

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

На правах рукопису

МАРЦИНКІВ ОЛЕГ БОГДАНОВИЧ

УДК 622.245

**ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ РОБОТИ ОБСАДНИХ КОЛОН
У ПОХИЛО-СКЕРОВАНИХ СВЕРДЛОВИНАХ**

05.15.06 – Розробка нафтових та газових родовищ

Дисертація

на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

Науковий керівник

Коцкулич Ярослав Степанович

доктор технічних наук, професор

Івано-Франківськ - 2010

ЗМІСТ

Вступ.....	4
Розділ 1	
Сучасний стан якості кріплення похило-скерованих свердловин.....	9
1.1. Аналіз стану кріплення похило-скерованих свердловин буровими підприємствами БУ «Укрбургаз».....	9
1.2. Систематизація причин неякісного кріплення похило-скерованих свердловин.....	24
1.3. Аналіз сучасних методів підвищення надійності роботи обсадних колон при кріпленні похило-скерованих свердловин.....	29
Висновки до розділу.....	50
Розділ 2	
Дослідження впливу згину на міцність обсадних труб при дії зовнішнього надлишкового тиску.....	51
2.1. Аналіз методик визначення величини зовнішнього критичного тиску обсадних труб.....	51
2.2. Оцінка впливу згину обсадних труб на величину зовнішнього критичного тиску.....	54
2.3. Обґрунтування методики розрахунку зовнішнього критичного тиску обсадних труб.....	78
Висновки до розділу.....	86
Розділ 3	
Експериментальні дослідження напруженого стану обсадних труб при згині.....	87
3.1. Опис експериментальної установки.....	87
3.2. Проведення експериментальних досліджень.....	90
3.2.1. Загальні положення.....	90
3.2.2. Методика проведення експериментальних досліджень.....	92
3.2.3. Методика вимірювання деформацій.....	95
3.2.4. Обґрунтування необхідної кількості експериментів.....	98

3.3. Аналіз результатів експериментальних досліджень.....	99
Висновки до розділу.....	114
Розділ 4	
Заходи з підвищення надійності роботи обсадних колон в похило-скерованих свердловинах.....	115
4.1. Особливості розрахунку обсадних колон для кріплення похило-скерованих свердловин.....	115
4.2. Методика розрахунку обсадних колон на міцність при кріпленні похило-скерованих свердловин.....	117
Висновки до розділу.....	135
Висновки.....	136
Додатки.....	139
Список використаних джерел.....	144

ВСТУП

Актуальність теми. Одним з основних шляхів нарощування обсягів видобування вуглеводнів в Україні є буріння похило-скерованих і горизонтальних свердловин як на нових родовищах, так і на тих, що знаходяться в експлуатації. Протягом останніх років провідні зарубіжні компанії досягли значних успіхів у цій області. Високу ефективність розробки нафтових родовищ такими свердловинами підтверджено як в Україні, так і у світовій практиці.

Під час буріння та експлуатації похило-скерованих свердловин підвищується імовірність ускладнень та аварій, найбільш затратними серед яких є пошкодження обсадних колон. Аналіз статистичних даних показує, що близько 7 % всіх аварій в бурінні припадає на аварії з обсадними колонами, на ліквідацію яких витрачається майже 12 % від усього аварійного часу. Нерідко ремонтно-відновлювальні роботи не дають позитивних результатів, і закінчені свердловини, в тому числі і такі, що знаходяться в експлуатації, приходиться ліквідувати. Це призводить, крім значних матеріальних втрат, до порушення режимів відбору пластових флюїдів, зниження коефіцієнтів флюїдовилучення, забруднення довкілля та інше. Так, в БУ «Укрбургаз» протягом останніх десяти років кількість випадків неякісного кріплення свердловин зросла переважно за рахунок збільшення обсягів буріння похило-скерованих свердловин.

Згин обсадних труб в похило-скерованих свердловинах є причиною виникнення додаткових навантажень, що діють на обсадну колону, з одного боку і зниження міцнісних характеристик труб – з іншого. Це пояснюється тим, що згин труб призводить до збільшення овальності їх поперечного перерізу і, як наслідок, суттєвого зменшення величини зовнішнього критичного тиску. Формули, рекомендовані для визначення величини зовнішнього критичного тиску Булгаковим Б.В., Саркісовим Г.М., Гайворонським А.А., Єременком Т.Ю., Мочернюком Д.Ю. та іншими вченими, враховують овальність і різностінність труб, в той же час зміну напруженого стану і форми поперечного перерізу труби у разі згину не враховують.

Таким чином, розроблення методів і засобів, спрямованих на підвищення надійності роботи обсадних колон у похило-скерованих свердловинах, є актуальним і потребує подальшого вивчення.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Робота входить до науково-тематичних планів Міністерства освіти і науки України та підприємств нафтогазовидобувної галузі України. Результати роботи використано під час виконання держбюджетної теми за договором ГМ-16 «Розробка інструкції з розрахунку обсадних колон для нафтових і газових свердловин» (№ ДР 0102U001919) та госпдоговірних тем за договорами № 2/99 «Розробка рекомендацій по підвищенню надійності роботи обсадних колон при бурінні свердловин на родовищах ВАТ «Укрнафта»» (з 01.01.99 р. до 31.12.2000 р.) і № 21/99 «Розробка рекомендацій з оптимізації процесу згвинчування обсадних труб» (з 02.01.99 р. до 30.06.2000 р.), що виконувались в науково-дослідному інституті нафтогазових технологій Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу.

Мета і завдання дослідження. *Метою* роботи є підвищення надійності роботи обсадних колон під час спорудження та експлуатації похило-скерованих свердловин.

Для досягнення мети поставлено такі основні *завдання*:

1. Дослідження факторів, що призводять до пошкодження обсадних колон у похило-скерованих свердловинах.
2. Аналіз ефективності існуючих методів підвищення надійності обсадних колон під час спорудження та експлуатації похило-скерованих свердловин.
3. Теоретичні дослідження впливу згину обсадних труб на зміну овальності їх поперечного перерізу і величину зовнішнього критичного тиску.
4. Експериментальні дослідження впливу згину на напружено-деформований стан обсадних труб.
5. Удосконалення методики розрахунку обсадних колон на міцність для кріплення похило-скерованих свердловин.

Об'єктом дослідження даної роботи є надійність роботи обсадних колон у похило-скерованих свердловинах, а *предметом дослідження* – зміна напружено-деформованого стану обсадних труб та їх опірність зовнішньому надлишковому тиску при згині.

Методи дослідження. Поставлені завдання вирішено шляхом теоретичних та експериментальних досліджень з обробленням одержаних результатів методами математичної статистики.

Вірогідність отриманих результатів роботи підтверджено експериментальними дослідженнями на моделях обсадних труб, їх сумісністю з відомими в літературі даними, а також промисловими випробуваннями запропонованих розробок.

Наукова новизна одержаних результатів.

1. Одержано теоретичну залежність між величиною овальності обсадних труб і радіусом їх викривлення.
2. Вперше розв'язано задачу з визначення величини зовнішнього критичного тиску обсадних труб із врахуванням інтенсивності викривлення їх по довжній осі.
3. Удосконалено методику розрахунку обсадних колон для кріплення похило-скерованих свердловин, в якій враховано інтенсивність викривлення свердловини, початкову овальність та коефіцієнт стінності обсадних труб.

Основні положення, що захищаються.

1. Результати теоретичних досліджень впливу інтенсивності викривлення обсадних труб на величину зовнішнього критичного тиску.
2. Теоретичні залежності, які описують вплив кривизни обсадної колони на форму поперечного перерізу труб.
3. Результати експериментальних досліджень впливу згину на напружений стан моделей обсадних труб і форму їх поперечного перерізу при одночасній дії внутрішнього тиску і згинаючої сили.
4. Удосконалена методика проектування обсадних колон для кріплення похило-скерованих свердловин.

Практичне значення одержаних результатів.

1. Систематизовано причини неякісного кріплення похило-скерованих свердловин на родовищах БУ “Укрбургаз”.
2. Розраховано міцнісні характеристики обсадних труб із врахуванням згину.
3. Розроблено рекомендації з підвищення надійності роботи обсадних колон для кріплення похило-скерованих свердловин. Рекомендації передано для впровадження під час спорудження свердловин на родовищах БУ “Укрбургаз” і ВАТ “Укрнафта”.
4. Результати наукових досліджень використовуються у навчальному процесі кафедрою буріння нафтових і газових свердловин ІФНТУНГ при вивченні дисципліни «Закінчування свердловин».

Особистий внесок здобувача. Постановка задач за темою дисертації належить науковому керівнику д.т.н., професору Коцкуличу Я.С. [22, 58, 97, 107, 119]. Особисто автором проведено огляд літературних джерел, систематизовано причини і доповнено класифікацію з неякісного кріплення похило-скерованих свердловин обсадними колонами [13], здійснено теоретичні [77, 86, 88, 97] та експериментальні [107, 119] дослідження, проаналізовано їх результати, розроблено рекомендації.

Апробація результатів дисертації. Основні результати та положення дисертаційної роботи доповідались на:

- науково-практичній конференції «Стан, проблеми і перспективи розвитку нафтогазового комплексу Західного регіону України», 1995, м. Львів;
- міжнародній науково-практичній конференції «Розвиток наукових досліджень 2009», 2009, м. Полтава;
- науково-технічних конференціях професорсько-викладацького складу Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, 1999 - 2007рр., м. Івано-Франківськ.

Публікації. Основні положення дисертаційної роботи опубліковано в 9 наукових працях, з них 6 статей у фахових виданнях та 3 тези доповідей на конференціях.

Структура і обсяг роботи. Дисертаційна робота складається із вступу, чотирьох розділів, висновків і додатків. Матеріал викладено на 156 сторінках машинописного тексту; робота містить 31 рисунок, 18 таблиць, 124 назви бібліографічних джерел.

Автор висловлює щире подяку науковому керівнику д.т.н., професору Коцкуличу Я.С. за допомогу і корисні поради, а також колективу кафедри буріння нафтових і газових свердловин за підтримку та створення сприятливих умов для виконання роботи.

РОЗДІЛ 1

СУЧАСНИЙ СТАН ЯКОСТІ КРІПЛЕННЯ ПОХИЛО-СКЕРОВАНИХ
СВЕРДЛОВИН

1.1. Аналіз стану кріплення похило-скерованих свердловин буровими підприємствами БУ «Укрбургаз»

За останні роки недостатня кількість необхідних технічних засобів і низька надійність контрольно-вимірювальної апаратури в результаті її фізичного зносу не дала змоги суттєво підвищити ефективність буріння похило-скерованих свердловин на родовищах, що розбурюються підприємствами БУ «Укрбургаз».

Аналіз показав, що конструкції пробурених розвідувальних та експлуатаційних свердловин у цілому сприяли успішній проводці та експлуатації і тому не виникало необхідності їх зміни. Конструкції свердловин переважно включають кондуктор діаметром 324 мм (інколи 426 мм), проміжні колони діаметром 324 і 245 мм та експлуатаційні діаметром 168x140 мм. На кріплення витрачається від 15 % до 17 % календарного часу будівництва свердловин.

У зв'язку із збільшенням глибин свердловин і кількості спущених обсадних колон збільшується витрата металу і цементу з розрахунку на 1м проходки. Одночасно, це свідчить про збільшення трудомісткості робіт з будівництва свердловин порівняно з попередніми роками. В табл. 1.1 наведено загальні показники з кріплення свердловин у БУ «Укрбургаз» з 1996 до 2007 року. З табл. 1.1 видно, що з 1996 року спостерігається тенденція нарощування обсягів буріння. Це призвело до збільшення витрат часу та матеріалів на кріплення свердловин. Незважаючи на застосування передових технологій кріплення та великий досвід роботи, в процесі кріплення спостерігаються випадки неякісного кріплення, які в окремих випадках спричиняють аварії.

Таблиця 1.1

Показники з кріплення обсадними колонами свердловин у БУ «Укрбургаз» з 1996 до 2007 року

Роки	Кількість свердловин			Показники					Кількість випадків неясного кріплення			Кількість аварій на свердловинах		
	всього	з них		проходка, м	кількість спущених колон, шт	витрата обсадних труб, т	загальний час кріплення, год.	всього	з них		всього	з них		
		похилованих	%						похилованих	%		похилованих	%	
1996	64	15	23,4	163396	197	15389	44856	32	12	37,5	17	4	23,5	
1997	78	16	20,5	187043	230	19344	58113	38	13	34,2	15	5	33,3	
1998	66	15	22,7	205606	245	20758	57987	23	9	39,1	15	3	20,0	
1999	69	18	26,1	230267	280	23100	60728	28	10	35,7	9	1	11,1	
2000	88	26	29,5	255703	289	23942	77451	34	11	32,3	11	2	18,2	
2001	87	20	23,0	270796	292	23411	69517	32	8	25,0	10	1	10,0	
2002	80	23	28,8	255634	300	25779	77152	32	8	25,0	13	3	23,1	
2003	83	22	26,5	270343	297	24278	74916	23	4	17,4	11	1	9,1	
2004	81	19	23,5	275487	305	28630	86037	18	5	27,8	4	1	25,0	
2005	83	20	24,1	275750	314	28482,2	82763	13	5	38,5	3	1	33,3	
2006	90	27	30,0	275900	285	25810,6	78910,4	6	3	50,0	6	2	33,3	
2007	81	40	49,4	265646	284	26017,7	79901,4	8	6	75,0	12	3	25,0	

Для буріння похило-скерованих свердловин використовують типовий чотирьохінтервальний профіль, який включає вертикальну ділянку, ділянку набору кривизни, стабілізації та ділянку спаду кривизни.

Перед спуском 324 і 245-мм проміжних колон підготовку ствола свердловини проводять компоновкою бурильної колони, яка включає три калібратори лопатево-спіральні (КЛС). Після завершення проробки і калібрування ствола свердловини проводять її шаблонування компоновкою низу бурильної колони (КНБК) з обмеженням швидкості спуску бурильного інструменту не більше 0,5 м/с.

Спуску експлуатаційних колон передують проробка (шаблонування) ствола свердловини компоновкою, що застосовується при бурінні під цю колону. У зв'язку з наявністю у розрізі поглинаючих горизонтів і при розкритті продуктивних горизонтів з пластовими тисками нижчими від гідростатичних, цементування колон проводять із застосуванням пакера ПДМ-168 конструкції «Карпатнафтомаш». Пакери встановлюють у проміжній колоні.

Під час кріплення свердловин експлуатаційними колонами, щоб скоротити час, протягом якого нижня частина відкритого ствола свердловин залишалася без промивання, а також для зменшення величини розтягувального навантаження на колону від власної ваги, колони спускають двома секціями застосовуючи секційне цементування. Спуск колон проводять на спайдері і на елеваторах. Згвинчування обсадних труб в колону здійснюють гідравлічним ключем TS-135 з контролем величини крутного моменту згвинчування. Для запобігання самовідгвинчування нижніх обсадних труб проміжних колон і кондукторів п'ять-шість різьбових з'єднань, що будуть знаходитись близько до вибою, обварювали електрозварюванням переривчатим швом з обох сторін муфти і закріплювали електрозаклепками.

Проте всі перелічені заходи не забезпечували якісного кріплення похило-скерованих свердловин, про що свідчать дані табл. 1.1.

Аналіз статистичних даних з кріплення свердловин буровими підприємствами БУ «Укрбургаз» показав, що під час кріплення свердловин мали місце

ускладнення та аварії, на усунення яких витрачено близько 10-12% від загального часу на ліквідацію ускладнень та аварій. Частка цих витрат зростає в зв'язку зі збільшенням обсягів буріння похило-скерованих свердловин.

Основними причинами ускладнень є: тектонічні порушення, наявність значних зон аномально високих пластових тисків (АВПТ) у результаті дії соляно-купольної тектоніки та інших ускладнюючих факторів, що проявляються нерідко тією чи іншою мірою одночасно, а також негативні наслідки падіння пластових тисків на родовищах, що тривалий час знаходяться в експлуатації, велика різниця між пластовими тисками у близько розташованих горизонтах, що розбурюються, наявність інтервалів із малими радіусами викривлення ствола свердловини, що впливає на міцнісні характеристики обсадних труб. Основні дані про ускладнення з обсадними колонами наведено в табл. 1.2.

Нерідко під час кріплення свердловин буровими підприємствами БУ «Укрбургаз» внаслідок допущених ускладнень мали місце аварії, що пов'язані з елементами обсадної колони.

Так, у 1996р. у похило-скерованій свердловині 88-Меліховка, вибій 1950м, під час спуску першої секції 324-мм обсадної колони, в інтервалі набору зенітного кута (1000–1450 м), стався вирив обсадної труби з різьби, і в свердловині мало місце падіння 408 м обсадних труб.

Причина аварії: згвинчування різьбового з'єднання без контролю величини крутного моменту згвинчування труб на усті свердловини.

Роботи з ліквідації аварії: компоновкою з долотом ІСМ-292 та ОБТ-203 перевірили цілісність обсадної колони, що залишилася в свердловині. Після проробки відкритого ствола компоновками з калібраторами з'єднатися із залишеною колоною за допомогою гладкого колокола не вдалося. Після проведення перфорації колони і спуску пакера діаметром 290 мм циркуляцію через обсадну колону відновити не вдалося. Колону опресували на тиск 11 МПа, і вона виявилась герметичною, після чого було прийнято рішення про спуск другої секції 324-мм колони.

На ліквідацію аварії витрачено 405 год, матеріальні затрати склали 25498грн.

Таблиця 1.2

Характерні ускладнення під час кріплення похило-скерованих свердловин

Рік	№ свердловини, родовище	Вид ускладнення	Причина	Час на виправлення ускладнення, год	Витрати на виправлення ускладнення, грн
1999	59-Східна Полтава	Зім'яття обсадної колони	Неврахований гірський тиск пластичних порід	1591	552897
	54-Східна Полтава	Обрив 22м нижньої частини 324-мм обсадної колони	Неякісне виготовлення різьбового з'єднання та відсутність контролю за згвинчуванням труб у процесі спуску	594	130184
2000	158-Меліхівка	Прихоплення 324-мм колони в похилому стволі	Використання промивальних рідин низької якості	2614	888300
2003	56-Східна Полтава	Радіальне деформування 245-мм колони	Неврахована інтенсивність викривлення ствола свердловини	1340	643580
2004	119-Березівка	Зім'яття 324-мм проміжної колони	Неврахований гірський тиск пластичних порід	209	135400
2006	200-Тарасівка	Радіальне деформування 245-мм колони	Недостатня вивченість фізико-механічних і реологічних властивостей гірських порід	486	585392

У 1999р. в свердловині 23-Розумівка, вибій 3100 м, під час опресування 245-мм обсадної колони виявлено її негерметичність. Верхню межу цементного стакана в колоні було виявлено на глибині 1467 м. При його розбурюванні спостерігалось часткове винесення металевої стружки, що свідчить про пошкодження обсадної колони.

Причини аварії: 1. Можливий заводський прихований дефект обсадної труби, виявити який одноразовим опресуванням не вдалося.

2. Недотримання вимог плану робіт на спуск обсадної колони, а саме: несвоєчасний долив обсадної колони, що фактично могло спричинити зім'яття якісної обсадної колони.

Для ліквідації аварії провели розбурювання цементного стакана до глибини 1625 м і роботи спеціальними компоновками і оправкою діаметром 216мм в інтервалі 1626 – 1639 м. Розбурили цементний стакан до глибини 1662 м і вільно дійшли бурильною колоною до глибини 1975 м. Установили цементний міст в інтервалі 1467 – 1500 м і після опресування виявили негерметичність 245-мм обсадної колони в інтервалі 280 – 292 м. Установили цементний міст в інтервалі 130 – 300 м, після розбурювання якого в інтервалі 130 – 300 м і повторного опресування колони в інтервалі 0 – 1467 м на тиск 17,5 МПа, колона виявилася герметичною. Провели розбурювання цементного стакана в інтервалі 1467 – 1500 м і стикування секцій на глибині 1998 м.

Календарний час, затрачений на ліквідацію аварії, склав 371 год, матеріальні затрати – 248085 грн.

У 2000 р. в похило-скерованій свердловині 77-Матвіївка, вибій 2776 м, після опресування і розбурювання цементного стакана виявлено нестикування I і II секцій 245-мм обсадної колони.

Причина аварії: нестикування секцій 245-мм колони внаслідок різкого перегину ствола свердловини в інтервалі стикування.

Для ліквідації аварії в зоні стикування (1317 – 1318,64 м) провели роботу торцевим фрезером діаметром 172 мм. Відновлення прохідності в колоні вико-

нали пікоподібним райбером-калібратором діаметром 212 мм в інтервалі 1317,3 – 1326 м.

Календарний час втрачений через аварію склав 1341 год, затрачено коштів на суму 595000 грн.

У цьому ж році в похило-скерованій свердловині 121-Кулічиха, вибій 3200 м, після розбурювання цементного стакана і оснастки другої секції 245-мм обсадної колони в інтервалі 1640 – 1701 м, в першій секції на глибині 2000 м (інтервал спаду кривизни 1900 – 3200 м) було виявлено цементний стакан, який за 13 год розбурили до глибини 2143 м. На даній глибині різко знизилася механічна швидкість, почалось підclinювання долота та виніс на поверхню буровим розчином металічної стружки, що засвідчило про пошкодження обсадної колони на зазначеній глибині.

Причина аварії: пошкодження муфтової частини обсадної труби з подальшим зміщенням її відносно осі обсадної колони.

Роботи з ліквідації аварії: роботою різними КНБК відновити прохідність в 245-мм обсадній колоні не вдалося. У зв'язку з цим, в свердловині встановлено цементний міст та уїсток для забурювання другого ствола з глибини 2150 м.

Календарний час, затрачений на ліквідацію аварії, склав 905 год, затрачено коштів на суму 1048765 грн.

У 2001р. в свердловині 51-Коломак, вибій 2436 м, в процесі цементування I секції проміжної 324-мм колони, після закачування 72 м^3 протискувальної рідини (загальний об'єм – 95 м^3), було зафіксоване падіння тиску в нагнітальній лінії. По закінченню періоду ОЗЦ і при перевірці прохідності в I секції колони бурильний інструмент зупинився на глибині 1835 м, на 628 м нижче I секції. Характер слідів на долоті свідчить про наявність пошкоджень колони.

Причина аварії: порушення цілісності обсадної труби діаметром 324 мм типу ОТГМ з товщиною стінки 9,5мм внаслідок неякісного її виготовлення заводом постачальником.

Роботи з ліквідації аварії: спроби пропустити через місце порушення колони центруючі компоновки не давали позитивних результатів. Прохідність в колоні відновлена після роботи кільцевим фрезером діаметром 270 мм на обсадних трубах діаметром 245 мм довжиною 46 м.

Календарний час, затрачений на ліквідацію аварії, склав 1652 год, затрачено коштів на суму 681047 грн.

Аналізуючи дані з кріплення свердловин БУ «Укрбургаз», встановлено, що основними видами неякісного кріплення є:

- недопуск обсадних колон до проектної глибини;
- радіальне деформування обсадних труб;
- втрата поздовжньої стійкості обсадної колони;
- розрив обсадних труб внаслідок створення внутрішнього тиску, що перевищує допустиму величину;
- механічне і корозійне зношування.

Недопуск обсадних колон до проектної глибини відбувається в результаті:

- низької прохідності ствола свердловини в інтервалах інтенсивного викривлення;
- неякісного формування ствола свердловини;
- прилипання обсадної колони до стінки свердловини;
- невідповідності параметрів промивальної рідини проектним значенням перед спуском обсадних колон;
- недостатньої кількості мастильних матеріалів у промивальній рідині;
- неточного виміру довжини обсадної колони і свердловини;
- залишення колони без руху в процесі спуску внаслідок тривалого згинчування обсадних труб.

Дані про недопуски обсадних колон до проектної глибини наведено в табл. 1.3. Для аналізу використано дані з кріплення похило-скерованих свердловин. Так, у свердловині № 78 Матвіївського родовища (рис.1.1) недопуск експлуатаційної колони відбувся внаслідок прилипання обсадної колони до стінки свердловини, в інтервалі спаду кривизни 2800 – 3970 м, при використанні неякісної промивальної рідини. Під час спуску експлуатаційної колони в свердловині знаходився калієвий розчин, що мав такі параметри: густина 1170 кг/м^3 , в'язкість 40-80 с, водовіддача 4-8 $\text{см}^3/30\text{хв}$, концентрація твердої фази 10-30 %. Для запобігання гідратації і осипанню глинистих сланців, які знаходилися в інтервалі 2755-3600 м в розчин добавляли поліаніонну целюлозу (Cel Pol) і поліакриламід (Fin Pol). Однак ці заходи не дали позитивних результатів, і експлуатаційну колону не вдалося спустити до проектної глибини. Аналогічні ситуації спостерігалися в свердловинах № 52-Чутове (де зенітний кут становив 17,5 градусів, а відхід 441 м), № 60-Чутове (зенітний кут 25 градусів, відхід 500 м), № 56-Чутове (зенітний кут 23 градуси, відхід 563 м).

У свердловині № 108-Ново-Українка (зенітний кут 29 градусів, відхід 850 м) для буріння під експлуатаційну колону перейшли на систему промивки "Глайдріл 2000" фірми "Ем Ай Дрілінг Флюїдз Інтернейшл" промивальною рідиною з густиною 1240 кг/м^3 , в'язкістю 60-130 с, водовіддачею 2,5 $\text{см}^3/30\text{хв}$ та концентрацією твердої фази 25-30 %. До складу промивальної рідини вводили гліколевий реагент для попередження гідратації глин: реологічні властивості регулюються ксантановим біополімером, а фільтраційні – поліаніонною целюлозою. При спуску експлуатаційної колони внаслідок тривалого згвинчування обсадних труб, і як наслідок, залишення колони без руху в інтервалі спаду кривизни 4279-5400 м відбулося звуження ствола свердловини, що призвело до недопуску колони до проектної глибини. Незначний об'єм використання системи "Глайдріл 2000" не дозволяє зробити однозначних висновків щодо її ефективності. Аналогічні ситуації спостерігалися на свердловинах № 26-Матвіївка (зенітний кут 31 градус, відхід 830 м), № 111-Ново-Українка (зенітний кут 25 градусів, відхід 880 м).



Дані про недопуски обсадних колон до проектної глиби

Рік	№ свердловини, родовище	Діаметр і вид колони	Глибина спуску колони, м		Зенітний кут, градус	Величина недопуску, м	Причина недопуску
			проект.	факт.			
1994	52-Яблунівка	426 мм, кондуктор	460	429	19,8	31	Ускладнення ствола свердловини
1996	88-Меліхівка 92-Розпашна	324 мм, проміжна	1125	1098	18	27	Прихоплення колони
		324 мм, проміжна	1230	948	18	282	Неякісне формування ствола свердловини
	78-Матвіївка	140x168 мм, експлуатаційна	3970	3572	18	398	Використання промишляльних рідин низької якості
	104-Абазівка	245 мм, проміжна	3450	3381	24	69	Тривалі зупинки в процесі спуску колони
	52-Яблунівка	140x168 мм, експлуатаційна	4970	4540	22	430	Неточний вимір довжини обсадної колони
	91-Розпашна	140x168 мм, експлуатаційна	4300	4212	18	88	Низька прохідність ствола свердловини в інтервалах інтенсивного викривлення
1997	52-Чутове 108-Ново-Українка	140x168 мм, експлуатаційна	3500	3195	17,5	305	Прилипання обсадної колони до стінки свердловини
		140x168 мм, експлуатаційна	5020	4279	31	741	Тривалі зупинки в процесі спуску колони

Рік	№ свердловини, родовище	Діаметр і вид колони	Глибина спуску колони, м		Зенітний кут, градус	Величина недопуску, м	Причина недопуску
			проект.	факт.			
1998	60-Чутове	146x168 мм, експлуатаційна	4500	4046	25	454	Прилипання обсадної колони до стінки свердловини
	93-Розпашна	140x168 мм, експлуатаційна	4350	4251	20	99	Тривалі зупинки в процесі спуску колони
	78-Яблунівка	324 мм, кондуктор	460	398	18,6	62	Прихоплення колони при спуску
	106-Ново-Українка	140x168 мм, експлуатаційна	5400	4747	25	653	Тривалі зупинки в процесі спуску колони
1999	56-Чутове	426 мм, кондуктор	170	140	23	30	Використання промивальних рідин низької якості
	63-Чутове	324 мм, кондуктор	180	131	22	49	Прихоплення колони при спуску
	94-Розпашна	127x140x168 мм, експлуатаційна	4500	4252	23	248	Неякісне формування ствола свердловини
2000	158-Меліхівка	324 мм, проміжна	2060	1373	18	687	Прихоплення колони
2001	61-Чутове	324 мм, проміжна	1600	1367	20	233	Прихоплення колони при спуску
	64-Чутове	324 мм, проміжна	1700	1365	25	335	Тривалі зупинки в процесі спуску колони

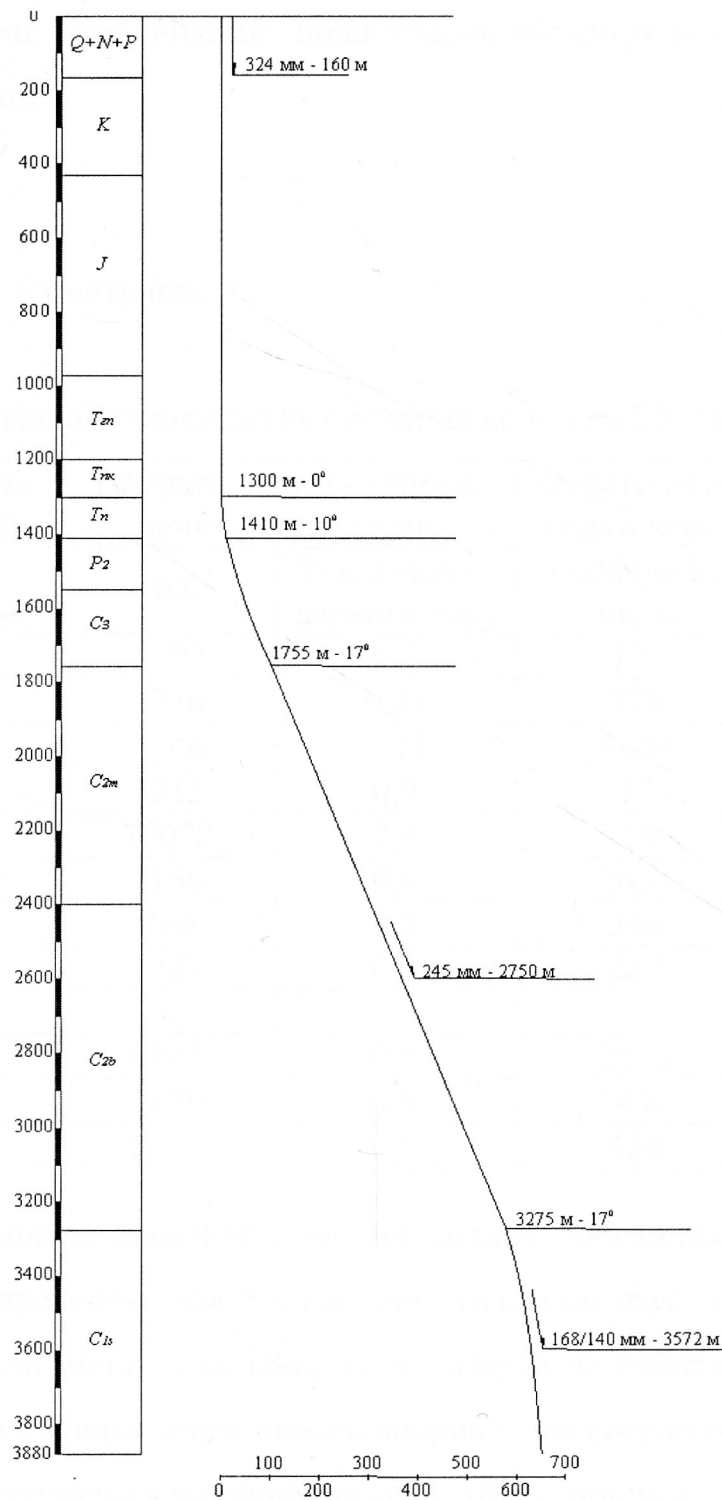


Рис. 1.1. Профіль свердловини № 78 - Матвіївка

У табл. 1.4 наведено дані з ліквідації пошкоджень обсадних колон по БУ «Укрбургаз» з 1995 до 2006 року.

Причинами пошкоджень обсадних колон є недотримання вимог технічних проектів, правил ведення бурових робіт та інших регламентуючих документів.

Найхарактернішими видами пошкоджень обсадних колон по БУ «Укрбургаз» слід вважати:

- зім'яття;
- розрив;
- порушення герметичності.

Таблиця 1.4

Дані з ліквідації пошкоджень обсадних колон по БУ «Укрбургаз»

Рік	Кількість випадків пошкоджень	Витрати часу на виправлення пошкоджень		Втрати проходки через пошкодження, м	Перебурено другим стволом
		год.	% від календарного часу		
1995	3	2192	0,7	721	460
1996	3	1716	0,51	278	195
1997	4	4146	1,11	1444	-
1998	3	3212	0,9	1753	-
1999	6	10072	2,4	3249	-
2000	6	3156	0,6	1631	358
2001	2	480	0,2	264	-
2002	3	1329	0,3	282	-
2003	-	-	-	-	-
2004	1	4817	0,9	2516	562
2005	2	2820	0,5	1492	690
2006	2	2727	0,5	424	-

У табл. 1.5 подано короткий опис пошкоджень обсадних колон за їх видами і роботи, які проведено для їх ліквідації. Аналіз показує, що пошкодження обсадних колон мали місце, в основному, в інтервалах набору або падіння зенітного кута, тобто в місцях інтенсивного викривлення свердловини.

З метою попередження виникнення ускладнень, пошкоджень та аварій під час кріплення свердловин передбачається продовжити роботи з формування необхідного профілю ствола та дотримання проектних параметрів промивальної рідини, дотримання вимог стандарту підприємства «Кріплення свердловин» та «Регламенту на кріплення свердловин» при проведенні підготовчих робіт, при спуску, цементуванні і заключних роботах з кріплення, своєчасному виявленні порушення і напрацюванні заходів з їх попередження.

