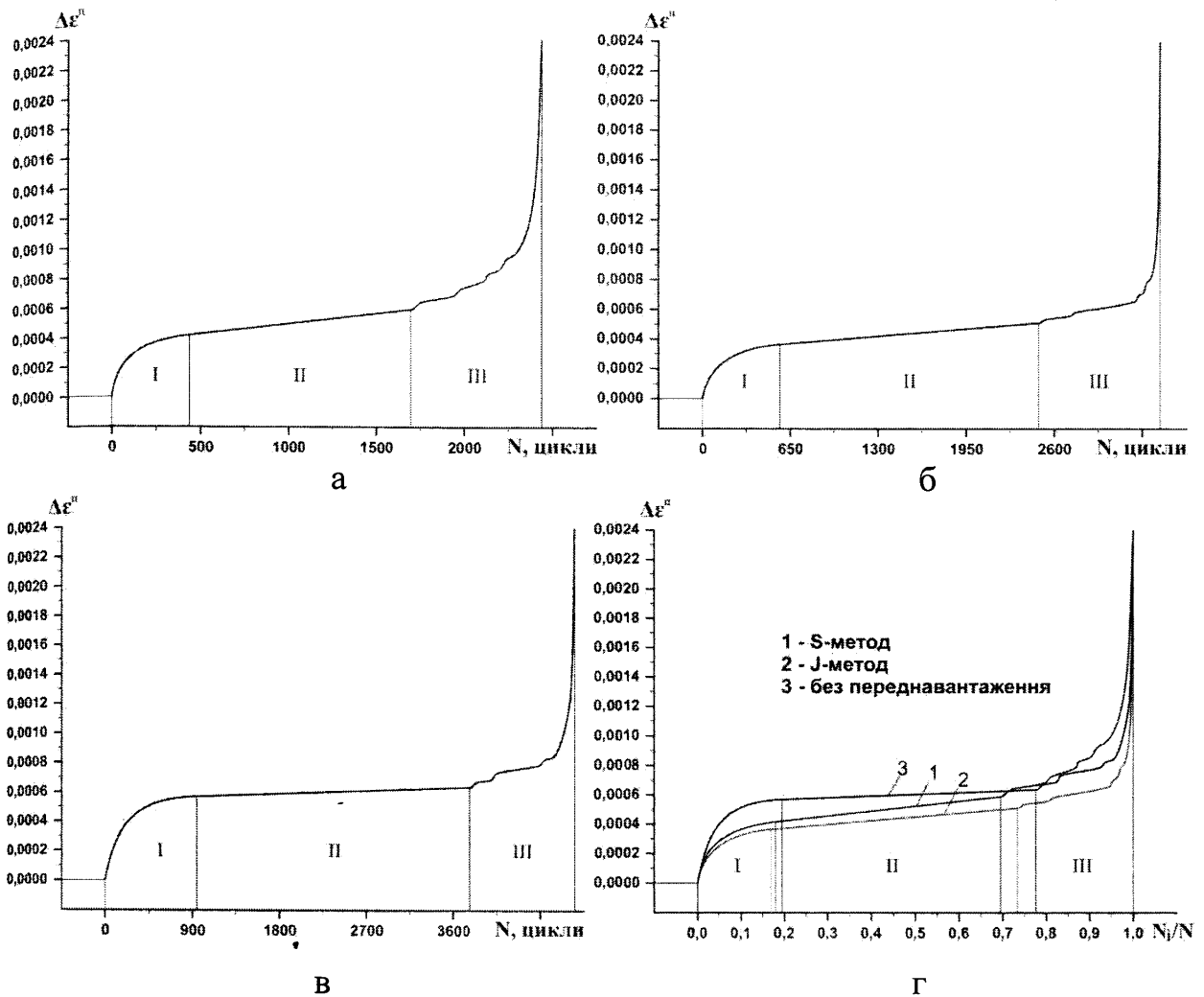


Рисунок 3.23 – Кінетика амплітуди циклічної деформації зварного з'єднання при рівні напружень 420 МПа з переднавантаженням S- (а), J-методом (б) та без нього (в) і в об'єднаному вигляді (г)

Макробудова поверхонь руйнування зварного з'єднання має свої характерні особливості (рис. 3.24). У високоамплітудній області (420 МПа) для всіх випадків на поверхні втомного зламу спостерігаються мікроповерхні, що нагадують так звані площини розшарування при короткочасному руйнуванні, а також ділянки квазісколу, що виникають при значній пластичній деформації. Характер рельєфу втомних зламів свідчить про інтенсивну локальну пластичну деформацію біля вершини тріщини та, відповідно, про крихкий вид руйнування. Щоправда поверхня руйнування

Таблиця 3.5 – Відносна тривалість деформаційних стадій низькочастотної втоми зварного з'єднання

Амплітуда напружень σ_a , МПа	Перед-експлуатаційне навантаження	Відносна тривалість стадій, %			Загальна довговічність N , цикли
		I	II	III	
260	Відсутнє	15,9	69,2	14,9	87512
	J-метод	11,7	70,9	17,2	76641
	S-метод	4,8	76,1	19,1	68178
320	Відсутнє	29,6	53,6	16,8	29610
	J-метод	23,4	56,5	20,1	23777
	S-метод	8,2	68,7	23,1	19556
420	Відсутнє	19,5	58,3	22,2	310333
	J-метод	16,9	56,8	26,3	300461
	S-метод	18,1	51,8	30,1	292102

Таблиця 3.6 – Рівень стабілізації амплітуди циклічної деформації на II деформаційній стадії для зварного з'єднання

Амплітуда напружень, МПа	Передексплуатаційне навантаження		
	Відсутнє	J-метод	S-метод
260	0,0001204	0,0001362	0,0001501
320	0,0001748	0,0001956	0,0002137
420	0,0006048	0,0004436	0,0005040

переднавантажених зразків більш груба, втомні борозенки більші за розмірами і напрямом їхнього поширення відхиляється від нормального напрямку по відношенню до напрямку росту магістральної тріщини. При переході в низькоамплітудну область (320, 260 МПа) крихкі втомні борозенки здебільшого спостерігаються на фоні фасеток крихкого

транскристалітного сколу. Вони представляють собою чергування гребенів та впадин, які формують пилоподібний профіль зламу. При цьому річкові лінії орієнтовані практично перпендикулярно до втомних борозенок. Для непереднавантажених зразків поверхня зламу гладка, орієнтована перпендикулярно до головного розтягуючого напруження. Загалом, якщо для звичайних зразків спостерігається утворення тільки втомної борозенковості, то для переднавантажених – змішаний вид руйнування (борозенковість чергується з “ямковим” рельєфом). Така трансформація характеру втомного руйнування пов’язана з переходом від плоско-деформованого до плоского напруженого стану біля вершини тріщин в процесі її росту.

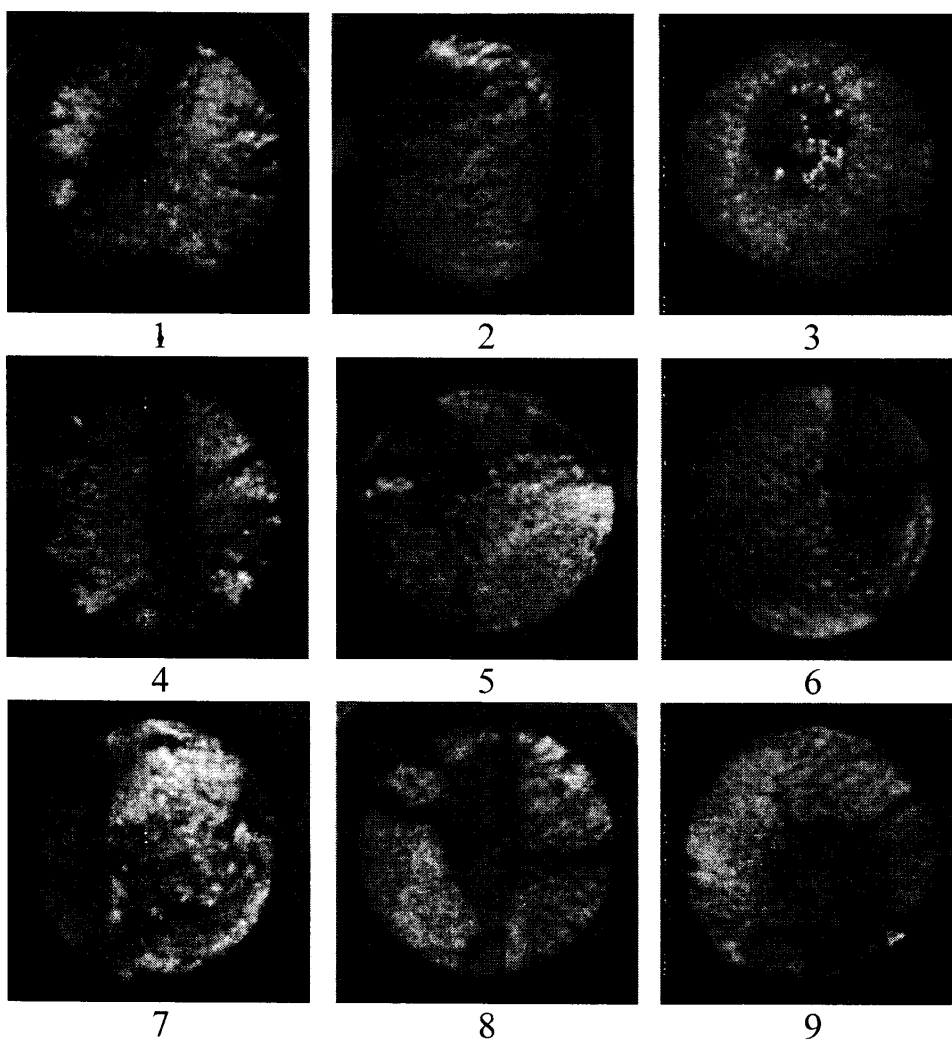


Рисунок 3.24 – Макробудова зламів зразків зварного з’єднання при рівні напружень 260 (1-3), 320 (4-6) та 420 МПа (7-9) з переднавантаженням S- (1, 4, 7), J-методом (2, 5, 8) та без нього (3, 6, 9)

В деяких випадках на гладких поверхнях руйнування спостерігаються глибокі кругові впадини, які, очевидно, утворилися в результаті розриву перемичок між мікропустотами або газовими бульбашками, що знаходились попереду фронту втомної тріщини. Вони можуть бути спричинені недостатнім дотриманням вимог технологічного процесу зварювання.

В процесі втомних випробовувань зразків зварного з'єднання виявилася досить небезпечна тенденція: зафіксовано аномальну деформаційну поведінку частини зразків з кожної партії. Вона проявляється у відсутності стабілізації деформації на II-ій стадії, внаслідок чого практично від самого початку II-ї стадії зразки переходять в область швидкого росту втомної тріщини (рис. 3.25). Порівняльний аналіз (рис. 3.23, 3.25) вказує на приріст амплітуди циклічної деформації до 2,5...3 разів, а зменшення загальної довговічності та ресурсу безпечної експлуатації становить 1,8...2,3 рази. Причому, така поведінка спостерігається тільки у переднавантажених S- та J-методом зразків, що зайвий раз підтверджує неприпустимість нехтування впливом передексплуатаційних навантажень при оцінці ресурсу безпечної експлуатації морських трубопроводів.

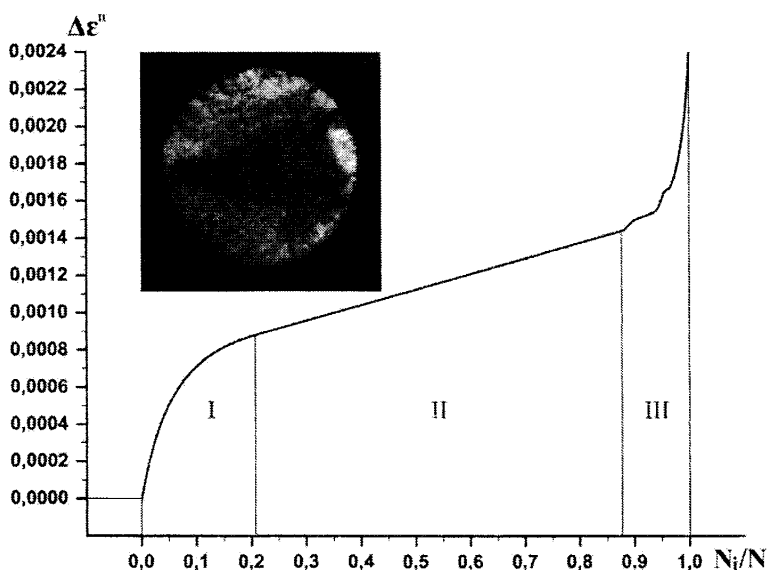


Рисунок 3.25 – Аномальна деформаційна поведінка переднавантажених зразків зварного з'єднання (420 МПа)

Низьколегована сталь, що пройшла термічну обробку, при зварюванні може знеміцнюватись, внаслідок чого в зоні термічного впливу виникає різка неоднорідність механічних властивостей. Наявність знеміцнених або зміцнених ділянок в навколошовній зоні залежить від хімічного складу сталі, товщини прокату і режимів зварювання (швидкості охолодження). Як наслідок, навколошовна зона зварного з'єднання має ділянки як з підвищеною, так і зі зниженою твердістю в порівнянні з вихідним металом. На ділянці перегріву, розташованій безпосередньо біля зварного шва, твердість, як правило значно вища, ніж у вихідного металу. Водночас є ділянки із зниженою твердістю і відповідно зі зниженою міцністю. Ділянки із суттєво зниженою міцністю розташовані на границі зони нормалізації та неповної перекристалізації.

Різка неоднорідність механічних властивостей на окремих ділянках ЗТВ може на певній стадії циклічного навантаження спричинити виникнення концентрації напружень, оскільки метал, який володіє більшою пластичністю, виходить за межі області пружних деформацій в результаті накопичення незворотних пружно-пластичних деформацій раніше, ніж менш пластичний метал. Водночас обмеження деформації металу з низькою границею текучості внаслідок впливу навколишнього більш міцного металу зумовлює виникнення жорсткого об'ємного напруженого стану м'якого прошарку, що затримує в ньому розвиток пластичних деформацій і тим самим згладжує негативний ефект різкого стрибка механічних властивостей [120].

Зварним з'єднанням властива підвищена концентрація напружень не тільки від діючих навантажень, але і від залишкових напружень, виникнення яких спричинене тепловими пружно-пластичними деформаціями в процесі утворення швів [121]. Залишкові напруження можуть сягати границі текучості металу [106] і є однією з основних причин зародження та поширення тріщин у зварних з'єднаннях [122], оскільки, змінюючи

асиметрію циклу, за певних умов можуть суттєво впливати на опір втомі зварних з'єднань. Якщо їх не зняти, то з часом такі конструкції внаслідок самочинного деформування втратять свій зовнішній вигляд і стануть непридатними для експлуатації [123]. Залишкові напруження у зварних з'єднаннях зумовлюють неоднорідна термопластична деформація та структурні перетворення внаслідок нагріву й охолодження в процесі зварювання, а також розчинення газів з довкілля зварного шва [124].

За даними досліджень ультразвуковим методом, у зварному з'єднанні з низьколегованої сталі 09Г2С максимальні залишкові напруження розтягу можуть досягати величини ~ 280 МПа [125]. Зі збільшенням ширини шва вони зменшуються. У зоні шва поперечні залишкові напруження дещо відрізняються від поздовжніх – вони не мають такого піку і у 3 рази менші [122].

Для зниження залишкових напружень існує багато способів, які в основному можна поділити на дві групи: 1 – способи запобігання виникненню залишкових напружень; 2 – такі, що знімають зварні напруження в готових виробах. Способи першої групи ґрунтуються на регулюванні температурного поля під час зварювання металів та на попередньому навантаженні зварних елементів. До другої групи належать способи, які базуються на обробці зварного шва силовими або температурними полями [126]. Це, передусім, загальна обробка конструкцій чи їх елементів (високий відпуск, перевантаження виробів) та місцева обробка з'єднань (місцевий нагрів, поверхнєве пластичне деформування – ППД). ППД спричиняє появу стискальних залишкових напружень, які позитивно впливають на втомну міцність.

Разом з тим вплив цього фактора часто розглядається у поєднанні зі зміною властивостей металу навколошовної зони під впливом термомеханічного циклу зварювання. Передбачається, що під дією пластичної деформації та ефекту термічної обробки метал навколошовної

зони набуває підвищеної опірності втомним руйнуванням. Можливе зниження витривалості під впливом розтягуючих залишкових напружень частково або повністю компенсується підвищеним опором втомі навколошовної зони. Тому обидва ці фактори відносять до другорядних порівняно з основним – концентрацією робочих напружень.

Під час зварювання сталі у зварних з'єднаннях можуть виникати технологічні дефекти, які можуть зменшувати міцність та експлуатаційну надійність і можуть спричинити руйнування всієї конструкції. Найчастіше зустрічаються дефекти форми й розмірів зварних швів, макро- і мікроструктури, деформації й жолоблення зварних конструкцій. До дефектів макроструктури, що виявляють за збільшення не більш ніж у 10 разів, відносять газові пори, шлакові включення, непровари, тріщини. Поруватість можуть викликати підвищений вміст водню через використання вологих електродів або флюсів, а також іржа, волога, оливи, фарби на зварюваних крайках або зварювальному дроті. Шлакові включення можуть бути спричинені поганим очищенням крайок зварюваних деталей та недостатньо повним видаленням шлаку за багатопрхідного зварювання [127]. Зонами початку втомних руйнувань можуть служити такі технологічні дефекти, як тріщини, непровари, несплавлення, подрізи, шлакові включення і пори.

Вплив дефектів на міцність зварного з'єднання зумовлений, в основному, зменшенням робочого перерізу та концентрацією напружень. Різку концентрацію напружень можуть викликати такі плоскі (гострі) дефекти, як тріщини, непровари і подрізи. Об'ємні дефекти, такі як пори та шлакові включення, за їх сумарної площі до 5...10% перерізу шва мало впливають на статичну міцність швів з підсиленням. Коли матеріал зварного з'єднання має великий запас пластичності, то на статичну міцність, в основному, впливає відносний розмір дефекту. За зниженої пластичності матеріалу, а також циклічного навантаження навіть невеликі дефекти можуть істотно знижувати міцність зварних з'єднань, яка в даному випадку

найбільше буде залежати від концентрації напружень на дефекті, а не від його розміру [128, 129].

При виявленні в конструкції тріщиноподібних дефектів і тріщин необхідно встановити причину їхньої появи. Без встановлення механізму розвитку пошкоджуваності та тріщиноутворення в конструкції, як правило, неможливі проведення її якісного ремонту, встановлення параметрів і критеріїв граничного стану та на їх основі – терміну можливої експлуатації.

За результатами втомних випробувань побудовано діаграми циклічного кругового згину для зразків зі зварного з'єднання (рис. 3.26). З неї випливає, що максимальний приріст циклічної деформації спостерігається для зразків, переднавантажених S-методом. Для випадку із J-методом такий приріст дещо менший. Така залежність пояснюється проявом ефекту Баушінгера при квазістатичному навантаженні за схемою S-методу.

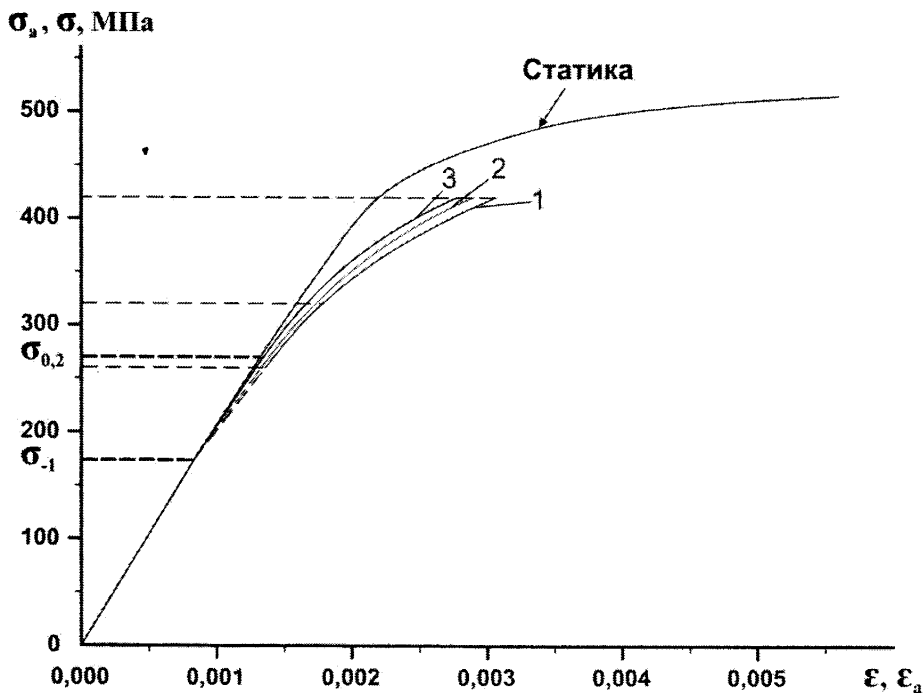


Рисунок 3.26 – Діаграма циклічного кругового згину зварного з'єднання з переднавантаженням S- (1), J-методом (2) та без нього (3)

Аналіз одержаних результатів показує (рис. 3.27), що передексплуатаційні навантаження зменшують відносний ресурс безпечної

експлуатації зварного з'єднання морських трубопроводів при укладанні S-методом від 4,2 до 7,9 %, а при укладанні J-методом – від 2,3 до 4,1 %. Відносний ресурс безпечної експлуатації зварного з'єднання, розрахований за відповідними лінійними залежностями (табл. 3.7) з урахуванням передексплуатаційних навантажень S- та J-методом і без нього становить 0,71, 0,75 та 0,79 відповідно.

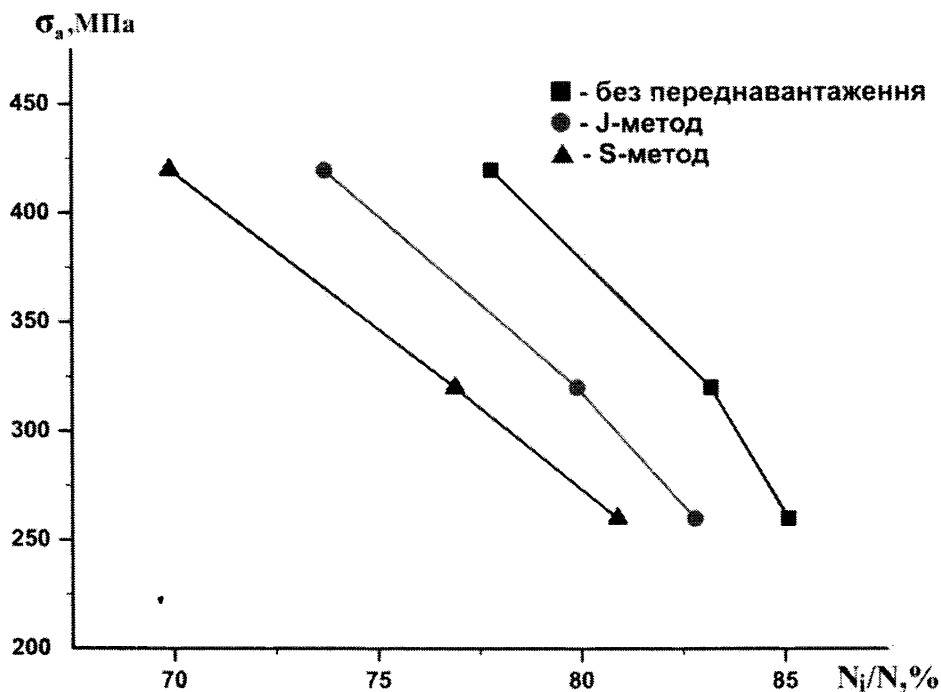


Рисунок 3.27 – Відносний ресурс безпечної експлуатації зварного з'єднання з переднавантаженням S- і J-методом та без нього

Таблиця 3.7 – Рівняння для розрахунку довговічності та відносного ресурсу безпечної експлуатації зварного з'єднання морських трубопроводів

Передексплуатаційне навантаження	Рівняння	
	Довговічність	Відносний ресурс безпечної експлуатації
Відсутнє	$N = 10^{6,983-0,00785\sigma}$	$w = 0,975 - 0,000465\sigma$
J-метод	$N_J = 10^{7,088-0,00847\sigma}$	$w_J = 0,979 - 0,000574\sigma$
S-метод	$N_S = 10^{7,182-0,00903\sigma}$	$w_S = 0,989 - 0,000689\sigma$

Для зразків зварного з'єднання, як і для зразків основного металу, із зростанням амплітуди напружень спостерігається збільшення негативного впливу переднавантаження на залишковий ресурс безпечної експлуатації. Такий вплив механічного чинника, крім того, викликає у випадку зварного з'єднання ще й зменшення ресурсу безпечної експлуатації порівняно з основним металом. Така тенденція пояснюється неомогенністю та підвищеним ризиком дефектності матеріалу трубопроводу в області зварного з'єднання.

ВИСНОВКИ ПО РОЗДІЛУ 3:

1. Вивчено вплив передексплуатаційних навантажень в процесі укладання на фізико-механічні характеристики сталі 09Г2С та зварного з'єднання трубопроводу при ступінчастому навантаженні чистим згином. Показано, що переднавантаження S-методом внаслідок прояву квазістатичного ефекту Баушінгера зменшує рівень границі текучості трубної сталі 09Г2С до 42 %, а зварного з'єднання – до 50 %, що необхідно враховувати в інженерних розрахунках на стадіях проектування та експлуатації. Підтверджено можливість ранжирування матеріалів за рівнем нагромаджених пошкоджень з допомогою силового та деформаційного критерію ефекту Баушінгера для оптимізації вибору матеріалу при спорудженні морських трубопроводів. Також зафіксовано негативний вплив одноциклового переднавантаження при рівні номінальних напружень, нижчому за границю текучості.
2. За результатами втомних випробовувань вперше побудовано криві втоми для матеріалу лінійної частини та зварного з'єднання трубопроводу з урахуванням переднавантаження за моделлю S- і J-методів укладання та без нього. Науково доведено недостатність використання лише показника довговічності для оцінки ресурсу та

залишкового ресурсу роботи трубопроводів через неможливість їх експлуатації в штатному режимі на стадії прискореного росту втомних тріщин.

3. Вперше розкрито вплив передексплуатаційного навантаження в процесі укладання на кінетичні особливості деформації і руйнування матеріалу трубопроводу та показано його відчутний вплив на ресурс та відносний ресурс безпечної експлуатації. Показано, що передексплуатаційні навантаження зменшують відносний ресурс безпечної експлуатації морських трубопроводів з цілісним ізоляційним покриттям при укладанні S-методом для основного металу до 9,3 %, для зварного з'єднання – до 7,9 %, а при укладанні J-методом – до 3,3 та 4,1 % відповідно.
4. Шляхом порівняльного аналізу поверхонь руйнування, одержаних методами світлової та електронної фрактографії, показано збільшення неомогенності та появу дефектності в структурі основного металу та зварного з'єднання трубопроводу внаслідок переднавантаження, яке призводить до істотного зменшення довговічності та опору деформаціям порівняно з вихідним станом не тільки у високоамплітудній області, а й при рівні номінальних напружень нижче границі текучості.
5. За результатами проведених досліджень одержано рівняння для визначення довговічності та відносного ресурсу безпечної експлуатації сталі 09Г2С та зварного з'єднання трубопроводу. В досліджуваному діапазоні амплітуд напружень розраховано коефіцієнти зменшення довговічності основного металу та зварного з'єднання трубопроводу з урахуванням передексплуатаційних навантажень в процесі укладання S- та J-методами.

РОЗДІЛ 4

КОРОЗІЙНА ВТОМА МАТЕРІАЛУ МОРСЬКИХ ТРУБОПРОВОДІВ

Вивчення умов експлуатації морських трубопроводів показало, що їхнє руйнування відбуваються внаслідок спільного негативного впливу корозивного середовища та знакозмінних навантажень з відносно невеликою частотою навантаження [43]. Якщо переміщення трубопроводу відбувається із значною амплітудою коливання, тобто при високих амплітудах циклічних напружень, то швидкість і характер корозійно-втомного руйнування трубопроводу визначатиме механічний чинник, а вплив електрохімічних процесів внаслідок малої тривалості взаємодії з середовищем буде незначним. Тому в даному випадку довговічність визначатиметься в основному схильністю металу до деформаційного зміцнення [130] або знеміцнення з урахуванням впливу температури та адсорбційних ефектів [55, 131]. При невеликих знакозмінних напруженнях швидкість руйнування трубопроводу визначатиметься корозійним фактором, тобто швидкістю місцевої корозії металу, яка набуває інтенсивного виразкового характеру.

З практичної точки зору найбільший інтерес представляють вплив частоти та форми циклу на процес руйнування [132]. Існує максимальний вплив середовища в залежності від частоти навантаження. При дуже низьких частотах навантаження поверхні зразків завжди запасивовані, а при високих частотах навантаження для суттєвого впливу корозивного середовища часу його взаємодії з поверхнею зразка недостатньо.

Одним з найбільш небезпечних наслідків впливу циклічних напружень та корозійно-активного середовища є не стільки інтенсифікація процесу корозії, скільки її перехід від загальної до місцевої. Циклічні напруження після певного числа циклів навантаження в найбільш перенапружених і

слабких зернах поверхневого шару зразка (зазвичай в концентраторах напружень) викликають зсуви по площинах ковзання. Адсорбція поверхнево-активних елементів середовища (атоми, іони, комплекси), знижуючи поверхневу енергію металу та полегшуючи роботу приповерхневих джерел дислокацій і їх вихід на поверхню, прискорює зсувні процеси (первинний процес впливу середовища). Переміщення дислокацій вздовж смуг ковзання після кожного циклу навантаження призводить до утворення ділянок ювенільних поверхонь, які стають анодами і разом з поверхнею зразка та бічними стінками тріщин утворюють гальванічні пари (вторинний процес впливу середовища). Анодний процес буде найбільш інтенсивним в місцях виникнення зсувів, біля вершин утворених мікро- і макротріщин втоми, оскільки в цих місцях відбувається найбільше зниження електродного потенціалу при циклічному навантаженні зразка. Також розчинення анодних ділянок посилюється тим, що їхня площа значно менша від площі катодних ділянок (дно тріщини – анод, стінки тріщини і зовнішня поверхня зразка – катод). Слід зазначити, що в зародженні мікрогальванічних пар корозійної втоми важливу роль відіграють не тільки місця виходу на поверхню дислокацій, але й зміна субструктури металу, що полягає в дробленні окремих зерен на субзерна з різною орієнтацією, які збільшують його електрохімічну гетерогенність.

Також на процес корозійної втоми можуть впливати багато інших чинників, які залежно від умов будуть проявлятися тією чи іншою мірою. На корозійну втому можуть впливати зменшення анодної поляризації, скупчення домішок або атомів легуючих елементів на дефектних ділянках, що з'явилися в результаті ковзання, та на границях кристалітів і субзерен [133]. Вони утворюють один з електродів гальванічної пари, що бере участь у зародженні тріщини. На корозійно-втомний процес може впливати менша, ніж на поверхні, концентрація кисню або пасивно-активних елементів у тріщинах, утворених шляхом зародження та поглиблення мікротріщин. Це сприяє

інтенсивному роз'їданню дна тріщини, яке виступає в ролі анода. При цьому продукти корозії, утворені всередині тріщини, що мають, як правило, більший об'єм, ніж розчинений метал, можуть виконувати розклинювальну дію і, таким чином, збільшувати швидкість росту тріщини. Крім того, в тріщині можуть утворюватися продукти електрохімічної реакції, що відрізняються більш високою агресивністю, ніж саме корозивне середовище [134]. Таким чином, виникають сприятливі умови для наводнювання металу. Досить важливим чинником, що прискорює процес корозійної втоми, є руйнування окисних плівок, яке призводить до різкого зниження електродного потенціалу. Крім того, саме циклічне навантаження, при інших рівних умовах, активуючи метал, знижує роботу виходу, внаслідок чого іон металу легше може покинути кристалічну ґратку і перейти в розчин, ніж у випадку відсутності напружень.

4.1 Характер деформації і руйнування матеріалу лінійної частини трубопроводу у морській воді

Корозійно-втомні випробовування сталі 09Г2С з частотою навантаження 0,8 Гц проводили на зразках-моделях з $l_p/d = 10$ у середовищі морської води.

За результатами корозійно-втомних досліджень були побудовані криві втоми для основного металу трубопроводу в морській воді (для імітації роботи з пошкодженим ізоляційним покриттям) з урахуванням передексплуатаційних навантажень в процесі укладання трубопроводу S- та J-методом та без нього (рис. 4.1). Аналіз одержаних кривих показує, що із збільшенням рівня номінальних напружень, в морській воді так само, як і на повітрі (рис. 3.1), посилюється негативний вплив переднавантаження на загальну довговічність сталі трубопроводу. Якщо при $\sigma_a = 260$ МПа в процесі укладання трубопроводу J- та S-методом довговічність зменшується в 1,07 та

1,16 разів (на 6,67 та 13,56 %), а при $\sigma_a = 320$ МПа – в 1,13 та 1,29 разів (на 11,32 та 22,54 % відповідно), то при $\sigma_a = 420$ МПа – в 1,23 та 1,55 разів (на 18,53 та 35,51 %) відповідно. Умовна границя корозійної витривалості сталі трубопроводу на базі 10^6 циклів в морській воді складає $\sigma_{1к} = 90$ МПа.

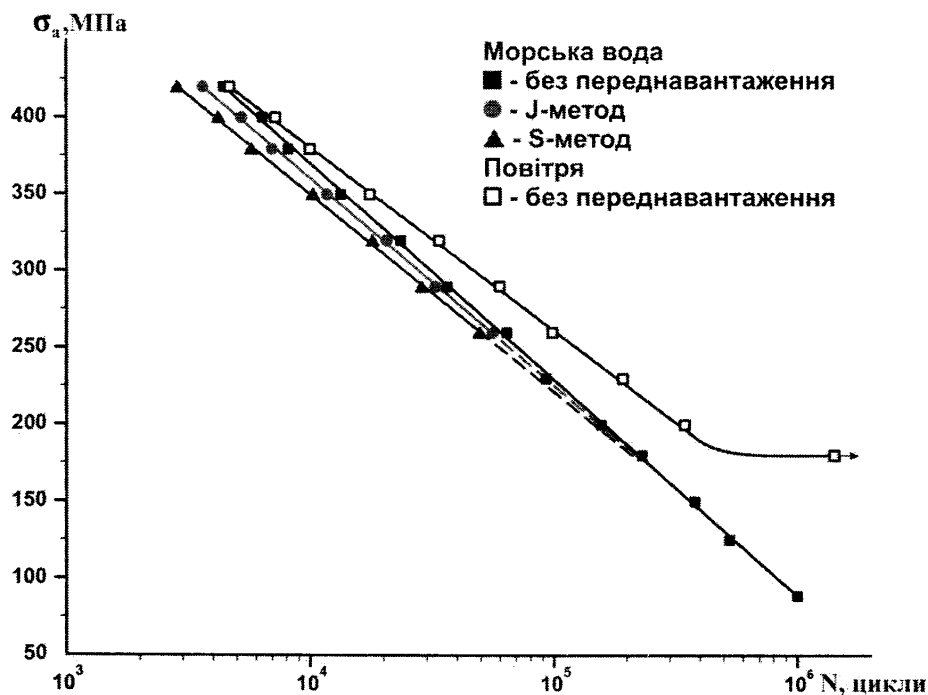


Рисунок 4.1 – Взаємне розташування ділянок кривих низькочастотної втоми та корозійної втоми сталі 09Г2С з переднавантаженням S і J-методом та без нього

Згідно з адсорбційно-електрохімічною теорією зниження циклічної міцності сталей при корозійній втомі зумовлене трьома факторами [135]: адсорбційним впливом, локальним електрохімічним розчиненням активованих механічними напруженнями анодних ділянок металу і його водневим окрихчуванням. В залежності від хімічного складу, термообробки і механічних характеристик сталі, виду навантаження і властивостей середовища питома вага кожного з цих факторів в зародженні та розвитку тріщини коливається в дуже широкому діапазоні.

Як видно з рис. 4.1, ділянки кривих корозійної втоми знаходяться лівіше кривої втоми на повітрі, а точка їх перетину лежить на границі між

областями циклічної повзучості та втомного зламу, якій відповідає 420 МПа. При зниженні σ_a від 420 МПа довговічність сталі в корозійному середовищі, у порівнянні з повітрям, закономірно зменшується. Якщо при амплітуді напружень $\sigma_a = 320$ МПа довговічність сталі з переднавантаженням J- та S-методом та без нього в морській воді у порівнянні з повітрям зменшується в 1,33, 1,32 та 1,36 разів (на 25,08, 24,56 та 26,23 %), а при $\sigma_a = 260$ МПа – в 1,51, 1,49 та 1,58 разів (на 33,89, 32,94 та 36,55 %) відповідно, то при $\sigma_a = \sigma_{-1}$ – приблизно в 2 рази. Якщо ж порівняти довговічність сталі з переднавантаженням J- та S-методом та без нього у морській воді з довговічністю сталі без переднавантаження на повітрі, то при $\sigma_a = 320$ МПа вона зменшиться в 1,53, 1,75 та 1,36 разів (на 34,59, 42,86 та 26,23%), а при $\sigma_a = 260$ МПа – в 1,69, 1,82 та 1,58 разів (на 40,78, 45,15 та 36,55%) відповідно.

За результатами експериментальних випробовувань одержано відповідні рівняння для розрахунку довговічності трубної сталі 09Г2С у морській воді (табл. 4.3) та побудовано графік залежності коефіцієнтів впливу агресивності середовища від рівня номінальних напружень (рис. 4.2).

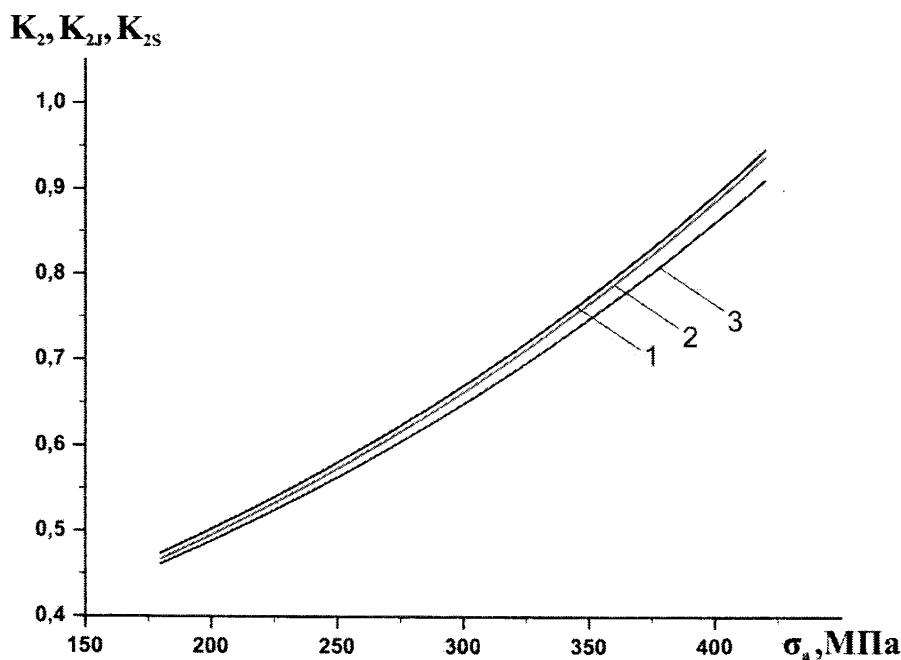


Рисунок 4.2 – Залежність коефіцієнтів впливу агресивності середовища K_2 (1), K_{2J} (2) та K_{2S} (3) від рівня номінальних напружень для основного металу

Розрахований за відповідними функціональними залежностями коефіцієнт впливу агресивності середовища для основного металу трубопроводу при максимальному рівні напружень в циклі укладання 400 МПа (рис. 2.6, а) з урахуванням передексплуатаційних навантажень S- та J-методом становить і без нього складає 0,86, 0,88 та 0,89 відповідно.

За результатами корозійно-втомних досліджень одержано кінетичні криві деформації зразків-моделей з переднавантаженням S- та J-методом та без нього (рис. 4.3, 4.4, 4.5) у морській воді. Вони показують порівняно з повітрям зростання тривалості I-ї стадії циклічної деформації як

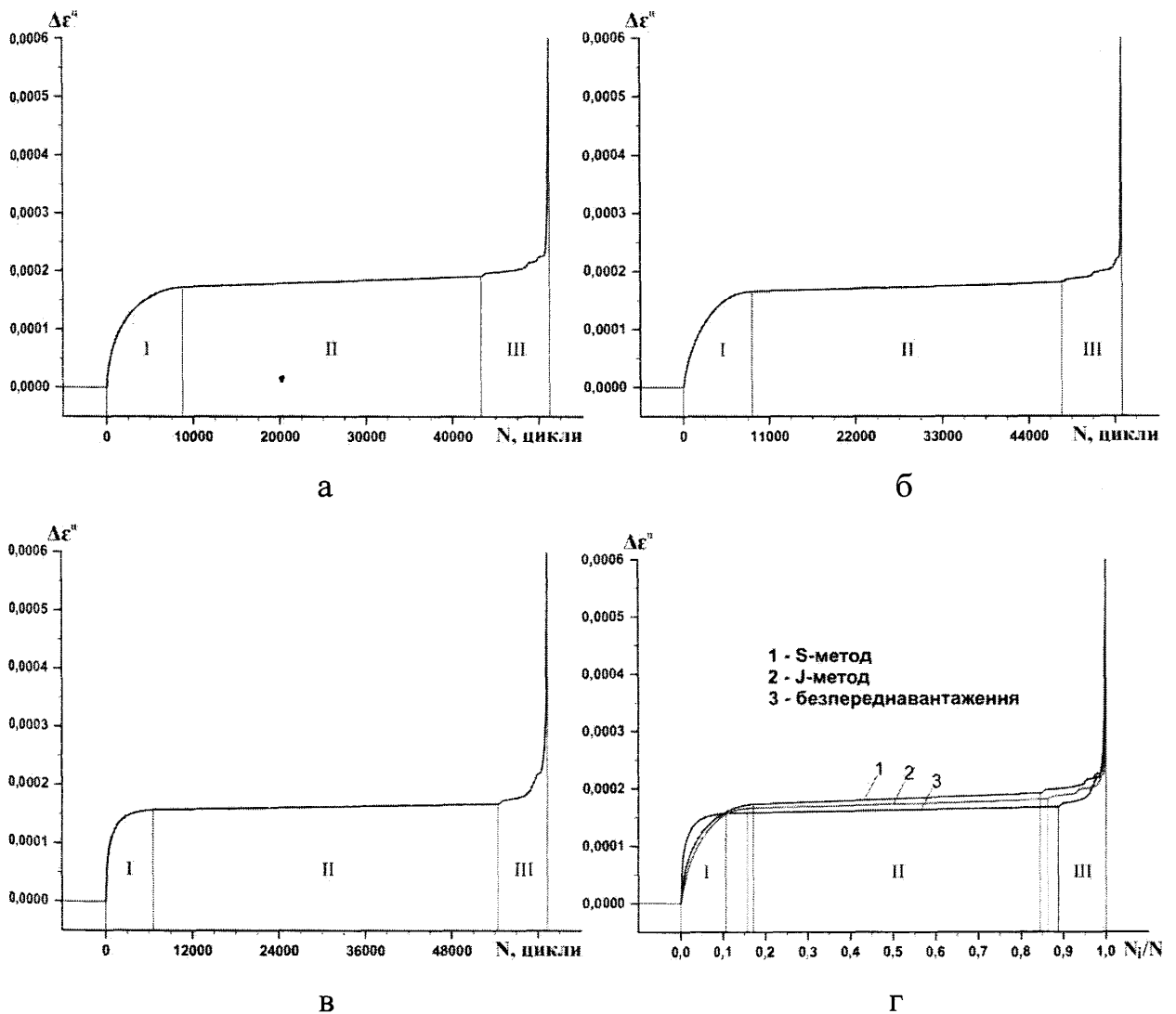


Рисунок 4.3 – Кінетика амплітуди циклічної деформації сталі 09Г2С при рівні напружень 260 МПа з переднавантаженням S- (а), J-методом (б) та без нього (в) і в об'єднаному вигляді (г) у морській воді