Короткий опис робіт з відновлення якості кріплення

Рік	№ свердловини, родовище	Вибій, м	Вид і причина пошкодження	Витрата часу, год.	Роботи, які виконано для ліквідації пошкодження
1998	88 – Кременівка	790	Розгерметизація 245-мм проміжної колони при опресуванні в інтервалі спаду кривизни 680 – 1600 м	312	Спуск нових труб діаметром 299 мм із з'єднанням типу ОТТМ. Обладнання устя ПВО і опресування колони на розрахований тиск
2001	80 - Чутово	1642	Негерметичність проміжної 245-мм колони в інтервалі набору кривизни 200 – 1250 м	233	Під час термометрії виявлено негерметичність в інтервалі 308 – 318 м. Встановлено два цементні мости в інтервалах 330 – 290 м і 290 – 230 м. Проведено опресування колони під тиском 19 МПа
2002	201 – Гадяч	863	Знаходження колони без руху, внаслідок чого відбулось прилипання обсадної колони до стінки в інтервалі набору кривизни	158	Установлення нафтової та солянокислотної ванни результату не дало. Прихоплену 324-мм колону зацементовано на глибині 863 м
2004	300 – Веселівка	4060	Розрив між секціями із зміщенням їх осей внаслідок недоходження першої секції 245-мм проміжної колони до вибою і, відповідно, зміщення місця стиковки в кавернозну частину ствола	4817	Роботи з ліквідації пошкодження позитивного результату не дали; прийнято рішення щодо буріння свердловини другим стволом

Зокрема, необхідно дотримуватись таких вимог:

дотримання проектного профілю свердловини з метою забезпечення спуску колон до проектної глибини без додаткового пророблювання і калібрування свердловини, оскільки ці операції призводять не тільки до значних витрат часу, але й до ускладнень ствола через порушення рівноваги у системі свердловина – пласт;

- під час визначення довжин секцій і місця їх стикування передбачати різноманітні ризики і варіанти дій на випадок ситуацій, що можуть виникнути в процесі кріплення і подальшої роботи свердловини;

- після закінчування цементування нижніх секцій (хвостовиків) утримувати колону в підвішеному стані весь передбачений термін, а при необхідності час утримування збільшувати, виходячи з того, що передчасне відгвинчування допускного інструменту призводить до різкої зміни положення колони в стволі, особливо в нижній її частині, при наявності каверн, і надалі може бути причиною утворення дефекту в колоні;

- у будь-якому випадку безпосередньо перед спуском наступної секції проводити пробну імітацію стикування, всі відхилення від нормального стану повинні бути проаналізовані. Дозвіл на спуск верхньої секції може бути одержаний тільки за умови гарантованого стикування. У випадку незадовільних результатів пробного стикування розробляють спеціальні заходи для забезпечення співвісності та герметичності стикування;

- у разі виникнення непередбачуваних ситуацій при пробному стикуванні цементування не проводити до усунення причин, внаслідок яких стикування неможливе. Якщо стикування не відбулося, то подальші роботи проводити за спеціальним планом, в якому передбачити, серед інших заходів, підняття колони на поверхню.

Проведений аналіз дозволяє зробити висновок, що питання кріплення обсадними колонами похило-скерованих свердловин відіграє важливу роль в подальшій роботі свердловини і потребує досліджень з метою вироблення ефек-

тивних шляхів запобігання зазначеним вище ускладненням, пошкодженням та аваріям.

1.2. Систематизація причин неякісного кріплення похило-скерованих свердловин

Кількість факторів, що спричиняють неякісне кріплення похило-скерованих свердловин досить велика, тому виникає потреба в їх систематизації та оцінюванні вагомості кожного з них.

Аналіз причин неякісного кріплення свердловин та їх класифікацію описано в літературних джерелах [1 – 10], однак більшість з них ґрунтується на даних окремих родовищ і недостатньо уніфіковано.

Так, А.А.Абрамов і Л.Б.Ізмайлов [1] подають класифікацію пошкоджень обсадних колон, вважаючи основними з них зім'яття, розрив, зношування і втрату герметичності. Слід зауважити, що зношування колон не можна вважати видом пошкодження, а його слід вважати однією з причин пошкоджень колон. Крім цього, в згаданій роботі авторами подано не всі, на наш погляд, основні причини пошкоджень обсадних колон.

М.Л.Кісельманом [2] наведено класифікацію дефектів, які виникають в обсадних трубах, але не розкрито причини пошкоджень обсадних колон.

Класифікація пошкоджень обсадних труб, розроблена Н.Г.Федоровою [3], обмежена тільки зміною форми поперечного перерізу труби та наявністю мікротріщин на її внутрішній поверхні.

За класифікацією, запропонованою І.М.Ковбасюком [4, 5], причини зім'яття обсадних колон об'єднано в дві групи: гірничо-геологічні та техніко-технологічні. Першоосовною причин зім'яття обсадних колон автор вважає гірничо-геологічні фактори, основним з яких є текучість пластичних порід.

Ю.Д.Комнатним [6] запропоновано класифікацію факторів, що мають безпосередній вплив на міцність і герметичність різьбових з'єднань. Їх поділено автором на три групи: конструктивні, технічні та технологічні.

А.І.Булатов [7, 8] запропонував класифікацію причин газопроявлень, грифоноутворень і негерметичності цементного кільця, але не розглянув причини неякісного кріплення свердловин, пов'язаних з роботою обсадних колон.

Класифікація аварій, розроблена авторами [9,] ґрунтується на систематизації матеріалів за даними бурових організацій Азербайджану, Туркменії, Північного Кавказу та інших регіонів. Ними виділено пошкодження обсадних колон, які обумовлено:

- дією внутрішнього тиску;
- дією зовнішнього тиску;
- роботою бурильних труб і долота;
- дією розтягуючих навантажень;
- іншими причинами.

Повнішу класифікацію видів і причин пошкоджень обсадних колон розроблено А.А.Федоровим і Я.С.Коцкуличем [10 – 12]. Основними видами пошкоджень обсадних колон автори вважають зім'яття, розрив (поздовжний або поперечний) і порушення герметичності. Основні причини пошкоджень обсадних колон, згідно із запропонованою класифікацією, об'єднано в чотири групи:

1 група – неправильний розрахунок обсадних колон на міцність;

2 група – порушення технології буріння, кріплення і експлуатації свердловини;

3 група – зношування обсадних колон;

4 група – стихійні явища.

Вищезгадані праці присвячено вивченню причин неякісного кріплення під час буріння вертикальних свердловин. Однак, як показує аналіз промисло-

вих даних (п. 1.1), існує необхідність у дослідженні причин неякісного кріплення, які характерні для будівництва похило-скерованих свердловин.

Нами запропонована класифікація причин неякісного кріплення похило-скерованих свердловин обсадними колонами (табл. 1.6), яка ґрунтується на роботах [10 – 12] і враховує результати нових теоретичних, експериментальних та промислових досліджень з даної проблеми [13]. В ній додатково виділено головні причини неякісного кріплення похило-скерованих свердловин.

Пропонується випадки неякісного кріплення похило-скерованих свердловин обсадними колонами розділити на дві групи (таблиця 1.6):

- 1 – пошкодження обсадних колон;
- 2 – недопуск колон і неякісне стикування секцій.

До кожної з груп віднесено відповідні види неякісного кріплення.

Основною причиною неякісного кріплення похило-скерованих свердловин вважають пошкодження, які обумовлені неправильними розрахунками обсадних колон на міцність, порушеннями технологій кріплення свердловин, зношуванням обсадних колон і гірничо-геологічними причинами. Недопуски колон до проектної глибини і неякісне стикування секцій є вторинними, які впливають з низької прохідності ствола, неточного визначення глибини свердловини, неякісного стикування секцій і гірничо-геологічних умов.

Під порушеннями технологій слід розуміти відхилення в технологіях виготовлення стикувальних пристроїв, буріння, кріплення, освоєння та експлуатації свердловин.

Зношування обсадних колон підвищується із збільшенням глибин буріння та інтенсивності викривлення свердловин.

Неякісне кріплення похило-скерованих свердловин є результатом сумісної дії багатьох факторів, які виникають внаслідок пошкоджень обсадних колон і недопусків їх до проектних глибин.

Причини неякісного кріплення похило-скерованих свердловин

Пошкодження обсадних колон	Недопуск колон і неякісне стикування секцій
1. Неправильний розрахунок колон на міцність 1.1 Використання неточних формул для визначення міцнісних характеристик обсадних труб і величини крутного моменту згинчування 1.2 Невраховано зниження міцності труб при перфорациї 1.3 Невраховано вплив згину на напружений стан обсадних труб в інтервалах інтенсивного викривлення ствола свердловини 1.4 Невраховано гірський тиск пластичних порід 1.5 Невраховано поля допусків геометричних параметрів труб	1. Низька прохідність ствола свердловини 1.1 Різкі переходи ствола свердловини 1.2 Наявність каверн і уступів у стволі свердловини 1.3 Наявність жолобів у викривленому інтервалі ствола свердловини 1.4 Неякісне калібрування ствола свердловини 1.5 Використання промивальних рідин низької якості
2. Порушення технології кріплення 2.1 Неякісне стикування секцій обсадних колон 2.2 Відсутність контролю величини крутного моменту згинчування різьбових з'єднань труб при спуску в свердловину 2.3 Спуск обсадних труб із заводськими дефектами 2.4 Відхилення від регламентованого режиму спуску обсадних колон 2.5 Зупинки обсадних колон при спуску	2. Неточне визначення глибини свердловини 2.1 Неточний замір довжини бурильного інструменту 2.2 Неточний замір глибини свердловини при геофізичних роботах 2.3 Невраховання осових деформацій обсадної колони

Пошкодження обсадних колон	Недопуск колон і неякісне стикування секцій
3. Зношування обсадних колон 3.1 Зношування бурильними трубами і замками 3.2 Зношування долотами і ловильним інструментом 3.3 Гідроабразивне зношування 3.4 Корозія	3. Неякісне стикування секцій 3.1 Установлення голови хвостовика в кавернах або нестійких породах 3.2 Установлення голови секції колони в кавернах або нестійких породах 3.3 Використання стикувальних пристроїв недосконалої конструкції 3.4 Незадовільне центрування обсадної колони
4. Гірничо-геологічні причини 4.1 Землетруси в сейсмічно активних зонах 4.2 Тектонічні зміщення пластів 4.3 Повзучість і осипання порід 4.4 Непередбачувані причини	4. Гірничо-геологічні причини 4.1 Тектонічні зміщення пластів 4.2 Повзучість і осипання порід 4.3 Непередбачувані причини

1.3. Аналіз сучасних методів підвищення надійності роботи обсадних колон при кріпленні похило-скерованих свердловин

Однією з важливих проблем будівництва свердловин є забезпечення надійності роботи обсадних колон. За умовами експлуатації обсадні колони у нафтових і газових свердловинах повинні задовольняти вимоги міцності під час дії осьових розтягуючих сил, внутрішнього та зовнішнього тисків, а також забезпечувати герметичність різьбових з'єднань на всіх стадіях роботи свердловини.

У роботі [14] наведено показники з кріплення нафтових і газових свердловин на родовищах України. Виходячи із складності гірничо-геологічних умов буріння, зростання глибин свердловин, збільшення частки буріння похило-скерованих і горизонтальних свердловин у загальному обсязі та інших факторів авторами сформульовані шляхи підвищення якості і надійності кріплення свердловин.

Статистичні дані свідчать про те, що в процесі буріння й експлуатації свердловин нерідко мають місце ускладнення та аварії, зумовлені пошкодженням обсадних колон або порушенням герметичності їх різьбових з'єднань. Кількість ускладнень, які трапляються з обсадними колонами, іноді дорівнює кількості аварій [15]. Ця проблема особливо актуальна при будівництві похило-скерованих свердловин, в яких умови роботи обсадних колон ускладнені, і частка аварій з останніми значно зростає.

Аналіз статистичних даних засвідчує, що на ускладнення з обсадними колонами припадає 5-7 % від усього аварійного часу, а на їх усунення – 10-12 % [16]. Однак аварії не тільки уповільнюють темпи будівництва, але й нерідко стають причиною ліквідації практично завершених свердловин і виведення з експлуатації вже діючих.

Дослідження, проведені інститутом ВНДІТнафта [17], дозволили встановити ряд причин аварій з обсадними колонами, основними з яких вважають: невідповідність розрахункових навантажень фактичним, що діють на обсадні ко-

лони в процесі буріння та експлуатації свердловини; недостатній запас міцності на зовнішній надлишковий тиск та на розтяг в інтервалі викривлення свердловини; різностінність обсадних труб; неякісне виготовлення обсадних труб; порушення інструкцій з підготовки і спуску обсадних труб у свердловину.

У традиційних розрахунках круглих труб при навантаженні зовнішнім тиском [18] їх зім'яття пов'язують з втратою стійкості форми поперечного перерізу або міцності матеріалу. Застосування цих методів для розрахунку обсадних труб не коректне, оскільки труби мають відхилення від круглої форми, тобто овальність та різностінність, що значно знижує їх опір зовнішньому тиску.

В американській практиці [19] аналітичні залежності, що визначають міцність чи стійкість круглих труб, коригують введенням емпіричних коефіцієнтів, досягаючи таким чином наближення розрахункових значень до даних стендових випробувань або ж, зазвичай використовують для розрахунків емпіричні формули. Для розрахунку міцності обсадних труб, виготовлених заводами колишнього Радянського Союзу, у разі навантаження зовнішнім тиском теж було запропоновано емпіричні формули [20, 21], одержані за результатами випробувань цих труб.

У роботі [22] наведено фактори, які впливають на проектування оптимальної конструкції обсадної колони. Авторами проаналізовано залежності для визначення зовнішнього, внутрішнього тисків і зрушуючого навантаження, а також існуючі методики розрахунку обсадних колон на міцність і надано рекомендації для розроблення нового керівного документа.

Дослідженнями міцності овальної рівностінної труби під дією зовнішнього тиску Т.Ю.Єременка і П.А.Вислобіцького [23] встановлено, що зім'яття такої труби настає при пружнопластичних деформаціях матеріалу у найбільш навантажених перерізах, тобто при напруженнях, що перевищують границю текучості матеріалу.

Бозирев Ю.С. [24] розглядає зім'яття як випадкове явище, що виникає внаслідок дії зовнішньої зминаючої сили, яке призводить до втрати міцності обсадної колони.

У роботі [25] описано механізм пошкодження обсадних колон в інтервалах залягання текучих соленосних порід. Деформацію обсадних колон у свердловинах спостерігали в нафтогазоносних площах Східно-Кубанської і Прикаспійської западини, які мають у розрізі соленосні відклади верхньої юри та нижньої пермі. Аналіз аварійності показав, що пошкодження у вигляді деформування та зім'яття колон залежить від таких факторів: наявності в розрізі текучих порід; стану ствола перед спуском колони; міцності обсадної колони на зім'яття; співвідношення зовнішнього і внутрішнього тисків. Відповідно до інструкції [26] обсадні колони розраховують на максимальне значення гірського тиску, тим не менше велика кількість колон не витримує цього тиску як під час буріння, так і в процесі подальшої експлуатації. Початок аварії, що викликана зім'яттям обсадних колон в інтервалах залягання соленосних пластів, копивається від декількох днів після спуску колони до 15 років. Це свідчить про відсутність врахування гірського тиску, спричиненого текучими породами. Авторами [25] запропоновано блок-схему, за якою необхідно проводити розрахунки на міцність обсадних колон.

У сучасній практиці розрахунку обсадних колон на міцність враховують тільки надлишковий тиск та радіальні переміщення високопластичних солей. Як зазначено авторами [27], на деяких родовищах південно-східної частини ДДЗ деформації гірських порід призводять до руйнування не тільки окремих обсадних колон, але й цілих конструкцій, розрахованих згідно з чинними методиками. Найбільш вірогідною причиною їх руйнування є осьові і субгоризонтальні переміщення гірських порід, пов'язані з осіданням земної поверхні через дренавання водоносних, нафтових і газових горизонтів у процесі їх розробки.

В лабораторії техніки і технології кріплення свердловин з метою вивчення характеру деформації обсадної труби в масиві високопластичних гірських порід, представниками яких є сольові відклади, авторами [28] виконано роботу з моделювання процесів зминання обсадної труби у відкладах солі під дією гірського тиску. На основі експериментальних досліджень автори прийшли до наступних висновків:

- у разі перевищення горизонтальної складової тиску в масиві соляних порід над критичною величиною опору труби зминанню остання внаслідок деформування набуває форму овалу з одночасним зменшенням периметра;

основні осі овалу змінюють своє положення при збільшенні вертикального та відповідного йому горизонтального навантаження сольового пласта на обсадну трубу;

- зміну положення основних осей овалу деформованої обсадної труби зумовлено виникненням тангенціальних напружень і зсувів у масиві солі.

Аналіз аварійності з обсадними колонами в інтервалах залягання пластичних порід на родовищах Передкарпаття показав, що абсолютна більшість випадків зім'яття колон мали місце після тривалого періоду експлуатації свердловин (10-23 роки) за умови відсутності або низької якості тампонажного матеріалу між проміжною та експлуатаційною колонами [29]. Зім'яття проміжних колон у разі дії рівномірного гірського тиску пластичних порід можливе внаслідок місцевої втрати стійкості форми їх поперечного перерізу і спричинене, головним чином, негативним впливом зношування та корозії труб. У процесі зім'яття проміжної колони на експлуатаційну колону передається зосереджене навантаження.

Авторами [30] розв'язано задачу з визначення контактного тиску, що виникає під час взаємодії обсадних колон між собою у разі зім'яття зовнішньої. В основу розрахунку покладено обернено симетричну задачу взаємодії двох оболонок, яка ґрунтується на теорії оболонок Тимошенко.

Ю.В.Терновим і С.Б.Свинцицьким [31] розглянуто причини деформації обсадних колон у свердловинах Астраханського ГКР. Відомо, що пошкодження у вигляді деформації обсадних колон залежать від їх міцності на зім'яття, конфігурації ствола, якості цементування, співвідношення зовнішнього і внутрішнього тисків, наявності в розкритому розрізі свердловини схильних до текучості порід, тектонічних умов залягання пластів, у тому числі міжсольових [25, 32]. Авторами [31] встановлено, що більшість свердловин на Астраханському родо-

вищі ліквідовано з геологічних причин через рапопрояви і зім'яття обсадних колон, які приурочені до крутопадаючих схилів соляних куполів.

У роботі [3] узагальнено досвід, який накопичений при розрахунках на міцність обсадних труб з характерними видами пошкоджень. Напружено-деформований стан пошкодженої труби визначає різний ступінь зниження міцності при зовнішньому і внутрішньому тисках. Так, на думку автора [3], якщо під час деформування кругла форма поперечного перерізу змінюється, то дефект знижує опірність труби як зовнішньому, так і внутрішньому тиску.

Згідно з експериментальними даними [33, 34] осьовий розтяг викликає зниження опору труб зовнішньому тискові. У роботах [20, 33] цей вплив рекомендовано враховувати введенням певного коефіцієнта – множника до критерію міцності труби, вільної від осьового навантаження. Т.Ю.Єременко [33] визначає величину коефіцієнта емпіричним шляхом на основі результатів стендових випробувань 146 і 168-мм обсадних труб в умовах двовісного навантаження, використовуючи при цьому дані як власних випробувань, так і таких, що одержані іншими дослідниками.

А.А.Гайворонський [20] випробовував двовісне навантаження на моделях обсадних труб з круглим та овальним поперечним перерізом. За результатами випробувань встановлено, що зім'яття труб настає у разі досягнення напружень у тілі труби границі текучості матеріалу. Таким чином, у випробуваннях А.А.Гайворонського на моделях труб не знайшли підтвердження результати випробувань Т.Ю.Єременка [33] на обсадних трубах, за якими останні зберігають міцність навіть при осьових напруженнях, близьких до границі текучості матеріалу.

У роботі [34] наведено результати випробування в умовах двовісного навантаження зовнішнім тиском і осьовим розтягом обсадних труб круглої форми груп міцності N-80 та K-55. Зім'яття труб групи міцності N-80 відбувалося при напруженнях, близькій до границі текучості матеріалу труб, тобто у повній відповідності з результатами випробувань А.А.Гайворонського. Руйнування труб групи міцності K-55 в умовах двовісного навантаження відбувалося при напру-

женнях, величина яких перевищувала границю текучості сталі. При цьому, чим вищими були розтягуючі напруження, тим відчутнішим було перевищення напружень границі текучості сталі.

П.А. Вислобіцьким [35] зроблено спробу теоретично обґрунтувати закономірність впливу осьового розтягу на міцність обсадних труб з урахуванням складного характеру їх деформування. Результати теоретичних розрахунків цілком задовільно збігаються з експериментальними даними [36].

Узагальнюючи результати випробувань обсадних труб [20, 33 – 35, 37], можна зробити висновок про те, що їх міцність в умовах навантаження зовнішнім тиском або зовнішнім тиском одночасно з осьовим розтягом залежить від властивостей сталі в області пластичних деформацій.

Аналітичну залежність Г.М.Саркісова [18, 26] для визначення величини критичного зовнішнього тиску одержано на основі розрахункової моделі, невідповідність якої реальним умовам розвитку напружено-деформованого стану в елементах відзначається у багатьох дослідженнях [33, 35, 38].

Прийнято вважати, що обсадна колона, яку спущено в похило-скеровану свердловину, приймає форму її осі [39]. У зв'язку з цим запропоновано ряд рішень з урахування згину обсадних труб для розрахунку колони на зім'яття і на зрушуюче навантаження. При цьому для розрахунку величини гідростатичного тиску, який викликає зім'яття обсадних колон, глибина свердловини приймається по вертикалі, а при визначенні ваги обсадної колони – по довжині ствола.

Необхідно відмітити, що ні одне із запропонованих рішень не рекомендовано для практичного використання [40]. Це пояснюється недосконалістю і порівняно малою значимістю додаткових навантажень, які обумовлюються викривленням свердловин. Крім того, очевидно, що обсадна колона в похило-скерованій свердловині сприймає максимальні додаткові навантаження в інтервалі збільшення або зменшення зенітного кута, тобто на ділянці найбільшої інтенсивності викривлення ствола.

Г.Г.Первушиним і В.С.Войтенком [41] запропонований метод підбору обсадних труб при одночасній дії надлишкового тиску і згину. Автори вважають,

що згин є наслідком каверноутворення або викривлення ствола свердловини на кавернозній ділянці.

У роботі [42] запропоновано методику оцінювання пружньопластичного опору овальної різностінної обсадної труби зовнішньому тиску з урахуванням складової нерівномірного радіального навантаження, яке виникає від поздовжньо-поперечного згину і має випадковий характер. Автори подають розрахункові залежності і приклади комплексного впливу згину і геометричних недосконалостей обсадної труби (ГОСТ 632-80) на її пружньопластичний опір.

Я.С.Коцкуличем [43] досліджено напружено-деформований стан обсадних труб при кріпленні викривлених свердловин. Подано розв'язок задачі про вплив згину труб на зміну геометрії форми їх поперечного перерізу і, як наслідок, опірність зовнішньому тиску. Автором одержано залежності для визначення зовнішнього критичного тиску труб із урахуванням викривлення ствола свердловини.

У роботах В.П.Зебрікова та інших [44, 45] розглянуто напружено-деформований стан обсадних труб при великій інтенсивності викривлення свердловини. Авторами отримано вирази для розрахунку радіальної деформації труби, овальності, додаткових зусиль і напружень у трубі. Крім того, одержано графічні залежності, які дозволяють визначити граничні осьові навантаження, граничну кривизну свердловини для деяких розмірів обсадних труб при бурінні горизонтальних свердловин.

Досвід буріння похило-скерованих свердловин показав, що для безаварійного буріння, кріплення і експлуатації свердловин інтенсивність викривлення (i) ствола свердловини не повинна перевищувати 2 градуси на 10 м [46, 47]. Тільки для спеціальних свердловин, в яких передбачено значне відхилення від вертикалі, в свердловинах з обмеженим інтервалом набору кута або горизонтально-розгалужених свердловинах (i) може бути більше 2 градусів на 10 м. У роботі [48] наведено випадки, коли інтенсивність досягала 11 градусів на 10 м.

Г.Г.Шинкевичем [47] наведено аналіз фактичної інтенсивності викривлення за великою кількістю пробурених свердловин в «Главтюменнефтегазе» і «Куйбышевнефти», які показали, що в 18,5 % свердловин $i=3$ градуси на 10 м і більше, а 50 % свердловин мають інтенсивність викривлення 2-2,5 градуси на 10 м.

За даними Б.К.Челомбієва та інших, які подано в роботі [40], на родовищах Ставропілля збільшення zenітного кута з 3 до 8 градусів і більше призводить до зростання кількості випадків негерметичності обсадних колон. У більшості випадків герметичність обсадних колон порушувалась в зонах перегину ствола свердловини. Автори роблять висновок, що чим більша абсолютна величина та інтенсивність перегину ствола, тим швидше і частіше порушується герметичність експлуатаційних колон.

Особливості будівництва похило-скерованих свердловин з великим відхиленням вибоїв досить детально розглянуто в зарубіжній практиці і приведено в роботі [40]. За даними Д.С.Джонсона та Ж.Т.Керріел на родовищі Хентінгтон Біч (штат Каліфорнія) продуктивні ділянки, які залягають під дном океану, розбурено похилими свердловинами з великим відхиленням вибоїв. Профіль однієї з цих свердловин показано на рис.1.2. Кут нахилу стволів свердловин складав близько 75 градусів. Досвід буріння також показав, що тривале буріння верхніх горизонтів може призвести до обвалювання і осипання нестійких порід. Для запобігання зазначених явищ рекомендовано, щоб довжина необсадженої частини ствола свердловини не перевищувала 2100-2200 м, а тривалість буріння цього інтервалу – 30 днів. Таким чином, інтервали кріплення необхідно вибирати з урахуванням часу стійкого стану пристінної зони свердловини. Крім того, відмічено інтенсивне зношування кондуктора бурильним інструментом, а також зношування башмака кондуктора. Тому його замінили спеціальним подовженим башмаком із труби з товщиною стінки 32 мм. Бурильний інструмент, яким велося буріння в кондукторі, був оснащений протекторними кільцями.

У зв'язку з тим, що при спуску обсадних колон тільки частина ваги сприяє їх руху вниз у свердловину, виникла необхідність розробити спеціальний

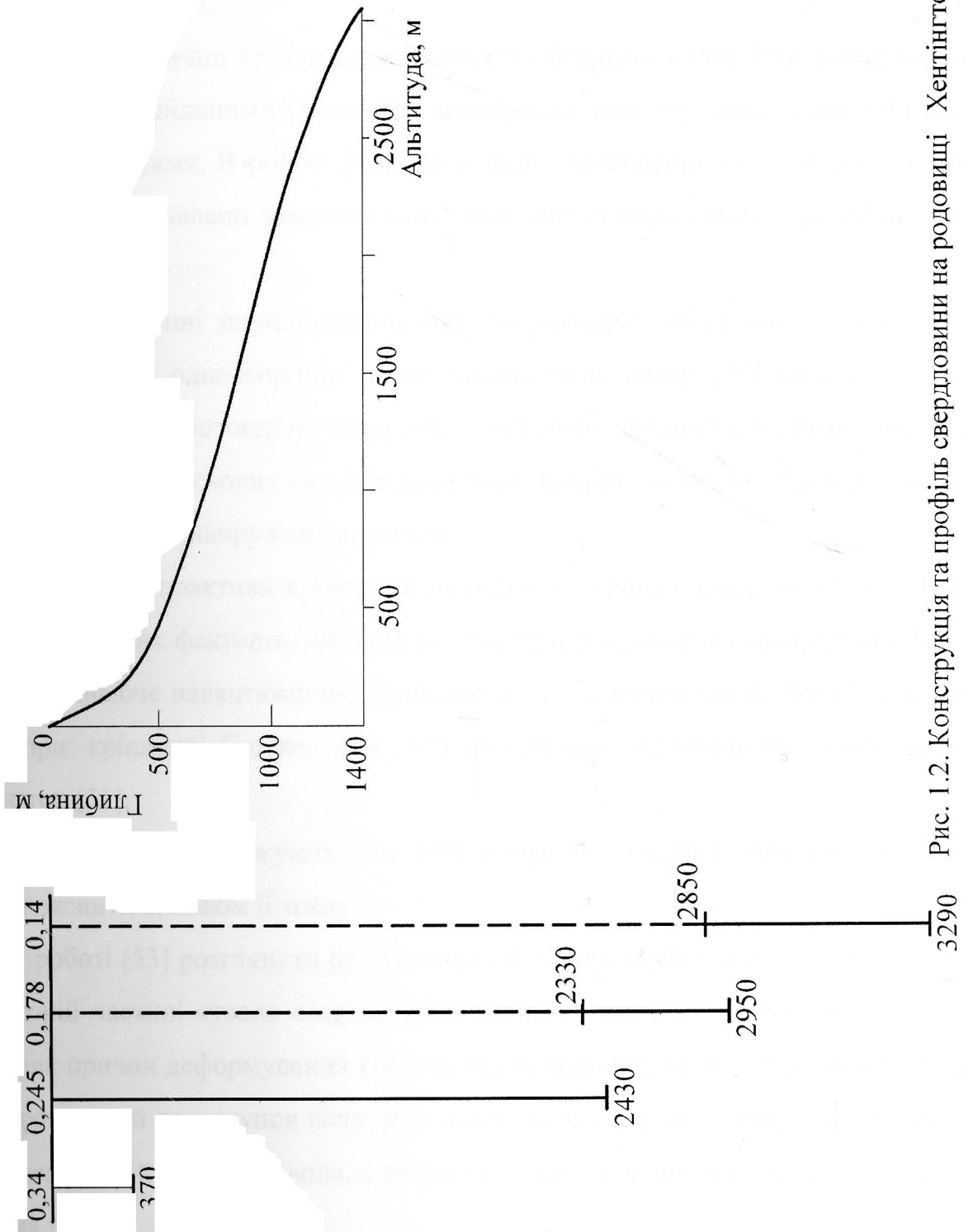


Рис. 1.2. Конструкція та профіль свердловини на родовищі Хентінгтон Біч

метод спуску обсадних колон у свердловини з великим відхиленням вибоїв. Для полегшення спуску обсадну колону заповнювали рідиною після нарощування кожної труби. Останні 600-1200 м колони допускали в свердловину з розходжуванням. Для зменшення сил тертя на обсадну колону установлювали спеціальні центратори.

Однією із причин втрати герметичності обсадних колон є їх зношування під час тертя з бурильними та насосно-компресорними трубами, породоруйнівними інструментами. В роботі [49] на основі лабораторних і промислових досліджень встановлено взаємозв'язок між зношенням колон і роботою сил тертя.

При кріпленні похило-скерованих свердловин обсадними колонами спостерігається їх одностороннє зношування. Тому автор [50] вважає, що це призводить до перерозподілу напружень, оскільки зміщується центр прикладення розтягуючих осьових сил. Це додатково викривляє колону і, як наслідок, збільшується частка напружень від згину.

Як показує практика кріплення похило-скерованих свердловин у США, одним із основних факторів, що враховують при розрахунках експлуатаційних колон, є згинаюче навантаження. Доцільність врахування цього фактора перевірено при кріпленні більше, ніж 675 свердловин, пробурених на родовищі Чілмінгтон [51].

Автори [52] стверджують, що 72% порушень з'єднань обсадної колони можна пояснити впливом її згину.

В роботі [53] розглянуто руйнування обсадних труб в незацементованій і кавернозній частині ствола свердловини від поздовжнього згину, як однієї із можливих причин деформування колони. На основі енергетичного закону авторами проведений розрахунок величини напівхвилі і форми вигину осі колони в незацементованій частині ствола, а також величини критичних навантажень, які діють на трубу.

Основна проблема досягнення якісного розмежування пластів у похилій свердловині обумовлена станом самого ствола, який завжди ускладнений пере-

инами, жолобними виробками і кавернами. В похилій свердловині, як відмічено в роботі [40], навіть використання спеціальних пристроїв для центрування обсадної колони не гарантує від контакту її зі стінкою свердловини, що обов'язково призведе до утворення зон невитісненої промивальної рідини.

Наявність великих каверн і жолобних виробок при одночасному односторонньому приляганні обсадної колони до стінки ствола служить причиною “защемлення” промивальної рідини у вузькій частині і створення застійних зон невитісненої промивальної рідини при цементуванні.

Слід відмітити, що в умовах Західного Сибіру, де похило-скероване буріння становить близько 95 % загального об'єму проходки, але величину інтенсивності викривлення регламентовано, практично відсутні ускладнення в свердловинах через жолобні виробки [40].

Автори [54] пропонують враховувати розміщення низу обсадної колони в стволі свердловини при її спуску залежно від параметрів викривлення свердловини. Проблему вирішують шляхом оснащення низу обсадної колони центруючими елементами таким чином, щоб вісь обсадної колони співпадала з віссю ствола свердловини. У такому випадку положення обсадної колони регулюється вибором відстані між центраторами і зміною їх діаметрів залежно від діаметра свердловини, жорсткості і вагових характеристик труб, кута викривлення ствола свердловини. Розрахункову схему компоновки низу обсадної колони прийнято у вигляді балки постійної жорсткості, розміщеної на п'яти опорах. Розрахунки проведено на основі теорії стійкості стержнів із шарнірною опорою на кінцях. Проте, запропоновану авторами методику подано лише в узагальненому вигляді, без конкретних рекомендацій.

Центратори для обсадних труб відіграють важливу роль у підвищенні якості кріплення свердловин. Проте, як зазначено в роботі [55], центратори, які застосовують на практиці, не завжди задовольняють вимоги, які до них ставлять

Умови спуску обсадних колон, згідно з роботою [56], запропоновано розділити на чотири категорії: легкі, середньої складності, складні і дуже складні.

Як критерій, який визначає умови нормального спуску обсадної колони до проектної глибини, автори роботи [57] пропонують використовувати коефіцієнт прохідності (відношення умовної жорсткості КНБК до умовної жорсткості обсадної колони).

Для свердловин із zenітним кутом більше 5 градусів та інтенсивністю викривлення ствола свердловини більше 0,3...0,5 градусів на 10 м проходки значення коефіцієнта прохідності приймають більше одиниці. Для забезпечення 100 % допуску обсадних колон до проектної глибини необхідно, щоб коефіцієнт прохідності був більшим за 1,2.

У процесі спуску обсадних труб в свердловину спостерігають активну взаємодію колони труб із стінками свердловини і рідиною, що її заповнює. Ця взаємодія носить складний характер і проявляється у вигляді опору, який чинить свердловина спуску колони труб.

Спроби оцінити сили опору при поздовжньому переміщенні колони труб у свердловинах здійснено ще в 30-40-х роках. При цьому вісь свердловини розглядали як ламану лінію, а за силу опору приймали суму сил тертя на окремих ділянках. Треба відмітити, що такий підхід до визначення сили опору базувався на неправильних передумовах, і тому запропоновані розрахункові залежності не підтвердились практичними даними.

Аналізуючи методи визначення сил опору при спуску обсадної колони в похило-скеровані і горизонтальні свердловини автори [58] зробили висновок, що проблема якісного кріплення похило-скерованих і горизонтальних свердловин є актуальною і потребує розробки технологій та технічних засобів у відповідності до конкретних геолого-технічних умов будівництва свердловини.

Авторами [59, 60] запропоновано визначати силу опору при русі бурильної колони у викривленій свердловині як силу тертя при русі гнучкої тяжкої нитки по нерухомому барабану.

Сучасні комп'ютерні технології дозволяють проводити розрахунки ствола свердловини при будь-якій заданій точності. Авторами [61] побудовано профіль ствола свердловини за даними профілометрії та здійснено розрахунки сил

опору під час руху бурильної колони, на основі яких було побудовано епюру зусиль. Безпосереднє співставлення профілю свердловини та епюри дозволило виділити ділянки максимального опору руху колони труб як при підйомі, так і при спуску, а також потенційно небезпечні ділянки колони, на яких можливе їх пошкодження.

Тарасевич В.І., Богатирев В.А. [62] провели промислові дослідження з визначення сил опору під час руху бурильного інструмента у свердловині. Александровим М.М. [63] розв'язано задачі з визначення притискувальних сил нерухомої бурильної колони, а також сил опору під час осьового її переміщення та обертання. Автором запропоновано рішення деяких інженерних задач, які пов'язані з обертанням і переміщенням бурильної колони у викривленій свердловині.