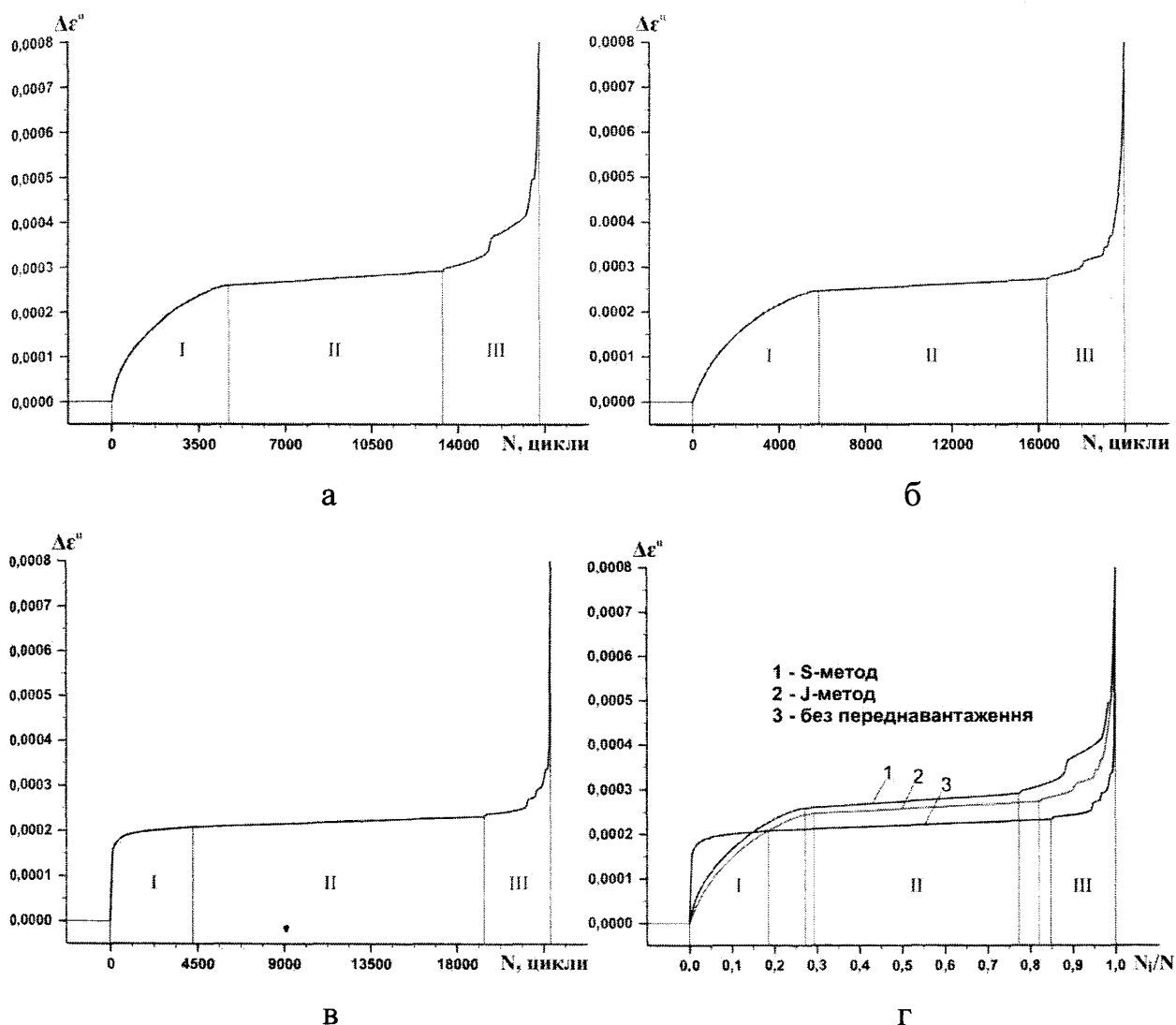


Рисунок 4.4 – Кінетика амплітуди циклічної деформації сталі 09Г2С при рівні напружень 320 МПа з переднавантаженням S- (а), J-методом (б) та без нього (в) і в об'єднаному вигляді (г) у морській воді

для переднавантажених зразків, так і для зразків без попереднього навантаження при 260 і 320 МПа та, навпаки, її зниження при 420 МПа (табл. 4.1). При цьому, для переднавантажених зразків зберігається тенденція до збільшення амплітуди стабілізації пластичної деформації на початку II-ї стадії при 260 і 320 МПа та її незначного зменшення при 420 МПа (табл. 4.2).

Для випадку попереднього переднавантаження J-методом величина амплітуди стабілізації циклічної деформації порівняно зі звичайним навантаженням при випробовуваннях на рівні напружень 260 МПа та

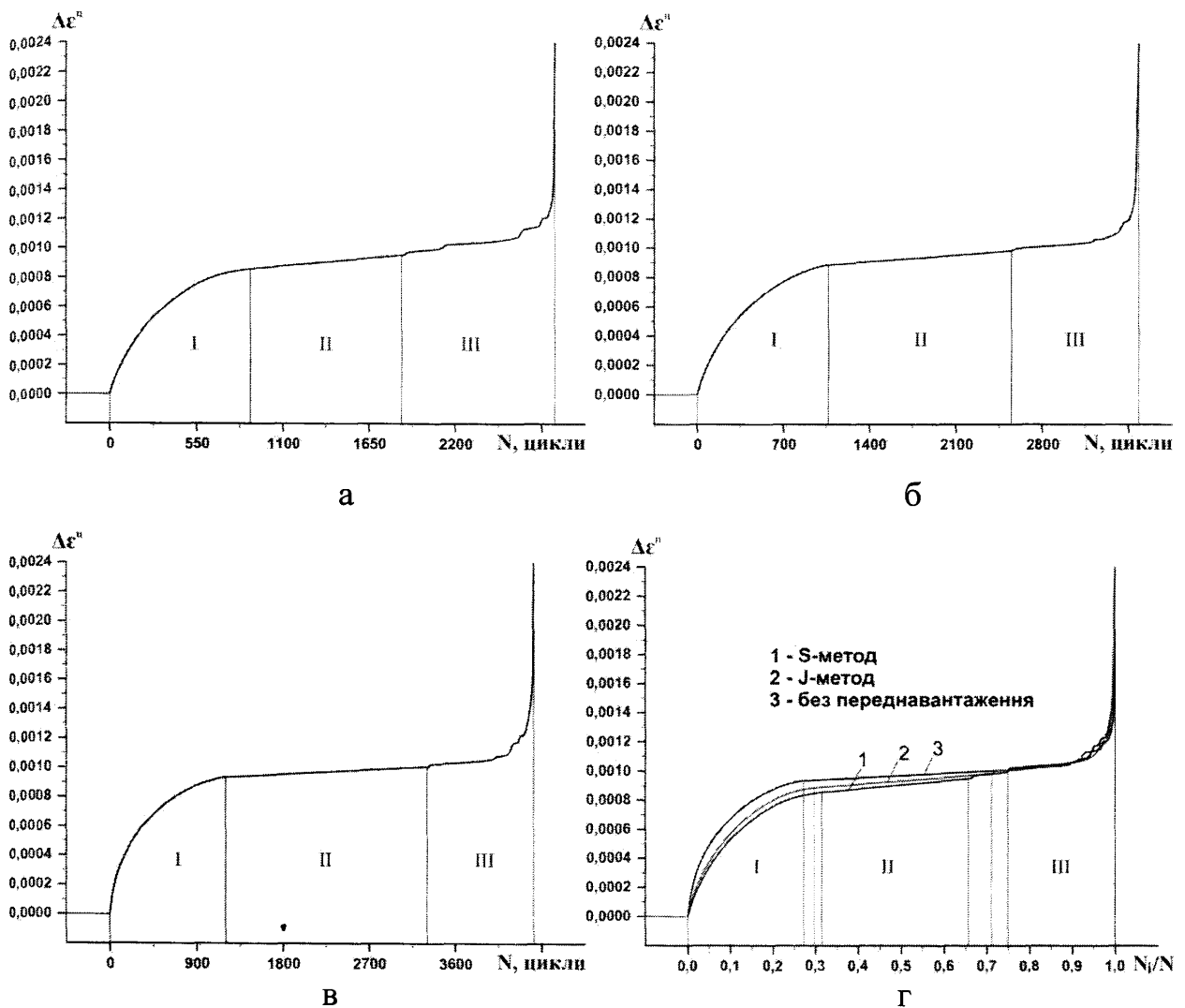


Рисунок 4.5 – Кінетика амплітуди циклічної деформації сталі 09Г2С при рівні напружень 420 МПа з переднавантаженням S- (а), J-методом (б) та без нього (в) і в об'єднаному вигляді (г) у морській воді

320 МПа зростає відповідно на 8,1 % та 16,9 %, а при рівні напружень 420 МПа – знижується на 4,1%. Для випадку попереднього переднавантаження S-методом ця величина порівняно зі звичайним навантаженням при випробовуваннях на рівні напружень 260 МПа та 320 МПа зростає відповідно на 12,9 % та 23,9 %, а при рівні напружень 420 МПа – знижується на 7,8 %.

Також слід зазначити, що морська вода інтенсифікує процес циклічного деформування (рис. 4.6) та зумовлює збільшення амплітуди стабілізації циклічної деформації на початку II-ї стадії порівняно з повітрям,

Таблиця 4.1 – Відносна тривалість деформаційних стадій низькочастотної корозійної втоми сталі 09Г2С у морській воді

Амплітуда напружень σ_a , МПа	Перед- експлуатаційне навантаження	Відносна тривалість стадій, %			Загальна довговічність N , цикли
		I	II	III	
260	Відсутнє	10,6	78,2	11,2	61288
	J-метод	15,8	70,4	13,8	55943
	S-метод	17,1	67,5	15,4	51147
320	Відсутнє	18,5	66,3	15,2	22867
	J-метод	29,3	52,7	17,9	19963
	S-метод	27,2	50,6	22,2	17286
420	Відсутнє	27,3	47,5	25,2	4419
	J-метод	29,9	41,3	28,8	3589
	S-метод	31,8	33,9	34,3	2832

Таблиця 4.2 – Рівень стабілізації амплітуди циклічної деформації на II деформаційній стадії для сталі 09Г2С у морській воді

Амплітуда напружень, МПа	Передексплуатаційне навантаження		
	Відсутнє	J-метод	S-метод
260	0,0001614	0,0001743	0,0001822
320	0,0002212	0,0002587	0,0002741
420	0,0009758	0,0009355	0,0008992

що можна пов'язати з адсорбційним впливом електроліту. Загалом, механізм руйнування трубопроводу з пошкодженим ізоляційним покриттям в морській воді можна пояснити з точки зору адсорбційно-електрохімічної теорії корозійної втоми [136-140]. Вона зводиться до того, що на початку прикладання циклічних напружень відбуваються мікродеформації металу, а

також адсорбційні, дифузійні і корозійні процеси, які посилює деформація. Циклічні напруження спричиняють зсуви з надривами, на основі яких виникають втомні тріщини, в яких локалізується анодний процес. Корозивне середовище розчиняє анодні ділянки поверхні металу. Але швидше за корозію протікає адсорбція поверхнево-активних компонентів середовища – іонів або молекул з електроліту, яка проявляється в зміні витривалості – явищі адсорбційної втоми [135]. Адсорбція, полегшуючи роботу приповерхневих джерел дислокацій, їх вихід на поверхню, інтенсифікує зсувні процеси і, відповідно, мікродоформацію (ефект Ребіндера). Так, зростання амплітуди стабілізації циклічної деформації для всіх зразків з урахуванням передексплуатаційних навантажень в процесі укладання трубопроводу J- та S-методом та без нього в морській воді порівняно з повітрям складає при $\sigma_a = 260$ МПа 19,4, 14,7 та 27,8 %, при $\sigma_a = 320$ МПа – 15,5, 13,2 та 17,1 %, а при $\sigma_a = 420$ МПа – 14,9, 23,2 та 1,7 % відповідно. Дане явище додатково пояснює зменшення загальної довговічності та відносного ресурсу безпечної експлуатації трубопроводу, який відповідає III-ій стадії низькочастотної корозійної втоми, порівняно з повітрям.

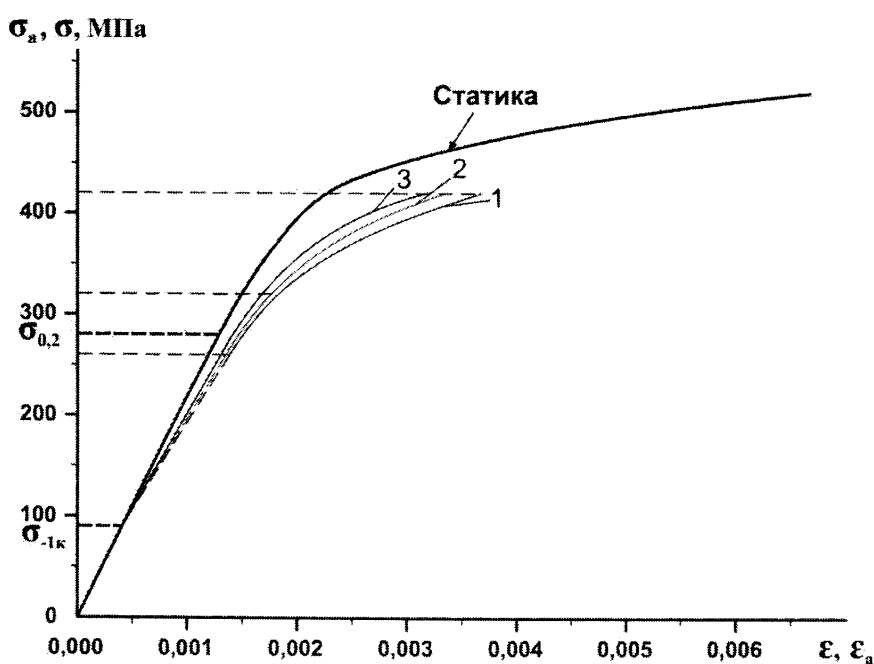


Рисунок 4.6 – Діаграма циклічного кругового згину сталі 09Г2С з переднавантаженням S- (1), J-методом (2) та без нього (3) в морській воді

Макробудова зламів при корозійній втомі відрізняється від такої на повітрі, оскільки на неї суттєво впливають продукти корозії, перешкоджаючи змиканню берегів тріщини в циклі стиску (рис. 4.7). Характерним тут є багатолопатевий вигляд зламу, пов'язаний з паралельним поширенням кількох магістральних тріщин. Як і у випадку випробовувань на повітрі, детальний аналіз вигляду поверхонь руйнування показує збільшення частки крихкого руйнування у переднавантажених зразків.

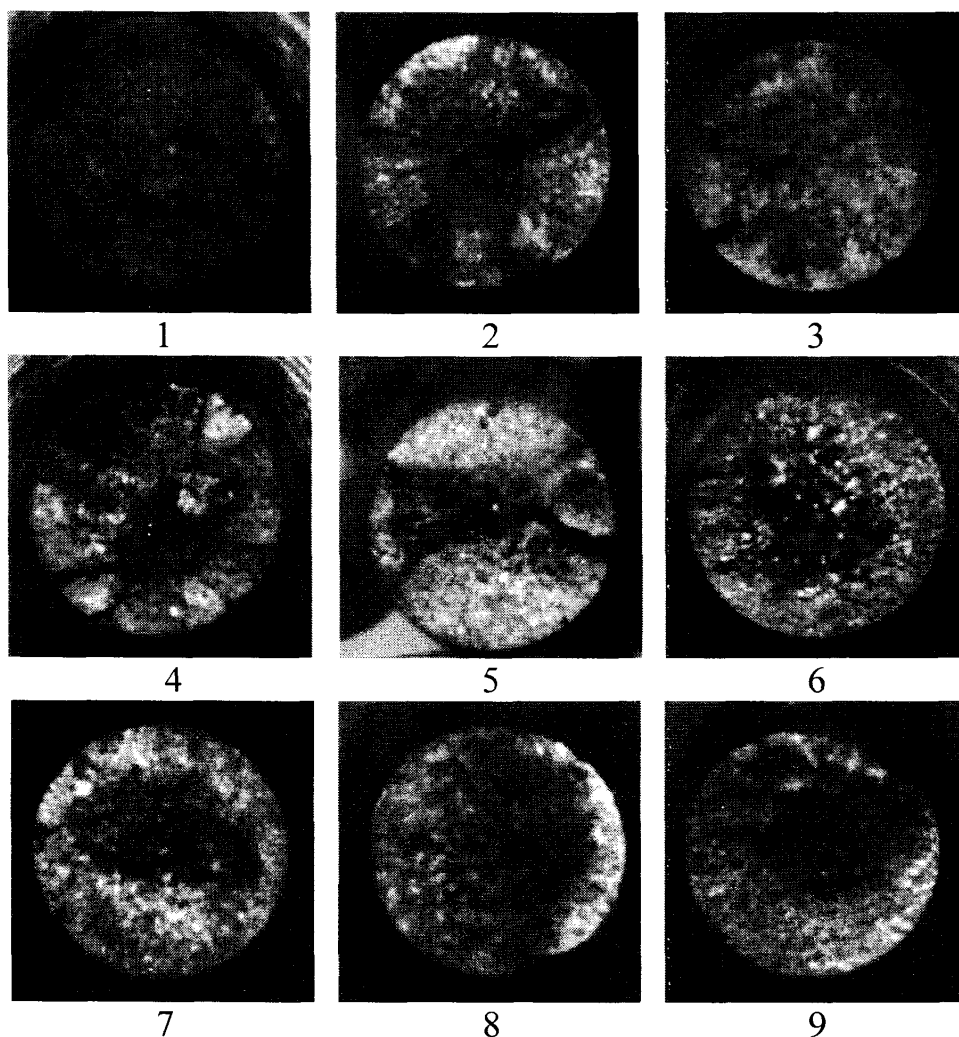


Рисунок 4.7 – Макробудова зламів зразків сталі 09Г2С при рівні напружень 260 (1-3), 320 (4-6) та 420 МПа (7-9) з переднавантаженням S- (1, 4, 7), J-методом (2, 5, 8) та без нього (3, 6, 9) у морській воді

Як видно з одержаних результатів, передексплуатаційні навантаження зменшують відносний ресурс безпечної експлуатації сталі морських

трубопроводів з пошкодженим ізоляційним покриттям при укладанні S-методом від 4,2 до 9,1%, а при укладанні J-методом – від 2,6 до 3,6 % (рис. 4.8). Відносний ресурс безпечної експлуатації для основного металу, розрахований за відповідними лінійними залежностями (табл. 4.3), одержаних шляхом апроксимації відповідних результатів досліджень, з урахуванням передексплуатаційних навантажень S- та J-методом і без нього в середовищі морської води складає 0,68, 0,74 та 0,77 відповідно.

Як бачимо, результати втомних випробовувань не показали значного впливу переднавантаження на загальну довговічність матеріалу трубопроводу як на повітрі (рис. 3.1), так і в середовищі морської води. Звідси виникає хибне уявлення про можливість нехтування історією передексплуатаційних навантажень в процесі укладання на ресурс роботи трубопроводу. Але насправді ситуація докорінно інша. Експлуатація трубопроводу в умовах поширення в його матеріалі втомних (корозійно-втомних) тріщин є неприпустимою і лише об'єднаний аналіз кривих втоми

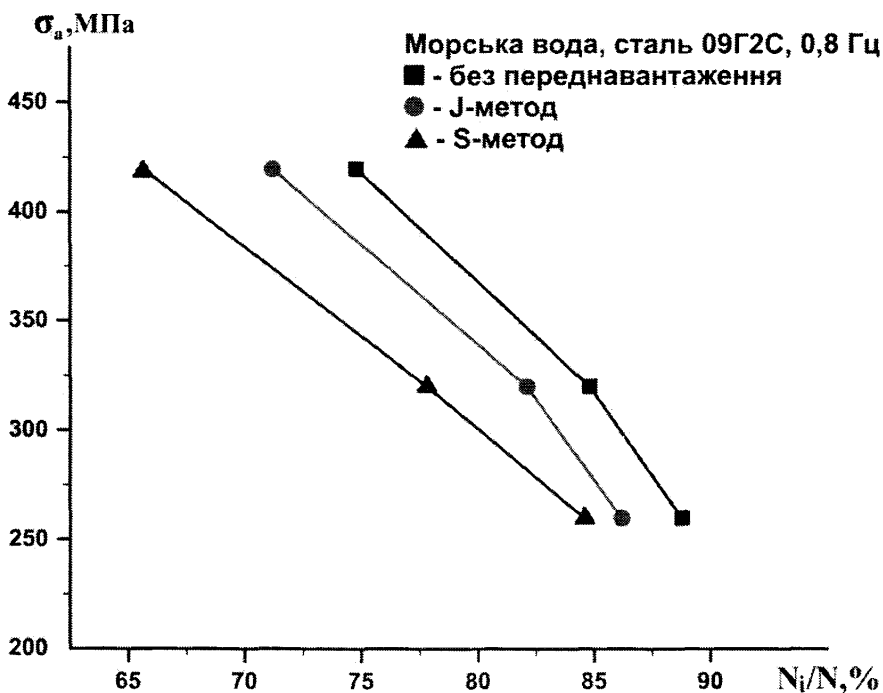


Рисунок 4.8 – Відносний ресурс безпечної експлуатації сталі 09Г2С з переднавантаженням S- і J-методом та без нього в морській воді

Таблиця 4.3 – Рівняння для розрахунку довговічності та відносного ресурсу безпечної експлуатації трубопроводів, виготовлених зі сталі 09Г2С, у морській воді

Передексплуатаційне навантаження	Рівняння	
	Довговічність	Відносний ресурс безпечної експлуатації
Відсутнє	$N^k = 10^{6,643-0,00714\sigma}$	$w^k = 1,124 - 0,000888\sigma$
J-метод	$N_J^k = 10^{6,686-0,00745\sigma}$	$w_J^k = 1,116 - 0,000953\sigma$
S-метод	$N_S^k = 10^{6,751-0,00785\sigma}$	$w_S^k = 1,155 - 0,001184\sigma$

та кінетичних кривих деформації дає змогу правильно оцінити ресурс, враховуючи, що тривалість останньої стадії може складати понад 30% від загальної довговічності. Тому необхідно розробляти та впроваджувати новітні методичні підходи, які дозволять забезпечити надійну роботу морських трубопроводів на основі науково обгрунтованих рішень, а не шляхом банального збільшення коефіцієнту запасу міцності. Така практика особливо потрібна в час світової фінансової кризи, оскільки вона дасть змогу заощадити кошти на етапі спорудження шляхом оптимізації вибору матеріалу трубопроводу та зменшення металоємності конструкції. В Енергетичній стратегії України до 2030 року значну увагу приділено нарощуванню власного видобутку нафти і газу, головні неосвоєні поклади якого знаходяться на шельфі Чорного та Азовського морів. Розвиток шельфового видобутку неодмінно супроводжуватиметься спорудженням морських підводних трубопроводів, тому наукові дослідження у даному напрямку безпосередньо підвищуватимуть енергетичну безпеку держави.