У роботі Муфід-Заде [64] подано результати промислових досліджень сил опору спуску восьми проміжних обсадних колон діаметром 299 мм у вертикальній свердловині. На основі проведених досліджень автором розроблено метод визначення сил опору при спуску обсадних колон в умовах недостатності інформації. Метод базується на врахуванні середніх значень навантажень на талеву систему в процесі спуску колони.

Коцкуlichem Я.С. [65] розв'язано задачу з визначення величини притискувальної сили для різної форми профілю свердловини, якщо обсадна колона нерухома, а також запропоновано метод визначення притискувальної сили як для окремих ділянок, так і по всій свердловині. Крім того, автором [66] одержано залежності для визначення сили опору під час руху обсадної колони в похило-скерованій свердловині. У будь-якому перерізі обсадної колони, що рухається, розтягуюче навантаження залежить від сили опору, яка діє на всю нижчерозташовану частину колони. При русі обсадної колони притискувальна сила відрізняється від притискувальної сили для нерухомої колони на величину, яка залежить від суми сил опору на нижчерозміщених ділянках. Показано, що при русі обсадної колони вгору сила опору збільшує її натяг, а при русі вниз – зменшує.

У роботі Овчиннікова М.Т. та інших [67] розглянуто технологічні аспекти спуску обсадних колон великого діаметра в надглибокі свердловини в ГНПП “Недра” на прикладі Тюменської свердловини. Авторами розроблено методику розрахунку напружено-деформованого стану обсадної колони при спуску в свердловину, яка ґрунтується на просторовій моделі руху колони, із урахуванням зазорів між стінками колони і свердловини. Показано можливість одержання перед спуском колон калібрувальних розрахункових залежностей сили ваги на гаку від поточної довжини колони. Методика дає можливість оцінити вплив різних параметрів на прохідність колони і впливає на окремі параметри в необхідному напрямі (розширення ствола, зменшення коефіцієнта тертя тощо). Відхилення фактичної залежності величини осьової сили ваги на гаку при спуску колони від розрахункової може служити індикатором можливого ускладнення. Одержані результати збігаються із фактичними даними сили ваги на гаку при спуску колони в Тюменську надглибоку свердловину.

В роботі [68] авторами запропоновано новий підхід до вирішення задачі з визначення техніко-технологічних параметрів буріння свердловин, який забезпечує спуск обсадних колон до проектних глибин без проведення додаткових проробок ствола. Як критерій, який об’єднує численні фактори, що впливають на формування ствола свердловини та прохідність обсадної колони, авторами прийнято величину інтенсивності викривлення ствола свердловини. На основі розробленого критерію проведено дослідження впливу параметрів ствола свердловини, КНБК і режиму буріння на прохідність обсадної колони, а також викладено конкретні рекомендації з вибору техніко-технологічних параметрів буріння, при яких досягається успішний спуск обсадної колони.

З переходом на горизонтальне буріння радіус викривлення свердловин може знижуватись до 10 м. У такому разі жорсткість труб впливає на силу притискання колони до стінки свердловини і силу опору рухові обсадної колони. В роботах Зебрікова В.П. та інших [69, 70] для вирішення цієї задачі використано теорію гнучких стержнів. Авторами одержано розрахункові значення впливу на сили притискання радіусів викривлення, кутів охоплення викривленої ділянки

свердловини та зазорів між трубою і свердловиною. Як приклад розрахунок наведено для труби діаметром 146 мм з товщиною стінки $\delta = 9,5$ мм групи міцності Д. Крім того, авторами визначено довжину зони контакту бурильної труби у разі дії осьової сили. Одержано залежності для визначення додаткових напружень у трубі від згину.

На родовищі Вітч Фарм, що на південному узбережжі Англії, пробурено свердловину з відходом вибою від точки забурювання по горизонталі більш як на 10 кілометрів. На рис.1.3 зображено конструкцію типової свердловини М-11. Однією зі значних перешкод, з якою зіткнулись при виконанні проекту спорудження свердловини М-11, був спуск обсадної колони діаметром 244,5 мм довжиною більше 8000 м.

Фахівцями вибрано метод спуску двосекційної обсадної колони, яку розділено на нижню плаваючу та верхню дотискну секції. При цьому границю розділу вибрано таким чином, щоб звести до мінімуму сили тертя колони по стінках свердловини і в той же час створити максимальну додаткову силу від заповненої промивальною рідиною верхньої секції (рис.1.4).

Підібрано необхідні реологічні властивості промивальної рідини, які полегшували процес спуску колони. На свердловині М-08 випробувано метод спуску поплавкової колони з одночасним її обертанням. При цьому спуск перших 2000 м відбувався в поплавковому режимі, після чого було встановлено зворотний клапан із зрізною діафрагмою, і решту 1500 м спущено із заповненням верхньої секції рідиною. Обертання колони здійснено при різних глибинах спуску для отримання даних про його вплив на просування колони в інтенсивно нахиленому стволі.

Аналогічний метод застосовано при спуску обсадної колони діаметром 244,5 мм довжиною 6580 м в свердловину М-09.

У свердловину М-11 обсадну колону діаметром 244,5 мм довжиною 7080 м спущено в поплавковому режимі, після чого встановлено клапан із зрізною мембраною і продовжено спуск до проектної глибини вже із заповненням верхньої секції колони промивальною рідиною.

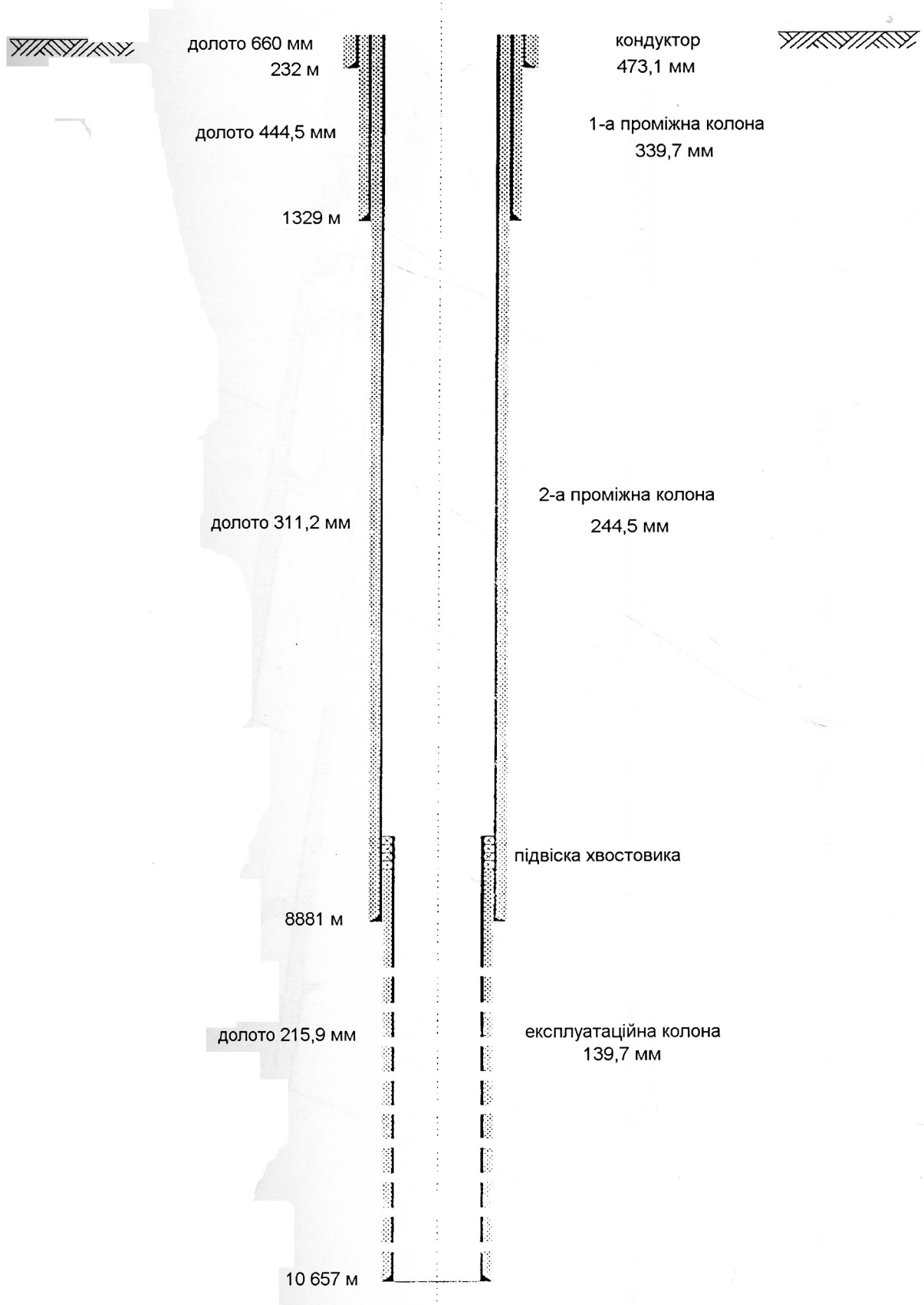


Рис. 1.3. Конструкція свердловини М-11

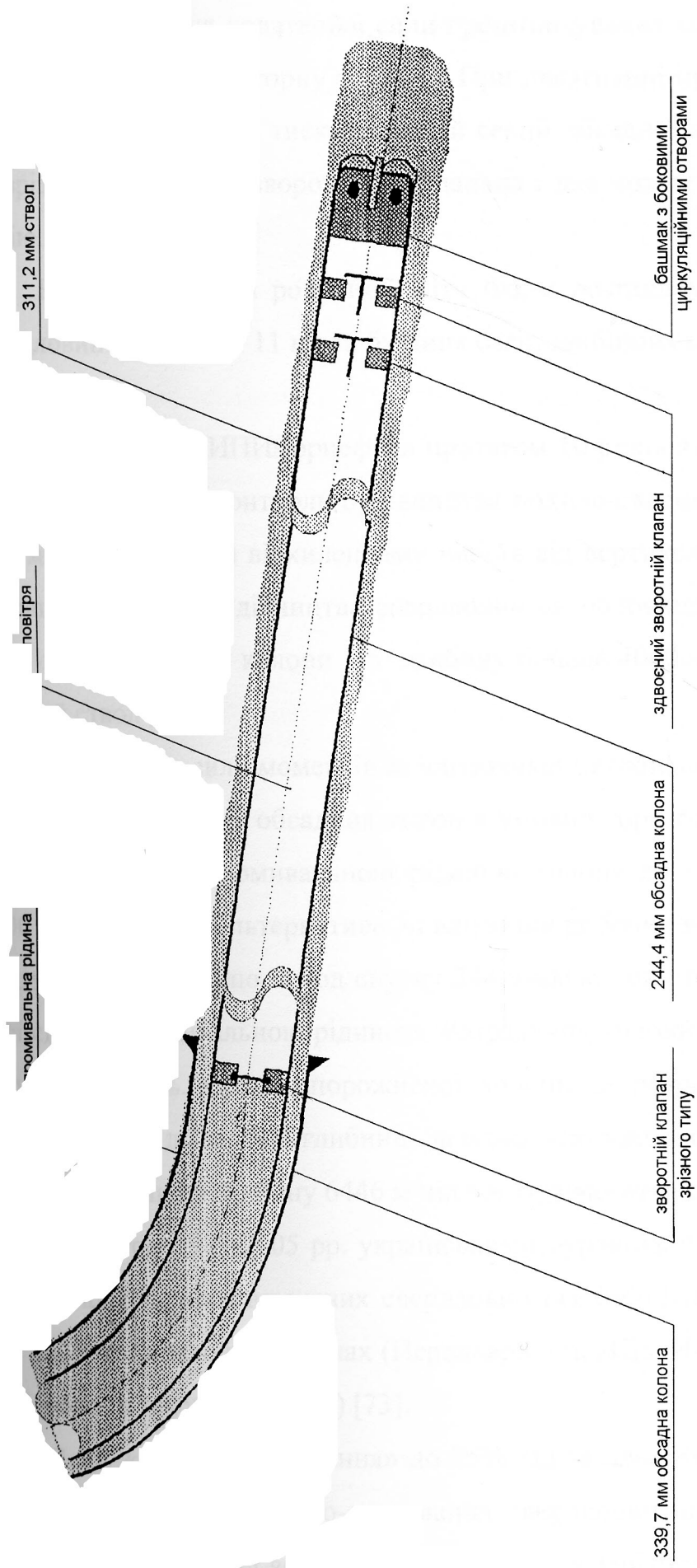


Рис. 1.4. Схема оснастки низу другої проміжної колони

Для створення додаткової сили проштовхування колони на буровій змонтовано механічну ежекторну систему. При досягненні проектної глибини створюється розрахунковий тиск у верхній секції обсадної колони, що призводить до зрізання верхнього зворотнього клапана і дає можливість відновити циркуляцію.

На даний час на родовищі Вітч Фарм розглядаються проекти буріння свердловин з відходом 11 км та буріння багатовибійних свердловин з відходами 5-8 км.

У «СахалинНИПИморнефти» протягом 10 років здійснюють проектування і технологічний контроль будівництва похило-скерованих свердловин з великими (як для Росії) відхиленнями вибоїв від вертикалі [71]. Найскладнішою операцією під час будівництва свердловин на родовищі Одопту-море є спуск 244,5-мм проміжної колони на глибину більше 4000 м в практично горизонтальний ствол [72].

Розрахунки сил і моментів за існуючими методиками і в програмах фірми Sprague Sun при спуску обсадних колон в умовно горизонтальний ствол показали, що заповнена промивальною рідиною колона до глибини більше 3000 – 3100 м не дійде. Як альтернатива до існуючих робочих проектів на будівництво свердловин розроблено метод спуску 244,5-мм колони без заповнення її в процесі спуску промивальною рідиною. Розрахунок колони на зім'яття підтвердив таку можливість. Спуск спорожненої колони за розрахунками забезпечував проходження її до заданої глибини. За описаною технологією успішно проведено спуск колони на глибину 6446 м під час будівництва свердловини 208 [72].

Протягом 1973-2005 рр. українськими буровиками споруджено понад 30 горизонтальних і розгалужених свердловин різноманітного призначення в різних нафтопромислових районах (Передкарпатті, ДДЗ, Чорноморському регіоні, на Донбасі, а також в Тюмені) [73].

В ДК «Укргазвидобування» до 25% від загального обсягу бурових робіт припадає на буріння похило-скерованих свердловин на глибини до 5000 м з відхиленням вибою від вертикалі до 1000 м при зенітному куті ствола свердело-

вини до 40 градусів, що дає можливість здійснювати пошук та видобуток вуглеводнів у важкодоступних місцях (у заплавах річок, поблизу населених пунктів тощо) [74].

Полтавським ВБР ДК «Укргазвидобування» успішно проведено буріння та кріплення горизонтальних свердловин 152 та 153 Яблунівського газоконденсатного родовища [74 – 76]. Враховуючи складні геолого-технічні умови буріння, вибрано таку конструкцію свердловини (свердловина 152):

- кондуктор діаметром 426 мм (глибина спуску – 420 м) з метою перекриття нестійких відкладів та ізоляції прісних вод;

- перша проміжна колона діаметром 324 мм (глибина спуску – 2300 м) для перекриття крейдяних, юрських і верхньої частини тріасових відкладів, схильних до обвалів, звужень і поглинань;

- друга проміжна колона діаметром 245 мм (глибина спуску – 3451 м) для ізоляції водоносних горизонтів середнього карбону та перекриття відкладів тріасу, нижньої пермі, верхнього та частини середнього карбону, схильних до звужень ствола, поглинань і осипів;

- експлуатаційна колона діаметром 168/140 мм (глибина спуску – 4100 м) з метою експлуатації покладу важко видобувної нафти з горизонту Б-6 башкирських відкладів середнього карбону.

Для успішного кріплення та подальшої експлуатації свердловин 152 і 153 Яблунівка розроблено такі вимоги:

- спуск експлуатаційної колони провести двома секціями;
- можливість промивання через башмак під час спуску першої секції колони;
- можливість обертання колони;
- ізоляція продуктивного горизонту від попадання цементного розчину;
- цементування колони провести вище покрівлі продуктивного горизонту.

Для цього нижню секцію складено з таких елементів (знизу – вверх):

- напрямний башмак (діаметр – 139,7 мм);
- фільтр (діаметр – 139,7 мм) із зрізними заглушками;

упорна муфта з посадочним гніздом;

заколонний гідравлічний пакер, який встановлено в покрівлі продуктивного горизонту;

цементувальна муфта (діаметр – 139,7 мм);

обсадні труби (діаметр – 139,7 мм);

гідравлічний вузол підвіски хвостовика (діаметр – 177,8 мм);

стикувальний вузол для верхньої секції обсадної колони (діаметр – 177,8 мм).

Застосування вищезазначеної схеми закінчування свердловин дало можливість успішно допустити експлуатаційні колони до вибою та здійснити їх цементування.

Розраховувати на міцність колону обсадних труб горизонтально розташованої ділянки свердловини, як зазначено в [77], немає потреби. Цю ділянку можна кріпити лише профілактично заздалегідь перфорованими тонкостінними трубами, які повинні виконувати роль запобіжника від засмічення каналу випадково викришуваними частинками породи у тих точках, де може збігатися локальна зміна міцності гірських порід з найбільшими значеннями коефіцієнта концентрації напружень.

Тривалість безаварійної експлуатації нафтових і газових свердловин здебільшого залежить від надійності їх кріплення. На сьогодні під час виконання розрахунків припускають, що механічні характеристики сталі обсадних труб, їх геометричні розміри, коефіцієнти запасу міцності, навантаження, що діють у свердловині та властивості тампонажного каменя – сталі величини [78]. Це призводить до того, що достовірність розрахунків знижується в міру збільшення терміну служби обсадних колон, внаслідок чого чинні методи їх розрахунку на міцність не забезпечують безаварійної роботи свердловин. Через певний час окремі обсадні колони виходять з ладу, незважаючи на те, що всі розрахунки виконано відповідно до вимог чинних нормативних документів. З промислової практики відомо багато випадків, коли обсадна колона, розрахована з достатнім запасом міцності, через певний період експлуатації виходить з ладу під дією різних видів навантажень. Одним з найчастіших видів пошкодження обсадних

колон є їх деформування як рівномірним, так і нерівномірним зовнішнім тиском, який створюється оточуючим середовищем, через певний час після початку експлуатації. Цим підтверджується, що запропоновані методи розрахунку обсадних колон справедливі тільки для початкового періоду експлуатації свердловин.

Наведений вище аналіз дозволяє зробити висновок, що проблемі якісного кріплення похило-скерованих і горизонтальних свердловин присвячено багато наукових праць, однак заходи для їх практичного використання нерідко виявляються малоефективними, тому ця проблема є актуальною і на даний час.

Інструкцією з розрахунку обсадних колон для кріплення похило-скерованих свердловин [79] не передбачено врахування впливу згину на зміну овальності поперечного перерізу труб і, як наслідок, зменшення опірності їх дії зовнішньому тиску. Кріплення обсадними колонами похило-скерованих свердловин характеризується виникненням сил опору і притиску до стінки свердловини, що суттєво впливає на напружений стан обсадних труб і термін їх безаварійної роботи.

Проведення теоретичних, експериментальних досліджень та аналіз промислових даних дасть змогу вдосконалити існуючі технології і забезпечити надійність роботи обсадних колон в похило-скерованих свердловинах протягом тривалого часу їх експлуатації, і значно скоротити витрати на ремонтно-відновлювальні роботи.

Висновки до розділу

1. Проведено аналіз промислових даних з якості кріплення свердловин на родовищах БУ «Укрбургаз», які підтверджують низьку надійність кріплення похило-скерованих свердловин. Встановлено основні причини неякісного кріплення, найбільш характерними з яких є різкі перегини ствола свердловини, негерметичність з'єднань обсадних труб, порушення технології кріплення.

2. Уточнено класифікацію причин неякісного кріплення похило-скерованих свердловин, які об'єднані в дві групи: пошкодження обсадних колон і недопуск колон до проектної глибини та їх зміщення на глибині стикування секцій при спуску колон частинами.

3. Проведено аналіз методів і технологій кріплення похило-скерованих свердловин, що застосовуються у вітчизняній і зарубіжній практиці, який підтверджує необхідність їх удосконалення як на стадії проектування, так і під час кріплення. Встановлено необхідність врахування впливу згину обсадних колон на величину зовнішнього критичного тиску обсадних труб на стадії проектування конструкції обсадної колони.

РОЗДІЛ 2

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ЗГИНУ НА МІЦНІСТЬ ОБСАДНИХ ТРУБ
ПРИ ДІЇ ЗОВНІШНЬОГО НАДЛИШКОВОГО ТИСКУ2.1. Аналіз методик визначення величини зовнішнього критичного тиску
обсадних труб

Важливою міцнісною характеристикою обсадних труб є їх опірність зовнішньому надлишковому тиску. За таку характеристику приймають величину критичного тиску, при якому найбільші напруження в небезпечній точці перерізу труби досягають границі текучості матеріалу труб.

Вперше формулу для визначення величини зовнішнього критичного тиску для рівностінних труб одержано Лейбензоном Л.С. на основі аналогії овальної труби із стержнем, який має початковий згин, а потім Булгаковим Б.В. [80] для овальної труби, переріз якої утворено дугами кіл різного діаметра. Дещо пізніше аналогічну залежність одержав Тимошенко С.П. для труби з радіальним відхиленням поперечного перерізу від круглої форми [81], яка має вигляд

$$p_{кр} = 1.1 k \left\{ \sigma_T + E k^2 \left(1 + \frac{3e}{2k} \right) - \sqrt{\left[\sigma_T + E k^2 \left(1 + \frac{3e}{2k} \right) \right]^2 - 4 E k^2 \sigma_T} \right\}, \quad (2.1)$$

де k – відношення товщини стінки труби до її зовнішнього діаметра;

σ_T – границя текучості матеріалу труби, Па;

E – модуль пружності матеріалу труби, Па;

e – овальність труби.

Експериментальними дослідженнями [33] встановлено, що ця формула може бути використана для розрахунку малоовальних труб, у яких $e < 0,5$ %. До цієї межі вона дає результати, близькі до експериментальних.

На основі обробки великої кількості експериментальних даних з дослідження впливу зовнішнього тиску на обсадні труби Б.В.Булгаков установив, що значення розрахункового критичного тиску менше фактичного змінюючого

приблизно на 13 %. Внаслідок цього ним рекомендовано величину критичного тиску, збільшену в 1,13 раза, приймати за зминаючий тиск для овальних рівностінних труб. Цей вираз відомо під назвою «ГИНИ» [81] і з 1930 р. його прийнято в нафтовій промисловості для розрахунку обсадних труб

$$p_{кр} = 1,24 k \left\{ \sigma_T + E k^2 \left(1 + \frac{3e}{2k} \right) - \sqrt{\left[\sigma_T + E k^2 \left(1 + \frac{3e}{2k} \right) \right]^2 - 4 E k^2 \sigma_T} \right\}. \quad (2.2)$$

Подальші дослідження показують, що формула (2.2) дає точніші результати при розрахунках овальних товстостінних труб, які втрачають міцність в зоні пластичних деформацій.

З використанням труб, які виготовляють способом суцільного викатування, появилася новий фактор – різностінність труб, якого не враховано формулою Булгакова Б.В. Допустима за чинними стандартами різностінність значна, а тому природно очікувати, що це вплине (в бік зменшення) на величину зовнішнього критичного тиску. Аналітичну залежність для визначення величини зовнішнього критичного тиску для овальної різностінної труби (2.3) одержано Саркісовим Г.М. [81] і з 1963 р. її рекомендовано для використання під час проектування обсадних колон

$$p_{кр} = 1,1 k_{\min} \left\{ \sigma_T + E k_0^2 \rho \left(1 + \frac{3e}{2 \rho^3 k_{\min}} \right) - \sqrt{\left[\sigma_T + E k_0^2 \rho \left(1 + \frac{3e}{2 \rho^3 k_{\min}} \right) \right]^2 - 4 E k_0^2 \rho \sigma_T} \right\}, \quad (2.3)$$

$$\text{де } k_{\min} = \frac{\delta_{\min}}{d}; \quad k_0 = \frac{\delta_0}{d}; \quad \rho = \frac{\delta_0}{\delta_{\min}},$$

d – зовнішній діаметр труби, м;

δ_{\min} – мінімальна товщина стінки, м;

δ_0 – середня товщина стінки, м;

ρ – різностінність труби.

С.Б.Гусейнов на основі експериментальних досліджень із зім'яття обсадних труб діаметром 146 і 168 мм запропонував у формулу Г.М.Саркісова (2.3) ввести постійний коефіцієнт, рівний 1,14108, і розраховувати обсадні труби на зім'яття за формулою [82]

$$p_{кр} = 1,26 k_{\min} \left\{ \sigma_T + E k_0^2 \rho \left(1 + \frac{3e}{2 \rho^3 k_{\min}} \right) - \sqrt{\left[\sigma_T + E k_0^2 \rho \left(1 + \frac{3e}{2 \rho^3 k_{\min}} \right) \right]^2 - 4 E k_0^2 \rho \sigma_T} \right\}. \quad (2.4)$$

Згодом Песляк Ю.А. переглянув розв'язок цієї ж задачі [83], зберігши звичайний розв'язок і додаючи деякі поправки щодо впливу різностінності

$$p_{кр} = p(1 - \Delta), \quad (2.5)$$

де p - критичний тиск, розрахований за виразом (2.1), Па;

Δ - відносне зниження критичного тиску за рахунок різностінності.

Зниження критичного тиску через різностінність за даними Песляка Ю.А. [83] не перевищує добутку коефіцієнта різностінності на величину критичного тиску для рівностінної труби з середньою товщиною стінки. За формулою (2.5) вплив різностінності на величину критичного тиску значно менший, ніж при використанні формули Саркісова (2.3).

Для визначення величини зовнішнього критичного тиску запропоновано аналітичні залежності: для овальних різностінних труб – Гайворонським А.А. [20], Єременком Т.Ю. [33], а для овальних рівностінних – Ізмайловим Л.Б. [84].

У дослідному центрі Американського нафтового інституту (АНІ) відмовились від пошуку теоретичних рішень такої задачі і на основі статистичної обробки великої кількості експериментальних результатів з дослідження однотипних натурних обсадних труб запропоновано емпіричні залежності [85], які дозволяють визначити максимальну величину зовнішнього тиску, після якого настає зім'яття, що супроводжується звуковим ефектом.

Слід відмітити, що зазначені вище формули одержано для прямолінійних труб. Очевидно, що величина зовнішнього критичного тиску обсадних труб, розташованих в інтервалах інтенсивного викривлення ствола свердловини, суттєво залежить від їх кривизни [41, 46, 86].

При проектуванні обсадних колон для кріплення похило-скерованих свердловин, як і для вертикальних, величину критичного тиску для овальних різностінних труб прийнято визначати за формулою Г.М.Саркісова (2.3), якою не враховано вплив згину на зміну напруженого стану і форми поперечного пе-

перізу труби і, як наслідок, на їх міцність при дії зовнішнього надлишкового тиску. На стадії проектування розрахунок обсадних колон для похило-скерованих свердловин проводять із урахуванням проектного профілю. Порівняно з розрахунком колон для вертикальних свердловин різниця полягає тільки у визначенні коефіцієнтів запасу міцності на розтяг різьбових з'єднань залежно від інтенсивності викривлення свердловини [79]. Вплив згину труб на опірність зовнішньому тиску не враховано у зв'язку з відсутністю достатньо обґрунтованих результатів досліджень.

Умови роботи обсадних колон у похило-скерованих свердловинах ускладнюються виникненням додаткових напружень унаслідок згину труб, що знижує їх міцнісні характеристики. Найсуттєвіше згин обсадної колони впливає на величину зовнішнього критичного тиску та допустимого розтягуючого навантаження для тіла труби. Виходячи з вищесказаного, проблема розрахунку обсадних труб для кріплення похило-скерованих свердловин є актуальною.

2.2. Оцінка впливу згину обсадних труб на величину зовнішнього критичного тиску

Як відомо, розрахунок прямої труби при лінійній постановці задачі не відрізняється від розрахунку прямого бруса, який знаходиться в умовах складного згину, і проводиться із застосуванням відомих формул і методів опору матеріалів. Дослідженнями, проведеними ще на початку минулого століття, встановлено, що труба, яка має відхилення поздовжньої осі від прямолінійної, має значно меншу жорсткість на згин, ніж аналогічна пряма труба. Пояснення цього явища вперше дано Т.Карманом [87], який поклав початок теоретичному дослідженню згину труб, що мають відхилення поздовжньої осі від прямолінійної, з урахуванням впливу деформацій поперечних перерізів.

Очевидно, що згин з криволінійною поздовжньою віссю на відміну від прямолінійної труби супроводжується зміною форми поперечних перерізів

[88]. Як видно з рис.2.1, виникаючі при згині рівнодіючі поздовжніх сил T_1 сплющують переріз труби. Ці рівнодіючі q виникають і при згині кривого бруса суцільного перерізу.

У тому випадку, коли згинаючий момент M збільшує початкову кривизну труби, її круглий переріз перетворюється на овальний, витягнутий у напрямку, перпендикулярному площині кривизни. Поздовжні волокна, розтягнуті в результаті згину, зміщуються до центру кривизни поздовжньої осі труби, а стиснуті - від центру. Видовження волокон менше, ніж при такому ж куті згину в брусі. При цьому явищі не тільки зменшується опір труби згину, тобто збільшується її гнучкість, що впливає на деформацію поперечного перерізу криволінійної труби, але і суттєво змінюється її напружений стан [89]. Описане явище називають ефектом Кармана.

Вивченню стану обсадних труб при двовісному навантаженні присвячено роботи Ю.А.Амен-Заде, К.А.Владимирова, А.А.Гайворонського, С.Б.Гусейнова, Т.Ю.Єременка, Л.Б.Ізмайлова та ін., які досліджували вплив одночасної дії осевого розтягу або стиску і зовнішнього тиску на опір труб зім'яттю.

Визначенню ж критичного зовнішнього тиску для обсадних труб при згині в умовах двовісного навантаження присвячено незначну кількість робіт. Ізмайлов Л.Б., Кокаєв В.М. [90] розв'язали цю задачу, використавши критерій найбільших деформацій. У найнебезпечнішій точці труби виникають кільцеві напруження σ_2 , значення яких отримав Г.М.Саркісов [81], і поздовжні напруження σ_1 , які визначають за відомими формулами опору матеріалів для стержнів з малою кривизною. Використовуючи другу теорію міцності, автори [90] визначали еквівалентне напруження $\sigma_{\text{екв.}} = \sigma_2 + \mu \sigma_1$ і величину $p_{\text{кр.}}$.

У результаті отримано формулу для розрахунку величини критичного тиску в умовах двовісного навантаження [90]

$$p_{\text{кр}} = 1,1 k \left\{ (\sigma_T - \mu \sigma_3) + E k^2 \left(1 + \frac{3e}{2k} \right) - \sqrt{\left[(\sigma_T - \mu \sigma_3) + E k^2 \left(1 + \frac{3e}{2k} \right) \right]^2 - 4 E k^2 (\sigma_T - \mu \sigma_3)} \right\}, \quad (2.6)$$

де μ - коефіцієнт Пуассона;

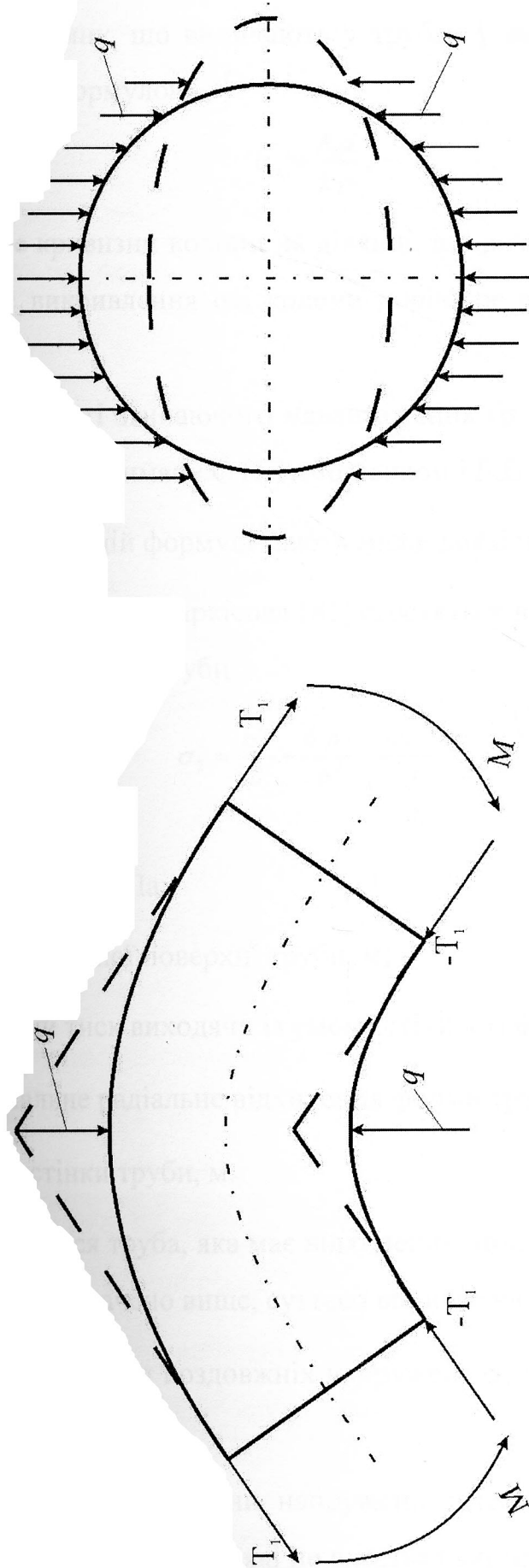


Рис. 2.1. Схема навантаження зігнутої ділянки труб

σ_3 – осьові напруження згину, Па.

Напруження згину, що виникають у трубах у викривленій свердловині, можна визначити за формулою

$$\sigma_3 = \frac{E d}{2 \rho}, \quad (2.7)$$

де ρ - радіус кривизни колони на ділянці, що розглядається (умовно прийнято, що радіус викривлення осі колони дорівнює радіусу викривлення осі свердловини), м.

У разі відсутності згинаючого навантаження ($\sigma_3=0$) вираз (2.6) перетворюється в залежність, отриману С.П.Тимошенком і Б.В.Булгаковим (2.1).

На наш погляд, у цій формулі мають місце деякі невідповідності.

1. Як відомо, формула Г.М.Саркісова [81] стосується визначення кільцевих напружень для прямолінійної труби

$$\sigma_2 = \frac{p r}{\delta} + \frac{6 p r}{\delta^2} \frac{\omega_0}{1 - \frac{p}{p_k}}, \quad (2.8)$$

де p - зовнішній тиск, Па;

r - радіус серединної поверхні труби, м;

p_k - критичний тиск виходячи із умови стійкості форми, рівний $2Ek^3$, Па;

ω_0 - максимальне радіальне відхилення форми труби від круглої;

δ - товщина стінки труби, м.

Оскільки розглядається труба, яка має відхилення поздовжньої осі від прямолінійної, що, як було зазначено вище, суттєво впливає на її напружений стан.

2. Формула для визначення поздовжніх напружень σ_1 не враховує деформацію поперечного перерізу труби.

Дослідження характеру зміни напружень і деформацій труб при згині пов'язане з деякими труднощами, які не вдається вирішити відомими методами

з використанням формул опору матеріалів. Для оцінювання напруженого стану кривої труби можна скористатися теорією тонких оболонок, яка ґрунтується на наступних гіпотезах (кінематична і статична гіпотези Кірхгофа) [89]:

а) при визначенні деформації оболонки приймається, що точки, які утворюють до деформації нормаль до серединної поверхні, утворюють нормаль до неї і в деформованому стані, причому відстань точок від серединної поверхні зберігається;

б) компоненти напружень σ_3 , σ_{13} , σ_{23} , ортогональні серединній поверхні, малі порівняно з σ_1 , σ_2 , σ_{12} .

Скористаємося дослідженнями, виконаними авторами [91, 43]. Розглянемо ділянку колони обсадних труб довжиною ℓ , яка має овальність у поперечному перерізі, постійну товщину стінки і початкову кривизну поздовжньої осі $1/\rho_0$ (рис.2.2). Торці труби жорстко закріплені і навантажені згинальними моментами M або силами, статично еквівалентними M , а на стінку труби ззовні діє рівномірний радіальний тиск p_3 . Деформація поперечних перерізів труби змінюється за довжиною від найбільших значень у середньому перерізі ($X=0$) і до нуля на кінцях ($X=\pm 0,5\ell$). Розрахунок проведемо для найбільш небезпечного, го́то середнього перерізу ($X=0$).

Для вирішення задачі скористаємося гіпотезою Кармана [89], за якою деформацію всіх поперечних перерізів, віддалених від торців, труби приймають однаковою, і розрахунки проводять без врахування впливу кінцевих закріплень. Як зазначено в [89, 92], таке припущення справедливе для достатньо довгих труб, що відповідає колоні обсадних труб.

За вихідні приймаємо спрощені рівняння типу Мейснера, одержані на основі напівбезмоментної теорії гнучких оболонок [89, 92]

$$\begin{aligned} \ddot{\psi} + v \psi \cos \alpha &= -m \sin \alpha; \\ \ddot{v} - v \psi \cos \alpha &= -p_0 f. \end{aligned} \quad (2.9)$$

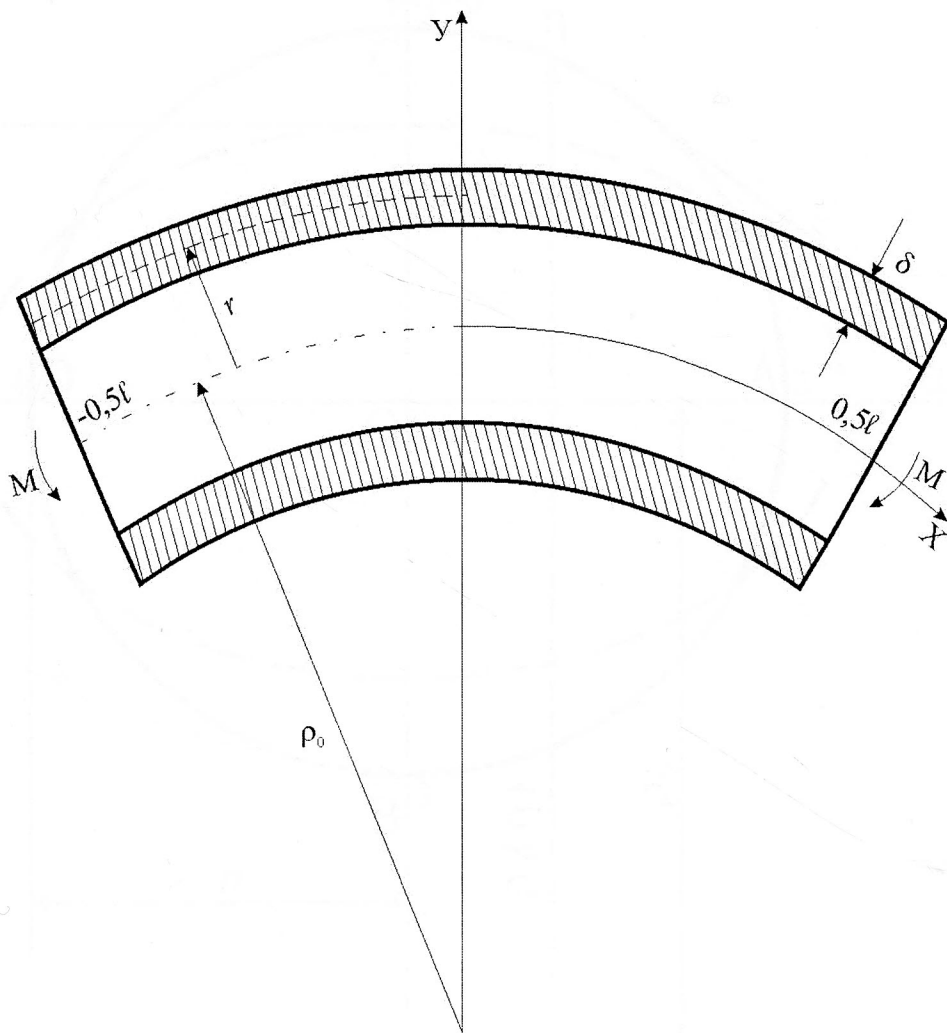


Рис. 2.2. Розрахункова схема зігнутої ділянки обсадної колони

Крапки над невідомими функціями ψ і υ означають диференціювання по безрозмірній координаті η , пропорційній довжині меридіану серединної поверхні S , відрахованої від вибраного початку координат

$$\eta = \frac{S}{t}, \quad (2.10)$$

де t - периметр поперечного перерізу труби, поділений на 2π ;

ψ, υ - невідомі функції η ;

α - кут між дотичною до серединної поверхні труби (в точці з координатою η) і віссю z (рис.2.3);

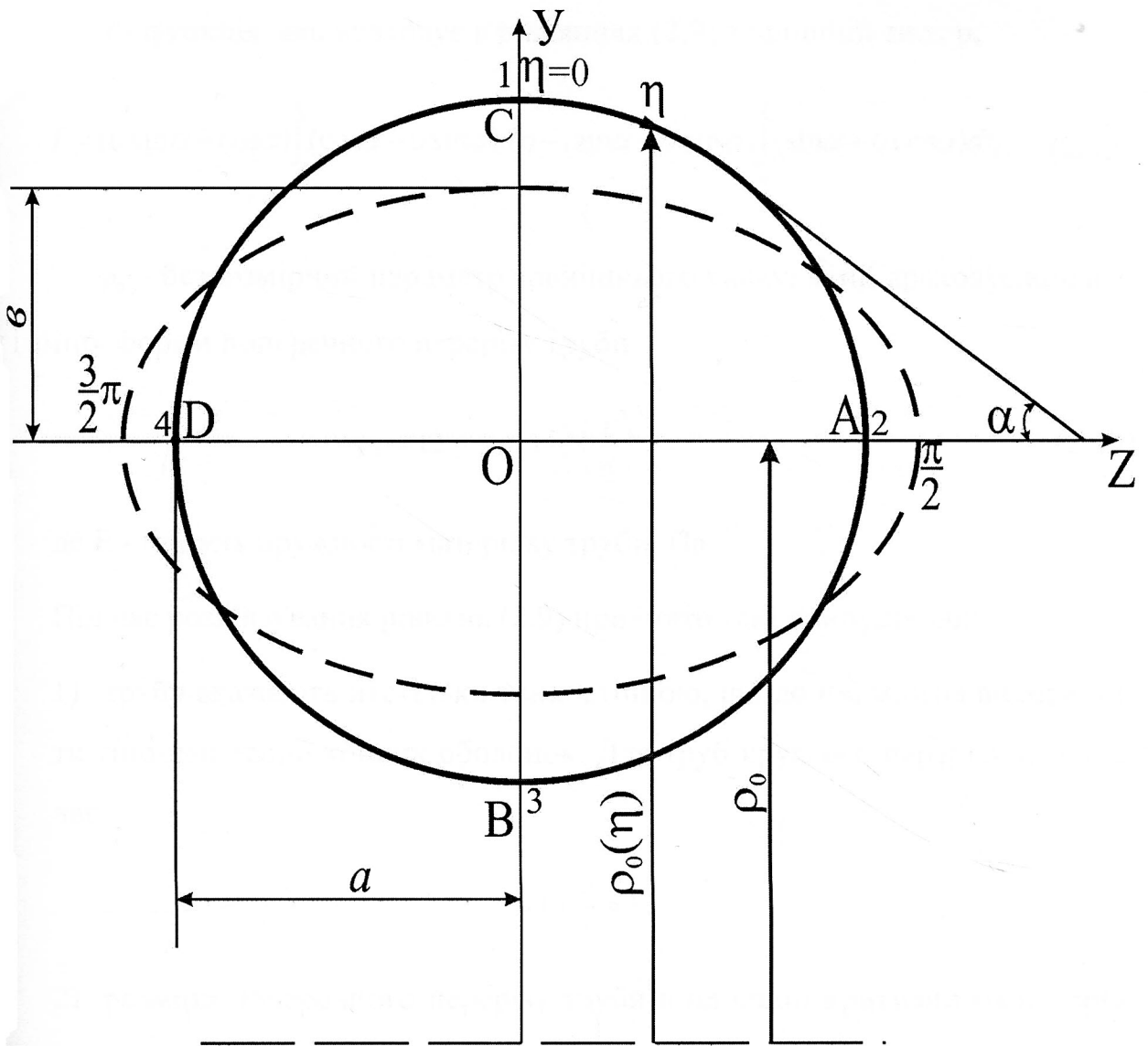


Рис. 2.3. Схема зміни форми поперечного перерізу при згині обсадної колони

ν , m – безрозмірні параметри кривизни труби і її зміни

$$\nu = \sqrt{12(1-\mu^2)} \frac{t^2}{\rho \delta};$$

$$m = \nu \left(1 - \frac{\rho}{\rho_0} \right),$$
(2.11)

де ρ_0 , ρ - відповідно радіуси кривизни осі труби до і після деформації, m ;

μ - коефіцієнт Пуассона;

δ - товщина стінки труби, m ;

f - функція, яка враховує в рівняннях (2.9) зовнішній тиск p_3

$$f = (\nu \sin \alpha - \cos \alpha) \int_0^{\eta} (\cos \alpha - \nu \sin \alpha) d\eta - (\sin \alpha + \nu \cos \alpha) \int_{\frac{\pi}{2}}^{\eta} (\sin \alpha + \nu \cos \alpha) d\eta; \quad (2.12)$$

p_0 - безрозмірний параметр зовнішнього тиску, який враховує кривизну і зміну форми поперечного перерізу труби

$$p_0 = 12(1 - \mu^2) \frac{p_3}{E} \left(\frac{t}{\delta} \right)^3, \quad (2.13)$$

де E - модуль пружності матеріалу труби, Па.

Під час розв'язування рівнянь (2.9) прийнято такі припущення:

1) трубу вважають настільки тонкостінною, що до неї можна використати гіпотези теорії тонких оболонок. Для труб круглого перерізу це означає

$$1 + \frac{\delta}{r} \approx 1.$$

2) розміри поперечного перерізу труби в площині кривизни малі порівняно з радіусом кривизни осі, тобто

$$\frac{\rho_0(\eta)}{\rho_0} \approx 1; \quad 1 \pm \frac{r}{\rho_0} \approx 1.$$

3) кут повороту дотичної до середньої лінії контура поперечного перерізу ν малий і задовільняється умовою

$$1 \pm \nu \approx 1, \quad \nu \leq 0,05.$$

4) радіус кривизни серединної поверхні труби r в будь-якій точці є величиною того ж порядку, що і t , тобто

$$\frac{t}{r} \approx 1.$$

Використаємо метод лінійного розв'язку в тригонометричних рядах. Розглянемо трубу з поперечним перерізом симетричним відносно осей y і z (рис.2.3) і розкладемо функції $\sin\alpha$ і $\cos\alpha$ в ряди Фур'є [86, 88]

$$\begin{aligned}\sin\alpha &= \sum_{j=1,3} S_j \sin j\eta; \\ \cos\alpha &= \sum_{j=1,3} C_j \cos j\eta.\end{aligned}\tag{2.14}$$

У розкладаннях $\sin\alpha$ і $\cos\alpha$ відсутні всі парні члени, що виходить з умови симетрії. Для перерізів, форма яких мало відрізняється від кола, в (2.14) можна обмежитися тільки двома членами, і коефіцієнти розкладу S_j і C_j можуть бути визначені із співвідношень [93]

$$\begin{aligned}S_1^2(1+\lambda^2) - 0.5 S_1(\lambda^2 + \lambda + 2) + \frac{1}{16}(\lambda-1)(\lambda+3) &= 0; \\ C_1 &= \frac{1+\lambda(4S_1-1)}{4}; \\ S_1 - S_3 &= 1; \quad C_1 + C_3 = 1; \\ \lambda &= \frac{2+e}{2-e},\end{aligned}\tag{2.15}$$

де e – овальність труби.

Підставляючи (2.14) в (2.9) і (2.12), одержимо систему рівнянь, розв'язок якої будемо шукати у вигляді рядів Фур'є [89, 92]

$$\psi = \sum_{j=1,3} b_j \sin j\eta;\tag{2.16}$$

$$v = \sum_{n=2,4} a_n \sin n\eta,\tag{2.17}$$

де a_n і b_j – коефіцієнти розкладу.

Прирівнюючи коефіцієнти при $\sin\eta$, $\sin 2\eta$, ... в лівій і правій частині кожного з рівнянь (2.9), отримаємо систему рівнянь, з яких визначаємо невідомі a_n , b_j

$$\begin{aligned}
 a_2 &\approx \frac{-3[\nu m - (S_1^2 - C_1^2)p_0]}{8(3 - p_0)}; \\
 a_4 &\approx \frac{-\nu^2 a_2 + \nu m S_3 + 18\nu C_3 b_1}{576 - 38.4 p_0}; \\
 b_1 &\approx m S_1 + \frac{3\nu p_0 (S_1^2 - C_1^2)}{16(3 - p_0)}; \\
 b_3 &\approx \frac{1}{9} m S_3 + \frac{1}{18} \nu (a_2 + a_4).
 \end{aligned}
 \tag{2.18}$$

Ґрунтуючись на другій гіпотезі Кірхгофа, основною задачею стає визначення поздовжніх σ_1 і кільцевих σ_2 напружень, що виникають у стінках труби при її згині.

Найбільші поздовжні і кільцеві напруження σ_1 , σ_2 , що виникають у перерізі зігнутої труби, визначають через функції ψ , υ [89]

$$\begin{aligned}
 \sigma_1 &= \frac{E \delta}{t \sqrt{12(1 - \mu^2)}} \left(\psi \pm \mu \sqrt{\frac{3}{1 - \mu^2}} \upsilon \right); \\
 \sigma_2 &= \frac{E \delta}{t \sqrt{12(1 - \mu^2)}} \left(\pm \sqrt{\frac{3}{1 - \mu^2}} \upsilon - \psi \frac{t}{\rho_0} \sin \alpha \right) - p_3 \frac{t}{\delta}.
 \end{aligned}
 \tag{2.19}$$

Підставляючи в (2.19) функції ψ і υ із (2.16) і (2.17), одержуємо

$$\begin{aligned}
 \sigma_1 &= \frac{E \delta}{t \sqrt{12(1 - \mu^2)}} \left[b_1 \cos \eta + 3 b_3 \cos 3\eta \pm \mu \sqrt{\frac{3}{1 - \mu^2}} (2 a_2 \cos 2\eta + 4 a_4 \cos 4\eta) \right]; \\
 \sigma_2 &= \frac{E \delta}{t \sqrt{12(1 - \mu^2)}} \left[\pm \sqrt{\frac{3}{1 - \mu^2}} (2 a_2 \cos 2\eta + 4 a_4 \cos 4\eta) - \frac{t}{\rho_0} (b_1 \sin \eta + b_3 \sin 3\eta) (S_1 \sin \eta + S_3 \sin 3\eta) \right] - p_3 \frac{t}{\delta}.
 \end{aligned}
 \tag{2.20}$$

Знаки «+» і «-» відповідають напруженням на внутрішній і зовнішній стінках труби. Одержані формули дозволяють визначити поздовжні і кільцеві напруження згину, що виникають у будь-якій точці поперечного перерізу обсадної труби з врахуванням зміни його форми, при дії згинаючого навантаження і тиску в межах зміни полярного кута η від 0 до 2π .

Інші компоненти напруження згідно з гіпотезою тонких оболонок дуже малі порівняно з σ_1 і σ_2 , і ними можна знехтувати [89, 92].

Як відомо, розрахунок на міцність сталевих труб проводять з використанням третьої або четвертої теорії міцності. Якщо ж кривизна осі труби дуже мала (труба практично прямолінійна, тобто $\rho > 500$ м), то поздовжні σ_1 і кільцеві σ_2 напруження практично такі ж, як для прямолінійної труби, і σ_1 значно менше σ_2 . Тоді друга і третя теорії міцності мало чим відрізняються, і тільки в цьому разі можна рекомендувати формулу Ізмайлова Л.Б. (2.6). В нашому випадку прийнято, що радіус викривлення змінюється від 500 м до 100 м. При таких значеннях ρ , як показують розрахунки, поздовжні напруження σ_1 досягають великих значень і $\sigma_1 \gg \sigma_2$. В такому разі доцільно використовувати третю або четверту теорію міцності.

Оскільки аналітичні залежності для визначення поздовжніх σ_1 та кільцевих σ_2 напружень досить громіздкі, то для аналізу доцільно використати третю теорію міцності [94]. Крім того, можна відмітити, що радіальні напруження σ_3 незначні (грунтуючись на другій гіпотезі Кірхгофа), і розрахунки за третьою та четвертою теоріями міцності будуть давати близькі результати.

Найнебезпечнішою буде точка з координатою $\eta=0$, яка знаходиться на внутрішній поверхні труби. В цій точці

$$\begin{aligned}\sigma_1 &= \frac{E \delta}{t \sqrt{12(1-\mu^2)}} \left[b_1 + 3b_3 + \mu \sqrt{\frac{3}{1-\mu^2}} (2a_2 + 4a_4) \right]; \\ \sigma_2 &= \frac{E \delta}{t \sqrt{12(1-\mu^2)}} \sqrt{\frac{3}{1-\mu^2}} (2a_2 + 4a_4) - p_3 \frac{t}{\delta}.\end{aligned}\tag{2.21}$$

Величина еквівалентних напружень у небезпечній точці при згині обсадної труби визначається за формулою

$$\sigma_e = \sigma_1 - \sigma_2.\tag{2.22}$$

Для реальних обсадних труб величини a_4 , b_3 , S_3 , C_3 значно менші від одиниці і ними можна знехтувати. Прирівнюючи σ_e до границі текучості σ_t , і ви-

користовуючи нерівності (2.21), одержимо спрощене рівняння, з якого можна визначити безрозмірний параметр зовнішнього тиску p_0

$$\sigma_\tau = Et S_1 \left(\frac{1}{\rho} - \frac{1}{\rho_0} \right) - \frac{3 E \delta p_0 (S_1^2 - C_1^2)}{8 t (1 + \mu)(3 - p_0)} + \frac{E p_0}{12 (1 - \mu^2)} \left(\frac{\delta}{t} \right)^2. \quad (2.23)$$

У загальному випадку параметр зовнішнього тиску буде дорівнювати

$$p_0 = \frac{\frac{3 E \delta (S_1^2 - C_1^2)}{8 t (1 + \mu)} + 3 \left(\frac{E}{12 (1 - \mu^2)} \left(\frac{\delta}{t} \right)^2 \right) - \left(\sigma_\tau - Et S_1 \left(\frac{1}{\rho} - \frac{1}{\rho_0} \right) \right) + \sqrt{\frac{3 E \delta (S_1^2 - C_1^2)}{8 t (1 + \mu)} + 2 \left(-\frac{E}{12 (1 - \mu^2)} \right) \times \left[\left(\frac{E}{12 (1 - \mu^2)} \left(\frac{\delta}{t} \right)^2 \right) - \left(\sigma_\tau - Et S_1 \left(\frac{1}{\rho} - \frac{1}{\rho_0} \right) \right) \right]^2 - 12 \left(\frac{E}{12 (1 - \mu^2)} \left(\frac{\delta}{t} \right)^2 \left(\sigma_\tau - Et S_1 \left(\frac{1}{\rho} - \frac{1}{\rho_0} \right) \right) \right) \times \left(\frac{\delta}{t} \right)^2}}{2 \left(-\frac{E}{12 (1 - \mu^2)} \right) \times \left[\left(\frac{E}{12 (1 - \mu^2)} \left(\frac{\delta}{t} \right)^2 \right) - \left(\sigma_\tau - Et S_1 \left(\frac{1}{\rho} - \frac{1}{\rho_0} \right) \right) \right]^2 - 12 \left(\frac{E}{12 (1 - \mu^2)} \left(\frac{\delta}{t} \right)^2 \left(\sigma_\tau - Et S_1 \left(\frac{1}{\rho} - \frac{1}{\rho_0} \right) \right) \right) \times \left(\frac{\delta}{t} \right)^2}}. \quad (2.24)$$

Знаючи величину p_0 , можна визначити величину критичного тиску $p_{кр}$, що відповідає даному p_0 , за формулою

$$p_{кр} = \frac{p_0 E}{12 (1 - \mu^2) \left(\frac{\delta}{t} \right)^3}. \quad (2.25)$$

Для спрощення розрахунку з визначення параметра зовнішнього тиску p_0 , формулу (2.24) зведемо до простого вигляду, ввівши такі заміни

$$p_0 = \frac{A + \sqrt{A^2 + 12 B C}}{2 B}, \quad (2.26)$$

$$\text{де } A = \frac{3 E \delta (S_1^2 - C_1^2)}{8 t (1 + \mu)} + 3 \left(-\frac{E}{12 (1 - \mu^2)} \left(\frac{\delta}{t} \right)^2 \right) - \left(\sigma_\tau - Et S_1 \left(\frac{1}{\rho} - \frac{1}{\rho_0} \right) \right);$$

$$B = -\frac{E}{12 (1 - \mu^2)} \left(\frac{\delta}{t} \right)^2; \quad (2.27)$$

$$C = \sigma_\tau - Et S_1 \left(\frac{1}{\rho} - \frac{1}{\rho_0} \right).$$

Для прямолинійної обсадної труби ($\rho_0 = \rho = \infty$), коефіцієнти $b_1 = b_3 = 0$. Поздовжні і кільцеві напруження σ_1 і σ_2 в небезпечній точці стають від'ємними і $|\sigma_1| < |\sigma_2|$. У цьому випадку $\sigma_e = |\sigma_2|$ і рівняння для визначення параметра зовнішнього тиску p_0 набуде вигляду

$$\sigma_\tau = \frac{3 E \delta p_0 (C_1^2 - S_1^2)}{8 t (1 - \mu^2) (3 - p_0)} + \frac{E p_0}{12 (1 - \mu^2)} \left(\frac{\delta}{t} \right)^2. \quad (2.28)$$

Аналогічно, як і в попередньому випадку, з виразу (2.28) знаходимо параметр зовнішнього тиску p_0

$$p_0 = \frac{\frac{E}{4(1-\mu^2)} \left(\frac{\delta}{t} \right)^2 + \frac{3E\delta(C_1^2 - S_1^2)}{8t(1-\mu^2)} + \sigma_\tau - \sqrt{\left(-\frac{E}{4(1-\mu^2)} \left(\frac{\delta}{t} \right)^2 - \frac{3E\delta(C_1^2 - S_1^2)}{8t(1-\mu^2)} - \sigma_\tau \right)^2 - \frac{E}{(1-\mu^2)} \left(\frac{\delta}{t} \right)^2 \sigma_\tau}}{\frac{E}{6(1-\mu^2)} \left(\frac{\delta}{t} \right)^2}. \quad (2.29)$$

Знаючи величину p_0 , з формули (2.25) визначаємо критичний тиск $p_{кр}$.

Для спрощення розрахунку з визначення величини p_0 , формулу (2.29) запишемо у вигляді

$$p_0 = \frac{-D - \sqrt{D^2 - 12BK}}{2B}. \quad (2.30)$$

$$\text{де } D = -\frac{E}{4(1-\mu^2)} \left(\frac{\delta}{t} \right)^2 - \frac{3E\delta(C_1^2 - S_1^2)}{8t(1-\mu^2)} - \sigma_\tau;$$

$$B = \frac{E}{12(1-\mu^2)} \left(\frac{\delta}{t} \right)^2; \quad (2.31)$$

$$K = \sigma_\tau.$$

Формулу (2.25), а відповідно до неї (2.26) і (2.30) виведено для рівностінної труби. Для різностінної труби необхідно розглянути найбільш несприятливий випадок, коли точка з координатою $\eta=0$ знаходиться на внутрішній поверхні труби, яка має в даному перерізі мінімальну товщину стінки $\delta_{\min}=0,875\delta$.

Для перевірки вірогідності одержаних формул з використанням напів-безмоментної теорії тонких оболонок, нами проведено порівняння величин зовнішніх критичних тисків, отриманих за іншими формулами для прямолінійних труб (табл. 2.1).

Таблиця 2.1

Значення критичних тисків для обсадних труб діаметром 168 мм

Границя текучості сталі σ_T , МПа	Овальність	Товщина стінки, мм		Критичний тиск $p_{кр}$, МПа				
		δ	δ_{min}	різностінна труба			рівностінна труба	
				за формулою Г.М.Саркісова (2.3)	за формулою Т.Ю.Єременко	за формулою (2.25)	за формулою Б.В.Булгакова (2.1)	за формулою (2.25)
380	0,01	7,3	6,39	16,821	19,395	19,283	20,656	22,293
		10,6	9,27	32,996	38,422	37,253	38,858	41,306
	0,005	7,3	6,39	19,804	21,941	22,315	24,444	25,82
		10,6	9,27	37,847	42,592	41,855	44,246	45,959
550	0,01	7,3	6,39	20,224	22,417	23,015	25,542	27,288
		10,6	9,27	44,322	51,27	50,269	53,085	56,615
	0,005	7,3	6,39	23,053	24,498	25,815	29,525	30,886
		10,6	9,27	51,229	57,435	57,066	61,039	63,728

У роботі Т.Ю.Єременка [33] наведено результати обчислення величини критичних тисків для обсадних труб діаметром 168 мм з різною овальністю та границею текучості сталі. Для обчислення критичного тиску з урахуванням різностінності використано формулу Г.М.Саркісова [81]. Одержані дані порівняли із значеннями критичного тиску, визначеного за формулою Б.В.Булгакова [80], у якій товщину стінки прийнято рівною δ . Результати цих розрахунків наведено у табл.2.1, де зведено також результати, що випливають з формули (2.25) у разі відсутності згину обсадної колони.

Як бачимо, з тих формул, що враховують різностінність труб, формула Т.Ю.Єременка і одержана нами (2.25) дають найвищі значення критичного тиску.

Т.Ю.Єременко [95] дав детальний аналіз розрахункової схеми овального різностінного кільця, яку використав Г.М.Саркісов [81], і результатів, що впливають із розв'язку задачі щодо деформації зазначеного кільця під дією зовнішнього тиску. Висновок, який випливає з цього аналізу, зводиться до того, що одержана Г.М.Саркісовим формула для критичного тиску дає занижені значення порівняно з реальними. Згідно з формулою Г.М.Саркісова величину розрахункової товщини стінки визначають з врахуванням від'ємних допусків на відхилення від номінальної товщини, що дорівнює 12,5 %, а також з врахуванням відхилення ваги труби, що дорівнює 6 %. Врахування цих відхилень у формулі (2.3) призводить до зменшення розрахункової величини зминаючого тиску. За цією причиною результати, одержані при зім'ятті в стенді труб з фактично меншою величиною допусків на товщину стінки, тисків, виявились вищі за результати, які одержані за розрахунковими формулами. Ця різниця в окремих випадках досягала 20 % [95]. Це підтверджується і в роботах Д.Ю.Мочернюка [96], Ю.А.Песляка [38], П.А.Вислобіцького [35].

Величину розрахункової товщини стінки різностінної овальної труби в формулах Т.Ю.Єременко і (2.25) прийнято $\delta_p = 0,931\delta$.

Як зазначено в [92], зменшення величини $\delta_p = 0,931\delta$ буде вказувати на недопустиме збільшення від'ємного допуску на вагу труби, що мало ймовірно, оскільки таку трубу має бути відбраковано.

Нами проведено розрахунки і для найгірших умов, коли в розрахунковому перерізі труба має мінімальну товщину стінки $\delta_{\min} = 0,875\delta$ [97], які показали, що одержані результати збігаються з аналогічними, визначеними за формулою Г.М.Саркісова.

Із порівняння результатів, одержаних за формулами (2.25) для рівностінної труби з товщиною стінки δ та Б.В.Булгакова [80], видно, що формула (2.25) дає дещо вищі значення критичного тиску. Раніше в роботі [33] було наголошено, що формула Б.В.Булгакова дає занижені результати порівняно з експе-

риментальними. Як показали виконані стендові дослідження обсадних труб [95], сплющення їх відбувається за межею області пружних деформацій металу, тобто уже в області пластичних деформацій. При цьому було встановлено, що наявність пружно-пластичних деформацій металу в перерізі труби пов'язане з деяким збільшенням величини зминаючого тиску. В окремих дослідах збільшення зминаючого тиску труб досягло 15-20 % і більше. Збільшення міцності пояснюється ущільненням металу, що властиве йому при розвитку напружень текучості [95].

З викладеного можна зробити висновок, що одержана нами на основі напівбезмоментної теорії тонких оболонок формула для розрахунку критичного тиску прямолінійних обсадних труб справедлива, і її можна використовувати при проектуванні обсадних колон. Підтверджено також, що її може бути використано і для розрахунку криволінійних труб.

Під час розрахунку критичного тиску за формулою (2.25) із врахуванням згину обсадної колони необхідно порівнювати поздовжні σ_1 і кільцеві σ_2 напруження. Це дає можливість оцінити, за якою формулою необхідно визначати параметр зовнішнього тиску p_0 . Розглянемо випадок, коли точка з координатою $\eta=0$ знаходиться на внутрішній поверхні труби. Використавши рівняння (2.21) і врахувавши викладене в роботі Я.С.Коцкулича і О.М.Лева [91], в кінцевому варіанті отримуємо розрахункові формули для визначення поздовжніх σ_1 і кільцевих σ_2 напружень у найбільш небезпечному перерізі труби

$$\begin{aligned}\sigma_1 &= E t \delta \left(\frac{1}{\rho} - \frac{1}{\rho_0} \right) + \frac{3 E \delta \mu}{8 t (1 - \mu^2)} \cdot \frac{(S_1^2 - C_1^2) p_0}{3 - p_0}; \\ \sigma_2 &= \frac{3 E \delta (S_1^2 - C_1^2) p_0}{8 t (1 - \mu^2) (3 - p_0)} - \frac{E p_0}{12 (1 - \mu^2)} \left(\frac{\delta}{t} \right)^2.\end{aligned}\tag{2.32}$$

За формулою (2.26) знаходимо параметр зовнішнього тиску p_0 і підставляємо отримане значення в рівняння (2.32), порівнюючи величини поздовжніх і кільцевих напружень. Якщо $\sigma_1 \gg \sigma_2$, то в формулу для визначення величини критичного зовнішнього тиску $p_{кр}$ (2.25) підставляємо значення p_0 , отримане за

формулою (2.26). В іншому разі, якщо поздовжні і кільцеві напруження в небезпечній точці стають від'ємними, тобто у разі відсутності згину виникають тільки стискаючі радіальні і кільцеві напруження - параметр зовнішнього тиску p_0 знаходимо за формулою (2.30) і величину критичного тиску $p_{кр}$ визначаємо як для прямолінійних труб.

Нами зроблений висновок, що для круглих труб ($e=0$), параметр овальності λ буде дорівнювати одиниці, а отже і коефіцієнти розкладу S_1 і C_1 також будуть дорівнювати одиниці, згідно з формулою (2.15). Відповідно, рівняння (2.23) для визначення параметра зовнішнього тиску можна одержати з виразу

$$\sigma_{\tau} = E t S_1 \left(\frac{1}{\rho} - \frac{1}{\rho_0} \right) + \frac{E p_0}{12(1-\mu^2)} \left(\frac{\delta}{t} \right)^2. \quad (2.33)$$

Звідки

$$p_0 = \frac{12(1-\mu^2) \left[\sigma_{\tau} - E t S_1 \left(\frac{1}{\rho} - \frac{1}{\rho_0} \right) \right]}{E \left(\frac{\delta}{t} \right)^2}. \quad (2.34)$$

Визначивши p_0 , знаходимо величину критичного тиску $p_{кр}$ за формулою (2.25), який відповідає даному p_0 .

Для прямолінійної обсадної труби рівняння (2.28) (в даному разі ми можемо скористатись і рівнянням (2.33), оскільки воно не враховує зміну овальності) набуде такого вигляду

$$\sigma_{\tau} = \frac{E p_0}{12(1-\mu^2)} \left(\frac{\delta}{t} \right)^2. \quad (2.35)$$

Звідки

$$p_0 = \frac{12 \sigma_{\tau} (1-\mu^2)}{E \left(\frac{\delta}{t} \right)^2}. \quad (2.36)$$

Отримавши p_0 , за формулою (2.25) визначаємо величину критичного тиску $p_{кр}$.

Зазначимо, що рівняння (2.34) і (2.36) для визначення параметра зовнішнього тиску, справедливі лише в тому разі, коли овальність дорівнює нулю.

Результати розрахунків величини критичного зовнішнього тиску $p_{кр}$ для прямолінійних обсадних труб і труб із врахуванням згину обсадної колони подані в табл. 2.2 і 2.3. Розрахунки виконано для обсадних труб діаметром, відповідно, 146 і 168 мм, які найчастіше використовуються (близько 61 % та 28 % відповідно) для комплектування експлуатаційних колон [98]. У розрахунках прийнято: $E=2.1 \cdot 10^5$ МПа; $\sigma_T=1.1 \cdot 379$ МПа (поправка на розтяг межі текучості σ_p і на жорсткість [99]); $\mu=0.3$; $\rho_0=500$ м.

Для прямолінійних обсадних труб величини критичного тиску, розраховані за напівбезмоментною теорією та за формулою Г.М.Саркісова, незначно відрізняються між собою. Для труб, що розглянуто, розбіжність не перевищує 1% і зростає із збільшенням овальності та товщини стінки труб.

У процесі розрахунку колон на міцність використовують значення інтенсивності викривлення осі свердловини. Співвідношення між радіусом кривизни та інтенсивністю викривлення осі свердловини знаходимо із залежності [26]

$$i = \frac{573}{\rho}, \quad (2.37)$$

де i - інтенсивність викривлення осі свердловини, градус/10м.

Наприклад, при радіусі кривизни $\rho = 400$ м інтенсивність викривлення осі свердловини буде становити:

$$i = \frac{573}{400} = 1,4 \text{ градуси на } 10\text{м.}$$

В табл. 2.4 наведено значення інтенсивності викривлення залежно від зміни радіуса кривизни.