4.2 Особливості деформаційної поведінки зварного з'єднання в умовах корозійної втоми

Руйнування морських трубопроводів під час експлуатації доволі часто відбувається в області зварного з'єднання. При утворенні ЗШ виникає ряд факторів, які сприяють концентрації корозійних уражень. До них відносяться неоднорідність складу і структури металу шва, наявність шлакових і газових включень, залишкових напружень, перегрів і перекристалізація внаслідок термічної дії зварювання [106].

Інтенсивна корозія ЗШ пояснюється тим, що зона стику представляє собою контакт двох металів (наплавленого і основного металу). Відмінності складу та структури ЗШ та основного металу труб, а також різні значення електродних потенціалів у морській воді можуть спричинити утворення макрогальванічної пари “ЗШ-основний метал”. Якщо електродний потенціал ЗШ буде більш від'ємним, то виникне пара, в якій він буде анодом, а основний метал – катодом. Це дуже небезпечне явище, оскільки поверхня ЗШ значно менша за поверхню основного металу, більша поверхня якого полегшує деполяризацію катодного процесу. Корозійні процеси концентруються на ЗШ і спричиняють його швидке руйнування. Слід зазначити, що в морській воді корозія зварного шва, що знаходиться в напруженому стані, інтенсифікується.

Корозійно-втомні випробовування проводили при 293 К з частотою навантаження 0,8 Гц на коротких зразках з $l_p/d = 4$.

За результатами корозійно-втомних досліджень були побудовані криві втоми для зварного з'єднання трубопроводу в морській воді (для імітації роботи з пошкодженим ізоляційним покриттям) з урахуванням передексплуатаційних навантажень в процесі укладання трубопроводу S- та J-методом та без нього (рис. 4.9), які, так само, як і на повітрі, підтверджують негативний вплив переднавантаження на загальну довговічність, який

посилюється зі збільшенням рівня номінальних напружень. Якщо при $\sigma_a = 260$ МПа в процесі укладанні трубопроводу J- та S-методом довговічність зменшується в 1,15 та 1,30 разів (на 13,21 та 23,19 %), а при $\sigma_a = 320$ МПа – в 1,28 та 1,59 разів (на 21,89 та 36,93 % відповідно), то при $\sigma_a = 420$ МПа – в 1,52 та 2,20 разів (на 34,41 та 55,22 %) відповідно. При цьому умовна границя корозійної витривалості зварного з'єднання на базі 10^6 циклів дещо менша від такої для основного металу і складає $\sigma_{1K} = 80$ МПа.

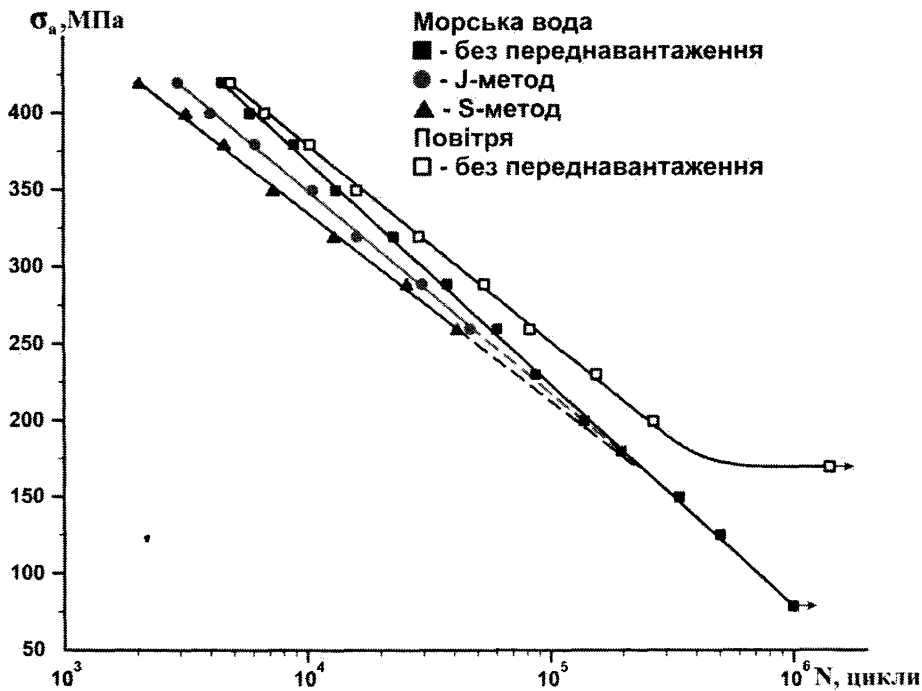


Рисунок 4.9 – Взаємне розташування ділянок кривих втоми та корозійної втоми зварного з'єднання з переднавантаженням S- і J-методом та без нього

При зниженні σ_a від 420 МПа довговічність зварного з'єднання в корозійному середовищі, у порівнянні з повітрям, зменшується більш істотно, ніж для сталі трубопроводу. Так, якщо при амплітуді напружень $\sigma_a = 320$ МПа довговічність зварного з'єднання з переднавантаженням J- та S-методом та без нього в морській воді у порівнянні з повітрям зменшується в 1,40, 1,43 та 1,39 разів (на 28,70, 29,97 та 28,02 %), а при $\sigma_a = 260$ МПа – в 1,58, 1,59 та 1,61 разів (на 36,65, 37,14 та 37,92 %) відповідно, то при $\sigma_a = \sigma_{1K}$ – приблизно в 2 рази (так само, як і для сталі трубопроводу). Якщо ж порівняти

довговічність сталі з переднавантаженням J- та S-методом та без нього у морській воді з довговічністю сталі без переднавантаження на повітрі, то при $\sigma_a = 320$ МПа вона зменшиться в 1,78, 2,20 та 1,39 разів (на 43,78, 54,60 та 28,02 %), а при $\sigma_a = 260$ МПа – в 1,86, 2,10 та 1,61 разів (на 46,12, 52,31 та 37,92 %) відповідно.

В табл. 4.6 наведені аналітичні залежності для розрахунку довговічності зварного з'єднання морського трубопроводу з цілісним ізоляційним покриттям, а на рис. 4.10 подана залежність коефіцієнтів зменшення довговічності з урахуванням передексплуатаційних навантажень J- і S-методом та без нього K_{2J} , K_{2S} та K_2 відповідно від рівня номінальних напружень для зварного з'єднання. Розрахований за відповідними рівняннями коефіцієнт зменшення довговічності для зварного з'єднання трубопроводу при максимальному рівні напружень в циклі укладання 400 МПа (рис. 2.6, а) з урахуванням передексплуатаційних навантажень S- та J-методом і без нього в середовищі морської води складає 0,81, 0,84 та 0,89 відповідно.

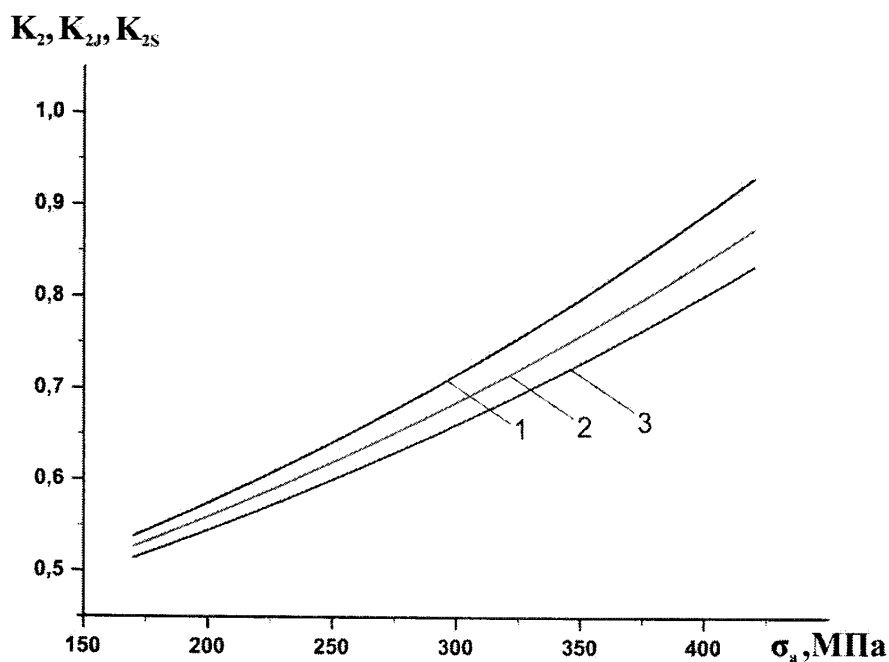


Рисунок 4.10 – Залежність коефіцієнтів впливу агресивності середовища K_2 (1), K_{2J} (2) та K_{2S} (3) від рівня номінальних напружень для зварного з'єднання

Побудовані за результатами корозійно-втомних досліджень досліджень кінетичні криві деформації зварного з'єднання з переднавантаженням S- та J-методом та без нього (рис. 4.11, 4.12, 4.13) у морській воді показують порівняно з повітрям зростання тривалості I-ої стадії низькочастотної корозійної втоми для всіх досліджуваних амплітуд напружень (табл. 4.4). При цьому, для переднавантажених зразків при 420 МПа тривалість I-ї стадії корозійної втоми більша, ніж для зразків без попереднього навантаження. Внаслідок цього збільшення амплітуди стабілізації пластичної деформації на початку II-ї стадії спостерігається для всіх переднавантажених зразків (табл. 4.5). Для випадку попереднього переднавантаження J-методом величина

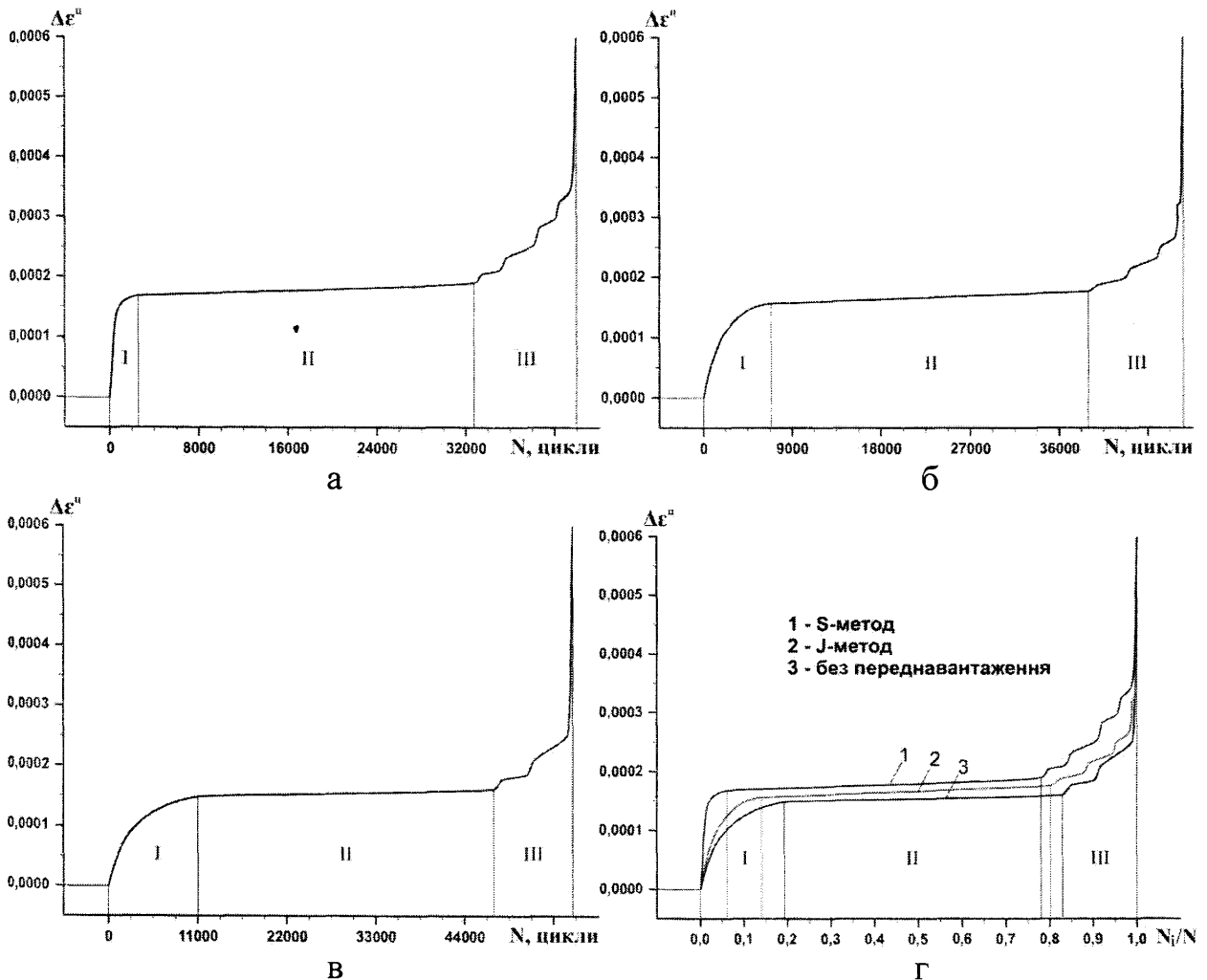


Рисунок 4.11 – Кінетика амплітуди циклічної деформації зварного з'єднання при рівні напружень 260 МПа з переднавантаженням S- (а), J-методом (б) та без нього (в) і в об'єднаному вигляді (г) у морській воді

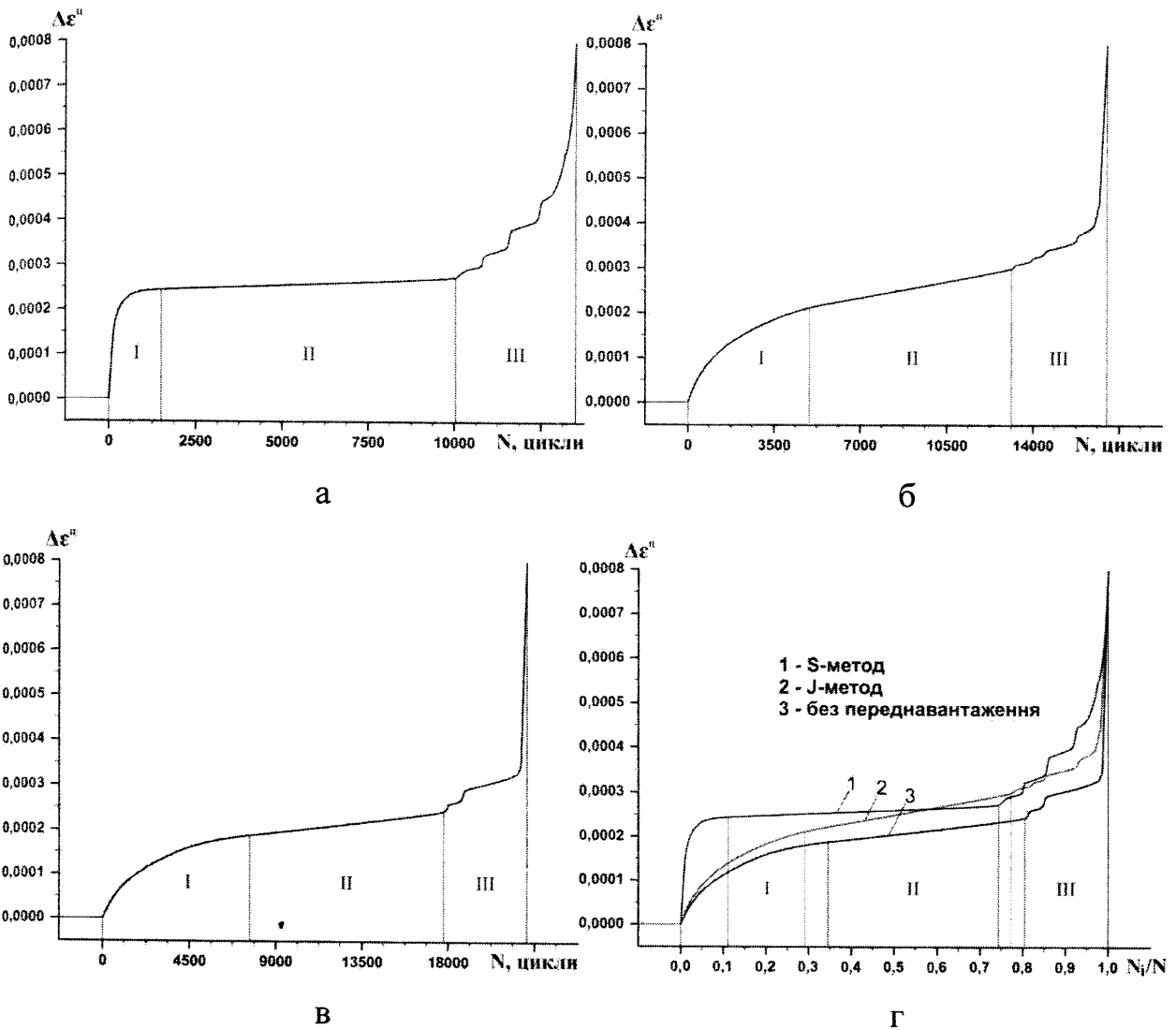


Рисунок 4.12 – Кінетика амплітуди циклічної деформації зварного з'єднання при рівні напружень 320 МПа з переднавантаженням S- (а), J-методом (б) та без нього (в) і в об'єднаному вигляді (г) у морській воді

амплітуди стабілізації циклічної деформації порівняно зі звичайним навантаженням при випробуваннях на рівні напружень 260 МПа, 320 МПа та 420 МПа зростає відповідно на 7,6, 18,1 та 14,9 %. Для випадку попереднього переднавантаження S-методом ця величина порівняно зі звичайним навантаженням при випробуваннях на аналогічних рівнях напружень зростає відповідно на 16,5, 19,9 та 21,8 %. Також слід зазначити, агресивна дія корозивного середовища внаслідок причин, наведених вище, призводить до значно сильнішої інтенсифікації процесу циклічного

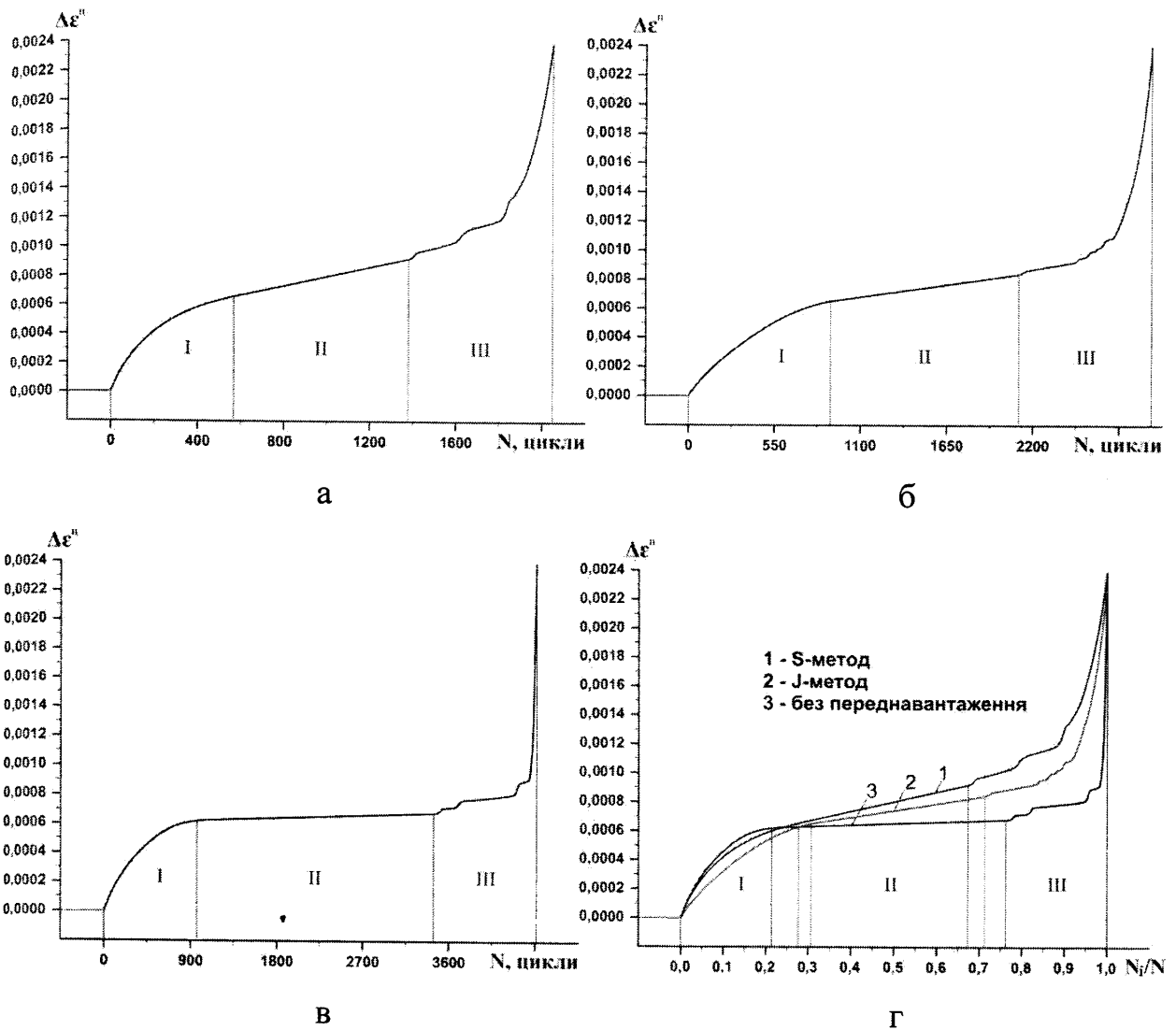


Рисунок 4.13 – Кінетика амплітуди циклічної деформації зварного з'єднання при рівні напружень 420 МПа з переднавантаженням S- (а), J-методом (б) та без нього (в) і в об'єднаному вигляді (г) у морській воді

деформування зварного шва і, як наслідок, зумовлює більш відчутне зростання амплітуди стабілізації циклічної деформації на початку II-ї стадії порівняно з основним металом у морській воді. Так, зростання амплітуди стабілізації циклічної деформації для всіх зразків з урахуванням передексплуатаційних навантажень в процесі укладання трубопроводу J- та S-методом та без нього в морській воді порівняно з повітрям складає при $\sigma_a = 260$ МПа 21,7, 19,6 та 27,9 %, при $\sigma_a = 320$ МПа – 29,6, 20,5 та 22,8 %, а при $\sigma_a = 420$ МПа – 68,2, 56,8 та 7,3 % відповідно.