Значення зовнішнього критичного тиску для обсадних труб діаметром 146 мм

Говщи- на стін- ки, мм	Радіус кривизни, м	Параметр зовнішнього тиску при овальності, %						Критичний тиск, МПа при овальності, % за формулою Г.М.Саркісова (2.3)							
		0		1,0		1,5		0		1,0		1,5			
		0,5	1,0	1,5	0,5	1,0	1,5	0	0,5	1,0	1,5	0	0,5	1,0	1,5
6,5	∞	3,581	2,259	1,956	1,753	1,753	32,567	20,548	17,794	15,946	15,946	31,539	20,855	17,699	15,641
6,5	400	3,515	2,259	1,956	1,753	1,753	31,97	20,548	17,794	15,946	-	-	-	-	-
6,5	300	3,406	2,259	1,956	1,753	1,753	30,974	20,548	17,794	15,946	-	-	-	-	-
6,5	200	3,187	2,259	1,956	1,753	1,753	28,984	20,548	17,794	15,946	-	-	-	-	-
6,5	100	2,53	1,96	1,72	1,556	1,556	23,012	17,829	15,64	14,151	-	-	-	-	-
7,0	∞	3,088	2,119	1,83	1,637	1,637	35,072	24,075	20,784	18,6	35,072	24,188	20,528	18,14	-
7,0	400	3,031	2,119	1,83	1,637	1,637	34,429	24,075	20,784	18,6	-	-	-	-	-
7,0	300	2,937	2,119	1,83	1,637	1,637	33,357	24,075	20,784	18,6	-	-	-	-	-
7,0	200	2,748	2,096	1,83	1,637	1,637	31,213	23,807	20,784	18,6	-	-	-	-	-
7,0	100	2,182	1,775	1,568	1,424	1,424	24,782	20,165	17,814	16,173	-	-	-	-	-
7,7	∞	2,552	1,91	1,654	1,481	1,481	38,579	28,885	25	22,398	38,579	28,725	24,514	21,719	-
7,7	400	2,505	1,91	1,654	1,481	1,481	37,872	28,885	25	22,398	-	-	-	-	-
7,7	300	2,427	1,91	1,654	1,481	1,481	36,693	28,885	25	22,398	-	-	-	-	-
7,7	200	2,271	1,856	1,648	1,481	1,481	34,334	28,063	24,916	22,398	-	-	-	-	-
7,7	100	1,803	1,536	1,374	1,255	1,255	27,26	23,221	20,766	18,974	-	-	-	-	-
8,5	∞	2,094	1,675	1,463	1,317	1,317	42,587	34,069	29,758	26,778	42,587	33,662	29,037	25,862	-
8,5	400	2,056	1,675	1,463	1,317	1,317	41,806	34,069	29,758	26,778	-	-	-	-	-
8,5	300	1,992	1,675	1,463	1,317	1,317	40,505	34,069	29,758	26,778	-	-	-	-	-
8,5	200	1,864	1,599	1,438	1,317	1,317	37,902	32,526	29,24	26,778	-	-	-	-	-
8,5	100	1,48	1,303	1,181	1,087	1,087	30,092	26,496	24,016	22,117	-	-	-	-	-

Товщи- на стін- ки, мм	Радіус кривизни, м	Параметр зовнішнього тиску при овальності, %						Критичний тиск, МПа при овальності, % за формулою Г.М.Саркісова (2.3)							
		0		1,0		1,5		0		1,0		1,5			
		0,5	1,0	1,252	1,413	1,676	1,135	1,335	1,598	47,598	35,545	32,23	47,598		
9,5	∞	1,413	1,252	1,135	1,676	1,335	1,598	47,598	35,545	32,23	47,598	0	0,5	1,0	1,5
9,5	400	1,413	1,252	1,135	1,646	1,335	1,598	46,725	35,545	32,23	-	-	-	-	-
9,5	300	1,41	1,252	1,135	1,594	1,335	1,598	45,27	35,545	32,23	-	-	-	-	-
9,5	200	1,328	1,212	1,121	1,492	1,121	1,598	42,361	34,399	31,841	-	-	-	-	-
9,5	100	1,07	0,984	0,914	1,185	0,914	1,598	33,633	30,391	27,935	-	-	-	-	-
10,7	∞	1,156	1,042	0,954	1,321	0,954	1,598	53,61	42,255	38,686	53,61	46,184	41,107	37,273	-
10,7	400	1,156	1,042	0,954	1,297	0,954	1,598	52,627	42,255	38,686	-	-	-	-	-
10,7	300	1,143	1,042	0,954	1,257	0,954	1,598	50,988	42,255	38,686	-	-	-	-	-
10,7	200	1,074	0,994	0,929	1,176	0,929	1,598	47,712	40,327	37,688	-	-	-	-	-
10,7	100	0,86	0,801	0,751	0,934	0,751	1,598	37,881	32,496	30,479	-	-	-	-	-

Таблиця 2.3

Значення зовнішнього критичного тиску для обсадних труб діаметром 168 мм

Товщи- на стін- ки, мм	Радіус кривизни, м	Параметр зовнішнього тиску при овальності, %					Критичний тиск, МПа при овальності, % за формулою (2.25)					за формулою Г.М.Саркісова (2.3)				
		0	0,5	1,0	1,5	1,5	0	0,5	1,0	1,5	1,5	0	0,5	1,0	1,5	
7,3	∞	3,754	2,299	1,977	1,772	1,772	31,683	19,401	16,689	14,956	14,956	29,271	20,322	16,622	14,685	
7,3	400	3,674	2,299	1,977	1,772	1,772	31,012	19,401	16,689	14,956	-	-	-	-		
7,3	300	3,542	2,299	1,977	1,772	1,772	29,894	19,401	16,689	14,956	-	-	-	-		
7,3	200	3,277	2,285	1,977	1,772	1,772	27,659	19,285	16,689	14,956	-	-	-	-		
7,3	100	2,482	1,927	1,659	1,499	1,499	20,952	16,262	14,001	12,652	-	-	-	-		
8,9	∞	2,525	1,898	1,625	1,456	1,456	38,627	29,031	24,852	22,264	38,627	29,388	24,343	21,568		
8,9	400	2,472	1,898	1,625	1,456	1,456	37,809	29,031	24,852	22,264	-	-	-	-		
8,9	300	2,383	1,898	1,625	1,456	1,456	36,447	29,031	24,852	22,264	-	-	-	-		
8,9	200	2,205	1,815	1,59	1,45	1,45	33,721	27,759	24,327	22,186	-	-	-	-		
8,9	100	1,67	1,437	1,263	1,156	1,156	25,544	21,982	19,313	17,676	-	-	-	-		
10,6	∞	1,78	1,482	1,29	1,168	1,168	46,005	38,292	33,346	30,171	46,005	38,176	32,456	29,075		
10,6	400	1,743	1,482	1,29	1,168	1,168	45,031	38,292	33,346	30,171	-	-	-	-		
10,6	300	1,68	1,473	1,29	1,168	1,168	43,408	38,074	33,346	30,171	-	-	-	-		
10,6	200	1,554	1,374	1,229	1,136	1,136	40,162	35,5	31,772	29,354	-	-	-	-		
10,6	100	1,177	1,061	0,952	0,884	0,884	30,423	27,424	24,608	22,848	-	-	-	-		
12,1	∞	1,366	1,19	1,054	0,964	0,964	52,516	45,744	40,524	37,056	52,516	45,413	39,414	35,691		
12,1	400	1,337	1,19	1,054	0,964	0,964	51,404	45,744	40,524	37,056	-	-	-	-		
12,1	300	1,289	1,169	1,054	0,964	0,964	49,551	44,951	40,524	37,056	-	-	-	-		
12,1	200	1,193	1,087	0,988	0,922	0,922	45,845	41,764	37,963	35,452	-	-	-	-		
12,1	100	0,903	0,832	0,757	0,71	0,71	34,729	31,994	29,098	27,292	-	-	-	-		

Значення інтенсивності викривлення залежно від радіуса кривизни

Радіус кривизни, м	∞	400	300	200	100
Інтенсивність викривлення, градус/10м	0	1,4	1,9	2,9	5,7

За отриманими значеннями, одержаними за формулою (2.25), побудовано графічні залежності величини зовнішнього критичного тиску від овальності труб і кривизни осі (рис.2.4 – 2.7).

Із збільшенням овальності величина зовнішнього критичного тиску зменшується незалежно від радіуса кривизни (рис. 2.4, 2.6). Однак, при радіусі кривизни 300 м і більше, значення критичних тисків, розрахованих за формулою (2.25) і при використанні формул (2.30 і 2.31), збігаються при овальності 0,5 % і більше. Це свідчить про те, що у разі радіуса кривизни осі свердловини 300 м і більше та при овальності труб 0,5 % і більше величина зовнішнього критичного тиску обсадних труб практично не змінюється.

Аналогічні залежності спостерігаються і на графіках (рис.2.5 і 2.7), на яких зображено залежність зовнішнього критичного тиску труб від радіуса кривизни осі свердловини при постійних значеннях овальності.

Аналізуючи дані розрахунків (таблиці 2.2 і 2.3) і графічних залежностей (рис.2.4 – 2.7), можна зробити висновок, що при розрахунку обсадних труб діаметром 146 і 168 мм на зовнішній тиск вплив згину обсадної колони необхідно враховувати при радіусі кривизни менше 300 м.

Аналогічні розрахунки та графічні залежності отримано нами для обсадних труб всього сортаменту [100], які необхідно враховувати на стадії проектування обсадних колон для кріплення похило-скерованих свердловин.

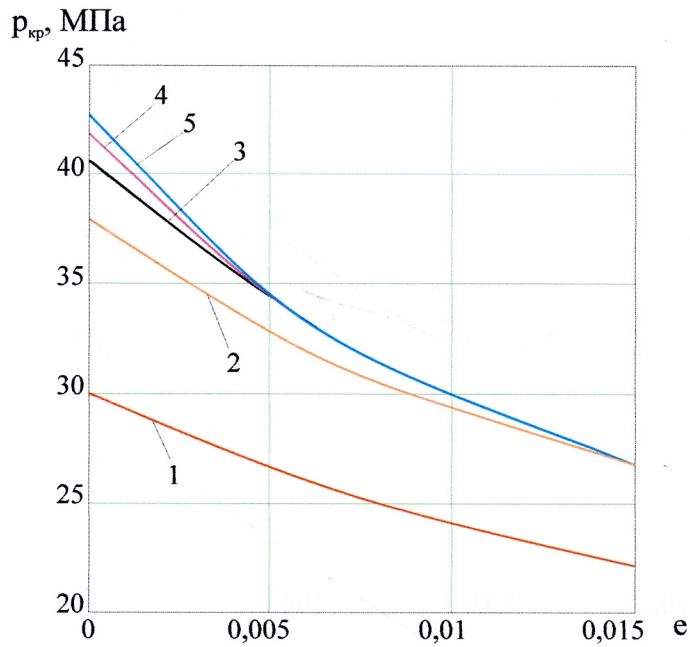


Рис.2.4. Залежність критичного тиску від овальності для труб діаметром 146 мм з товщиною стінки 8,5 мм:
1 - $\rho=100$ м; 2 - $\rho=200$ м; 3 - $\rho=300$ м; 4 - $\rho=400$ м; 5 - $\rho=500$ м.

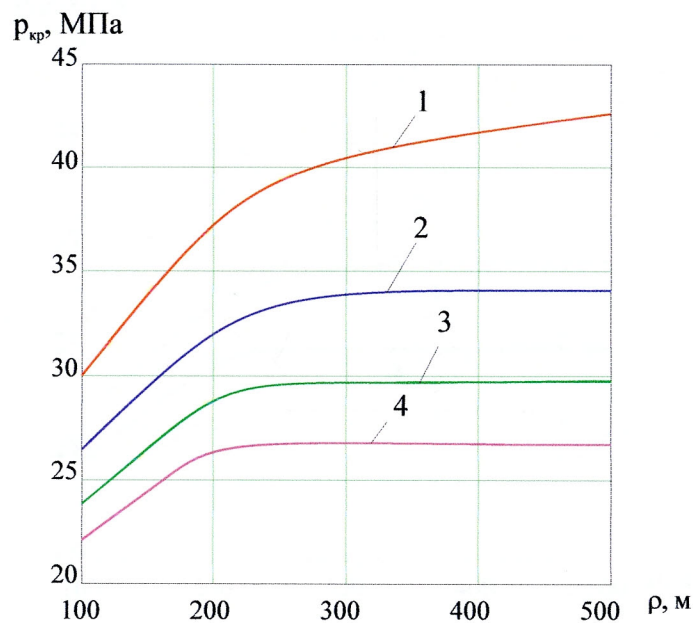


Рис. 2.5. Залежність критичного тиску від радіуса кривизни для труб діаметром 146 мм з товщиною стінки 8,5 мм:
1 - $e = 0$; 2 - $e = 0.005$; 3 - $e = 0.01$; 4 - $e = 0.015$.

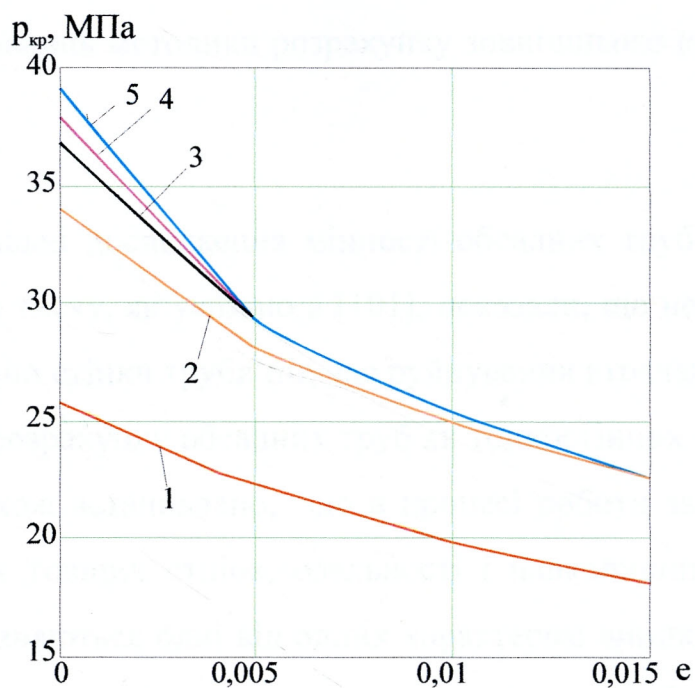


Рис.2.6. Залежність критичного тиску від овальності для труб діаметром 168 мм з товщиною стінки 8,9 мм:

1 - $\rho=100$ м; 2 - $\rho=200$ м; 3 - $\rho=300$ м; 4 - $\rho=400$ м; 5 - $\rho=500$ м.

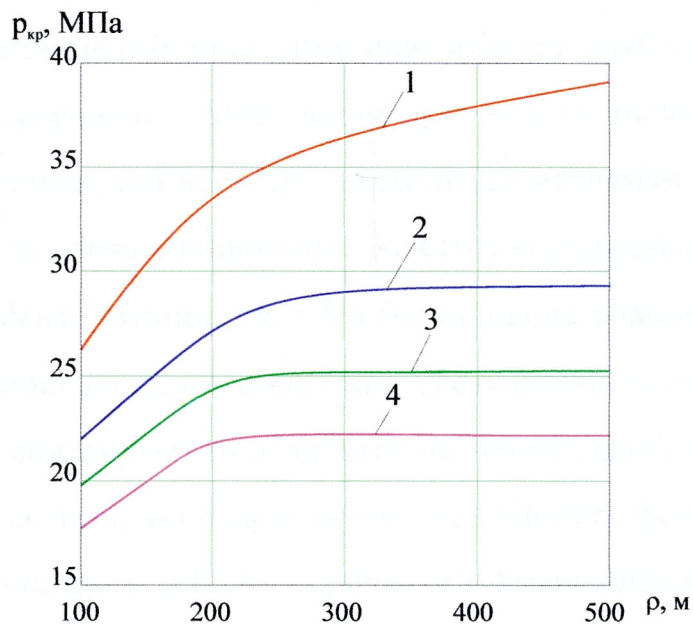


Рис. 2.7. Залежність критичного тиску від радіуса кривизни для труб діаметром 168 мм з товщиною стінки 8,9 мм:

1 - $e = 0$; 2 - $e = 0.005$; 3 - $e = 0.01$; 4 - $e = 0.015$.

2.3. Обґрунтування методики розрахунку зовнішнього критичного тиску обсадних труб

Експериментальні дослідження міцності обсадних труб при дії зовнішнього гідравлічного тиску, як указано в [101], показали, що незалежно від групи міцності і товщини стінки труби під час руйнування втрачають стійкість. Це є однією з причин розрахунку обсадних труб як тонкостінних оболонок. Проте дослідженнями також встановлено, що в процесі роботи залежно від групи міцності, відносних товщин стінок, овальності і навколишнього середовища труби суттєво відрізняються одні від одних характером виникнення і розвитку деформацій, а також розподілення напружень у стінках труб, за умовами і характером втрати міцності [101]. Ці відмінності проявляються і при роботі труб в умовах свердловини, тобто коли їх зібрано в обсадні колони і спущено в свердловину. Незважаючи на це, всі обсадні труби розраховують за однаковими формулами, що призводить до перевантажень труб однієї групи і до недостатнього використання потенціальних можливостей труб іншої групи.

Аналізуючи формули з визначення критичного тиску обсадних труб, можна зробити висновок, що існує два підходи до методики розрахунку. Розрахунки виконують за двома принципами, кожен з яких справедливий у певних межах зміни коефіцієнта стінності $k = \delta/d$ (відношення товщини стінки до діаметра труби). На основі досвіду експлуатації і результатів досліджень обсадних труб [18, 20, 95] їх можна умовно розділити на товстостінні, які розраховують на міцність, та тонкостінні, які розраховують на стійкість форми. Такий підхід використано Ф.І.Яковлевим, Д.Ю.Мочернюком і Американським нафтовим інститутом (АНІ).

На наш погляд, недоліком такого підходу є різкий перехід від однієї форми опору конструкції до іншої. Кожному переходу відповідає свій коефіцієнт стінності, який названий граничним ($k_{гр}$). Природно припустити, що поблизу граничної точки і на деякій відстані від неї обидві формули не будуть давати

вірогідного результату. Труби з $k \approx k_{гр}$ при відомому значенні σ_t повинні перш за все перевірятися на стійкість форми [20, 95].

Експериментальні дослідження [20, 95] показали, що реальні труби завжди мають відхилення від правильної геометричної форми, і труби з k близьким до $k_{гр}$ необхідно перевіряти на стійкість і міцність.

У методиці АНІ використано чотири формули замість двох, тобто виникають не одна, а три перехідні точки. Відповідно до цього зменшується похибка в граничних точках, а загальна крива стає більш наближеною до результатів випробувань.

Як відомо, емпіричні залежності можуть давати надійні результати лише в тих межах, для яких їх виведено. Цього недоліку не повинні мати формули, отримані теоретично, до яких відносяться рівняння Б.В.Булгакова, Г.М.Саркісова і Т.Ю.Єременко [80, 81, 95].

У принципі вони мають однакову структуру і відрізняються тим, що Б.В.Булгаковим враховано тільки овальність труб, Г.М.Саркісовим, крім овальності, враховано різностінність, а Т.Ю.Єременком враховано також роботу металу труб за межею текучості, тобто в зоні пластичних деформацій.

Отримані результати ґрунтуються на принципі незалежності дії сил і об'єднують розрахунок труб з відносно великою овальністю на міцність і стійкість форми. Проте, як зауважив Д.Ю.Мочернюк [102], отримання універсальної формули, яка б описувала два суттєво різних процеси – втрату міцності та втрату межі пружної стійкості – практично неможливо. Закон незалежної дії сил, покладений в основу теоретичних формул, не дозволяє отримувати універсальне рішення, яке б точно описувало процес зминання труб від зовнішнього тиску при будь-яких коефіцієнтах стінності. Тому пропонується повернутись до використання двох різних формул, кожна з яких відображала б свій процес. У разі використання двох окремих формул закон незалежності дії сил спрацює в чистому вигляді там, де формули дають однакові значення (при коефіцієнті стінності $k_{гр}$) та виникає різкий перегин, що дає завищені результати в зоні

переходу. На думку автора [103], можна зробити висновок, що для розрахунку товстостінних овальних труб доцільно використовувати формулу Г.М.Саркісова, а для товстостінних труб з малою овальністю ($0 \leq e \leq 0,01$) – класичну формулу Ляме, оскільки вони працюють на міцність. З тієї причини вплив овальності незначний порівняно з іншими недосконалостями, такими як різностінність, термічні напруження, неоднорідність структури металу та ін. Для тонкостінних труб, що працюють на стійкість форми, найбільш доцільно використовувати формулу С.П.Тимошенка. Однак результати розрахунків за цією формулою дають розбіжність з результатами випробувань у середньому на 10-15 %, що може спричинити негативні наслідки для кріплення свердловини.

Т.Ю.Єременко [95] відзначає, що критерій поділу труб на тонкостінні і товстостінні за експериментальними дослідженнями не підтверджується, і вважає, що умовною границею поділу труб повинна служити величина $k=0,062$. Як показали дослідження, втрата міцності товстостінної труби (зім'яття) при зовнішньому гідростатичному тискові відбувається внаслідок появи пластичних «шарнірів». З цього моменту починається вирівнювання напружень по всьому контуру труби. В проведених автором експериментальних дослідженнях використано обсадні труби з овальністю до 1 %. В зв'язку з цим умовну границю поділу труб на тонкостінні і товстостінні було дещо зміщено в сторону збільшення граничної величини коефіцієнта стінності k на величину 0,02.

Реально обсадні труби відрізняються за різностінністю і овальністю, причому якоїсь чіткої закономірності в поєднанні і розподіленню їх за довжиною і поперечному перерізу труби не існує.

Дослідження Владимірова К.А. [101] показують, що для розрахунку тонкостінних труб з відомими k , e і σ_T на зовнішній тиск тільки одну – дві формули із числа рекомендованих для визначення критичного або зминаючого тиску можна використати в практичних розрахунках після внесення відповідних поправочних коефіцієнтів.

Зминаючий тиск $p_{зм}$, розрахований за напівемпіричною формулою АзНДІ, має незначне відхилення від фактичних величин зминаючих тисків для обсадних труб різних груп міцності в широкому діапазоні k і e . Проте добре співпадіння значень зминаючих тисків отримують у разі використання фактичних даних про величини стінності k , овальності e та границі текучості σ_T . При використанні розрахункових величин k , e і σ_T згідно з рекомендаціями [18] величина зминаючого тиску (розрахункового) виявляється заниженою на 12-17 % [101].

Для розрахунку обсадних труб з овальністю $e > 0,5\%$ на зім'яття Т.Ю.Єременко рекомендує формулу [33]

$$p_{зм} = 1.1 k \left(A - \sqrt{A^2 - B} \right), \quad (2.38)$$

$$\text{де } A = \sigma_T + E k^2 \left(0.9 + 0.8 \frac{e}{k} \right);$$

$$B = 3.6 E k^2 \sigma_T.$$

Формулу (2.38) одержано з урахуванням роботи стінки труб в пружно-пластичній зоні деформації. Розрахунок зминаючого тиску за формулою (2.38) добре збігається з фактичними даними [101].

Ані для розрахунку тонкостінних обсадних труб рекомендує формулу “для пружного зім'яття”

$$p_{зм} = 2.2 E \frac{1}{m(m-1)^2}, \quad (2.39)$$

де $m = d / \delta$ - величина, обернена k .

Формулу (2.39) рекомендовано використовувати при $m > 21$ ($k < 0,048$) в тих випадках, що і формулу Брайєна.

Д.Ю.Мочернюк [96] для розрахунку обсадних тонкостінних труб з початковими технологічними недосконаlostями (овальністю і різностінністю) запропонував формулу

$$p_{зм} = \frac{\sigma_T}{0.75em^2 + \frac{\sigma_T m^3 (1 - \mu^2)}{2E}}, \quad (2.40)$$

де μ - коефіцієнт Пуассона.

Розраховані за формулою (2.40) величини $p_{зм}$ збігаються (відхилення +11,5% -10,8%) з експериментальними даними ВНДІБТ, Т.Ю.Єременка, Ф.І.Яковлева, С.Б.Гусейнова та інших дослідників. Метод перевірки міцності та пружної стійкості обсадних труб, запропонований в [95, 96], найбільш прийнятний, оскільки розрахунки дають уяву про вплив початкових дефектів і міцнісних характеристик матеріалу на потенційні можливості труб, які знаходяться під дією зовнішнього гідравлічного тиску.

В пункті 2.2, на основі напівбезмоментної теорії тонких оболонок, одержано формулу (2.25) для визначення величини зовнішнього критичного тиску, яка в окремому випадку, для прямолінійної обсадної труби, добре збігається з іншими формулами (табл. 2.1): для різностінної труби відхилення не перевищує 5 %; для рівностінної – 8 %.

Відповідно до сортаменту обсадні труби навіть з найбільшою товщиною стінки (11-14 мм) є порівняно тонкостінними, тобто для них, згідно з основним положенням механіки оболонок, різниця між критичним тиском, який визначають за формулою Барлоу, і зминаючим тиском, при якому труби втрачають міцність в області пластичних деформацій, становить 2-3 % [104].

На рис. 2.8 подано графічні залежності за результатами розрахунків обсадних труб діаметром 168 мм групи міцності Д (ГОСТ 632-80), які найчастіше використовувалися у вітчизняній практиці (понад 75 %) для експлуатаційних колон [105]. Лінію 7 побудовано за даними, отриманими за результатами розрахунків з використанням формули Брайєна для тонкостінних труб з умови втрати стійкості, а лінію 5 – за формулою Барлоу для товстостінних труб з умови розрахунку на міцність. Для визначення умовного переходу граничний коефіцієнт стінності прийнято $k_{гр} = 0,0419$, якому відповідає точка «А» перетину на графіку (рис.2.8).

Граничне значення $k_{гр}$ отримали, прирівнявши праві частини формул Барлоу і Брайєна [106]

$$k_{ep} = \sqrt{\frac{\sigma_T(1-\mu^2)}{E}}. \quad (2.41)$$

З результатів досліджень видно, що поділ труб на тонко- і товстостінні умовний. Різкої межі між ними немає, що засвідчує лінія 6, рис. 2.8. Лінію 6 побудовано за результатами випробувань натурних обсадних труб діаметром 168 мм із сталі групи міцності Д, овальність яких в середньому не перевищувала 0,0025 [106].

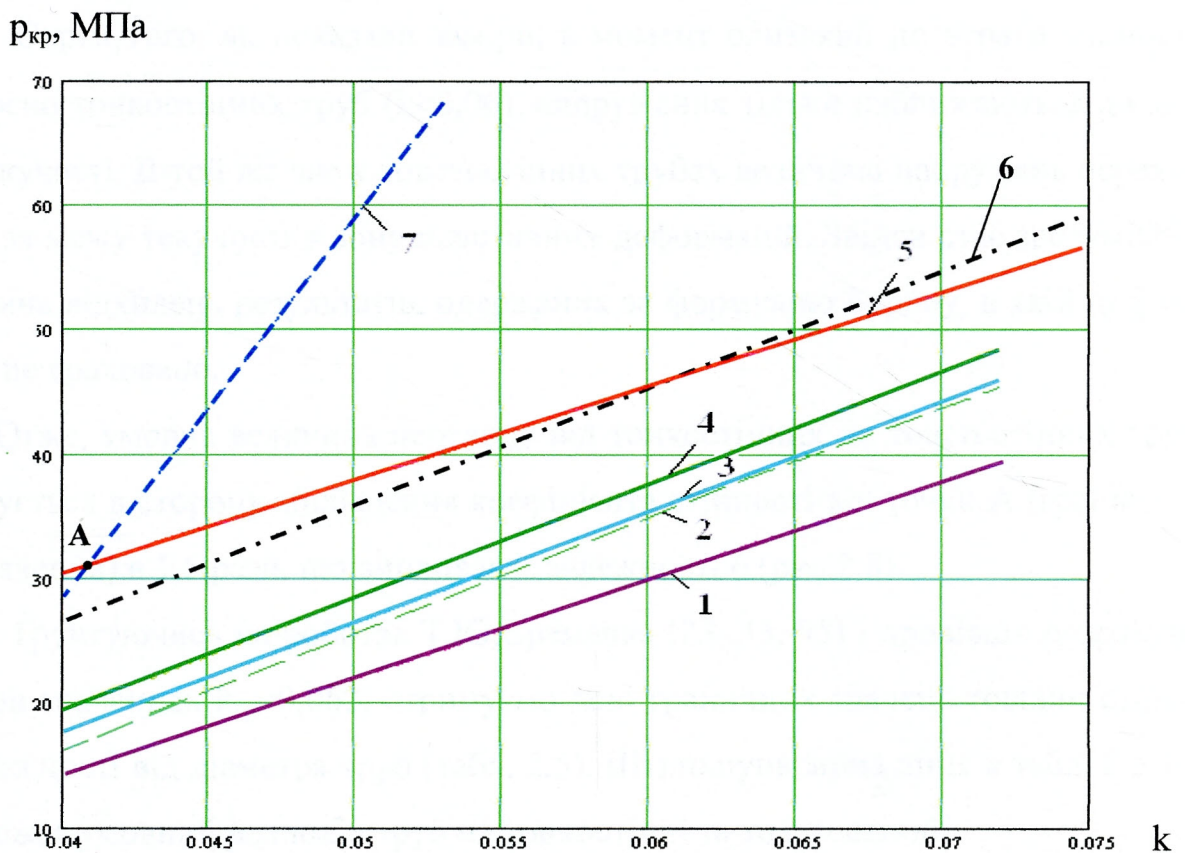


Рис.2.8. Залежність зовнішнього критичного тиску від коефіцієнта стінності для обсадних труб діаметром 168 мм:

- 1 – за формулою Саркісова, $e=0,01$;
- 2 – за формулою Єременка, $e=0,01$;
- 3 – за формулою Булгакова, $e=0,01$;
- 4 – за формулою (2.25), $e=0,01$;
- 5 – за формулою Барлоу, $e=0$;
- 6 – за результатами експериментів, $e=0,0025$;
- 7 – за формулою Брайєна, $e=0$.

З графіка 2.8 видно, що результати розрахунку за формулою Барлоу (лінія 5) не збігаються з результатами експериментальних досліджень (лінія 6).

При $k < 0,062$ розрахунки дають завищені результати, а при $k > 0,062$ – занижені, причому розбіжність тим більша, чим більша відмінність коефіцієнта стінності від значення $k = 0,062$. Очевидно, більш справедливі висновки тих авторів, які стверджують, що на механізм втрати міцності труб впливають закони стійкості.

Окрім того, як показали заміри, в момент близький до втрати міцності відносно тонкостінних труб ($k < 0,06$), напруження тільки наближаються до межі текучості. В той же час у товстостінних трубах величина напружень переходить за межу текучості в зону пластичних деформацій. Звідси стає зрозумілою причина відхилень результатів, одержаних за формулою Барлоу, в якій ці фактори не враховано.

Отже, умовна величина переходу від тонкостінних до товстостінних труб зміщується в сторону збільшення коефіцієнта стінності від точки А (граничного значення) в 1,5 рази, що впливає із залежності 6 (рис.2.8).

Грунтуючись на роботах Т.Ю.Єременка [23, 33, 95] і провівши розрахунки при значеннях $k_{гр} = 0,062$, отримуємо дані граничних значень товщин стінок в залежності від діаметра труб (табл. 2.5). Штрихпунктирна лінія в табл. 2.5 відображає умовний розподіл труб на тонкостінні та товстостінні.

Аналізуючи дані табл. 2.5, можна зробити висновок, що труби діаметром 299 мм і більше з товщинами стінок, передбачених сортаментом, можна вважати тонкостінними. Труби діаметрами від 114 мм до 273 мм мають умовну границю розділення, причому вона зростає із збільшенням діаметра труб. Аналіз проведено тільки для труб із сталі групи міцності „Д”. Якщо ж узяти групу міцності „К” і вище, то необхідно їх граничні значення коефіцієнта стінності, які отримано за формулою (2.41), збільшити в 1,5 рази. Для підтвердження правильності даної теорії необхідно провести додаткові експериментальні дослідження для обсадних труб групи міцності „К” і вище.

Розподіл обсадних труб на тонкостінні і товстостінні (для групи міцності Д,

- за товщиною стінки

d, мм	114	127	140	146	168	178	194	219	245	273	299	324	340	351	377	406	426	473	508
δ, мм	5,2	5,6	6,2	6,5	7,3	5,9	7,6	6,7	7,9	7,1	8,5	8,5	8,4	9,0	9,0	9,5	10,0	11,1	11,1
	5,7	6,4	7,0	7,0	8,9	6,9	8,3	7,7	8,9	8,9	9,5	9,5	9,7	10,0	10,0	11,1	11,0	-----	-----
	6,4	7,5	7,7	7,7	-----	8,1	9,5	8,9	10,0	10,2	11,1	11,0	10,9	11,0	11,0	12,6	12,0	-----	-----
	-----	-----	-----	8,5	10,6	9,2	10,9	10,2	11,1	11,4	12,4	12,4	12,2	12,0	12,0	16,7	-----	-----	-----
	7,4	9,2	9,2	-----	12,1	10,4	-----	11,4	12,0	12,6	14,8	14,0	13,1	-----	-----	-----	-----	-----	-----
	8,6	10,7	10,5	9,5	-----	-----	12,7	12,7	13,8	13,8	-----	-----	14,0	-----	-----	-----	-----	-----	-----
	10,2			10,7		11,5	15,1	-----	-----	15,1	-----	-----	15,4	-----	-----	-----	-----	-----	-----
						12,7		14,2	15,9	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
						13,7				16,5									
						15,0													

- за коефіцієнтом стінності

d, мм	114	127	140	146	168	178	194	219	245	273	299	324	340	351	377	406	426	473	508
k	0,046	0,044	0,044	0,045	0,043	0,033	0,039	0,031	0,032	0,026	0,028	0,026	0,025	0,026	0,024	0,023	0,023	0,023	0,022
	0,05	0,05	0,05	0,048	0,053	0,039	0,043	0,035	0,036	0,033	0,032	0,029	0,029	0,028	0,027	0,027	0,026	-----	0,025
	0,056	0,059	0,055	0,053	-----	0,046	0,049	0,041	0,041	0,037	0,037	0,034	0,032	0,031	0,029	0,031	0,028	-----	0,032
	-----	-----	-----	0,058	0,063	0,052	0,056	0,047	0,045	0,042	0,041	0,038	0,036	0,034	0,032	0,041	-----	-----	-----
	0,065	0,072	0,066	-----	0,072	0,058	-----	0,052	0,049	0,046	0,049	0,043	0,039	-----	-----	-----	-----	-----	-----
	0,075	0,084	0,075	0,065	-----	-----	0,065	0,058	0,056	0,051	-----	-----	0,041	-----	-----	-----	-----	-----	-----
	0,089			0,073		0,065	0,078	-----	-----	0,055	-----	-----	0,045	-----	-----	-----	-----	-----	-----
						0,071		0,065	0,065	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
						0,077				0,06									
						0,084													

Висновки до розділу

1. Аналізуючи формули для визначення величини зовнішнього критичного тиску обсадних труб показано, що вони мають ряд розбіжностей. У більшості з них не враховано вплив згину на величину критичного тиску і прийнято завищені його значення, що є однією з причин пошкодження обсадних колон під час кріплення та експлуатації похило-скерованих свердловин.

2. Одержано аналітичні залежності для розрахунку величини зовнішнього критичного тиску при різних інтенсивностях викривлення поздовжньої осі обсадної колони, овальності і різностінності труб. Одержано залежності для оцінки впливу інтенсивності викривлення свердловини на зміну овальності поперечного перерізу обсадних труб.

3. Обґрунтовано методику розрахунку величини зовнішнього критичного тиску обсадних труб залежно від коефіцієнта їх товстостінності. На основі аналізу теоретичних та експериментальних досліджень встановлено, що умовну границю поділу стандартних обсадних труб на тонко- і товстостінні завищено у 1,5 рази порівняно з граничним значенням коефіцієнта стінності, одержаного з формул Барлоу і Брайєна.

РОЗДІЛ 3

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ НАПРУЖЕНОГО СТАНУ
ОБСАДНИХ ТРУБ ПРИ ЗГИНІ

Для перевірення достовірності результатів теоретичних розрахунків проведено експериментальні дослідження [107]. Оскільки експериментальні дослідження на натурних обсадних трубах пов'язано із створенням великих навантажень, що неможливо реалізувати при наявному оснащенні лабораторії, дослідження проведено з насосно-компресорними трубами при дії згинаючого навантаження і внутрішнього тиску. Для досліджень використано насосно-компресорні труби, виготовлені із сталі групи міцності «Д» діаметром 60,3 мм з товщиною стінки 5,0 мм. Такі труби наближено моделюють геометричну подібність товстостінних обсадних труб діаметром 114 ÷ 168 мм, тому результати досліджень використано для якісного оцінювання напруженого стану труб при згині і дії внутрішнього тиску.

3.1. Опис експериментальної установки

Для проведення експериментальних досліджень виготовлено лабораторну установку, яка дозволяє досліджувати напружений стан труб при одночасній дії згинаючої сили і внутрішнього тиску.

Конструкцію установки (рис.3.1) складено із досліджуваної труби 1, на кінцях якої нагвинчено заглушки 2 з каналами для штуцерів 3 і 4. Під заглушки на моделях труб нарізано подовжену конічну трубну різьбу.

Для ущільнення в місці з'єднання труби з заглушками під торець труби встановлено мідну прокладку 5, а на різьбу намотано ущільнюючу стрічку ФУМ.

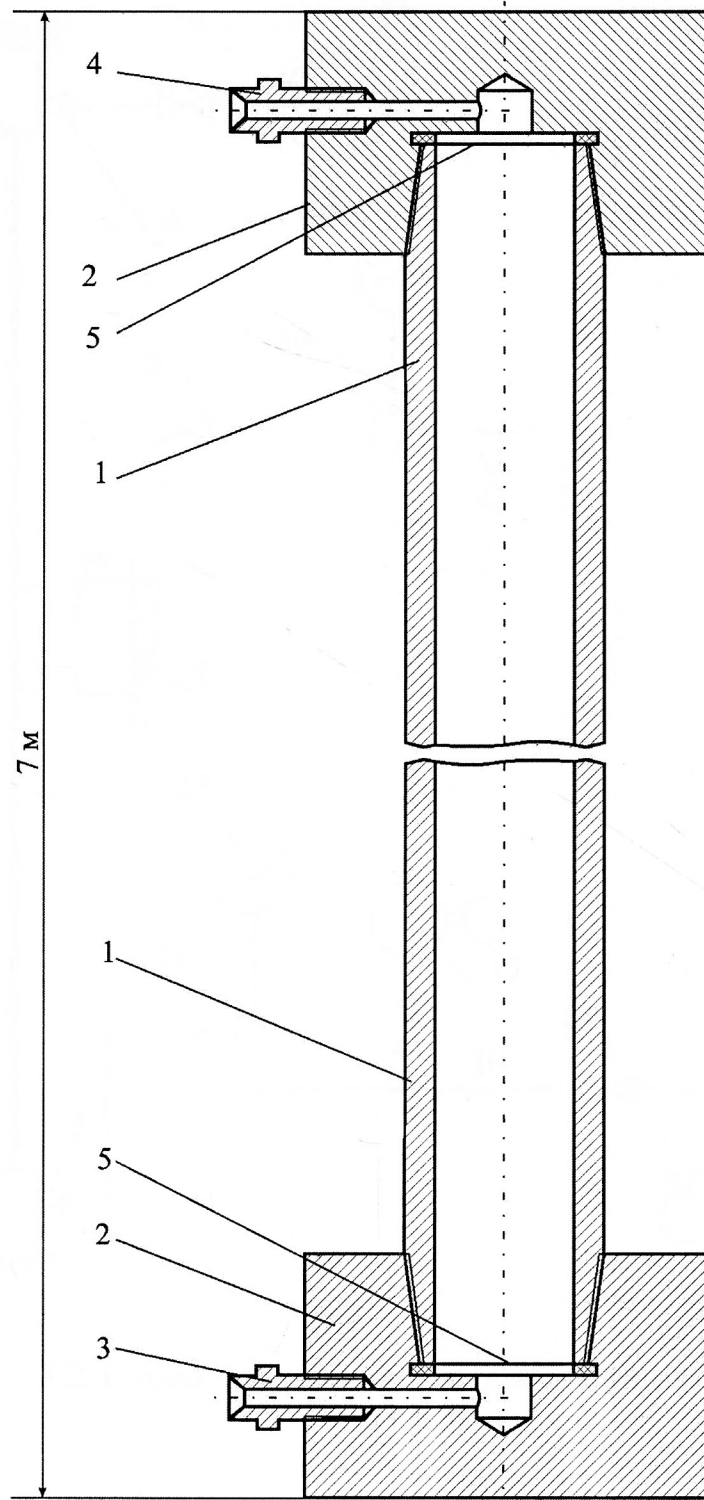


Рис. 3.1. Схема конструкції установки

Під'єднання насоса для заповнення труби рідиною (водою) здійснювали через штуцер 3. При заповненні труби штуцер 4 відкритий, і повітря витісняється із порожнини труби. Схему гідравлічної обв'язки установки показано на рис. 3.2.

равлічної схеми. Величину прогину труби реєстрували механічним самописцем 6.

Після заповнення досліджуваної труби 1 водою вентиля 7 і 10 закривали і переходили до режиму створення внутрішнього тиску. При створенні тиску в трубі вентиль 9, а при необхідності і вентиль 12 відкриті, а вентиль 8, “скид” маніфольда 17, “скид” і “нагнітання” маніфольда 16 – закриті. Створення тиску у домкраті 5 проводили при відкритому вентилі 8 і вентилі “нагнітання” маніфольда 16 та закритому вентилі 9, “скид” маніфольда 16, “скид” і “нагнітання” маніфольда 17.

Ручний прес 20 підключали до роботи у разі необхідності прискореного підвищення тиску в системі або для створення згинаючих навантажень. Для створення внутрішнього тиску відкривали вентиль 12, при цьому вентиля 10 і 11 закривали. Для створення згинаючих навантажень вентиль 12 закривали і відкривали вентиля 8 і 11.

Після закінчення експериментальних досліджень проводили “скид” тиску шляхом відкриття вентилів 7 і 8.

З метою безпечного ведення робіт гідравлічні та вимірювальні пульти ви-несено в окреме приміщення.

3.2. Проведення експериментальних досліджень

3.2.1. Загальні положення. При проведенні експериментальних досліджень з вивчення впливу згинаючих навантажень на обсадні труби потрібно надати трубі заданий прогин, що відповідає певній інтенсивності викривлення свердловини.

Для визначення радіуса кривизни посередині стержня приймають розрахункову схему показану на рис.3.3 [108].

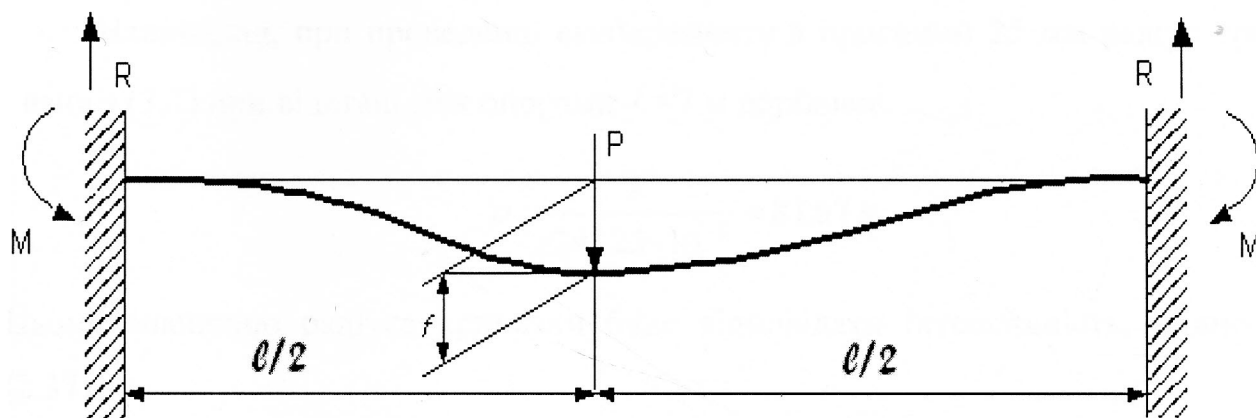


Рис. 3.3. Розрахункова схема для визначення радіуса кривизни

Для прийнятої схеми навантаження згідно з [109]

$$M_{\max} = \frac{P \ell}{8};$$

$$y_{\max}\left(x=\frac{\ell}{2}\right) = f = \frac{P \ell^3}{192 E I}, \quad (3.1)$$

де M_{\max} - максимальний згинаючий момент, Н·м;

P - згинаюче навантаження, Н;

ℓ - відстань між опорами, м ($\ell = 6,793\text{ м}$);

f - величина прогину посередині труби, м;

E - модуль пружності матеріалу, Па;

I - момент інерції поперечного перерізу труби, м⁴.

За законом Гука

$$\frac{1}{\rho} = \frac{M}{E I}. \quad (3.2)$$

З формул (3.1), (3.2) знаходимо радіус кривизни

$$\rho = \frac{\ell^2}{24 f}. \quad (3.3)$$

Дослідження проводили при прогині труби від 25 до 100 мм.

Наприклад, при проведенні експерименту з прогином 25 мм радіус кривизни з (3.3) при відстані між опорами $\ell = 7$ м дорівнює

$$\rho = \frac{7^2}{24 \cdot 25 \cdot 10^{-3}} = 81,67 \text{ м.}$$

Цьому значенню радіуса кривизни буде відповідати інтенсивність, згідно з (2.37)

$$i = \frac{573}{81,67} \approx 7^0 \text{ на } 10 \text{ м.}$$

Результати розрахунків параметрів згину, виконані за формулами (3.3) і (2.37), зведено в таблицю 3.1.

Таблиця 3.1

Результати розрахунку радіуса кривизни та інтенсивності
викривлення свердловини

Стріла прогину f , мм	Радіус кривизни ρ , м	i , градус/10 м
25	81,67	7
50	40,83	14
75	27,22	21
100	20,42	28

3.2.2. Методика проведення експериментальних досліджень. Експериментальні дослідження проводили в такій послідовності:

- підготовка зразків моделей обсадних труб;
- підготовка експериментальної установки до проведення досліджень;
- підготовка станції “СИИТ-3” до вимірювань;
- проведення досліджень згідно з розробленою методикою;

- оброблення результатів досліджень, згідно з методикою [110].

Перед початком експериментальних досліджень склали план, в якому передбачено таку послідовність підготовки і проведення експерименту:

- 1) зовнішній огляд і очистка труби;
- 2) замір діаметра і товщини стінки труби;
- 3) нагвинчування на кінці труби спеціальних заглушок;
- 4) підготовка зовнішньої поверхні труби для наклеювання тензорезисторів;
- 5) наклеювання поздовжніх і поперечних тензорезисторів на трубу відповідно до схем (рис.3.4 і 3.5) за загальноприйнятою технологією [111], їх просушування і захист від вологи та механічних пошкоджень;

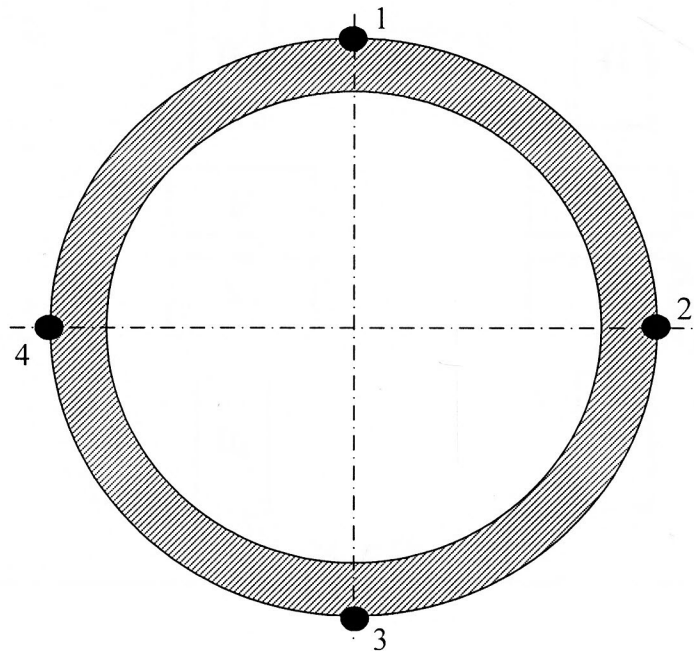


Рисунок 3.4. Схема наклеювання тензорезисторів по поперечному перерізу труби

- 6) розпаювання тензорезисторів на поверхні труби згідно з прийнятою схемою [111];
- 7) встановлення досліджуваної труби на опори;

- 8) виведення на робочий режим станції “СИИТ-3” згідно з [112];
- 9) підключення масиву тензорезисторів з допомогою кабельних ліній до блоку дистанційного релейного переключення і до вимірного блоку;
- 10) реєстрація “нульових” показів масиву тензорезисторів;
- 11) заповнення внутрішньої порожнини труби водою;
- 12) підключення досліджуваної труби і домкрата до насосної групи;
- 13) вимірювання поздовжніх і поперечних деформацій моделі обсадної труби.

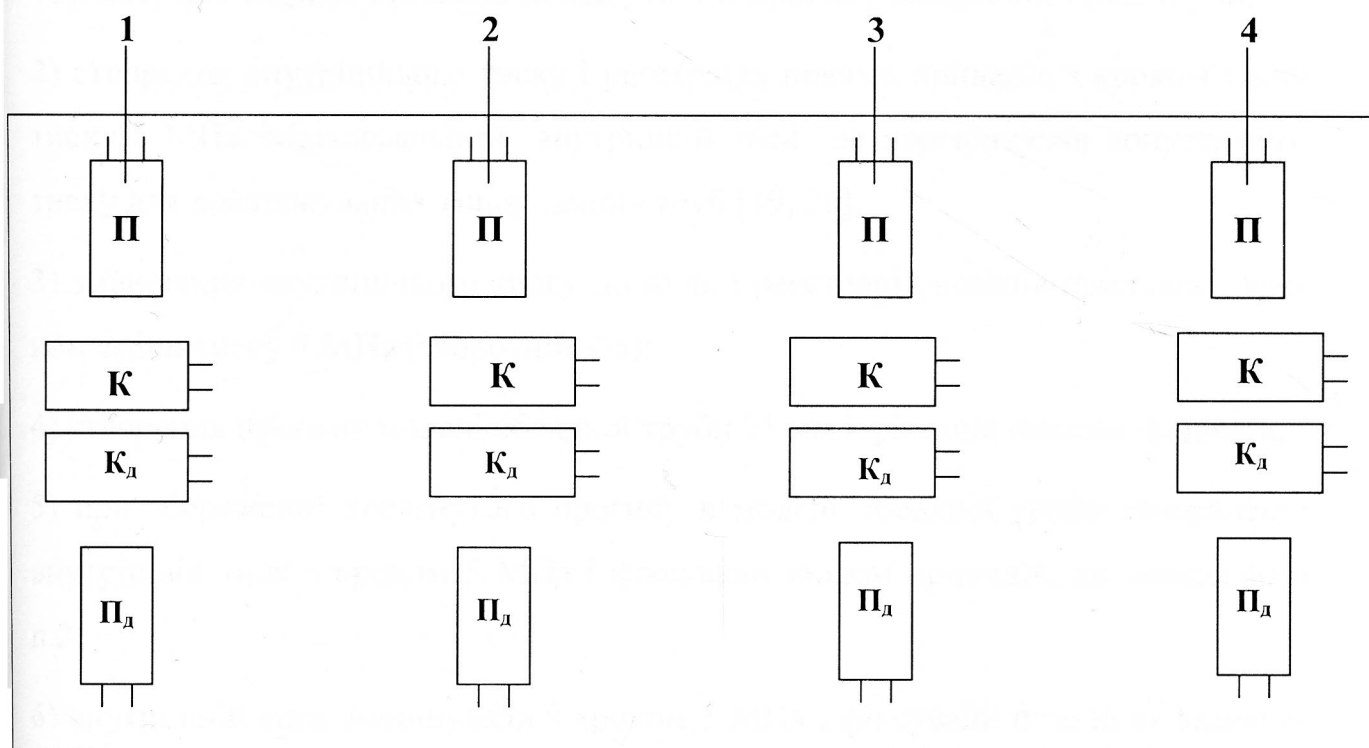


Рисунок 3.5. Блок поздовжніх та поперечних тензорезисторів (розгортка труби):

П – поздовжні (осьові);

К – поперечні (кільцеві);

П_д – поздовжні дублюючі;

К_д – поперечні дублюючі.

Для визначення закономірностей розподілу напружень в поперечному перерізі труби по всьому периметру поперечного перерізу труби через кожні 90° наклеюють поздовжні і поперечні тензорезистори.

Розпаювання тензорезисторів проводили за такою схемою: один компенсаційний на групу з 10 активних тензорезисторів [111].

Збільшення внутрішнього тиску проводили плавно з інтенсивністю $0,8 \div 1,0$ МПа за хвилину.

Дослідження здійснювали в такій послідовності:

- 1) реєстрація показів приладів за відсутності прогину моделі обсадної труби;
- 2) створення внутрішнього тиску і реєстрація показів приладів з кроком зміни тиску 5 МПа. Максимальний внутрішній тиск не перевищував допустимого тиску для досліджуваних типорозмірів труб [19, 26];
- 3) зменшення внутрішнього тиску до нуля і реєстрація показів приладів з кроком зміни тиску 5 МПа (зворотній хід);
- 4) створення прогину моделі обсадної труби 25 мм і фіксація показів приладів;
- 5) при збереженні досягнутого прогину в моделі обсадної труби створювали внутрішній тиск з кроком 5 МПа і фіксували покази приладів, як зазначено в п.2;
- 6) внутрішній тиск зменшували з кроком 5 МПа і фіксували покази як зазначено в п.3;
- 7) дослідження повторювали, як зазначено в п.2 і 3 при прогинах 50, 75 і 100мм.

3.2.3. Методика вимірювання деформацій. Для проведення експериментів використовували тензорезистори типу 2ПКБ-20-200ГБ, які наклеювали на тру-

Методику виміру деформацій і напружень з допомогою тензорезисторів викладено в роботах [113 – 116].

Для проведення досліджень використано схему, яка дозволяє вести вимірювання при роботі з 24 тензорезисторами. Вона передбачає почергове включення робочих тензорезисторів у схему, причому кожний із них має автономну установку нуля приладу. Живлення вимірної системи здійснюють від мережі змінного струму напругою 220 В через транзисторний випрямляч і стабілізатор. Напруга живлення вимірної схеми 6 В. Вимірювання сили струму розбалансування при деформації досліджуваних труб проводять з допомогою мікроамперметра типу М195/1.

Точність виміру використововуваної схеми залежить від наступних факторів:

- 1) різниці у величинах опорів тензорезисторів;
- 2) точності тарування;
- 3) якості наклеювання тензорезисторів;
- 4) поперечної чутливості тензорезисторів;
- 5) впливу температури.

1. Різниця опорів тензорезисторів у кожній групі не перевищувала $\pm 0,25$ %.

2. Тарування тензорезисторів проводили з допомогою консольної балки рівного опору. На балку наклеювали 6 тензорезисторів і знімали тарувальну залежність $n=f(G)$, де n – покази мікроамперметра, ділень; G – вага вантажу, який підвішений до кінця балки, Н.

Величину відносної деформації консольної балки визначають за формулою

$$\varepsilon = \frac{6 G \ell_0}{E b h^2}, \quad (3.4)$$

де ℓ_0 - довжина балки, м;

b - ширина балки в місці закріплення, м;

h - товщина балки, м;

E - модуль Юнга матеріалу балки, Па.

Для балки, що використовували

$$\varepsilon = 1,328 \cdot 10^{-4} \text{ Г.} \quad (3.5)$$

На основі тарувальних залежностей ціну поділки приладу (відхилення не перевищували $\pm 2\%$) визначали за формулою

$$C_\varepsilon = \frac{\varepsilon}{n}. \quad (3.6)$$

Для прийнятої схеми:

$$C_\varepsilon = 15 \cdot 10^{-6}.$$

3. Наклеювання тензорезисторів на зовнішню поверхню труб здійснювали клеєм БФ-2 за прийнятою технологією.

З метою зниження впливу якості наклеювання тензорезисторів на точність результатів вимірів було передбачено наклеювання дублюючих тензорезисторів.

4. Підрахунки показали, що похибка за рахунок заокруглень тензорезисторів не перевищує $0,5\%$.

5. З метою усунення впливу температури і опорів під'єднувальних проводів на результати вимірів у схему включено компенсаційні тензорезистори, які знаходилися в таких же температурних умовах, як і робочі. Для під'єднання робочих і компенсаційних тензорезисторів використовували проводи однакової довжини з малим опором.

Таким чином, сумарна похибка вимірів деформації не перевищувала $\pm 5\%$.

На основі даних тарування відносні деформації визначали за формулами

$$\begin{aligned} \varepsilon_1 &= C_\varepsilon \cdot n_1 \\ \varepsilon_2 &= C_\varepsilon \cdot n_2 \end{aligned} \quad (3.7)$$

Напруження визначали із виразів

$$\begin{aligned}\sigma_1 &= \frac{E}{1-\mu^2} \cdot (\varepsilon_1 + \mu \cdot \varepsilon_2); \\ \sigma_2 &= \frac{E}{1-\mu^2} \cdot (\varepsilon_2 + \mu \cdot \varepsilon_1),\end{aligned}\tag{3.8}$$

де ε_1 - відносні поздовжні деформації;

ε_2 - відносні кільцеві деформації;

n_1 - величина струму розбалансування на поздовжніх тензорезисторах, ділень;

n_2 - величина струму розбалансування на кільцевих тензорезисторах, ділень;

σ_1 - згинаючі поздовжні напруження, Па;

σ_2 - згинаючі кільцеві напруження, Па.

3.2.4. Обґрунтування необхідної кількості експериментів. Для визначення необхідної кількості експериментів використали відомі методи математичної статистики з відбракуванням даних, які включають грубу похибку [110, 117]

$$N = \frac{t_z^2 \cdot \sigma^2}{\varepsilon_z^2},\tag{3.9}$$

де N – необхідна кількість експериментів;

σ – середньоквадратичне відхилення;

ε_z – гранична похибка експерименту;

t_z – значення критерія Стюдента, яке визначається з таблиці при заданій імовірності [118], при імовірності $z = 0,9$: $t_z = 1,92$.

Мінімальна кількість експериментів, за якими можна визначити напруження в будь-якій точці перерізу труби з імовірністю $z=0,9$, відхиленням $\sigma=0,1$ і точністю $\varepsilon_z=0,09$ (9%) дорівнює

$$N = \frac{1,92^2 \cdot 0,1^2}{0,09^2} \approx 5.$$

Отже, для визначення напружень необхідно кожний експеримент повторювати не менше п'яти разів, що і було прийнято під час проведення експериментальних досліджень.

3.3. Аналіз результатів експериментальних досліджень

Для оцінювання напруженого стану труб всього проведено 31 експеримент при різних величинах прогину і тисках, причому кожний із них повторено 5 разів.

Експериментальними дослідженнями встановлено закономірності розподілу напружень у перерізах досліджуваних труб у разі дії поперечної згинаючої сили [107, 119].

За результатами вимірів напружень у тілі труб побудовано графічні залежності в координатах “напруження – тиск” та “напруження – прогин”. Результати експериментальних досліджень оброблено з використанням відомих методів математичної статистики [120, 121].

На рис. 3.6 і 3.7 наведено залежності поздовжніх і кільцевих напружень від зміни тиску при стрілі прогину $f = 0$ і одночасній дії тиску та прогині труби $f = 50$ мм.

З одержаних залежностей видно, що з підвищенням тиску пропорційно збільшуються як поздовжні, так і кільцеві напруження, причому для прямолінійних труб за абсолютною величиною вони однакові як на випуклій, так і увігнутій поверхнях труби (рис.3.6).

При прогині труби ($f = 50$ мм, рис.3.7) з одночасною дією внутрішнього тиску поздовжні напруження на випуклій поверхні труби збільшуються, а на увігнутій – зменшуються (рис.3.7). Це означає, що згин спричиняє виникнення

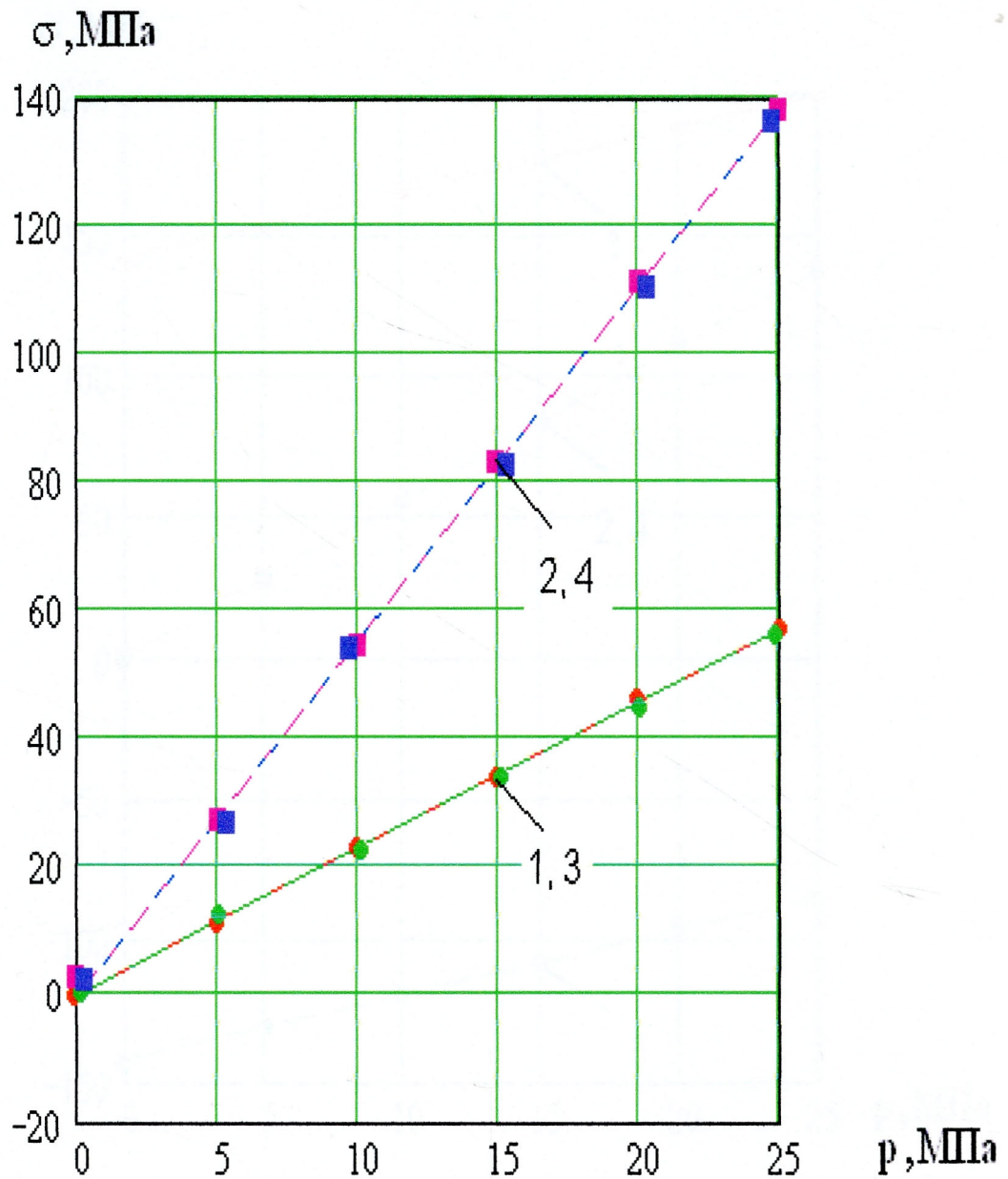


Рис. 3.6. Залежність напружень у тілі прямолинійної труби

від внутрішнього тиску:

- 1 – поздовжні напруження в точці 1 (рис. 3.4);
- 2 – кільцеві напруження в точці 1 (рис. 3.4);
- 3 – поздовжні напруження в точці 3 (рис. 3.4);
- 4 – кільцеві напруження в точці 3 (рис. 3.4).

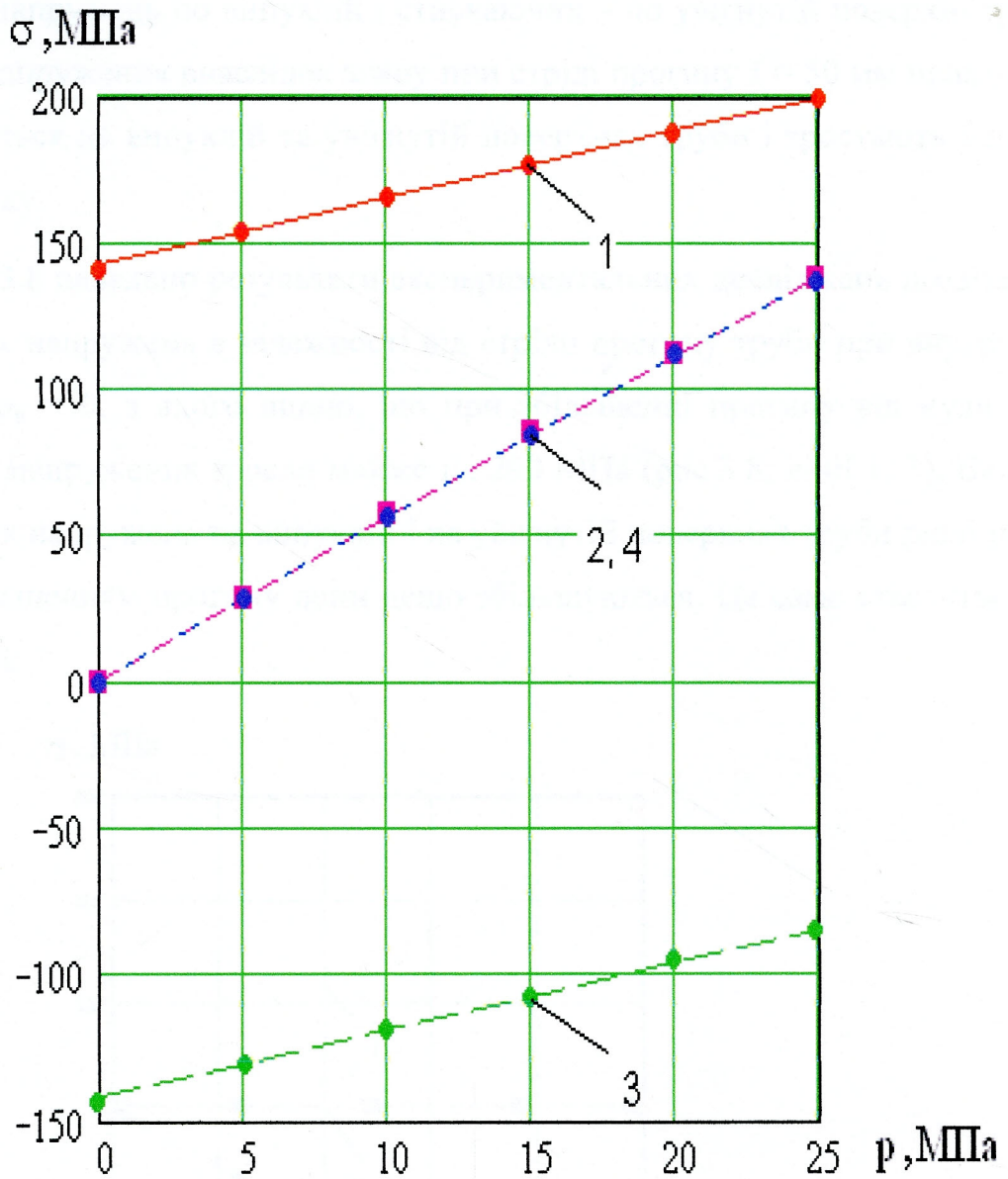


Рис. 3.7. Залежність напружень від внутрішнього тиску

при прогині труби $f = 50$ мм:

- 1 – поздовжні напруження на випуклій поверхні труби;
- 2 – кільцеві напруження на випуклій поверхні труби;
- 3 – поздовжні напруження на увігнутій поверхні труби;
- 4 – кільцеві напруження на увігнутій поверхні труби.

розтягуючих напружень по випуклій і стискаючих – по увігнутій поверхні труби. Кільцеві напруження внаслідок згину при стрілі прогину $f = 50$ мм практично не змінюються на випуклій та увігнутій поверхнях труби і зростають з підвищенням тиску.

На рис. 3.8 наведено результати експериментальних досліджень поздовжніх і кільцевих напружень в залежності від стріли прогину труби при внутрішньому тиску $p_v = 0$, з якого видно, що при збільшенні прогину від нуля до 100 мм осьові напруження зросли майже на 290 МПа (рис.3.8, лінії 1, 3). Величини кільцевих напружень на випуклій і на увігнутій поверхнях труби рівні між собою. Із збільшенням прогину вони дещо збільшуються. Це саме стосується і тиску (рис.3.9).

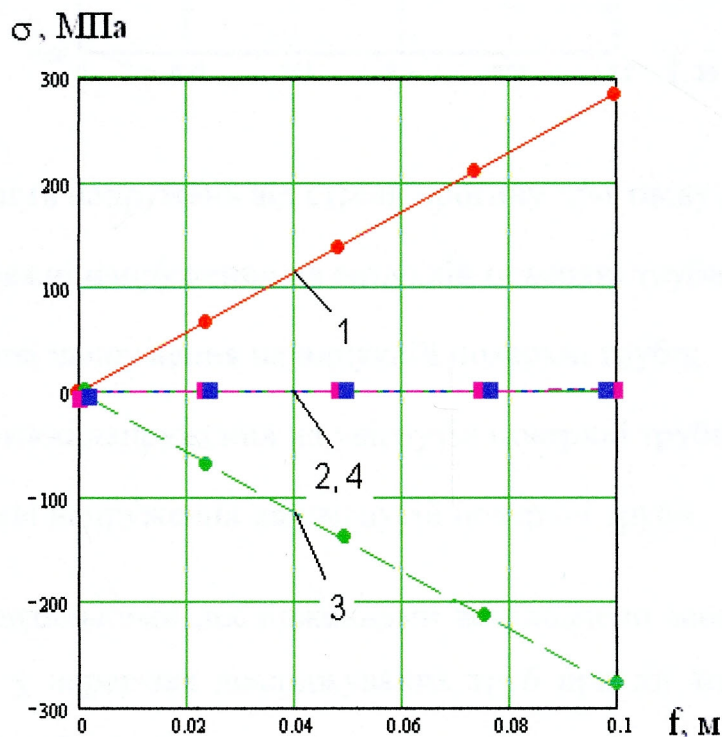


Рис. 3.8. Залежність напружень від стріли прогину труби при $p_v = 0$:

- 1 – поздовжні напруження на випуклій поверхні труби;
- 2 – кільцеві напруження на випуклій поверхні труби;
- 3 – поздовжні напруження на увігнутій поверхні труби;
- 4 – кільцеві напруження на увігнутій поверхні труби.