Таблиця 4.4 – Відносна тривалість деформаційних стадій низькочастотної корозійної втоми зварного з'єднання у морській воді

Амплітуда напружень σ_a , МПа	Перед- експлуатаційне навантаження	Відносна тривалість стадій, %			Загальна довговічність N, цикли
		I	II	III	
260	Відсутнє	19,1	63,8	17,1	57288
	J-метод	14,2	65,9	19,9	48534
	S-метод	6,4	71,8	21,8	41891
320	Відсутнє	34,2	46,2	19,6	22086
	J-метод	28,8	48,4	22,8	16987
	S-метод	10,9	64,7	25,5	13508
420	Відсутнє	21,6	54,8	23,6	4511
	J-метод	30,9	40,6	28,5	2959
	S-метод	27,6	40,1	32,3	2052

Таблиця 4.5 – Рівень стабілізації амплітуди циклічної деформації на II деформаційній стадії для зварного з'єднання у морській воді

Амплітуда напружень, МПа	Передексплуатаційне навантаження		
	Відсутнє	J-метод	S-метод
260	0,0001540	0,0001657	0,0001794
320	0,0002147	0,0002535	0,0002574
420	0,0006492	0,0007460	0,0007904

Даний висновок підтверджують побудовані за результатами корозійно-втомних випробувань діаграми циклічного кругового згину для зразків зі зварного з'єднання (рис. 4.14).

Аналіз поверхонь руйнування зразків зварного з'єднання дає змогу виокремити цікаві особливості (рис. 4.15). У високоамплітудній області

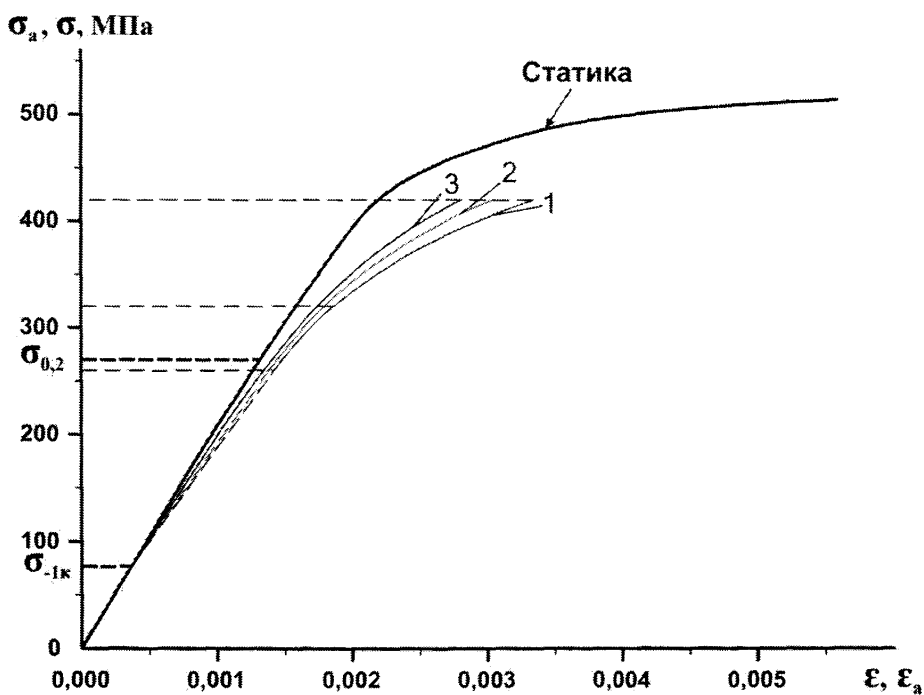


Рисунок 4.14 – Діаграма циклічного кругового згину зварного з'єднання з переднавантаженням S- (1), J-методом (2) та без нього (3) в морській воді

фіксуємо зменшення кількості тріщин, які одночасно поширюються, та інтенсивне вичерпання ресурсу пластичності, що свідчить про превалюючу роль механічного чинника. В таких умовах у всіх випадках превалює крихкий механізм руйнування, який викликає розвиток однієї або двох корозійно-втомних тріщин. При переході в низькоамплітудну область (320 та 260 МПа) фіксуємо схожу тенденцію тільки для переднавантажених зразків, які внаслідок більш значного зменшення ресурсу пластичності мають більшу площу поверхні зламу з крихким механізмом руйнування. Для непереднавантажених зразків спостерігаємо класичний багатолопатекий корозійно-втомний злам, причому із зменшенням амплітуди напружень кількість тріщин, які одночасно поширюються в декількох паралельних площинах, збільшується. Особливо наглядним цей процес є при рівні номінальних напружень 260 МПа. Така механіка руйнування підтверджує негативний вплив передексплуатаційних навантажень не тільки у пружнапластичній зоні, а й області близько та нижче границі текучості.

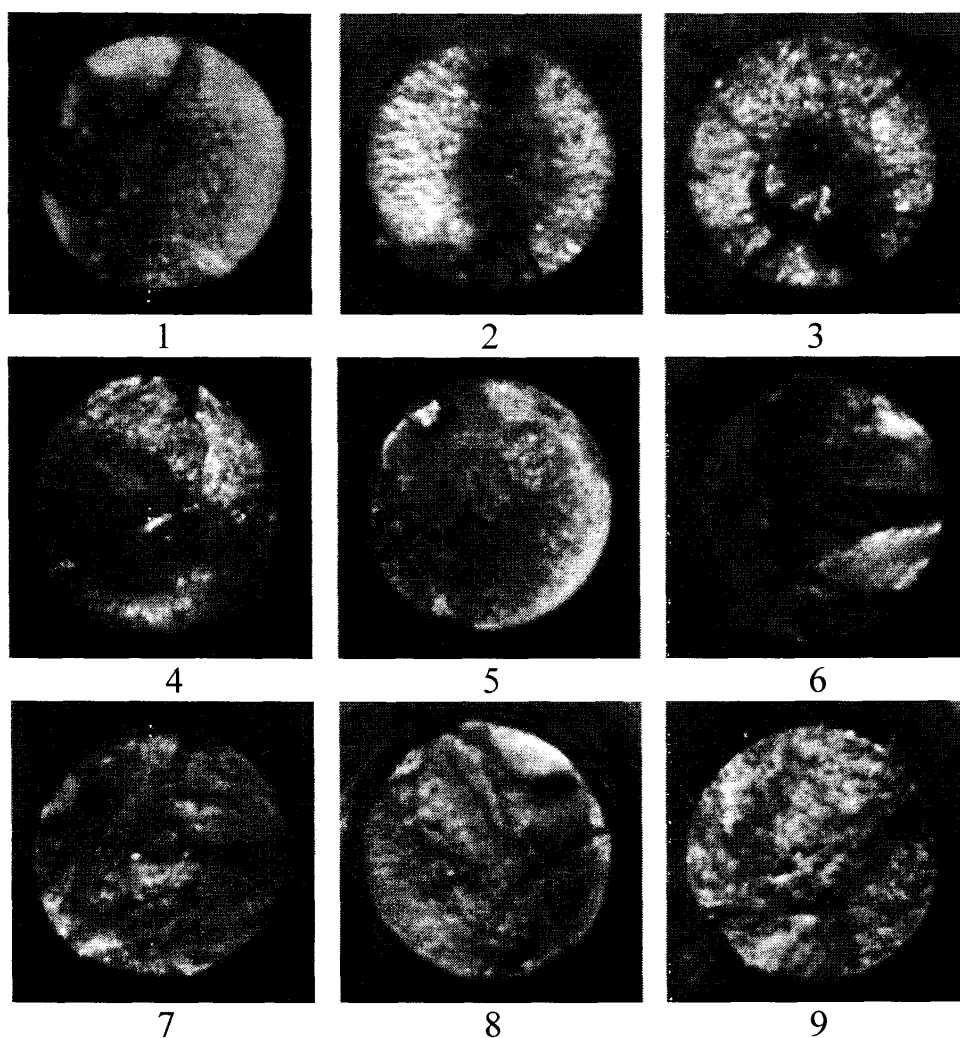


Рисунок 4.15 – Макробудова зламів зразків зварного з'єднання при рівні напружень 260 (1-3), 320 (4-6) та 420 МПа (7-9) з переднавантаженням S- (1, 4, 7), J-методом (2, 5, 8) та без нього (3, 6, 9) у морській воді

Слід зазначити, що середовище може досить суттєво змінювати характер кінетичних діаграм втомного руйнування [141]. При аналізі процесу корозійно-втомного руйнування слід пам'ятати про схильність тріщин при цьому виді руйнування до розгалуження, затуплення та закриття. Особливо підвищену схильність до розгалуження тріщин проявляє метал зварного з'єднання (рис. 4.16). При цьому, фронт поширення тріщини перетинає зерна фериту.

Аналіз одержаних результатів показує (рис. 4.17), що передексплуатаційні навантаження зменшують відносний ресурс безпечної



Рисунок 4.16 – Структура металу зварного шва сталі 09Г2С в умовах корозійно-втомного руйнування, $\times 200$

експлуатації морських трубопроводів з пошкодженим ізоляційним покриттям при укладанні S-методом від 4,7 до 8,7%, а при укладанні J-методом – від 2,8 до 4,9%. Відносний ресурс безпечної експлуатації зварного з'єднання у морській воді, розрахований за відповідними лінійними залежностями (табл. 4.6) з урахуванням передексплуатаційних навантажень S- та J-методом і без нього становить 0,69, 0,73 та 0,77 відповідно.

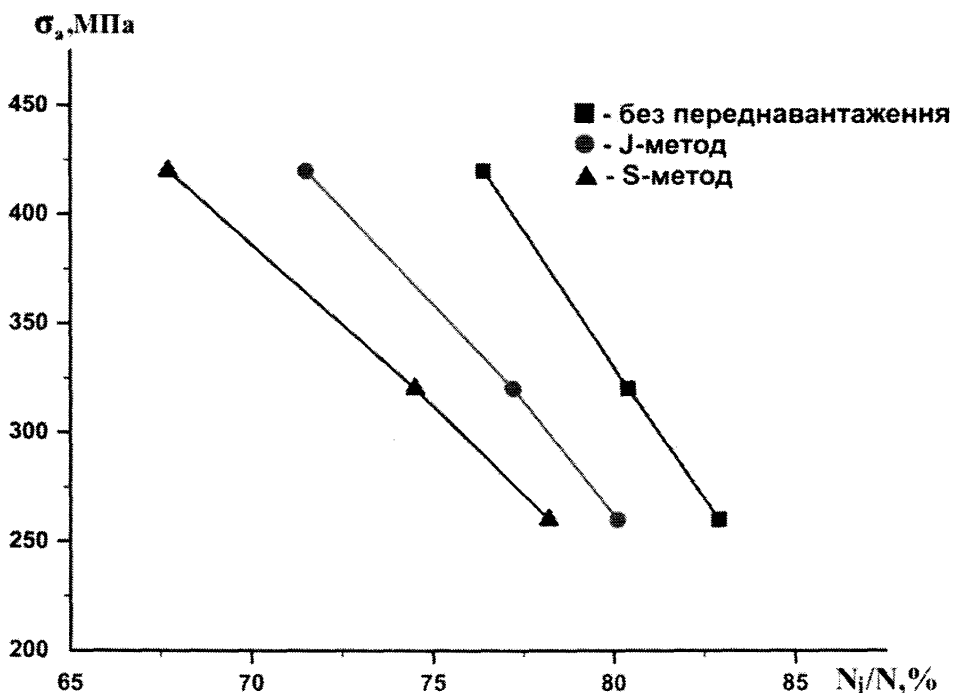


Рисунок 4.17 – Ресурс безпечної експлуатації зварного з'єднання з переднавантаженням S- і J-методами та без нього в морській воді

Таблиця 4.6 – Рівняння для розрахунку довговічності та відносного ресурсу безпечної експлуатації зварного з'єднання в середовищі морської води

Передексплуатаційне навантаження	Рівняння	
	Довговічність	Відносний ресурс безпечної експлуатації
Відсутнє	$N^k = 10^{6,552-0,006899\sigma}$	$w^k = 0,934 - 0,000406\sigma$
J-метод	$N_J^k = 10^{6,6597-0,00759\sigma}$	$w_J^k = 0,943 - 0,000541\sigma$
S-метод	$N_S^k = 10^{6,750-0,00819\sigma}$	$w_S^k = 0,954 - 0,000659\sigma$

Таким чином, за результатами корозійно-втомних випробовувань зразків основного металу та званого з'єднання морських трубопроводів встановлено закономірності впливу передексплуатаційних навантажень на опір корозійній втомі та ресурс безпечної експлуатації у середовищі морської води.

4.3 Вплив циклічного навантаження на електрохімічну поведінку основного металу трубопроводу у морській воді

Вивчення електрохімічних властивостей матеріалу трубопроводу при корозійній втомі, встановлення взаємозв'язку між характером зміни електрохімічних властивостей та накопиченням корозійно-втомних пошкоджень дають важливу інформацію про кінетику та механізм процесу руйнування. Такі дані можуть бути основою для науково обгрунтованого вибору електрохімічних параметрів та засобів захисту матеріалу трубопроводу від корозійної втоми [142, 143], а також прогнозування ресурсу його роботи.

Електрохімічна гетерогенність поверхні зразка в процесі втомного навантаження зростає внаслідок інтенсивного накопичення в його об'ємі

пошкоджень, виходу дислокацій на поверхню зразка, виділення вуглецю на границях зерен, формування грубих смуг ковзання, зародження втомних тріщин тощо [144]. Вона робить його менш корозійно стійким та викликає разблагородження потенціалу анодного процесу, що спричиняє зсув електродного потенціалу (ЕП) в область від'ємних значень. За кінетичними кривими ЕП можна судити про кінетику накопичення корозійно-втомних пошкоджень, починаючи від поверхневих змін, що передують процесу зародження тріщин, до повного руйнування зразка [131].

В ході досліджень були одержано кінетичні криві зміни ЕП для сталі трубопроводу в морській воді з урахуванням передексплуатаційних навантажень в процесі укладання трубопроводу S- та J-методом та без нього (рис. 4.18, 4.19, 4.20). В якості електроду порівняння використовувався хлорсрібний насичений електрод.

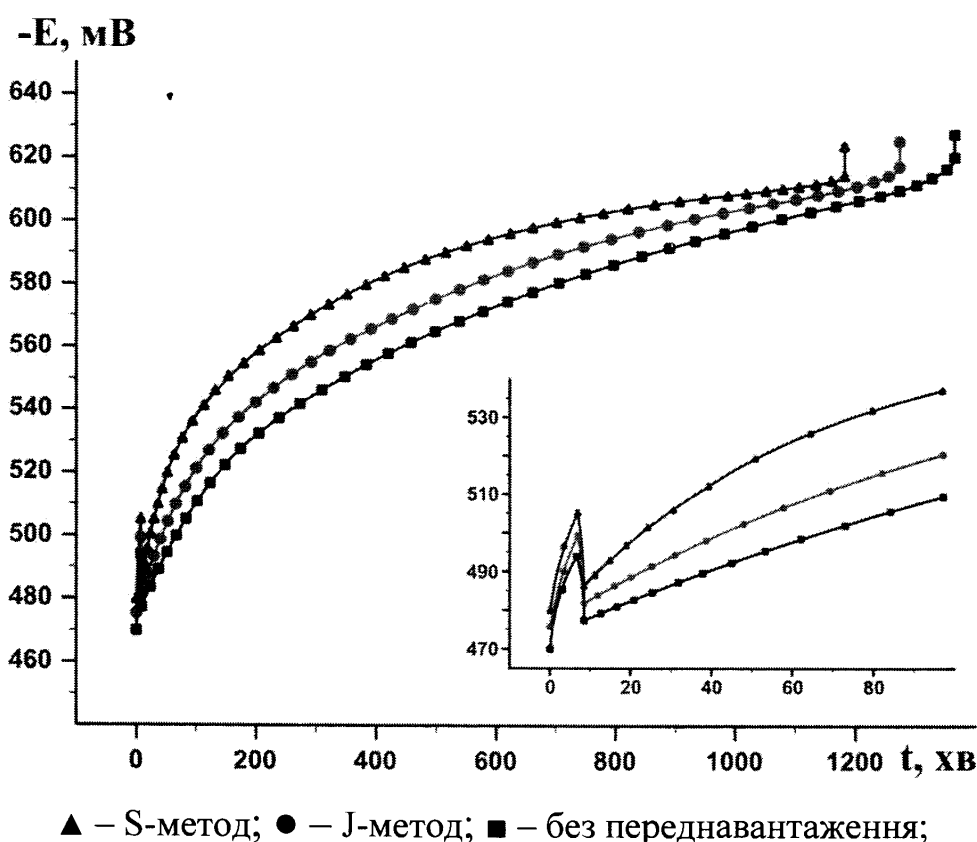


Рисунок 4.18 – Кінетика електродного потенціалу сталі 09Г2С при статичному та низькочастотному навантаженні у морській воді при 260 МПа

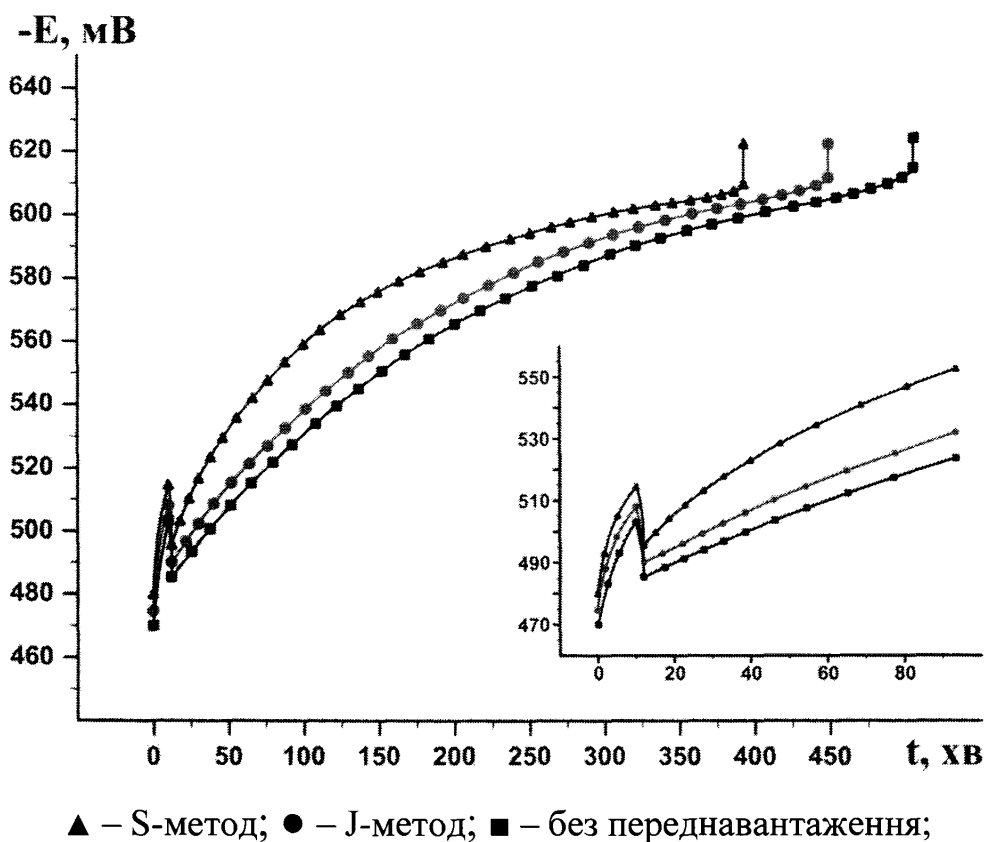


Рисунок 4.19 – Кінетика електродного потенціалу сталі 09Г2С при статичному та низькочастотному навантаженні у морській воді при 320 МПа

Характерні ділянки кінетичних кривих зміни ЕП відповідають певним етапам корозійно-втомного руйнування металів.

На I ділянці, що відповідає ступінчастому статичному навантаженню, відбувається монотонне спадання ЕП, тим більше, чим більша величина прикладеної амплітуди напружень σ_a . ЕП початку та кінця навантаження в переднавантажених зразків дещо нижчий, що пов'язано з наявністю залишкових деформацій та деякого рівня накопичених пошкоджень в структурі металу. Проте на зміну електродного потенціалу в даному випадку впливає, перш за все фактор часу, а вплив механічних напружень та попередньої історії навантаження мінімальний. За час статичного навантаження до рівня напружень 260, 320 та 420 МПа спадання ЕП складає від 23 до 45 мВ відповідно.

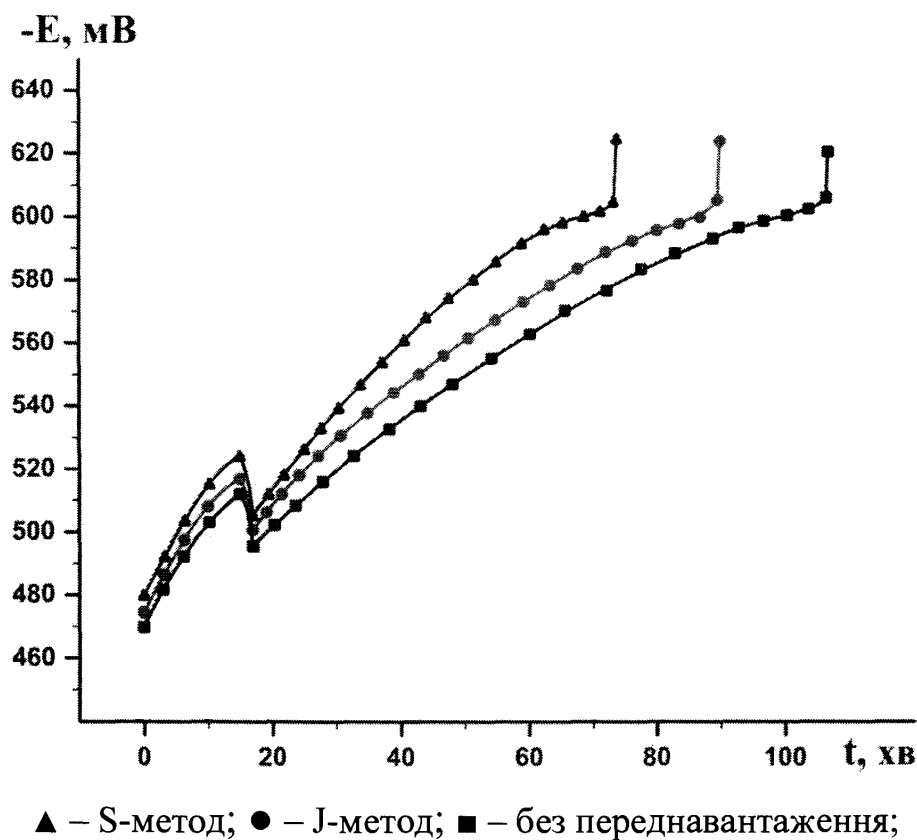


Рисунок 4.20 – Кінетика електродного потенціалу сталі 09Г2С при статичному та низькочастотному навантаженні у морській воді при 420 МПа

Після прикладення циклічного навантаження протягом перших циклів проходить стрімке зростання ЕП на II ділянці, яке може бути обумовлене декількома факторами: в процесі низькочастотного обертання навантаженого зразка у морській воді виникають потоки, які змивають з його поверхні частину адсорбованих агресивних йонів розчинених солей, що полегшує процес десорбції та утруднює повторну первинну та вторинну адсорбцію. Це призводить до сповільнення електродних процесів та зростання ЕП. З іншого боку, з перших циклів навантаження відбувається інтенсивне циклічне знеміцнення, яке проходить з утворенням субмікротріщин, які відіграють роль мікрогальванічних елементів, активізуючи при цьому електродні процеси. Активація поверхні, викликана циклічним навантаженням, швидко компенсує дію потоків середовища і зростання ЕП припиняється. Як показують кінетичні криві зміни електродного потенціалу,

переднавантаження мало впливає на величину зростання ЕП після проходження перших циклів низькочастотної корозійної втоми і при амплітудах напружень 260, 320 та 420 МПа вона складає 16-20 мВ. Глибина потенціальної ями при збільшенні σ_a зменшується, оскільки зростання σ_a сприяє швидкому накопиченню пошкоджень.

Порівняно висока інтенсивність спадання ЕП на III ділянці з тенденцією до затухання відповідає зародженню та розвитку на поверхні металу уздовж площин ковзання великого числа мікротріщин, які утворюються шляхом розвитку та злиття окремих субмікротріщин. Зниження ЕП свідчить про те, що новоутворений шар продуктів корозії гальмує переважно катодний процес, тобто асиміляцію електронів молекулами розчиненого кисню. Враховуючи той факт, що в цьому випадку відбувається концентраційна поляризація, можна вважати, що цей шар затримує доступ кисню до поверхні металу. Поступове зменшення інтенсивності спадання ЕП аж до відносної стабілізації пов'язане з подальшим поглибленням мікротріщин, які розвиваються перпендикулярно до напрямку дії нормальних напружень. В результаті нерівномірного розподілу по довжині зразка, при їхньому поглибленні виникають умови для об'єднання поруч розташованих тріщин. Зі збільшенням глибини ці тріщини переростають в одну або декілька вже більш віддалених одна від одної магістральних тріщин. З подальшим розвитком магістральних тріщин опір корозійного середовища істотно зростає, що послаблює вплив ювенільних поверхонь, які виникають на берегах тріщин, на величину загального ЕП зразка. Для всіх переднавантажених зразків на даній ділянці спостерігаємо збільшення швидкості спадання ЕП, тобто прискорення процесу розблагородження, внаслідок більшої кількості накопичених пошкоджень та більшої швидкості розвитку вже існуючих дефектів.

Стрибкоподібне падіння потенціалу на IV ділянці відповідає остаточному руйнуванню зразка і миттєвому контакту великих площ

новоутвореної ювенільної поверхні металу з корозійної середовищем. Для основного металу величина ЕП початку руйнування для всіх рівнів номінальних напружень практично однакова, хоча й має тенденцію до незначного зниження зі зменшенням амплітуди напружень, а для переднавантажених зразків вона є дещо вищою, що може бути пов'язано з більшою кількістю нагромаджених пошкоджень. Так, при амплітуді напружень 260 МПа вона становить 614-620 мВ, при 320 МПа – 610-615 мВ, а при 420 МПа – 605-607 мВ. Стрибок ЕП на стадії долому зменшується зі зниженням величини номінальних напружень, що пов'язано зі зменшенням площі поверхні долому, а при однаковій амплітуді напружень в переднавантажених зразках його значення є навіть дещо більшим, що може бути пов'язано із зростанням швидкості руйнування. Стрибок ЕП при рівні напружень 420 МПа складає 15-20 мВ, при 320 МПа – 9-13 мВ, а при 260 МПа – 7-9 мВ. Після руйнування зразка відбувається пасивування місця долому і повернення (збільшення) величини ЕП до рівня, який встановився безпосередньо перед доломом. Внаслідок зародження декількох магістральних тріщин при корозійно-втомному руйнуванні в переважній більшості випадків спостерігається багатолопатевий злам, який відрізняється від втомного зламу, одержаного на повітрі [55].

В області низькочастотної багатоциклової корозійної втоми кінетика ЕП (рис. 4.21), в цілому, подібна до вище розглянутої. Спадання ЕП за час статичного навантаження складає ~ 19 мВ, а глибина потенціальної ями збільшується до ~ 16 мВ. При зниженні σ_a до 180 МПа швидкість спадання ЕП на III ділянці закономірно зменшується внаслідок превалюючого впливу пасивації над механічним чинником, і з часом крива ЕП виходить на майже лінійну ділянку, яка відповідає його відносній стабілізації. ЕП початку руйнування становить ~ 635 мВ, а стрибок ЕП при доломі складає ~ 5 мВ. Таким чином, характер зміни електрохімічних властивостей сталі при низькочастотній корозійній втомі пов'язаний з певними етапами розвитку

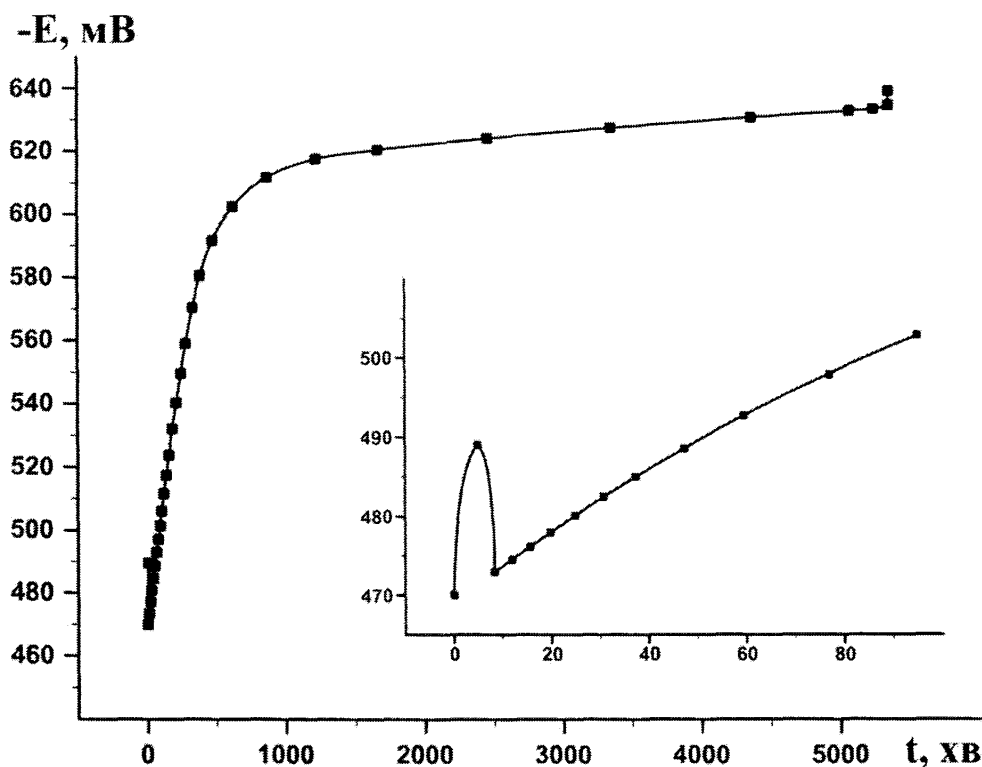
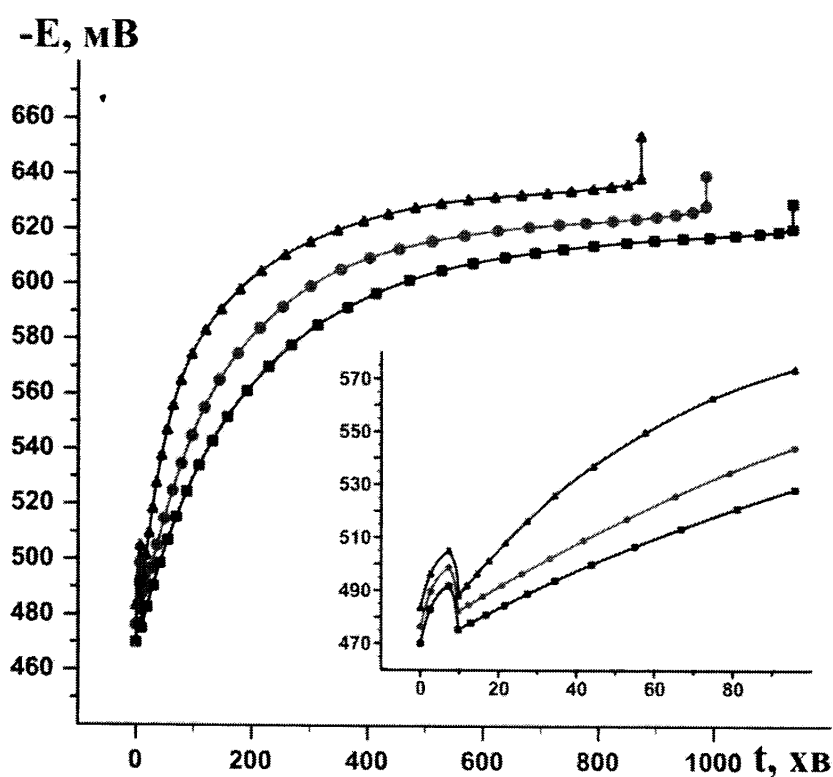


Рисунок 4.21 – Кінетика електродного потенціалу сталі 09Г2С при статичному та низькочастотному навантаженні у морській воді при 180 МПа без переднавантаження

корозійно-втомних пошкоджень. Дані про зміну електрохімічних властивостей при корозійній втомі дозволяють глибше аналізувати та повніше інтерпретувати процес накопичення та розвитку пошкоджень в залежності від амплітуди напружень та кількості пройдених циклів навантаження. Грунтуючись на них можна встановити, на яких ділянках і після якого числа пройдених циклів навантаження відбувається розвиток зсувоутворень, мікротріщин, формування однієї або декількох магістральних тріщин і як при цьому змінюється електрохімічна активність поверхні металу.

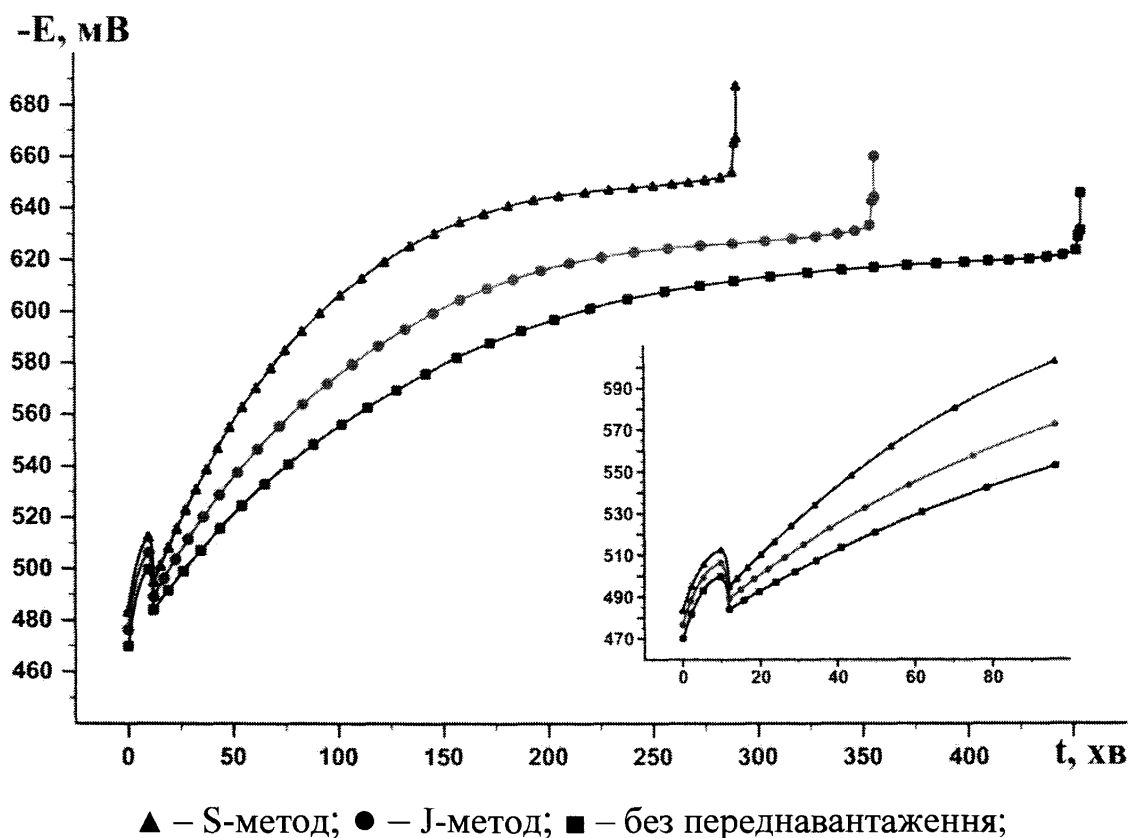
4.4 Кінетика електродного потенціалу зварного з'єднання в умовах корозійної втоми

Кінетичні криві зміни ЕП зварного з'єднання та основного металу в загальному схожі між собою, проте мають суттєві відмінності (рис. 4.22, 4.23, 4.24). Спадання ЕП зварного з'єднання за час статичного навантаження та глибина потенціальної ями при циклічному навантаженні порівняно з основним металом практично співпадають. Так само, як і для основного металу, для всіх переднавантажених зразків спостерігаємо збільшення швидкості розблагородження ЕП. Однак, зварне з'єднання характеризується помітно вищою інтенсивністю розблагородження та відповідно нижчим значенням ЕП початку руйнування, особливо це стосується переднавантажених зразків. Якщо величина ЕП початку руйнування зразків



▲ – S-метод; ● – J-метод; ■ – без переднавантаження;

Рисунок 4.22 – Кінетика електродного потенціалу зварного з'єднання при статичному та низькочастотному навантаженні у морській воді при 260 МПа



▲ – S-метод; ● – J-метод; ■ – без переднавантаження;

Рисунок 4.23 – Кінетика електродного потенціалу зварного з'єднання при статичному та низькочастотному навантаженні у морській воді при 320 МПа

досліджуваних рівнів номінальних напружень і складає 620-632 мВ, то для переднавантажених зразків, за винятком навантаження при амплітуді 420 МПа, вона навпаки відчутно зменшується. При переднавантаженні S- та J-методом значення ЕП безпосередньо перед доломом при рівні номінальних напружень 260 МПа складає 639 та 628 мВ, а при 320 МПа – 667 та 634 мВ відповідно. Як бачимо, найбільш небезпечні тенденції тут проявляються для зразків, переднавантажених S-методом. При 320 МПа різниця ЕП для зразків, переднавантажених S-методом, порівняно зі звичайним навантаженням досягає 40-50 мВ, що свідчить про значний рівень нагромаджених поверхневих корозійних дефектів. Така думка підтверджується і виглядом поверхонь руйнування, на яких видно одночасне поширення кількох магістральних тріщин. З наближенням до області пружних деформацій (260 МПа) механічна активація корозійних процесів дещо втрачає інтенсивність,

однак продовжує відігравати відчутну роль через прояв ефекту Ребіндера та наявність локального мікропластичного течіння навіть у межах границі пружності [107].

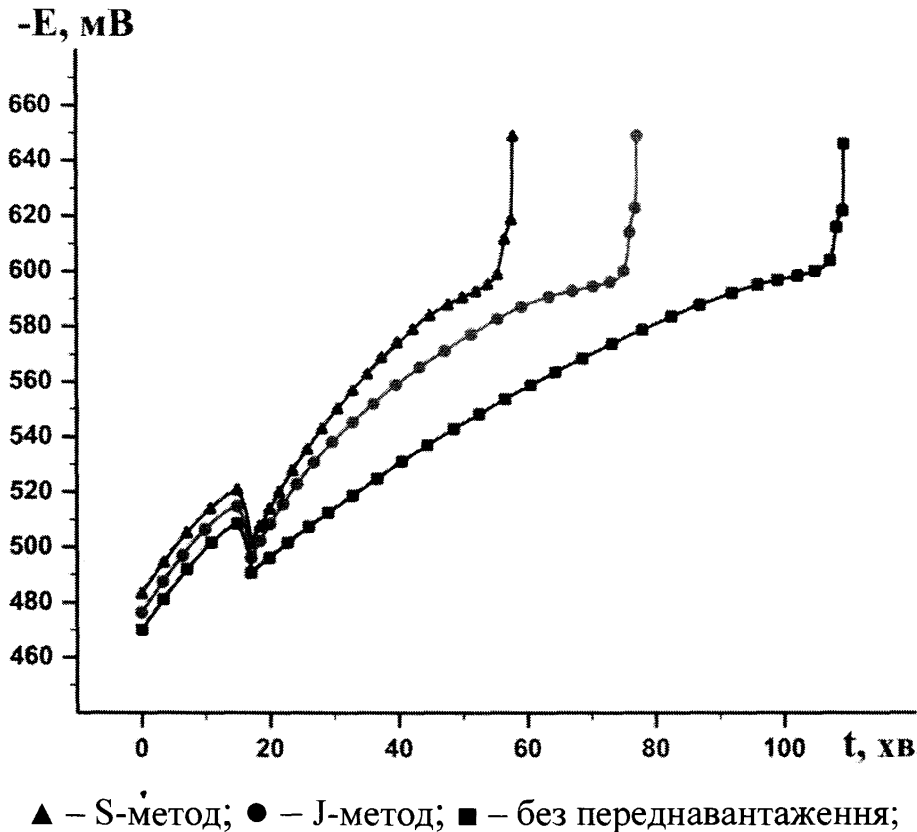


Рисунок 4.24 – Кінетика електродного потенціалу зварного з'єднання при статичному та низькочастотному навантаженні у морській воді при 420 МПа

Крім того, для рівнів напружень 320 та 420 МПа, тобто в пружнопластичній зоні, перед доломом впродовж останніх ~100-150 циклів спостерігається стрибкоподібне спадання ЕП внаслідок прискореного росту та одночасного поширення кількох магістральних тріщин, про що свідчить утворення багатолопатевого зламу, що може бути пов'язане з гетерогенною структурою зварного з'єднання. Якщо при амплітуді напружень $\sigma_a = 420$ МПа величина стрибкоподібного спадання ЕП зварного з'єднання з переднавантаженням S- і J-методом та без нього складає 19, 23 та 17 мВ, то при $\sigma_a = 320$ МПа воно знижується до 14, 11 та 8 мВ відповідно, а при $\sigma_a = 260$ МПа, тобто в зоні поблизу границі текучості, дане явище вже не

спостерігається. Така гіпотеза підтверджується кінетикою деформації зразків та більшим стрибком ЕП на стадії долому порівняно з основним металом. Висота стрибка ЕП зварного з'єднання з переднавантаженням S- і J-методом та без нього на стадії долому при рівні напружень 420 МПа складає 30, 26 та 24 мВ, при 320 МПа – 20, 16 та 14 мВ, а при 260 МПа зменшується до 15, 11 та 9 мВ відповідно.