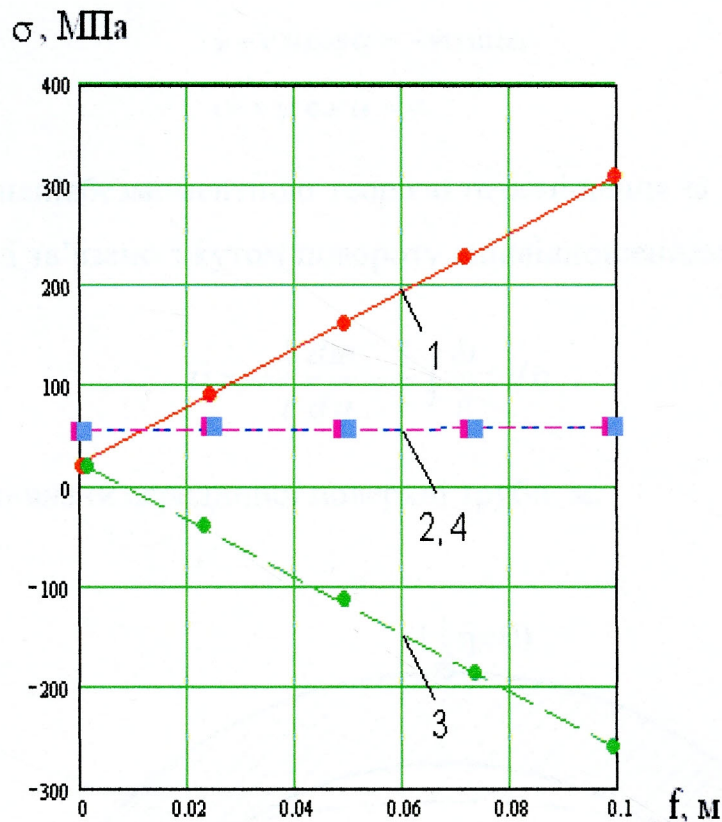


Рис. 3.9. Залежність напружень від стріли прогину при тиску $p_v=10$ МПа:

- 1 – поздовжні напруження на випуклій поверхні труби;
- 2 – кільцеві напруження на випуклій поверхні труби;
- 3 – поздовжні напруження на увігнутій поверхні труби;
- 4 – кільцеві напруження на увігнутій поверхні труби.

Експериментальними дослідженнями встановлено закономірності розподілу напружень у перерізах досліджуваних труб при дії згинаючого навантаження і внутрішнього тиску.

Для оцінки напруженого стану і форми поперечного перерізу досліджуваних труб при згині без врахування дії внутрішнього тиску визначимо величини напружень у точках 1, 2, 3 і 4 (рис.3.10), використавши напівбезмоментну теорію тонких оболонок (розділ 2). За вихідні приймаємо спрощені рівняння типу Мейснера (2.9), які для круглих труб з малою кривизною мають вигляд [89]

$$\psi + \nu \nu \cos \alpha = -m \sin \alpha; \quad (3.10)$$

$$\nu - \nu \psi \cos \alpha = 0.$$

Згідно з напівбезмоментною теорією переміщення ω по нормалі до серединної поверхні зв'язано з кутом повороту співвідношенням [92]

$$\nu = -\frac{1}{t} \frac{d\omega}{d\eta} - \frac{1}{r} \int \frac{\omega}{r} t d\eta, \quad (3.11)$$

де r – радіус кривизни серединної поверхні труби, м.

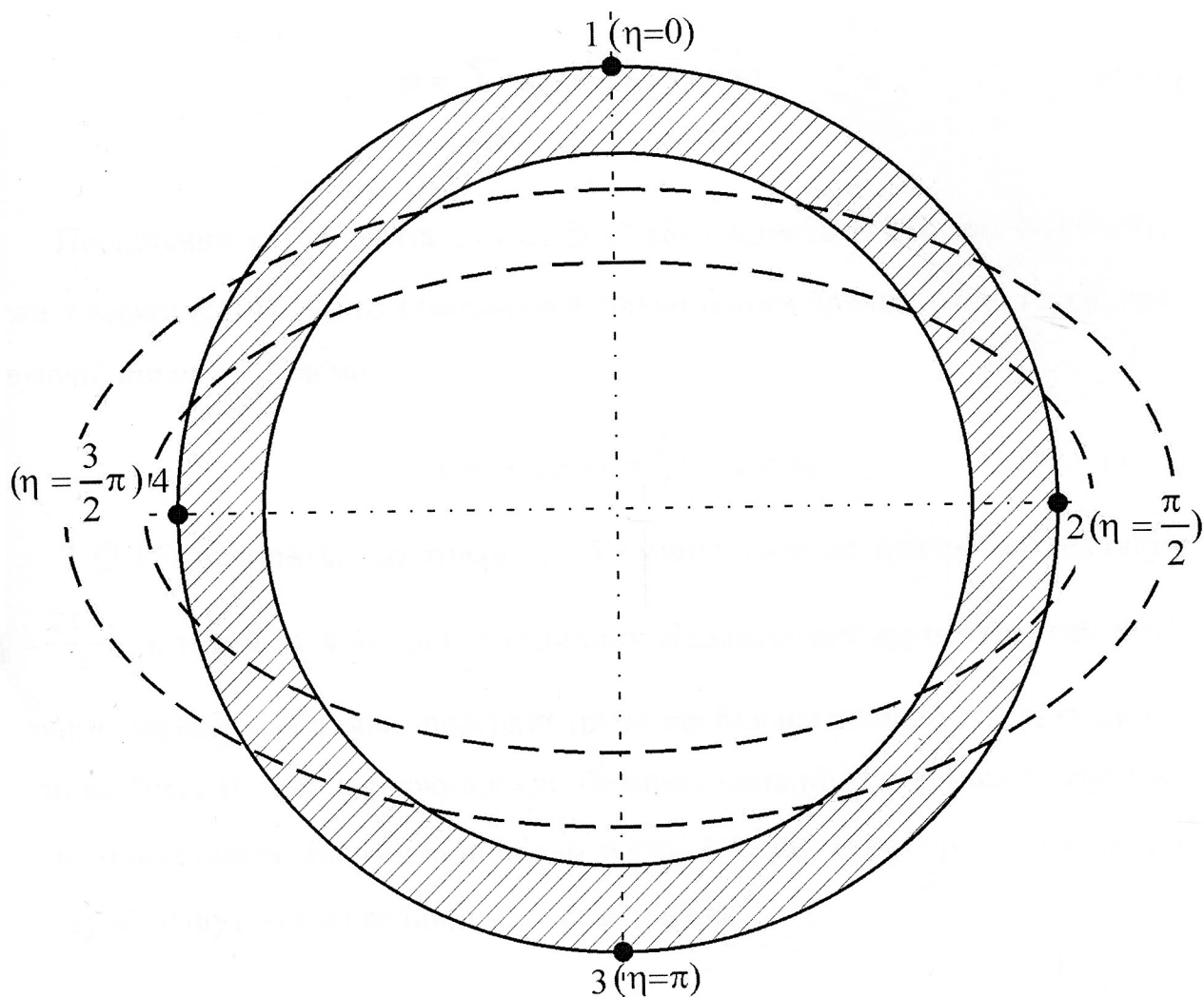


Рис. 3.10. Розрахункова схема для визначення напружень

Задаючись ω у виді ряду Фур'є

$$\omega = \sum_{n=2,4} \omega_n \cos n\eta \quad (3.12)$$

і підставивши (3.12), (2.17) в (3.11), знайдемо залежність коефіцієнтів ω_n ряду для ω від коефіцієнтів a_n

$$\omega_n = t a_n \frac{n}{n^2 - \frac{t^2}{r^2}}. \quad (3.13)$$

Підставивши (3.13) в (3.12), зрештою одержимо

$$\omega = \sum_{n=2,4} t a_n \frac{n}{n^2 - \frac{t^2}{r^2}} \cos n\eta. \quad (3.14)$$

Порівняння коефіцієнтів a_2 і a_4 із (2.18) свідчить [122], що $|a_4| \ll |a_2|$.

Отже у виразі (3.14) можна обмежитися тільки одним членом ряду, і тоді, враховуючи, що $t/r \approx 1$, маємо

$$\omega = \omega_2 \cos 2\eta \approx \frac{2}{3} t a_2 \cos 2\eta. \quad (3.15)$$

З (3.15) виходить, що точки 1 і 3 зміщуються до центра на величину $\omega_0 = \frac{2 t a_2}{3}$, а точки 2 і 4 на таку ж величину віддаляються від центра, тобто поперечний переріз серединної поверхні труби ще більше сплющується, як це показано на рис.3.10 пунктирною лінією. Велика і мала піввісь еліпса в деформованому стані стають рівними відповідно $a + \omega_0$ і $b - \omega_0$. В результаті овальність перерізу збільшується на величину e' і стає рівною

$$e = e_0 + e', \quad (3.16)$$

де $e' = \frac{4a_2}{3}$.

Поздовжні і кільцеві напруження σ_1 і σ_2 в точках 1, 2, 3 і 4, при одночасній дії внутрішнього тиску і згинаючої сили, визначають з рівнянь [89]

$$\begin{aligned}\sigma_1 &= \frac{Et}{\rho m} \left(\psi - \mu \sqrt{\frac{3}{1-\mu^2}} \upsilon \right) + \frac{p_b t}{\delta} \cdot \frac{F_o}{2\pi t^2}; \\ \sigma_2 &= -\frac{Et}{\rho m} \sqrt{\frac{3}{1-\mu^2}} \upsilon + p_b \frac{t}{\delta},\end{aligned}\tag{3.17}$$

де F_0 – площа внутрішнього перерізу труби, m^2 ;

p_b – внутрішній тиск, Па.

Невідомі функції ψ і υ шукаємо у вигляді рядів Фур'є [89, 92] за формулами (2.16) та (2.17). Підставляючи (2.16) та (2.17) в (3.10) і обмежившись в (2.16) і (2.17) тільки одним членом, визначимо ψ і υ . Підставивши одержані значення в (3.17), отримаємо

$$\begin{aligned}\sigma_1 &= \frac{Et}{\rho} \left[\cos \eta + \frac{\nu \mu}{4} \sqrt{\frac{3}{1-\mu^2}} \cos 2\eta \right] + \frac{p_b t}{\delta} \cdot \frac{F_o}{2\pi t^2}; \\ \sigma_2 &= \frac{Et \nu}{4\rho} \sqrt{\frac{3}{1-\mu^2}} \cos 2\eta + p_b \frac{t}{\delta}.\end{aligned}\tag{3.18}$$

Підставляючи в (3.18) $\eta=0, \pi/2, \pi$ і $3\pi/2$ отримаємо σ_1 і σ_2 в точках 1, 2, 3 і 4.

Так, для точки 1 ($\eta=0$)

$$\begin{aligned}\sigma_1 &= \frac{Et}{\rho} \left[1 + \frac{\nu \mu}{4} \sqrt{\frac{3}{1-\mu^2}} \right] + \frac{p_b t}{\delta} \cdot \frac{F_o}{2\pi t^2}; \\ \sigma_2 &= \frac{Et \nu}{4\rho} \sqrt{\frac{3}{1-\mu^2}} + p_b \frac{t}{\delta}.\end{aligned}\tag{3.19}$$

Для точок 2 і 4 ($\eta=\pi/2$ і $\eta=3\pi/2$)

$$\begin{aligned}\sigma_1 &= -\frac{Et \nu \mu}{4\rho} \sqrt{\frac{3}{1-\mu^2}} + \frac{p_b t}{\delta} \cdot \frac{F_o}{2\pi t^2}; \\ \sigma_2 &= -\frac{Et \nu}{4\rho} \sqrt{\frac{3}{1-\mu^2}} + p_b \frac{t}{\delta}.\end{aligned}\tag{3.20}$$

Для точки 3 ($\eta=\pi$)

$$\begin{aligned}\sigma_1 &= -\frac{Et}{\rho} \left[1 - \frac{\nu \mu}{4} \sqrt{\frac{3}{1-\mu^2}} \right] + \frac{p_b t}{\delta} \cdot \frac{F_o}{2\pi t^2}; \\ \sigma_2 &= \frac{Et \nu}{4\rho} \sqrt{\frac{3}{1-\mu^2}} + p_b \frac{t}{\delta}.\end{aligned}\tag{3.21}$$

Визначимо напруження в точках 1, 2, 3 і 4 і співставимо їх величини з напруженнями, які отримано експериментальним шляхом.

Вихідні дані:

- зовнішній діаметр труби, $d = 0,0603$ м;
- група міцності сталі, Д;
- товщина стінки труби, $\delta = 0,005$ м;
- модуль пружності, $E = 2,1 \cdot 10^{11}$ Па;
- коефіцієнт Пуассона $\mu = 0,3$.

Постійні розрахункові величини.

1. Радіус серединної поверхні труби

$$r = \frac{d - \delta}{2}; \quad (3.22)$$

$$r = \frac{0,0603 - 0,005}{2} = 0,028 \text{ м.}$$

2. Площа внутрішнього перерізу труби

$$F_0 = \frac{\pi}{4} \cdot (d - 2 \cdot \delta)^2; \quad (3.23)$$

$$F_0 = \frac{3,14}{4} \cdot (0,0603 - 2 \cdot 0,005)^2 = 1,987 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2.$$

3. Значення величин: ρ ; ν знаходимо за формулами (3.3) і (2.11), після чого розраховуємо напруження в точках 1, 2, 3 та 4 (рис. 3.10) за формулами (3.19), (3.20) і (3.21). Результати теоретичних розрахунків та експериментальних досліджень зведено в табл. 3.2, з якої видно, що внаслідок згину із зменшенням радіуса кривизни збільшуються як поздовжні, так і кільцеві напруження. Згин спричиняє виникнення розтягуючих поздовжніх і кільцевих напружень на випуклій поверхні труби (точка 1, рис.3.10), стискаючих – в точках 2 і 4 (рис.3.10) і стискаючих поздовжніх та розтягуючих кільцевих на увігнутій поверхні труби (точка 3, рис.3.10).

Визначимо як змінюється форма поперечного перерізу труби внаслідок дії згинаючого навантаження за формулами (3.10) – (3.16). Результати розрахунків приведені в табл. 3.3.

Величини поздовжніх σ_1 і кільцевих σ_2 напружень згину

Стріла прогину, мм	Координата η	Внутрішній тиск, МПа	Напруження, МПа			
			теоретичні		експериментальні	
			σ_1	σ_2	σ_1	σ_2
0	0, $\pi/2$, π $3\pi/2$	0	0	0	0	0
		5	11,438	27,65	11,2	26,8
		10	22,876	55,3	22,3	53,5
		15	34,314	82,95	33,5	80,2
		20	45,752	110,6	44,7	106,9
		25	57,19	138,25	55,8	133,6
25	0	0	71,09	0,2	71,2	0,2
		5	82,792	28,726	82,6	27,8
		10	94,501	57,278	94,0	55,5
		15	106,219	85,858	105,5	83,2
		20	117,945	114,467	116,9	110,8
		25	129,681	143,106	128,3	138,5
25	$\pi/2$, $3\pi/2$	0	-0,06	-0,2	-0,06	-0,2
		5	11,115	26,574	11,4	27,5
		10	22,283	53,322	22,8	55,1
		15	33,442	80,042	34,3	82,7
		20	44,592	106,733	45,7	110,4
		25	55,733	133,394	57,1	138,1
25	π	0	-70,97	0,2	-71,0	0,2
		5	-59,27	28,726	-59,6	27,8
		10	-47,562	57,278	-48,2	55,5
		15	-35,846	85,858	-36,7	83,2
		20	-24,121	114,467	-25,3	110,8
		25	-12,387	143,106	-13,8	138,5

Продовж. табл. 3.2

Стріла прогину, мм	Координата η	Внутрішній тиск, МПа	Напруження, МПа			
			теоретичні		експериментальні	
			σ_1	σ_2	σ_1	σ_2
50	0	0	142,318	0,799	142,5	0,8
		5	154,023	29,334	153,9	28,4
		10	165,736	57,895	165,3	56,1
		15	177,457	86,485	176,8	83,7
		20	189,187	115,103	188,2	111,4
		25	200,926	143,753	199,6	139,0
50	$\pi/2,$ $3\pi/2$	0	-0,24	-0,799	-0,2	-0,8
		5	10,933	25,966	11,2	26,9
		10	22,098	52,705	22,6	54,5
		15	33,254	79,415	34,1	82,2
		20	44,401	106,097	45,5	109,8
		25	55,539	132,747	57,0	137,5
50	π	0	-141,839	0,799	-141,9	0,8
		5	-130,137	29,334	-130,5	28,4
		10	-118,426	57,895	-119,1	56,1
		15	-106,708	86,485	-107,7	83,7
		20	-94,981	115,103	-96,2	111,4
		25	-83,244	143,753	-84,8	139,0
75	0	0	213,656	1,797	213,8	1,8
		5	225,367	30,347	225,3	29,4
		10	237,085	58,924	236,7	57,1
		15	248,811	87,529	248,2	84,7
		20	260,547	116,164	259,6	112,4
		25	272,292	144,83	271,0	140,0

Продовж. табл. 3.2

Стріла прогину, мм	Координата η	Внутрішній тиск, МПа	Напруження, МПа			
			теоретичні		експериментальні	
			σ_1	σ_2	σ_1	σ_2
75	$\pi/2,$ $3\pi/2$	0	-0,539	-1,797	-0,5	-1,8
		5	10,629	24,953	10,9	25,9
		10	21,789	51,676	22,3	53,5
		15	32,94	78,371	33,8	81,2
		20	44,083	105,036	45,2	108,8
		25	55,216	131,67	56,7	136,5
		75	π	0	-212,578	1,797
5	-200,872			30,347	-201,3	29,4
10	-189,158			58,924	-189,9	57,1
15	-177,436			87,529	-178,5	84,7
20	-165,704			116,164	-167,0	112,4
25	-153,963			144,83	-155,6	140,0
100	0			0	285,045	3,194
		5	296,762	31,764	296,7	30,8
		10	308,487	60,362	308,2	58,5
		15	320,221	88,99	319,6	86,1
		20	331,964	117,647	331,1	113,8
		25	343,717	146,337	342,5	141,4
		100	$\pi/2,$ $3\pi/2$	0	-0,958	-3,194
5	10,204			23,536	10,5	24,4
10	21,357			50,238	21,9	52,0
15	32,502			76,91	33,3	79,6
20	43,638			103,553	44,7	107,2
25	54,764			130,163	56,2	134,8

Стріла прогину, мм	Координата η	Внутрішній тиск, МПа	Напруження, МПа			
			теоретичні		експериментальні	
			σ_1	σ_2	σ_1	σ_2
100	π	0	-283,129	3,194	-283,4	3,2
		5	-271,417	31,764	-271,9	30,8
		10	-259,698	60,362	-260,5	58,5
		15	-247,969	88,99	-249,1	86,1
		20	-236,232	117,647	-237,6	113,8
		25	-224,484	146,337	-226,2	141,4

Аналіз результатів розрахунку (табл.3.3) підтверджує, що овальність труб збільшується у випадку зменшення радіуса викривлення, причому чим менший радіус викривлення, тим інтенсивніше зростає овальність труб.

Таблиця 3.3

Овальність моделей обсадних труб в залежності від радіуса кривизни

Радіус кривизни, м	Початкова овальність, %	Додаткова овальність, %	Результуюча овальність, %
∞	0,25	0	0,25
81,67	0,25	0,00063795	0,251
40,83	0,25	0,00255243	0,253
27,22	0,25	0,00574296	0,256
20,42	0,25	0,0102047	0,26

На рис. 3.11, 3.12 наведено результати розрахунків поздовжніх і кільцевих напружень в залежності від зміни радіуса кривизни у разі відсутності внутрішнього тиску і при тиску 5 МПа. На графіках спостерігається зменшення поздовжніх напружень на випуклій поверхні труби і збільшення – на увігнутій із збільшенням радіуса кривизни. При збільшенні тиску зростають поздовжні на-

пруження на випуклій поверхні труби і зменшуються – на увігнутій. Що стосується кільцевих напружень, то їх значення співпадають на випуклій та увігнутій поверхнях труби і зменшуються із збільшенням радіуса кривизни. Однак з підвищенням тиску ці напруження зростають (рис.3.12). Аналогічні залежності можна отримати при інших значеннях внутрішнього тиску.

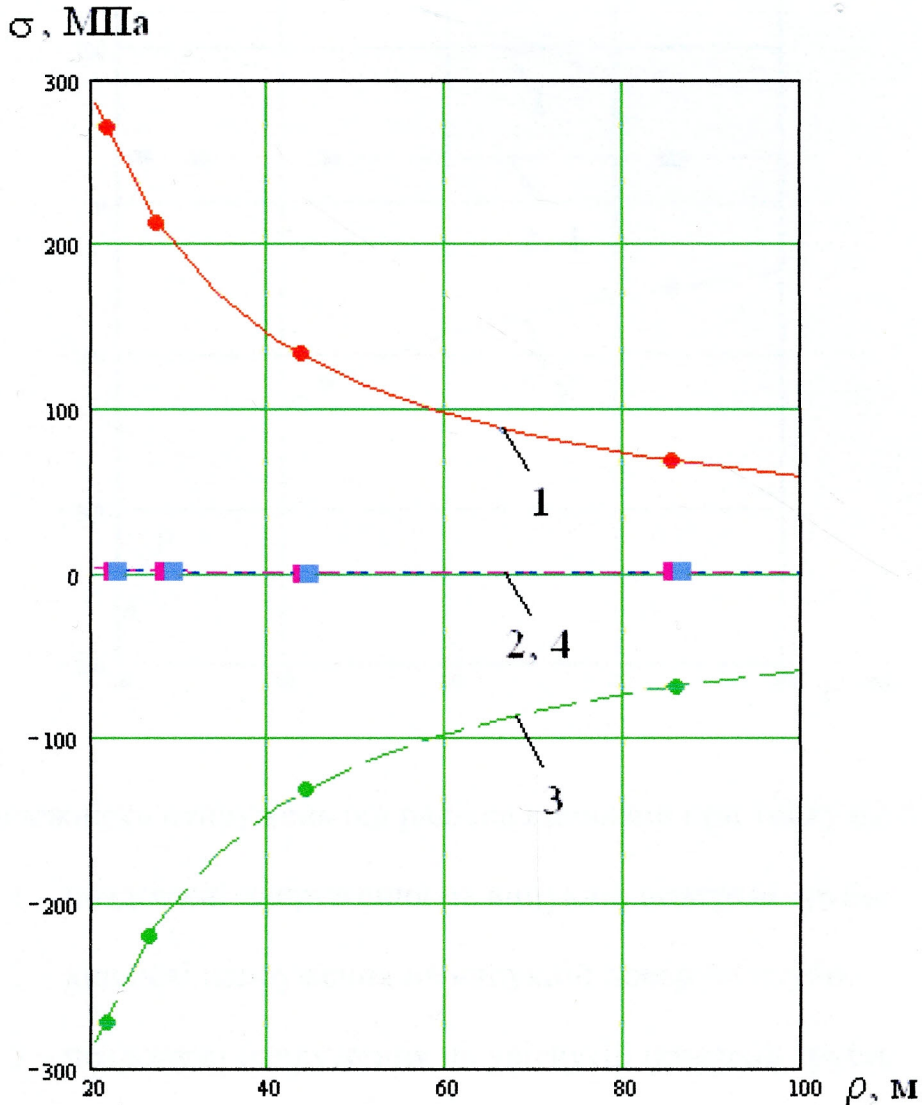


Рис. 3.11. Залежність напружень від радіуса кривизни у разі відсутності тиску:

- 1 – поздовжні напруження на випуклій поверхні труби;
- 2 – кільцеві напруження на випуклій поверхні труби;
- 3 – поздовжні напруження на увігнутій поверхні труби;
- 4 – кільцеві напруження на увігнутій поверхні труби.

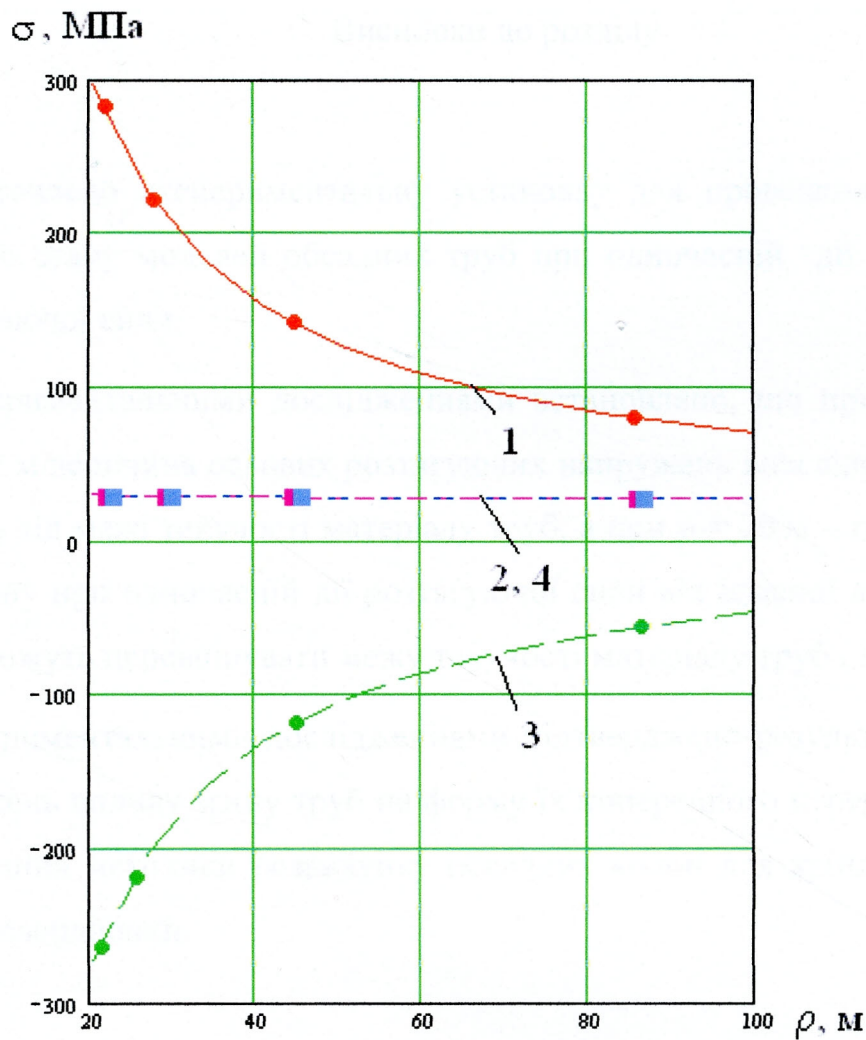


Рис. 3.12. Залежність напружень від радіуса кривизни при тиску $p_v = 5$ МПа:

- 1 – поздовжні напруження на випуклій поверхні труби;
- 2 – кільцеві напруження на випуклій поверхні труби;
- 3 – поздовжні напруження на увігнутій поверхні труби;
- 4 – кільцеві напруження на увігнутій поверхні труби.

Відхилення результатів теоретичних даних від експериментальних знаходиться в межах 1-4 %.

Отже, при розрахунку обсадних колон на міцність для кріплення похило-скерованих свердловин необхідно враховувати поздовжні та кільцеві напруження згину в небезпечному перерізі труби.

РОЗДІЛ 4

ЗАХОДИ З ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ РОБОТИ ОБСАДНИХ КОЛОН В
ПОХИЛО-СКЕРОВАНИХ СВЕРДЛОВИНАХ

4.1. Особливості розрахунку обсадних колон для кріплення похило-скерованих свердловин

Під час проектування обсадних колон для кріплення похило-скерованих свердловин розрахунок проводять на такі ж навантаження, як і для вертикальних свердловин: на розтяг і зовнішній та внутрішній надлишкові тиски з деякими відмінностями, що враховують вплив згину труб на їх міцність:

- 1) коефіцієнт запасу міцності на розтяг приймають залежно від інтенсивності викривлення ствола свердловини [26];
- 2) величини зовнішніх і внутрішніх тисків визначають не за довжиною свердловини, а за вертикальною проекцією.

Величину інтенсивності викривлення осі свердловини на довжині 10 м при плоскому викривленні визначають за формулою (3.4) з розділу 3.

При просторовому викривленні осі свердловини інтенсивність викривлення визначають за формулою

$$i = \frac{573}{\ell} \sqrt{2(1 - \sin \alpha_1 \sin \alpha_2 \cos \beta - \cos \alpha_1 \cos \alpha_2)}, \quad (4.1)$$

де ℓ - довжина ділянки, м;

α_1, α_2 - зенітні кути, відповідно, в початковій та кінцевій точках ділянки, що розглядається, градус;

β - різниця азимутальних кутів у цих же точках, градус.

Якщо величина $i \leq 5$ градусів на 10 м, то величину коефіцієнта запасу міцності на розтяг приймають згідно з табл. 4.1. На ділянках з більшою інтенсив-

ністю викривлення величину коефіцієнта запасу міцності для різьбових з'єднань з трикутним профілем розраховують за формулою

$$n_3' = \frac{n_3}{1 - n_3 \cdot \lambda \cdot (i - 0,5)}, \quad (4.2)$$

де n_3 - коефіцієнт запасу міцності на розтяг для вертикальної свердловини;

λ - коефіцієнт, який враховує вплив розмірів з'єднання та його міцнісні характеристики.

Таблиця 4.1

Коефіцієнти запасу міцності на розтяг для різьбових з'єднань обсадних труб

Діаметр труб, мм	114 – 168	178 – 245	273 – 324	Понад 324
n_3	1,3	1,45	1,6	1,75

Для труб з різьбами трапецієподібного профілю прийнято такі умови розрахунку коефіцієнта запасу міцності.

Розрахунок за формулою (4.2) проводять тільки при $i \geq 5$ градусів на 10 м, а за меншої інтенсивності викривлення розрахунки на розтяг ведуть так само, як і для вертикальних свердловин, за винятком труб діаметром більшим за 168 мм. Для вказаних труб при $i = 3 - 5$ градусів на 10 м допустиме навантаження на розтяг зменшують на 10 %.

Коефіцієнт запасу міцності на розтяг по тілу труби на викривленій ділянці свердловини визначають за формулою

$$n_4' = \frac{n_4}{1 - n_4 \cdot \lambda \cdot (i - 0,5)}, \quad (4.3)$$

де n_4 - коефіцієнт запасу міцності труб для кріплення вертикальної свердловини, $n_4 = 1,25$.

З приведенного аналізу видно, що чинною інструкцією [26, 79] вплив згину рекомендовано враховувати лише при розрахунку на розтяг. Проте, як показу-

ють теоретичні та експериментальні дослідження (розділи 2 і 3), згин обсадних труб призводить до зменшення величини зовнішнього критичного тиску, що необхідно враховувати при великій інтенсивності викривлення свердловини.

4.2. Методика розрахунку обсадних колон на міцність при кріпленні похило-скерованих свердловин

Під час проектування обсадних колон для кріплення похило-скерованих свердловин крім осевого розтягуючого навантаження, зовнішнього і внутрішнього надлишкового тисків необхідно враховувати також вплив згинаючих моментів, оскільки вони сприяють виникненню сумарних напружень, що перевищують границю текучості матеріалу труб [123].

Одним із основних чинників, який впливає на зниження опірності обсадних труб зовнішньому тиску, є форма поперечного перерізу. Дослідженнями Саркісова Г.М. [124], Єременка Т.Ю. [33] та інших встановлено, що овальність 168-мм обсадних труб в 1 % призводить до зменшення їх міцності на зім'яття приблизно на 14 %. Тому овальність труб враховують під час розрахунку обсадних труб на опір зовнішньому тиску [26], однак у розрахунку обсадних колон для кріплення похило-скерованих свердловин не передбачено врахування впливу інтенсивності викривлення свердловини на зміну овальності труб і, відповідно, їх опірність дії зовнішнього тиску.

Вихідними даними для розрахунку є поінтервальні значення інтенсивності викривлення осі свердловини та глибини розташування цих інтервалів.

Наступним етапом підготовки вихідних даних до проектування обсадної колони є визначення глибини по вертикалі і довжини по стволу для характерних точок свердловини: башмака попередньої колони, висоти підйому тампонажного розчину, відміток пластів з аномальними тисками тощо.

Довжини інтервалів визначають за відомою зміною вертикальної проекції i , навпаки, величини вертикальної проекції інтервалу – за його довжиною для різних за характером викривлення ділянок профілю похило-скерованої свердловини.

На інтервалі зростання зенітного кута (рис. 4.1):

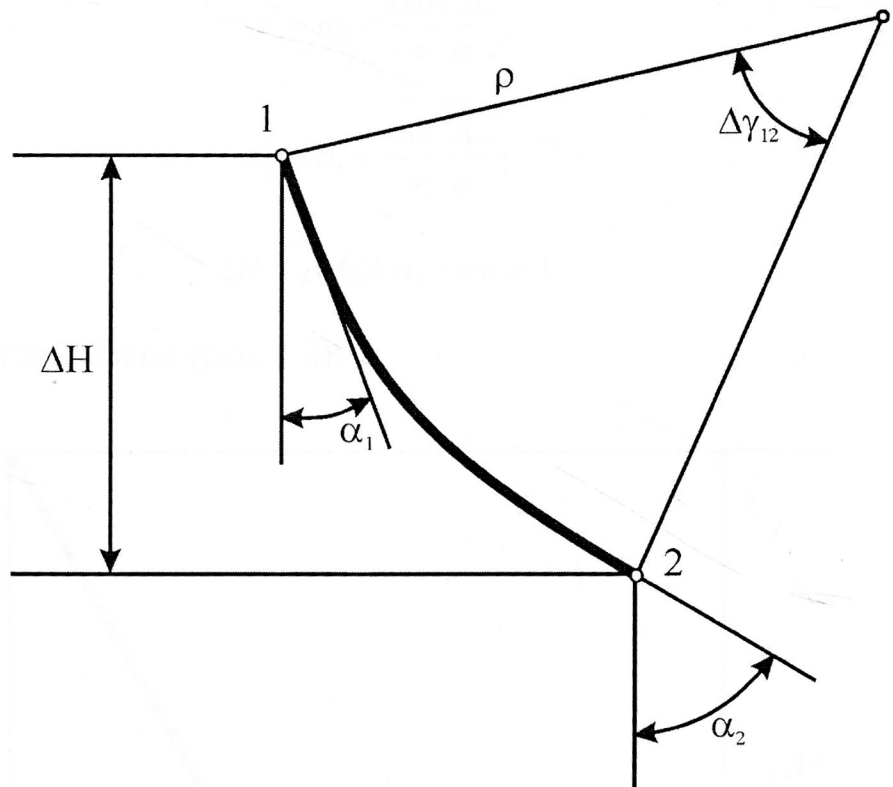


Рис. 4.1. Розрахункова схема для інтервалу набору кривизни

Розрахунок довжини інтервалу ΔL за його вертикальною проекцією ΔH

$$\alpha_1 = \arcsin \frac{\rho \cdot \sin \alpha_2 - \Delta H}{\rho}; \quad (4.4)$$

$$\alpha_2 = \arcsin \frac{\rho \cdot \sin \alpha_1 + \Delta H}{\rho}; \quad (4.5)$$

$$\Delta L = \frac{\pi}{180} \cdot \rho \cdot (\alpha_2 - \alpha_1), \quad (4.6)$$

де $\Delta\gamma_{12}$ - просторовий кут викривлення, градус;

α_1, α_2 - зенітні кути, відповідно, на початку і в кінці інтервалу, градус;

ρ - проектний радіус викривлення, м;

ΔH - вертикальна проекція інтервалу, м;

ΔL - довжина інтервалу, м.