Кінетика ЕП в області низькочастотної багатоциклової корозійної втоми (рис. 4.25) фактично аналогічна до такої ж для основного металу. На стадії накопичення корозійно-втомних пошкоджень зварне з'єднання відрізняється більш інтенсивним зниженням ЕП, проте на стадії збільшення та поглиблення вже існуючих дефектів, коли відбувається вихід на майже лінійну ділянку відносної стабілізації ЕП, його величина для зварного з'єднання та основного металу практично співпадає.

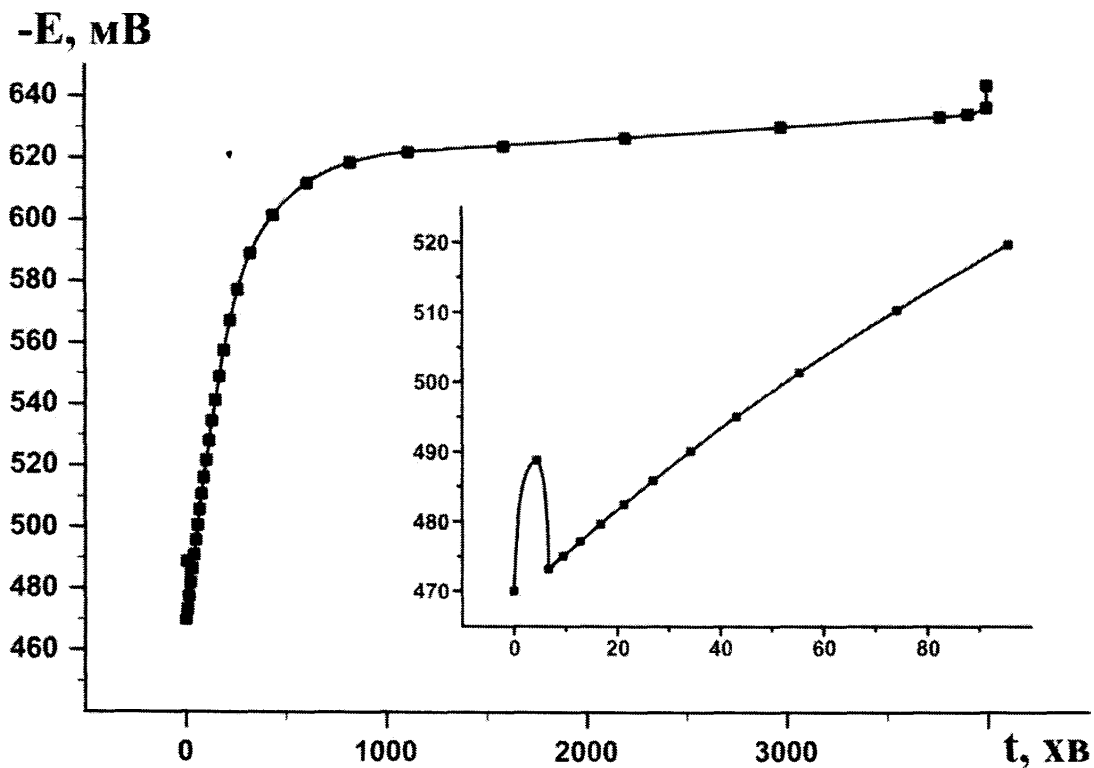


Рисунок 4.25 – Кінетика електродного потенціалу зварного з'єднання при статичному та низькочастотному навантаженні у морській воді при 180 МПа без переднавантаження

Таким чином, за результатами проведених досліджень встановлено закономірності електрохімічної поведінки матеріалу лінійної частини та зварного з'єднання трубопроводу у морській воді.

ВИСНОВКИ ПО РОЗДІЛУ 4:

1. Побудовано ділянки кривих корозійної втоми зразків основного металу і зварного з'єднання морських трубопроводів та вперше встановлено закономірності впливу передексплуатаційних навантажень в процесі укладання на корозійну витривалість матеріалу трубопроводу.
2. Вперше розкрито вплив переднавантаження на кінетику деформації та руйнування матеріалу лінійної частини та зварного з'єднання трубопроводу у морській воді. Показано, що передексплуатаційні навантаження зменшують відносний ресурс безпечної експлуатації морських трубопроводів з пошкодженим ізоляційним покриттям при укладанні S-методом для основного металу до 9,1 %, для зварного з'єднання – до 8,7 %, а при укладанні J-методом – до 3,6 та 4,9 % відповідно.
3. За результатами проведених досліджень одержано аналітичні залежності для визначення довговічності та відносного ресурсу безпечної експлуатації сталі 09Г2С та зварного з'єднання трубопроводу в середовищі морської води. В досліджуваному діапазоні амплітуд напружень розраховано коефіцієнти впливу агресивності середовища на витривалість основного металу та зварного з'єднання трубопроводу з урахуванням передексплуатаційних навантажень в процесі укладання S- та J-методами та без нього.
4. Вперше вивчено вплив переднавантаження на кінетику електродного потенціалу основного металу та зварного з'єднання трубопроводу при низькочастотному навантаженні у морській воді. Показано, що

передексплуатаційне навантаження істотно інтенсифікує процес розблагородження електродного потенціалу матеріалу трубопроводу (як лінійної частини, так і зварного з'єднання) та зменшує його рівноважне значення, що підвищує ризик утворення та розвитку корозійних уражень в умовах пошкодженого ізоляційного покриття.

ВИСНОВКИ

1. Розроблену раніше методику дослідження деформації та руйнування морських трубопроводів доповнено моделюванням процесу укладання трубопроводу на дно моря J-методом. Створено та впроваджено на підприємствах ДАТ “Чорноморнафтогаз” та ТОВ “Інститут “Шельф” методику оцінки впливу передексплуатаційних навантажень в процесі укладання трубопроводу на його ресурс безпечної експлуатації.
2. Вивчено вплив передексплуатаційних навантажень в процесі укладання на фізико-механічні характеристики матеріалу трубопроводу. Показано, що переднавантаження S-методом, внаслідок прояву квазістатичного ефекту Баушінгера, зменшує рівень границі текучості трубної сталі 09Г2С до 42 %, а зварного з’єднання – до 50 %, що необхідно враховувати в інженерних розрахунках на стадіях проектування та експлуатації. Підтверджено можливість ранжирування матеріалів за рівнем нагромаджених пошкоджень за допомогою силового та деформаційного критеріїв ефекту Баушінгера для оптимізації вибору матеріалу при спорудженні морських трубопроводів.
3. Науково доведено недостатність використання лише показника довговічності для оцінки ресурсу та залишкового ресурсу роботи трубопроводів через неможливість їх експлуатації в штатному режимі на стадії прискореного росту втомних (корозійно-втомних) тріщин, яка складає до 34 % від загальної довговічності для основного металу та до 32 % для зварного з’єднання трубопроводу. Спираючись на об’єднаний аналіз показників довговічності та деформаційної поведінки матеріалу трубопроводу, запропоновано спосіб визначення ресурсу безпечної експлуатації та введено поняття “відносний ресурс безпечної експлуатації” морських трубопроводів, використання якого дає змогу

нівелювати вплив розкиду довговічностей зразків і пов'язаних з цим похибок розрахунку в межах одного рівня напружень.

4. Вперше побудовано криві низькочастотної (0,8 Гц) втоми та корозійної втоми зразків зі сталі 09Г2С та зварного з'єднання морського трубопроводу з урахуванням переднавантаження за моделлю S- і J-методів укладання та без нього. Показано, що передексплуатаційні навантаження зменшують відносний ресурс безпечної експлуатації морських трубопроводів з цілісним ізоляційним покриттям при укладанні S-методом для основного металу до 9,3 %, для зварного з'єднання – до 7,9 %, а при укладанні J-методом для основного металу – до 3,3 %, для зварного з'єднання – до 4,1 %. Також показано, що передексплуатаційні навантаження зменшують відносний ресурс безпечної експлуатації морських трубопроводів з пошкодженим ізоляційним покриттям при укладанні S-методом для основного металу до 9,1 %, для зварного з'єднання – до 8,7 %, а при укладанні J-методом для основного металу – до 3,6 %, для зварного з'єднання – від 4,9 %.
5. Вивчено кінетику електродного потенціалу зразків основного металу та зварного з'єднання морського трубопроводу з урахуванням переднавантаження за моделлю S- та J-методів укладання і без нього при низькочастотному навантаженні у морській воді і показано, що в області експлуатаційних навантажень електродний потенціал дає змогу відслідковувати процес нагромадження пошкоджень у матеріалі трубопроводу.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Пиріг Т. Ю. Вплив передексплуатаційних навантажень на ресурс роботи морських трубопроводів / Т. Ю. Пиріг // Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу: матеріали міжнародної науково-технічної конференції, 15-18 травня 2012 р. / Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – Івано-Франківськ, 2012. – С. 231-233.
2. Пиріг Т. Ю. Оцінка ресурсу безпечної експлуатації морських трубопроводів з урахуванням навантажень у процесі будівництва / Т. Ю. Пиріг // Фізико-хімічна механіка матеріалів, спец. вип. № 9. – 2012. – Т.2. – С. 677-682.
3. Пиріг Т. Ю. Кінетика електродного потенціалу сталі трубопроводів / Т. Ю. Пиріг // Техніка і прогресивні технології у нафтогазовій інженерії-2012: тези доповідей міжнародної науково-практичної конференції молодих учених та студентів, 5-7 листопада 2012 р. / Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – Івано-Франківськ, 2012. – С. 202-205.
4. Пиріг Т. Ю. Кінетика електродного потенціалу матеріалу зварного з'єднання морських трубопроводів / Т. Ю. Пиріг // Техніка і прогресивні технології у нафтогазовій інженерії-2012: тези доповідей міжнародної науково-практичної конференції молодих учених та студентів, 5-7 листопада 2012 р. / Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – Івано-Франківськ, 2012. – С. 205-208.
5. Побережний Л. Я. Вплив йонної сили ґрунтового електроліту на швидкість корозії металу нафтогазопроводів / Л. Я. Побережний, Т. Ю. Пиріг, А. І. Станецький // Фізико-хімічна механіка матеріалів, спец. вип. № 8. – 2010. – Т. 2. – С. 620-624.

6. Побережний Л. Я. Способи укладання морських нафтогазопроводів: переваги та недоліки / Л. Я. Побережний, Т. Ю. Пиріг // Нафтова і газова промисловість. – 2010. – № 4. – С. 42-45.
7. Побережний Л. Я. Напружено-деформований стан трубопроводів під час їх укладання на дно моря S- та J-методами / Л. Я. Побережний, Т. Ю. Пиріг // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2010. – № 3(25). – С. 91-96.
8. Побережний Л. Я. Особенности расчета напряженно-деформированного состояния морских трубопроводов при их укладке / Л. Я. Побережний, Т. Ю. Пыриг // Деформация и разрушение материалов и наноматериалов: IV международная конференция, 25-28 октября 2011 г. / Сборник материалов. – М: ИМЕТ РАН, 2011. – С. 785-787.
9. Побережний Л. Я. Втомна довговічність та кінетика деформації матеріалу трубопроводу при низькочастотному навантаженні / Л. Я. Побережний, Т. Ю. Пиріг // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – № 3(44). – С. 87-96.
10. Побережний Л. Я. Кінетика деформації і руйнування основного металу та зварного з'єднання трубопроводу у морській воді / Л. Я. Побережний, Т. Ю. Пиріг, І. Б. Окіпний, В. Б. Асатрян // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2013. – № 1(46). – С. 122-133.
11. Побережний Л. Я. Методика визначення областей підвищеної корозійної активності вздовж трас пролягання магістральних газонафтопроводів / Л. Я. Побережний, А. І. Станецький, Т. Ю. Пиріг, О. Д. Мельник // Розвідка та розробка газових та нафтових родовищ. – 2010. – № 4(37). – С. 118-123.
12. Побережний Л. Методика оцінки впливу передексплуатаційних навантажень в процесі укладання на втомну довговічність та ресурс безпечної експлуатації морських нафтогазопроводів / Л. Побережний, Т. Пиріг, А. Станецький, Ю. Мойсюк // Вісник Тернопільського національного технічного університету. – 2013. – №1. – С. 84-95.

13. Побережний Л. Вплив способу укладання на ресурс безпечної експлуатації морських трубопроводів / Л. Побережний, Т. Пиріг // Вісник Тернопільського національного технічного університету, спеціальний випуск, частина 1. – 2011. – С. 101-106.
14. Submarine Pipeline Systems: DNV-OS-F101: 2010. – Oslo: Det Norske Veritas, 2010. – 238 p.
15. Нефтяная и газовая промышленность. Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования: ГОСТ Р 54382:2011. – М.: Стандартиформ, 2012. – 274 с.
16. Забела К. А. Ликвидация аварий и ремонт подводных трубопроводов / К. А. Забела. – М.: Недра, 1986. – 152 с.
17. Шадрин О. Б. Проблемы эксплуатации и ремонта морских трубопроводов / О. Б. Шадрин, Л. К. Тьен, Г. П. Гончаров // Нефтяное хозяйство. – 1996. – № 8. – С. 77-81.
18. Specification for Line Pipe: API 5L:2007. – Washington, D.C.: American Petroleum Institute, 2007. – 166 p.
19. Steel pipes for pipelines for combustible fluids. Technical delivery conditions. Part 2: Pipes of requirement class B: EN 10208-2:2009. – Brussels: European Committee for Standardization, 2009. – 58 p.
20. Gas Transmission and Distribution Piping Systems: ASME B31.8:2010. – New York: The American Society of Mechanical Engineers, 2010. – 212 p.
21. Design, Construction, Operation, and Maintenance of Offshore Hydrocarbon Pipelines (Limit State Design): API RP 1111:1999. – Washington, D.C.: American Petroleum Institute, 1999. – 58 p.
22. Code of Practice for Pipelines. Part 3: Pipelines Subsea: Design, Construction and Installation: BS 8010-3:1993. – London: British Standards Institution, 1993. – 82 p.
23. Нормы проектирования и строительства морского газопровода: ВН 39-1.9-005:1998. – М.: ИРЦ Газпром, 1998. – 17 с.

24. Рыбаков А. А. Магистральные подводные трубопроводы и трубы для их сооружения / А. А. Рыбаков // Обеспечение эксплуатационной надежности систем трубопроводного транспорта: сборник докладов научно-практического семинара, 17–18 апреля 2007 г. / НТК Институт электросварки им. Е. О. Патона. – Киев, 2007. – С. 69-76.
25. Kyriakides S. Mechanics of offshore pipelines. Vol. 1: Buckling and collapse / S. Kyriakides, E. Corona. – Amsterdam: Elsevier, 2007. – 401 p.
26. Бошкова И. Л. Трубопроводный транспорт и переработка продукции морских скважин / И. Л. Бошкова. – Одесса: ОГАХ, 2010. – 144 с.
27. Heerema E. P. Recent achievements and present trends in deepwater pipe-lay Systems / E. P. Heerema // Offshore Technology Conference, 2-5 May 2005 / Offshore Technology Conference. – Houston, TX: OTC, 2005. – OTC 17627.
28. Bai Y. Tube collapse under combined external pressure, tension and bending / Y. Bai, R. Igland, T. Moan // Marine Structures. – 1997. – V. 10. – P. 389-410.
29. Морские трубопроводы / [Ю. А. Горяинов, А. С. Федоров, Г. Г. Васильев и др.]. – М.: Недра, 2001. – 131 с.
30. Pulici M. Deep Water Sealines Installation by Using the J-lay Method – The Blue Stream Experience / M. Pulici, M. Trifon, A. Dumitrescu // International Offshore and Polar Engineering Conference: Proceedings of The 13th International Conference, 25-30 May 2003 / The International Society of Offshore and Polar Engineers. – Honolulu, HI: ISOPE. – V. 2. – P. 38-43.
31. Cavicchi M. J-lay installations lessons learned / M. Cavicchi, K. Ardavanis // Offshore Technology Conference, 5–8 May 2003 / Offshore Technology Conference. – Houston, TX: OTC, 2003. – OTC 15333.
32. Manouchehri S. A Discussion of the Effect of the Reeled Installation Process on Pipeline Limit States / S. Manouchehri, B. Howard, S. Denniel // International Offshore and Polar Engineering Conference: Proceedings of The

- 18th International Conference, 6-11 June 2003 / The International Society of Offshore and Polar Engineers. – Vancouver, BC: ISOPE. – V. 2. – P. 53-59.
33. Brief Overview of Gulf of Mexico OCS Oil and Gas Pipelines: Installation, Potential Impacts, and Mitigation Measures // U. S. Department of the Interior, Minerals Management Service. – New Orleans, LA: MMS, 2001. – 15 p.
34. Кукушкин Б. М. Строительство подводных трубопроводов / Б. М. Кукушкин, В. Я. Канаев. – М.: Недра, 1982. – 176 с.
35. Сооружение подводных трубопроводов / Б. В. Самойлов, Б. И. Ким, В. И. Зоненко, В. И. Кленин. – М.: Недра, 1995. – 304 с. : ил.
36. Вяхирев Р. И. Обустройство и освоение морских нефтегазовых месторождений / Вяхирев Р. И., Никитин Б. А., Мирзоев Д. А. – М.: Издательство академии горных наук, 1999. – 373 с.
37. Шадрин О. Б. Новые технические решения при строительстве морских трубопроводов / О. Б. Шадрин, Л. К. Тьен, Г. П. Гончаров // Нефтяное хозяйство. – 1996. – № 8. – С. 82-84.
38. Каплун А. Б. ANSYS в руках инженера: Практическое руководство / Каплун А. Б., Морозов Е. М., Олферьева М. А. – М.: Едиториал УРСС, 2003. – 272 с.
39. Радин В. П. Применение метода конечных элементов для исследования подводного трубопровода / В. П. Радин, Ю. А. Окопный, А. И. Саликов // Вопросы надежности газопроводных конструкций. – М.: ВНИИГАЗ, 1993. – С. 61-70.
40. Пановко Я. Г. Основы прикладной теории колебаний и удара / Я. Г. Пановко. – [5-е изд.]. – М.: Либроком, 2010. – 272 с.
41. Папуша А. Н. Проектирование морского подводного трубопровода: расчет на прочность, изгиб и устойчивость морского трубопровода в среде Mathematica / А. Н. Папуша. – Москва-Ижевск: НИЦ “Регулярная и хаотическая динамика”, 2006. – 328 с.

42. Lawinsky da Silva D. M. A Computational System For Subsea Pipelaying Simulation / D. M. Lawinsky da Silva, C. H. Albrecht, B. P. Jacob, I. Q. Masetti, C. R. M. Barros, A. C. Saad // International Journal of Modeling and Simulation For the Petroleum Industry. – 2009. – V. 3. – №1. – P. 35-45.
43. Капустин К. Я. Строительство морских трубопроводов / К. Я. Капустин, М. А. Камышев. – М.: Недра, 1982. – 207 с.
44. Радин В. П. О собственных частотах подземных и подводных трубопроводов с открытыми участками / В. П. Радин, А. И. Саликов // Конструктивная надежность газопроводов. – М.: ВНИИГАЗ, 1992. – С. 102-108.
45. Murphey C. E. Ultimate Pipe Strength under Bending, Collapse and Fatigue / C. E. Murphey, C. G. Langner // Offshore Mechanics and Arctic Engineering: 4th International Symposium, 17-21 February 1985 / American Society of Mechanical Engineers. – Dallas, TX: ASME. – V. 1. – P. 467-477.
46. Окопный Ю. А. Случайные колебания подводных трубопроводов при гидродинамических воздействиях / Ю. А. Окопный, В. П. Радин // Надежность газопроводных конструкций. – М.: ВНИИГАЗ, 1990. – С. 76-79.
47. Горяинов Ю. А. Управление проектами строительства морских трубопроводов / Ю. А. Горяинов. – М.: Формула энергии, 2004. – 411 с.
48. Бородавкин П. П. Морские нефтегазовые сооружения: Учебник для вузов. Часть 1. Конструирование / П. П. Бородавкин. – М.: ООО Недра-Бизнесцентр, 2007. – 555 с.: ил.
49. Халфин И. Ш. Воздействие волн на морские нефтегазопромысловые сооружения / И. Ш. Халфин. – М.: Недра, 1990. – 310 с.: ил.
50. Курганова И. Н. Оценка долговечности участков подводных трубопроводов в непроектном положении / И. Н. Курганова, В. П. Радин, А. И. Саликов // Вопросы надежности газопроводных конструкций. – М.: ВНИИГАЗ, 1993. – С. 54-61.

51. Netto T. A. Fatigue performance of pre-strained pipes with girth weld defects: Full-scale experiments and analyses / T. A. Netto, M. I. Lourenco, A. Botto // *International Journal of Fatigue*. – 2008. – V. 30. – №5. – P. 767-778.
52. Окопный Ю. А. Исследование напряженно-деформированного состояния подводного газопровода / Ю. А. Окопный, В. П. Радин // *Конструктивная надежность газопроводов*. – М.: ВНИИГАЗ, 1992. – С. 53-62.
53. Лаптева Т. И. О методах расчета вертикального выпучивания морских трубопроводов / Т. И. Лаптева, М. Н. Мансуров // *Наука и техника в газовой промышленности*. – 2007. – № 4. – С. 89-97.
54. Доусон Т. Проектирование сооружений морского шельфа / Т. Доусон; [пер. с англ. В. А. Смелов]. – Л.: Судостроение, 1986. – 286 с.
55. Коррозионная усталость металлов: Тр. I сов.-англ. семинара / Под ред. акад. Я. М. Колотыркина. – К.: Наукова думка, 1982. – 372 с.
56. Патин С. А. Экологические проблемы освоения нефтегазовых ресурсов морского шельфа / С. А. Патин. – М.: ВНИРО, 1997. – 350 с.
57. Гусейнов Ч. С. Обустройство морских нефтегазовых месторождений / Ч. С. Гусейнов, В. К. Иванец, Д. В. Иванец. – М.: Изд-во “Нефть и газ” РГУНГ им. И. М. Губкина, 2003. – 608 с.
58. Грудницкий Г. В. Морской газопровод: практика, проблемы/ Г. В. Грудницкий, О. Б.Шадрин, А. Н.Сезин // *Газовая промышленность*. – 1987. – №2. – С. 56-60.
59. Лисанов М. В. Аварийность на морских нефтегазовых объектах / М. В. Лисанов, С. И. Сумской, А. В. Савина, Е. А. Самусева // *Oil&Gas Journal Russia*. – 2010. – № 5. – С. 20-25.
60. Эксплуатация морских нефтегазовых месторождений / А. Б. Сулейманов, Р. П. Кулиев, Э. И. Саркисов, К. А. Карапетов. – М.: Недра, 1986. – 285 с.

61. Модели морских газопроводов / [Г. И. Курбатова, Е. А. Попова, Б. В. Филиппов и др.]. – СПб.: Изд-во СПбГУ, 2005. – 156 с.
62. Семенова И. И. Математические модели в описании колебаний и разрушения подводных трубопроводов: обзор / И. И. Семенова // Омский научный вестник. – 2000. – №13. – С. 121-122.
63. Мансуров М. Н. Современные методы проектирования и расчета морских трубопроводов / М. Н. Мансуров, В. П. Черный // Наука и техника в газовой промышленности. – 2005. – №4. – С. 50-57.
64. Palmer A. C. Subsea Pipeline Engineering / A. C. Palmer, R. A. King. – [2nd Edition]. – Tulsa, OK: PennWell Corporation, 2008. – 624 p.
65. Design and Installation of Marine Pipelines / [M. W. Braestrup, J. B. Andersen, L. W. Andersen et al.]. – Ames, IA: Blackwell Science, 2005. – 342 p.
66. Адамянц П. П. Проектирование обустройства морских нефтегазовых месторождений / Адамянц П. П., Гусейнов Ч. С., Иванец В. К. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2005. – 496 с.
67. Bai Y. Subsea Pipelines and Risers / Y. Bai, Q. Bai. – Amsterdam: Elsevier, 2005. – 812 p.
68. Мирзоев Д. А. Оценка рабочих параметров безопасной транспортировки сырого газа по морскому трубопроводу / Д. А. Мирзоев, В. А. Сулейманов, О. А. Бычкова // Технологии ТЭК. – 2007. – № 1. – С. 54-58.
69. Сулейманов В. А. Транспортировка сырого газа по морским трубопроводам: результаты исследования режимов течения / В. А. Сулейманов, О. А. Бычкова // Oil&Gas Journal Russia. – 2009. – № 5. – С. 36-42.
70. Chakrabarti S. K. Handbook of Offshore Engineering: 2-volume set / S. K. Chakrabarti. – Amsterdam: Elsevier, 2005. – 1278 p.
71. Bai Y. Subsea Engineering Handbook / Y. Bai, Q. Bai. – Burlington, MA: Gulf Professional Publishing, 2010. – 919 p.

72. Offshore Pipelines / B. Guo, S. Song, J. Chacko, A. Ghalambor. – Burlington, MA: Gulf Professional Publishing, 2005. – 281 p.
73. McCarron W. O. Deepwater foundations and pipeline / W. O. McCarron. – Fort Lauderdale, FL: J. Ross Publishing, 2011. – 336 p.
74. Herbich J. B. Offshore pipeline design elements / J. B. Herbich. – New York: Marcel Dekker, 1981. – 233 p.
75. Gowen A. M. Choosing offshore pipeline routes: Problems and solutions / Gowen A. M., Goetz M. J., Waitsman I. M.; Industrial Environmental Research Laboratory, United States Environmental Protection Agency. – Cincinnati, OH: Industrial Environmental Research Laboratory, 1980. – 92 p.
76. Advances in Subsea Pipeline Engineering and Technology: proceedings of an international conference, 30-31 May 1990, Aberdeen, Scotland / Society for Underwater Technology; edited by C.P. Ellinas. – Dordrecht: Kluwer Academic Publishers, 1990. – 374 p.
77. Левин С. И. Зарубежный опыт проектирования подводных трубопроводов / С. И. Левин, Н. И. Петрова. – М.: ВНИИПКтехоргнефтегазстрой, 1986. – 38 с.
78. Чернышов Г. Г. Технология электрической сварки плавлением / Г. Г. Чернышов. – М.: Академия, 2006. – 448 с.: ил.
79. Загребельный В. И. Магнитный контроль напряженно-деформированного состояния сварных соединений и стальных металлоконструкций. Определение их остаточного ресурса: Обзор / В. И. Загребельный // Техническая диагностика и неразрушающий контроль. – 1999. – № 4. – С. 45-52.
80. Крижанівський Є. І. Перспективи використання автоматизованих випробувальних систем з ЕОМ для оцінки корозійно-механічних властивостей матеріалів морських трубопроводів / Є. І. Крижанівський, Л. Я. Побережний // Проблеми создания новых машин и технологий: Научные труды КГПУ. – 2001. – № 1(10) – С. 21-23.

81. Ямалеев К. М. Характер разрушения металла труб нефтепроводов при малоцикловом нагружении / К. М. Ямалеев, А. Г. Гумеров // Нефтяное хозяйство. – 1985. – №6. – С. 46-48.
82. Побережний Л. Я. Комп'ютеризована установка для корозійно-механічних випробовувань матеріалу морських трубопроводів / Л. Я. Побережний // Автоматизація технологічних об'єктів і процесів. Пошук молодих: збірник наукових праць I Всеукраїнської науково-технічної конференції аспірантів та студентів, 15-16 травня 2001р. / ДонДТУ. – Донецьк: ДонДТУ, 2001. – С. 172-174.
83. Крижанівський Є. І. Установка для комплексних досліджень малоциклової втоми матеріалу морських трубопроводів у робочих середовищах / Є. І. Крижанівський, Л. Я. Побережний // Нафтова і газова промисловість. – 2001. – № 5. – С. 44-45.
84. Крижанівський Є. І., Побережний Л. Я. Спосіб оперативної діагностики зломів матеріалів / Деклараційний патент № 46499А, кл. 7 G01N21/00, G01N3/00. Держдепартамент ІВ, Бюл. № 5. 15.05.2002.
85. Крижанівський Є. І. Удосконалена автоматизована випробовувальна система з ЕОМ для дослідження корозійно-механічного руйнування / Є. І. Крижанівський, Л. Я. Побережний, В. А. Ровінський // Вісник Кременчуцького державного політехнічного університету: Наукові праці КДПУ. – 2002. – № 1(12). – С. 292-294.
86. Крижанівський Є. І. Деформаційні ефекти при укладанні трубопроводу на дно моря S-методом / Є. І. Крижанівський, Л. Я. Побережний // Нафтова і газова промисловість. – 2004. – №2. – С. 35-39.
87. Ільницький М. К. Проектування, будівництво та експлуатація морських трубопроводів / М. К. Ільницький, О. Б. Шадрін. – К.: Українська книга, 1997. – 174 с.
88. Кравцов В. І. Механіка гнучких морських конструкцій / В. І. Кравцов. – К.: Наукова думка, 1999. – 131 с.

89. Бородавкин П. П. Морские нефтегазовые сооружения: Учебник для вузов. Часть 2. Технология строительства / П. П. Бородавкин. – М.: ООО Недра-Бизнесцентр, 2007. – 408 с.: ил.
90. Трощенко В. Т. Деформирование и разрушение металлов при многоцикловом нагружении / В. Т. Трощенко. – К.: Наукова думка, 1981. – 344 с.
91. Писаренко Г. С. Опір матеріалів: Підручник / Писаренко Г. С., Квітка О. Л., Уманський Е. С.; за ред. Г. С. Писаренка. – 2-ге вид., допов. і переробл. – К.: Вища школа, 2004. – 655 с.: іл.
92. Корн Г. Справочник по математике для научных работников и инженеров / Г. Корн, Т. Корн [пер. с англ. И. Г. Арамановича, А. М. Березмана, И. А. Вайнштейна, Л. З. Румшицкого, Л. Я. Цлафа; под ред. И. Г. Арамановича]. – М.: Наука, 1973. – 832 с.
93. Тимошенко С. П. Механика материалов / С. П. Тимошенко, Дж. Гере; [пер. с англ. Л. Г. Корнейчука; под ред. Э. И. Григолюка]. – СПб.: Лань, 2002. – 672 с. *
94. Феодосьев В. И. Сопротивление материалов: учебник для вузов / В. И. Феодосьев. – М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 1999. – 592 с.
95. Lenci S., Callegari M. Simple analytical models for the J-lay problem / S. Lenci, M. Callegari // Acta Mechanica. – 2005. – V. 178. – № 1-2. – P. 23–39.
96. Меркин Д. Р. Введение в механику гибкой нити / Д. Р. Меркин. – М.: Наука. Главная редакция физико-математической литературы, 1980. – 240 с.
97. Елисеев В. В. Механика упругих тел / В. В. Елисеев. – СПб.: Изд-во СПбГПУ, 2003. – 336 с.
98. Терентьев В. Ф. Циклическая прочность металлических материалов: Учеб. Пособие / В. Ф. Терентьев, А. А. Оксогоев. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2001. – 61 с.

99. Терентьев В. Ф. Усталость металлических материалов / В. Ф. Терентьев. – М.: Наука, 2003. – 254 с.
100. Терентьев В. Ф. Усталостная прочность металлов и сплавов / В. Ф. Терентьев. – М.: Интермет инжиниринг, 2002. – 288 с.
101. Циклические деформации и усталость металлов: в 2-х т. / [В. Т. Трощенко, Л. А. Хамаза, В. В. Покровский и др.]; под ред. В.Т. Трощенко. – К.: Наукова думка, 1985. – Т. 1: Малоцикловая и многоцикловая усталость металлов. – 1985. – 216 с. : ил.
102. Циклические деформации и усталость металлов: в 2-х т. / [В. Т. Трощенко, Л. А. Хамаза, В. В. Покровский и др.]; под ред. В. Т. Трощенко. – К.: Наукова думка, 1985. – Т. 2: Долговечность металлов с учетом эксплуатационных и технологических факторов. – 1985. – 223 с.: ил.
103. Иванова В. С. Синергетика. Прочность и разрушение металлических материалов / В. С. Иванова. – М.: Наука, 1992. – 160 с.
104. Иванова В. С. Синергетика и фракталы. Универсальность механического поведения материалов / Иванова В. С., Кузеев И. Р., Закирничная М. М. – Уфа: Изд-во УГНГУ, 1998. – 363 с.: ил.
105. Горицкий В. М. Структура и усталостное разрушение металлов / В. М. Горицкий, В. Ф. Терентьев. – М.: Металлургия, 1980. – 208 с.
106. Труфяков В. И. Прочность сварных соединений при переменных нагрузках / Труфяков В. И., Дворецкий В. И., Михеев П. П.; под ред. В. И. Труфяков. – К.: Наукова думка, 1990. – 255 с.: ил.
107. Мицик Б. Г. Гістерезис залежностей напруження-деформація в області Гука / Б. Г. Мицик, Н. М. Дем'янишин // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2009. – № 3. – С. 83-88.
108. Крижанівський Є. І. Кінетика деформування сталі трубопроводу при низькочастотній втомі / Є. І. Крижанівський, Л. Я. Побережний //

- Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2001. – № 1. – С. 62-67.
109. Махутов Н. А. Прочность конструкций при малоцикловом нагружении / Махутов Н. А., Воробьев А. З., Гаденин М. М. – М.: Наука, 1983. – 272 с.
110. Радченко В. П. Об эффекте Баушингера на стадии пластического разупрочнения материала / В. П. Радченко, Е. А. Андреева // 15-я Зимняя школа по механике сплошных сред, 26 февраля – 3 марта 2007 года / Сборник статей. Ч.1. – Пермь: Институт механики сплошных сред УрО РАН, 2007. – С. 42-45.
111. Иванова В. С. Синергетика и усталостное разрушение металлов / В. С. Иванова. – М.: Наука, 1989. – 244 с.
112. Митченко Е. И. Определение характеристик сопротивления усталости индивидуальных образцов на основе деформационно-энергетического подхода / Е. И. Митченко, И. С. Атанасов // Проблемы прочности. – 1991. – №1. – С. 32-36.
113. Коцаньда С. Усталостное разрушение металлов / С. Коцаньда; [пер. с польск. / под ред. С. Я. Яремы]. – М.: Metallurgia, 1990. – 623 с.
114. Сопротивление материалов деформированию и разрушению: Справочное пособие / В. Т. Трощенко, А. Я. Красовский, В. В. Покровский, Л. А. Сосновский. – К.: Наукова думка, 1993. – Ч. 1. – 1993. – 288 с.
115. Сопротивление материалов деформированию и разрушению : Справочное пособие / В. Т. Трощенко, А. Я. Красовский, В. В. Покровский, Л. А. Сосновский. – К.: Наукова думка, 1993. – Ч. 2. – 1994. – 702 с.
116. Панасюк В. В. Механика квазихрупкого разрушения материалов / В. В. Панасюк. – К.: Наукова думка, 1991. – 416 с.
117. Гордеева Т. А. Анализ изломов при оценке надежности материалов / Т. А. Гордеева, И. П. Жегипа. – М.: Машиностроение, 1978. – 200 с.

118. Горицкий В. М. Диагностика металлов / В. М. Горицкий. – М.: Металлургиздат, 2004. – 408 с.
119. Феллоуз Дж. Фрактография и атлас фрактограмм / Дж. Феллоуз; [пер. с англ. Е. А. Шур; под ред. М. Л. Бернштейна]. – М.: Металлургия, 1982. – 489 с.
120. Бакши О. А. Механическая неоднородность сварных соединений / О. А. Бакши. – Челябинск: ЧПИ, 1981. – 56 с.
121. Винокуров В. А. Сварные конструкции. Механика разрушения и критерии работоспособности / Винокуров В. А., Куркин С. А., Николаев Г. А.; под ред. Б. Е. Патона. – М.: Машиностроение, 1996. – 576 с: ил.
122. Касаткин Б. С. Напряжения и деформации при сварке / Касаткин Б. С., Прохоренко В. М., Чернов И. М. – К.: Вища школа, 1987. – 246 с.
123. Винокуров В. А. Теория сварочных деформаций и напряжений / В. А. Винокуров, А. Г. Григорьянц. – М.: Машиностроение, 1984. – 279 с.: ил.
124. Бакши О. А. Рост трещин усталости в механически неоднородных сварных соединениях / О. А. Бакши, Н. Л. Зайцев, К. М. Гумеров // Сварочное производство. – 1988. – № 9. – С. 32-35.
125. Неразрушающий контроль материалов и элементов конструкций / [А. Н. Гузь, Ф. Г. Махорт, О. И. Гуца и др.]. – К.: Наукова думка, 1981. – 276 с.
126. Шаблій О. І. Оптимізація процесу снятия остаточних напружень в твердих телах / О. І. Шаблій, Т. Р. Гапанюк // Прикладна механіка. – 1987. – № 7. – С. 77-82.
127. Хома М. С. Вплив дефектів зварних з'єднань трубної сталі 17Г1СУ на опір сірководневою розтріскуванню / М. С. Хома, Р. М. Юркевич, Г. В. Чумало, О. І. Радкевич // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2011. – № 4 – С. 129-132.
128. Махненко В. І. Ресурс безпечної експлуатації сварних з'єднань і вузлів сучасних конструкцій / В. І. Махненко. – К.: Наукова думка, 2006. – 620 с.

129. Походня И. К. Проблемы сварки высокопрочных низколегированных сталей // Сучасне матеріалознавство ХХІ сторіччя / И. К. Походня. – К.: Наукова думка, 1998. – 670 с.
130. Побережний Л. Я. Кінетика деформації та електродного потенціалу сталі трубопроводу при низькочастотному навантаженні у морській воді / Л. Я. Побережний // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2011. – №1. – С. 76-82.
131. Похмурський В. І. Корозійна втома металів і сплавів / В. І. Похмурський, М. С. Хома. – Львів: СПОЛОМ, 2008. – 304 с.
132. Маттссон Э. Электрохимическая коррозия / Э. Маттссон; [пер. со швед. В. М. Новаковского, Т. Я. Сафоновой; под ред. Я. М. Колотыркина]. – М.: Металлургия, 1991. – 156 с.: ил.
133. Улиг Г. Г. Коррозия и борьба с ней. Введение в коррозионную науку и технику / Г. Г. Улиг, Р. У. Ревы; [пер. с англ. / под ред. А. М. Сухотина]. – Л.: Химия, 1989. – 456 с.: ил.
134. Гнып И. П. Феноменологические аспекты влияния параметров циклического нагружения на коррозионно-усталостный рост трещин / И. П. Гнып // Физико-химическая механика материалов. – 1984. – № 4. – С. 40-44.
135. Похмурський В. І. Адсорбційно-електрохімічна теорія корозійної втоми металів / В. І. Похмурський // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2010. – №2. – С. 21-30.
136. Павлов П. А. Прочность сталей в коррозионных средах / Павлов П. А., Кадырбеков Б. А., Колесников В. А. – Алма-Ата: Наука, 1987. – 272 с.
137. Петров Л. Н. К вопросу о физико-химическом механизме разупрочняющего действия агрессивных сред при коррозионной усталости / Л. Н. Петров // Физико-химическая механика материалов. – 1982. – № 2. – С. 42-47.

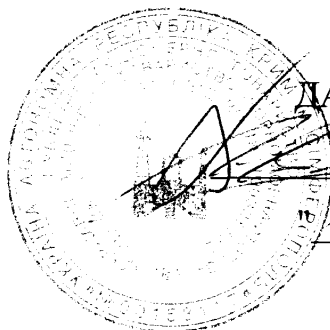
138. Похмурский В. И. Коррозионная усталость металлов / В. И. Похмурский. – М.: Металлургия, 1985. – 206 с.
139. Похмурський В. І. До питання ефективності електрохімічних досліджень при корозійній втомі металів / В. І. Похмурський, М. С. Хома // Вопросы химии и химической технологии. – 1999. – № 1. – С. 272-274.
140. Петров Л. Н. Коррозионно-механическое разрушение металлов и сплавов / Л. Н. Петров, Н. Г. Сопронюк. – К.: Наукова думка, 1991. – 214 с.
141. Романив О. Н. Механика коррозионного разрушения конструкционных сплавов / О. Н. Романив, Г. Н. Никифорчин. – М.: Металлургия, 1986. – 294 с.: ил.
142. Кузуб В. С. Анодная защита металлов от коррозии / В. С. Кузуб. – М.: Химия, 1983. – 184 с.: ил.
143. Grundmeier G. Corrosion protection by organic coatings: electrochemical mechanism and novel methods of investigation / G. Grundmeier, W. Schmidt, M. Stratmann // *Electrochimica Acta*. – 2000. – V. 45. – № 15-16. – P. 2515-2533.
144. Бережницкая М. Ф. Коррозионная усталость конструкционных сталей и их сварных соединений в морской воде / М. Ф. Бережницкая, Н. А. Меженин, В. А. Власов, Г. В. Пачурин и др. // Физико-химическая механика материалов. – 1993. – №1. – С. 129-131.

ДОДАТКИ

Додаток А

«ЗАТВЕРДЖУЮ»

Перший заступник Голови Правління –
головний інженер



ДАТ «Чорноморнафтогаз»
Г.В. Горобець

№ 16 " 12 " 2012 р.

АКТ

впровадження методики оцінки впливу передексплуатаційних навантажень
в процесі укладання трубопроводу S-методом на його ресурс безпечної
експлуатації

На виробничих підприємствах ДАТ «Чорноморнафтогаз»
впроваджено розроблену в Івано-Франківському національному
технічному університеті нафти і газу методику оцінки впливу
передексплуатаційних навантажень в процесі укладання трубопроводу
S-методом на його ресурс безпечної експлуатації, яка дає змогу підвищити
коректність розрахунку ресурсу та залишкового ресурсу морських
трубопроводів.

Методику передано ДАТ «Чорноморнафтогаз» для використання у
виробництві.

Розробники:

науковий керівник

д.т.н., проф.  Л.Я. Побережний

аспірант  Т.Ю. Пиріг

Додаток Б

«ЗАТВЕРДЖУЮ»

Заступник Генерального Директора –

ТзОВ «Інститут ШЕЛЬФ»

В.І Черничко

" 2 " 2012 р.



АКТ

впровадження методики оцінки впливу передексплуатаційних навантажень в процесі укладання трубопроводу S-методом на його ресурс безпечної експлуатації

На підприємстві ТзОВ «Інститут ШЕЛЬФ» впроваджено розроблену в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу методику оцінки впливу передексплуатаційних навантажень в процесі укладання трубопроводу S-методом на його ресурс безпечної експлуатації, яка дає змогу підвищити коректність розрахунку ресурсу та залишкового ресурсу морських трубопроводів.

Методику передано ТзОВ «Інститут ШЕЛЬФ» для використання у виробництві.

Розробники:

науковий керівник

д.т.н., проф.

Л.Я. Побережний

аспірант

Т.Ю. Пиріг