Розрахунок вертикальної проекції інтервалу ΔH за його довжиною ΔL

$$\alpha_1 = \alpha_2 - \frac{180 \cdot \Delta L}{\pi \cdot \rho}; \quad (4.7)$$

$$\alpha_2 = \alpha_1 + \frac{180 \cdot \Delta L}{\pi \cdot \rho}; \quad (4.8)$$

$$\Delta H = \rho \cdot (\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1). \quad (4.9)$$

На інтервалі стабілізації (рис. 4.2):

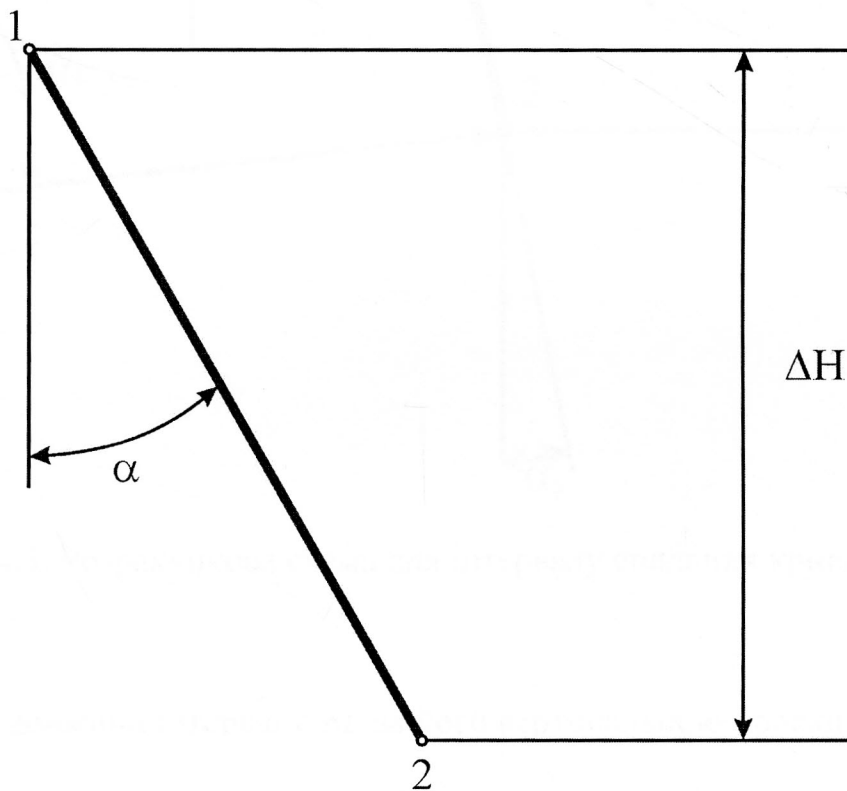


Рис. 4.2. Розрахункова схема для інтервалу стабілізації

Розрахунок довжини інтервалу ΔL за його вертикальною проекцією ΔH

$$\Delta L = \frac{\Delta H}{\cos \alpha}. \quad (4.10)$$

Розрахунок вертикальної проекції інтервалу ΔH за його довжиною ΔL

$$\Delta H = \Delta L \cdot \cos \alpha. \quad (4.11)$$

На інтервалі зменшення зенітного кута (рис. 4.3):

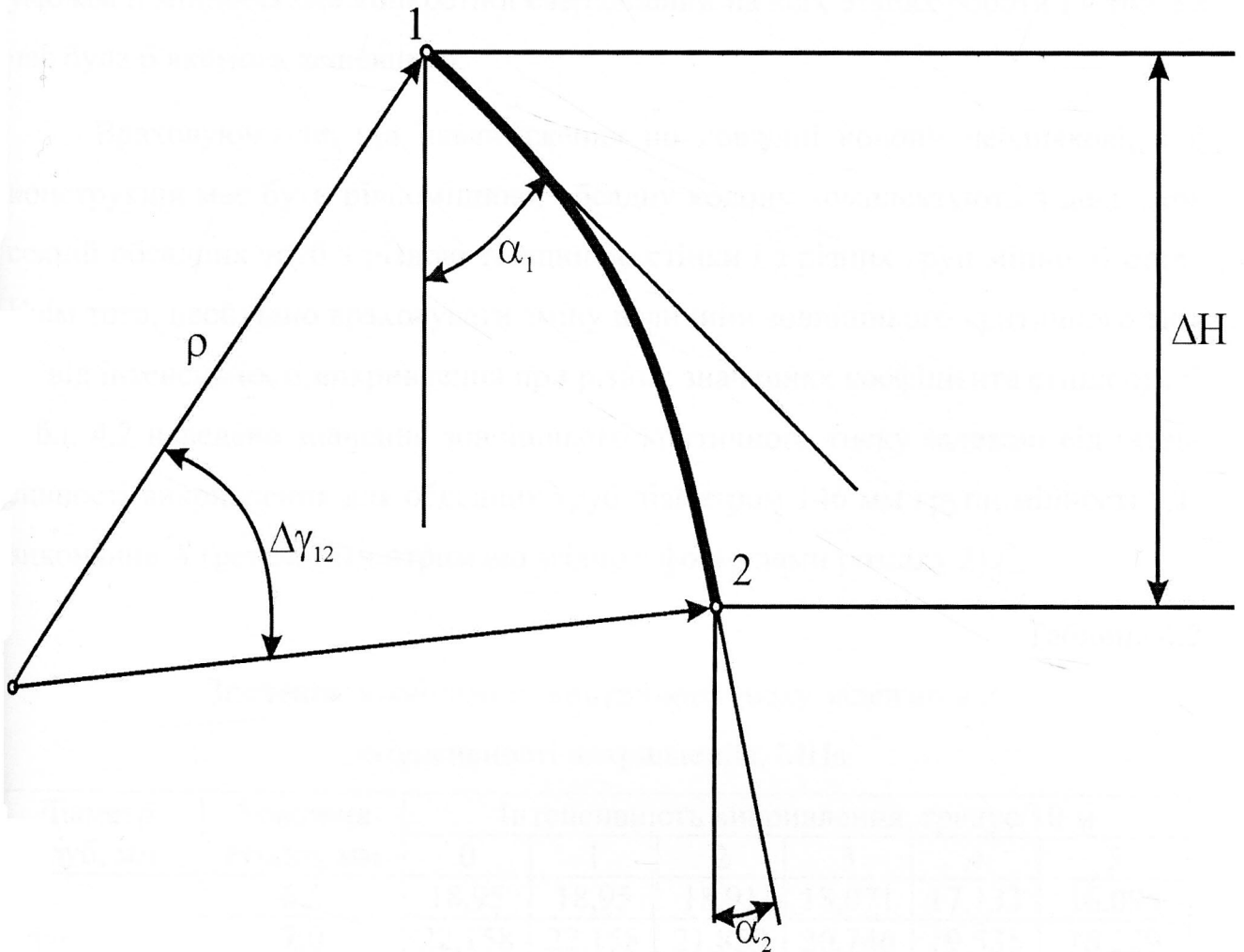


Рис. 4.3. Розрахункова схема для інтервалу спадання кривизни

Розрахунок довжини інтервалу ΔL за його вертикальною проекцією ΔH

$$\alpha_1 = \arcsin \frac{\Delta H - \rho \cdot \sin \alpha_2}{\rho}; \quad (4.12)$$

$$\alpha_2 = \arcsin \frac{\rho \cdot \sin \alpha_1 - \Delta H}{\rho}; \quad (4.13)$$

$$\Delta L = \frac{\pi}{180} \cdot \rho \cdot (\alpha_1 - \alpha_2). \quad (4.14)$$

Порядок проектування обсадної колони.

Суть проектування обсадної колони полягає в тому, що на підставі розрахунків має бути складено таку багатосекційну її конструкцію, яка б відповідала умовам її міцності для конкретної свердловини на всіх етапах роботи і в той же час була б якомога дешевшою.

Враховуючи те, що навантаження по довжині колони неоднакові, а її конструкція має бути рівномірною, обсадну колону комплектують з декількох секцій обсадних труб з різною товщиною стінки і з різних груп міцності сталі. Крім того, необхідно враховувати зміну величини зовнішнього критичного тиску від інтенсивності викривлення при різних значеннях коефіцієнта стінності. В табл. 4.2 наведено значення зовнішнього критичного тиску залежно від інтенсивності викривлення для обсадних труб діаметром 146 мм групи міцності “Д” виконання А (результати отримано згідно з формулами розділу 2).

Таблиця 4.2

Значення зовнішнього критичного тиску залежно від інтенсивності викривлення, МПа

Діаметр труб, мм	Товщина стінки, мм	Інтенсивність викривлення, градус/10 м					
		0	1	2	3	4	5
146	6,5	18,95	18,95	18,91	18,071	17,133	16,095
	7,0	22,158	22,158	21,859	20,746	19,535	18,229
	7,7	26,623	26,623	25,825	24,328	22,746	21,085
	8,5	31,576	31,576	30,103	28,198	26,228	24,197
	9,5	37,493	37,452	35,145	32,786	30,381	27,932
	10,7	44,263	43,716	40,905	38,059	35,181	32,273

З табл. 4.2 видно, що при більших значеннях товщини стінки вплив інтенсивності викривлення на величину зовнішнього критичного тиску проявляється більшою мірою. Так, величина зовнішнього критичного тиску зменшується приблизно на 1 % для труб з товщиною стінки $\delta = 6,5$ мм та інтенсивності викривлення $i = 2^0 / 10$ м, а для труб з товщиною стінки $\delta = 10,7$ мм та інтенсив-

ності викривлення $i = 1^\circ / 10 \text{ м}$ – на таку ж величину. Графічно це показано на рис. 4.4.

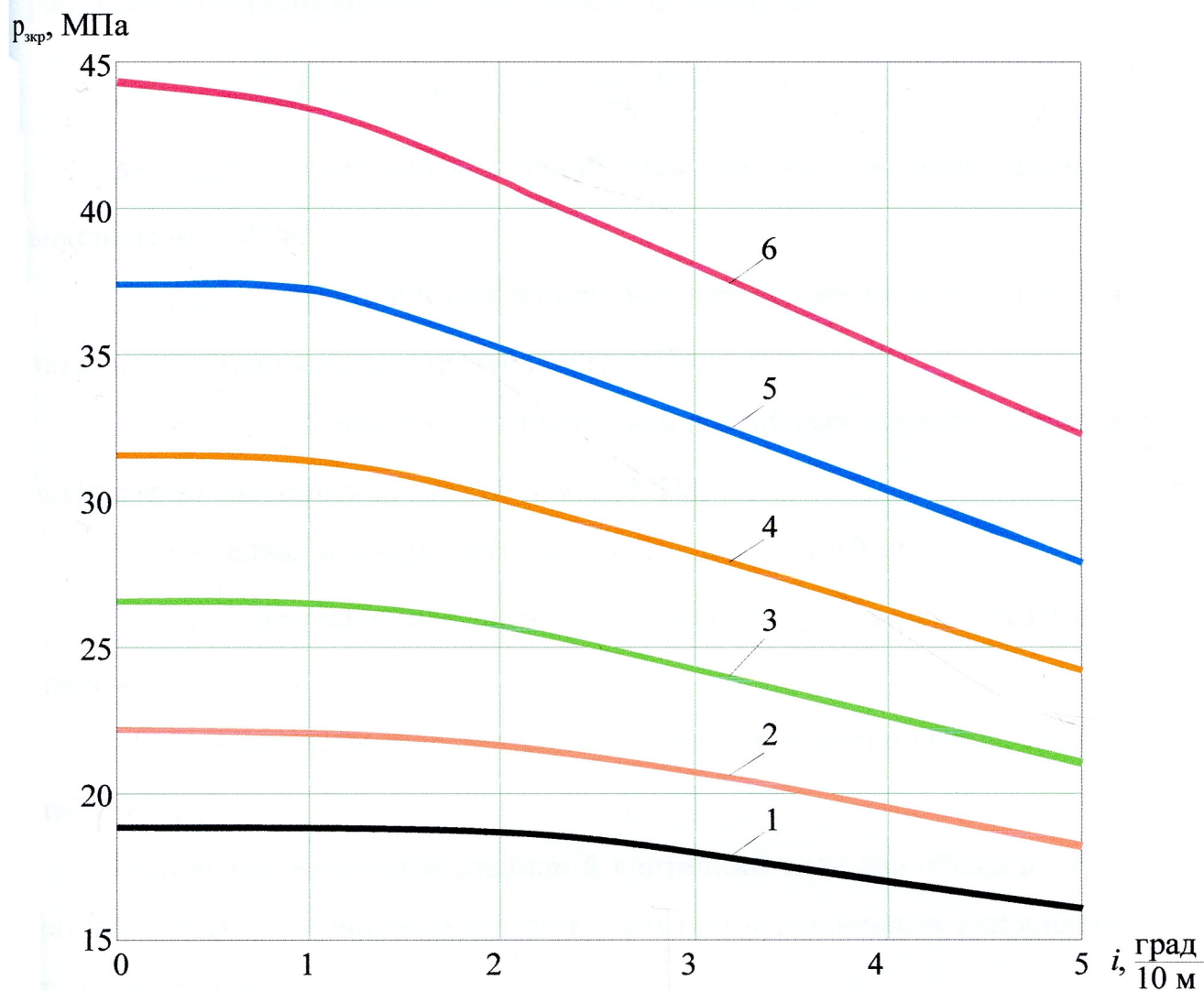


Рис. 4.4. Залежність зовнішнього критичного тиску від інтенсивності викрив-

лення для труб діаметром 146 мм:

1 – $k=0,045$ при $\delta=6,5$ мм;

2 – $k=0,048$ при $\delta=7,0$ мм;

3 – $k=0,053$ при $\delta=7,7$ мм;

4 – $k=0,058$ при $\delta=8,5$ мм;

5 – $k=0,065$ при $\delta=9,5$ мм;

6 – $k=0,073$ при $\delta=10,7$ мм.

Для визначення величини зовнішнього критичного тиску при інтенсивності викривлення, яка знаходиться між значеннями приведеними в табл. 4.2, скористаємося методом лінійної інтерполяції за формулою

$$P_{зкр(i)} = P_{зкр(i-1)} + \frac{P_{зкр(i+1)} - P_{зкр(i-1)}}{i_{i+1} - i_{i-1}} \cdot (i_i - i_{i-1}), \quad (4.15)$$

де $P_{зкр(i)}$ - зовнішній критичний тиск при i -ому значенні інтенсивності викривлення, МПа;

$P_{зкр(i-1)}$ - зовнішній критичний тиск при цілому значенні інтенсивності викривлення меншому за i -те (табл. 4.2), МПа;

$P_{зкр(i+1)}$ - зовнішній критичний тиск при цілому значенні інтенсивності викривлення більшому за i -те (табл. 4.2), МПа;

i_i - задана інтенсивність викривлення, градус/10 м;

i_{i-1} - попереднє ціле значення інтенсивності викривлення, градус/10 м (табл. 4.2);

i_{i+1} - наступне ціле значення інтенсивності викривлення, градус/10 м (табл. 4.2).

Наприклад, визначити зовнішній критичний тиск для обсадних труб діаметром 146 мм, з товщиною стінки 8,5 мм при інтенсивності викривлення 2,7 градусів на 10 м.

Значення заданої інтенсивності викривлення знаходиться між значеннями інтенсивності викривлення 2 градуси на 10 м та 3 градуси на 10 м (табл. 4.2). Тоді за формулою (4.15)

$$P_{зкр(2,7)} = 30,103 + \frac{28,198 - 30,103}{3 - 2} \cdot (2,7 - 2) = 28,769 \text{ МПа.}$$

Використавши дані табл. 4.2, знаходимо коефіцієнти зменшення опірності труб на зім'яття n'_1 внаслідок згину.

В загальному випадку коефіцієнт зменшення опірності труб на зім'яття за рахунок згину визначаємо за формулою

$$n_1' = \frac{P_{зкр(i)}}{P_{зкр}}, \quad (4.16)$$

де $P_{зкр}$ - зовнішній критичний тиск для прямолінійних труб, МПа.

За вихідне значення $n_1' = 1,0$ приймаємо значення зовнішнього критичного тиску для прямолінійних труб. Значення коефіцієнта n_1' при інтенсивності викривлення 1 градус на 10 м визначають, за формулою (4.16), як відношення величини зовнішнього критичного тиску при інтенсивності викривлення 1 градус на 10 м до величини зовнішнього критичного тиску для прямолінійних труб (табл. 4.2). Наприклад, для товщини стінки $\delta = 8,5$ мм при інтенсивності викривлення $i = 3^\circ / 10$ м, використавши дані табл. 4.2, за формулою (4.16)

$$n_1' = \frac{28,198}{31,576} = 0,89.$$

Аналогічно визначають величину коефіцієнта n_1' при інших значеннях інтенсивності викривлення, а результати заносять в табл. 4.3.

Таблиця 4.3

Коефіцієнти зменшення опору на зім'яття внаслідок згину

для труб діаметром 146мм

Товщина стінки, мм	Коефіцієнт n_1' при інтенсивності викривлення, градус/10 м				
	1	2	3	4	5
6,5	1,0	0,99	0,95	0,9	0,85
7,0	1,0	0,99	0,94	0,88	0,82
7,7	1,0	0,97	0,91	0,85	0,79
8,5	1,0	0,95	0,89	0,83	0,77
9,5	0,999	0,94	0,87	0,81	0,74
10,7	0,99	0,92	0,86	0,79	0,73

Для визначення коефіцієнта n_1' при інтенсивності викривлення, яка знаходиться між значеннями приведеними в табл. 4.3, скористаємося методом лінійної інтерполяції, що можна приймати для малих діапазонів. Тоді

$$n'_{1(i)} = n'_{1(i-1)} + \frac{n'_{1(i+1)} - n'_{1(i-1)}}{i_{i+1} - i_{i-1}} \cdot (i_i - i_{i-1}), \quad (4.17)$$

де $n'_{1(i)}$ - коефіцієнт зменшення опору на зім'яття при i -ому значенні інтенсивності викривлення;

$n'_{1(i-1)}$ - коефіцієнт зменшення опору на зім'яття при цілому значенні інтенсивності викривлення меншому за i -те (табл. 4.3);

$n'_{1(i+1)}$ - коефіцієнт зменшення опору на зім'яття при цілому значенні інтенсивності викривлення більшому за i -те (табл. 4.3).

Наприклад, визначити коефіцієнт зменшення опору на зім'яття внаслідок згину для обсадних труб діаметром 146 мм, з товщиною стінки 7,0 мм при інтенсивності викривлення 3,1 градуси на 10 м.

Значення заданої інтенсивності викривлення знаходиться між значеннями інтенсивності викривлення 3 градуси на 10 м та 4 градуси на 10 м (табл. 4.3).

Годі за формулою (4.17)

$$n'_{1(3,1)} = 0,94 + \frac{0,88 - 0,94}{4 - 3} \cdot (3,1 - 3) = 0,934.$$

Аналогічні розрахунки здійснено і для інших типорозмірів обсадних труб.

Проектування конструкції колони при бурінні похило-скерованих свердловин проводять у такій послідовності.

1. Будують епюри зовнішніх і внутрішніх надлишкових тисків відповідно до профілю свердловини для характерних точок.

2. Встановлюють коефіцієнт запасу міцності n_1 на зовнішній тиск для інтервалу перфораційного об'єкта (як правило, це труби одного типорозміру) і підбирають труби з умови

$$p_{кр1} \geq n_1 \cdot p_{zn}, \quad (4.18)$$

де p_{zn} - зовнішній надлишковий тиск на вибої свердловини, МПа.

Якщо довжина перфораційного об'єкта не перевищує 200-300 м, він перекивається однією секцією. Якщо поклад багато пластовий, і його загальна тов-

щина перевищує 300 м, то в зоні перфораційного об'єкта можна встановлювати дві і більше секцій труб. Довжину першої секції уточнюють по осі свердловини.

Після цього знаходять вагу першої секції за формулою

$$G_1 = \ell_1 \cdot q_1, \quad (4.19)$$

де ℓ_1 - довжина першої секції, м;

q_1 - приведена вага погонного метра першої секції, кН/м.

3. З епюри визначають величину зовнішнього надлишкового тиску на глибині положення верхнього кінця першої секції (переважно це відповідає покрівлі продуктивного пласта) і підбирають труби з найближчим більшим значенням критичного тиску для другої секції колони. Величину цього тиску уточнюють з умови двовісного навантаження від ваги першої секції

$$p'_{кр2} = p_{кр2} \left(1 - 0,3 \cdot \frac{G_1}{G_{T2}} \right), \quad (4.20)$$

де G_1 - вага першої секції, кН;

G_{T2} - розтягуюче навантаження, при якому напруження в тілі труб другої секції досягають межі текучості, кН.

Для знайденого значення $p'_{кр2}$ уточнюють глибину спуску другої секції по вертикалі з коригуванням по осі, а також довжину і вагу першої секції.

4. Для визначення довжини другої секції підбирають труби для третьої секції з найближчою меншою порівняно з другою секцією міцністю і з епюри (вертикальної проекції) знаходять глибину, яка відповідає критичному тиску цих труб $p_{кр3}$ (при $n_1 = 1,0$). Знаходять довжину (спочатку по вертикалі, а потім по осі свердловини) і вагу другої секції, сумарну вагу двох секцій, враховують вплив розтягу від ваги двох секцій на величину $p_{кр3}$, уточнюють глибину спуску третьої секції по вертикалі, а також довжину (по осі свердловини) і вагу другої секції та сумарну уточнену вагу двох секцій.

Для інтервалів збільшення або зменшення зенітного кута необхідно враховувати вплив інтенсивності викривлення на зміну напруженого стану і форми поперечного перерізу труби під дією зовнішнього надлишкового тиску. Значення зовнішнього критичного тиску для труб, що будуть встановлені в інтервалі зміни зенітного кута, перемножують на коефіцієнт зменшення опірності труб на зім'яття внаслідок згину $p_{кр} \cdot n_1'$ і за епюрою зовнішнього надлишкового тиску уточнюють глибину спуску труб даної секції. Якщо глибина спуску труб, згідно з епюрою, буде знаходитися нижче інтервалу зміни зенітного кута, то підібрані обсадні труби задовольняють умові міцності з врахуванням згину. Якщо ж значення глибини знаходяться в інтервалі зміни зенітного кута або вище інтервалу, то необхідно провести відповідні перерахунки: для попередньої секції підібраних труб знаходять значення критичного тиску з врахуванням згину і за епюрою зовнішнього надлишкового тиску встановлюють нижню межу секції. Якщо ці труби мають достатню міцність, то їх можна встановити в інтервалі збільшення або зменшення зенітного кута плюс 50 м вище верхньої межі, після чого визначають уточнену вагу секції та сумарну вагу.

Аналогічно підбирають труби для наступних (розташованих вище) секцій труб.

Паралельно з розрахунком на зовнішній надлишковий тиск виконують перевірку умов міцності секцій труб на внутрішній тиск і розтяг (у верхніх перерізах підібраних секцій) за формулами

$$p_{вн} \leq \frac{p_{вкр}}{n_2}; \quad (4.21)$$

$$\sum_1^n G_i \leq [G] \quad (4.22)$$

Перевірку колони на розтяг проводять з врахуванням згину за методикою, поданою в [79].

Невиконання умови (4.21) означає, що труби верхньої секції повинні бути замінені на більш міцні. Для цього на епюрі внутрішнього надлишкового тиску

знаходять глибину, де $p_{вн} = p_{вкр} / n_2$, і встановлюють верхню межу секції. Після цього уточнюють довжину і вагу даної секції. Труби вище розташованих секцій підбирають з умови міцності на внутрішній надлишковий тиск, тобто повторюють попередній розрахунок для більш міцних труб. При цьому перевіряють виконання умови (4.22).

Якщо не виконується умова (4.22), то переходять до розрахунку колони на розтяг. Спочатку перевіряють умову (4.22) для нижньої частини даної секції

$$\sum_1^{n-1} G_i \leq [G]. \quad (4.23)$$

Якщо нерівність (4.23) задовольняється, то знаходять довжину n -ї секції з умови міцності на розтяг

$$\ell_n = \frac{[G] - \sum_1^{n-1} G_i}{q_n}. \quad (4.24)$$

Довжину наступних секцій (встановлених вище) визначають з умови міцності на розтяг за формулою

$$\ell_{n+1} = \frac{[G_{n+1}] - [G_n]}{q_{n+1}}. \quad (4.25)$$

Якщо нерівність (4.23) не задовольняється, то це означає, що дану секцію не може бути встановлено і тоді уточнюють довжину попередньої секції з умови міцності на розтяг. Аналогічно, користуючись формулами (4.24) і (4.25), підбирають наступні секції колони з перевіркою виконання умови (4.21).

Приклад розрахунку обсадної колони на міцність для кріплення похило-скерованої свердловини.

Вихідні дані:

- свердловина нафтова, експлуатаційна;
- глибина свердловини по вертикалі $H = 3000\text{м}$;
- зовнішній діаметр експлуатаційної колони $d = 146\text{мм}$;

- віддаль від устя до башмака проміжної колони $H_{np} = 2000$ м .

Буріння свердловини проектують проводити за типовим п'ятиінтервальним плоским профілем (табл. 4.4), який складається з вертикального інтервалу, інтервалу набору zenітного кута, інтервалу стабілізації, інтервалу зменшення zenітного кута та нижнього вертикального інтервалу. Схему проектного профілю показано на рис. 4.5. Для підбору труб використовують епюру зовнішнього та внутрішнього надлишкових тисків (рис. 4.6).

Таблиця 4.4

Проектний профіль свердловини

№ перехідної точки профілю	Довжина профілю по стволу L , м	Відстань від устя до відповідної точки по вертикалі H , м	Горизонтальне зміщення A , м	Зенітний кут α , градус	Інтенсивність викривлення i , градус/10м
0	0	0	0	0	-
1	300	300	0	0	1
2	500	496	34,6	20	0
3	2743	2604	801,9	20	4
4	2793	2653	810,5	0	0
5	3140	3000	810,5	0	-

Конструкцію колони, що розрахована згідно з інструкцією [26], наведено на рис. 4.7 (а).

З рис.4.5 видно, що труби другої секції встановлено частково в нижньому вертикальному інтервалі, інтервалі зменшення zenітного кута і частково в інтервалі стабілізації. Перевіримо можливість встановлення труб другої секції з глибини 2653 м (2793 м по осі), де інтенсивність викривлення становить $i = 4^0 / 10$ м. Визначаємо значення зовнішнього критичного тиску з врахуванням коефіцієнта зниження опірності труб на зім'яття внаслідок згину (табл. 4.3) і за епюрою зовнішнього надлишкового тиску (рис. 4.6) уточнюємо глибину спуску другої секції. Для труб "8,5Д": $p_{зкр2} = 31,4$ МПа [26] і $n'_1 = 0,83$ (табл. 4.3). Тоді

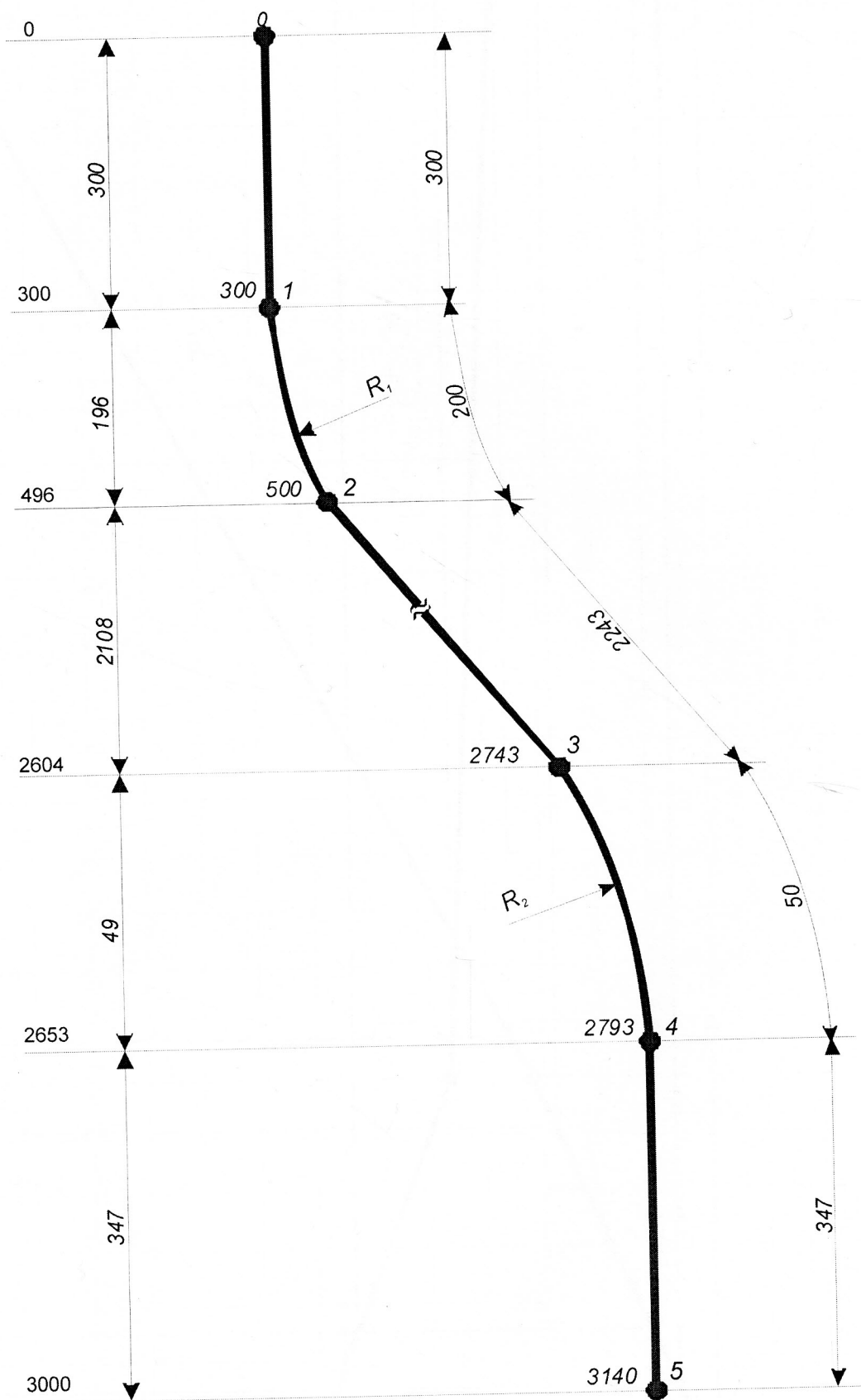


Рис. 4.5. Проектний профіль свердловини

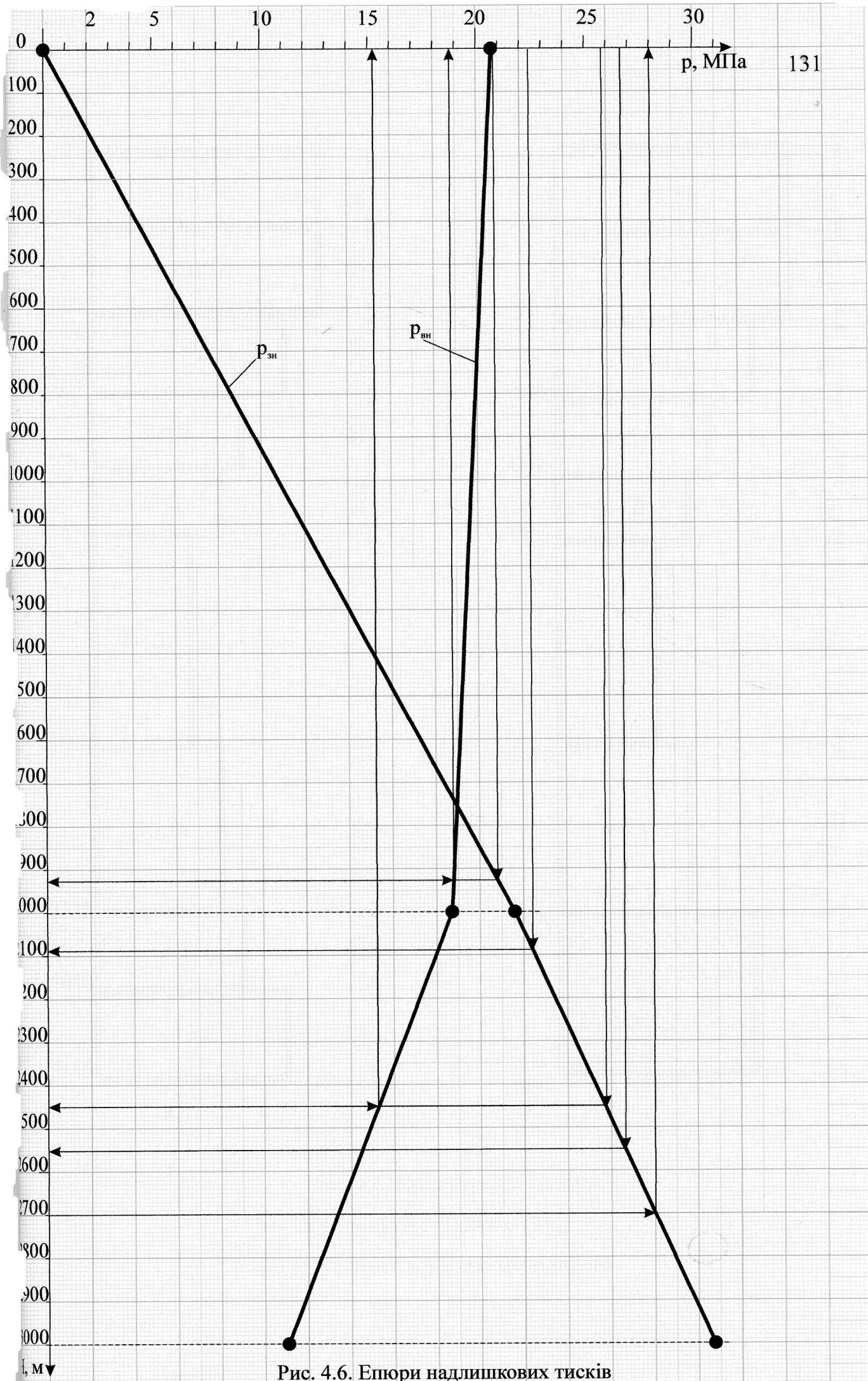


Рис. 4.6. Епюри надлишкових тисків

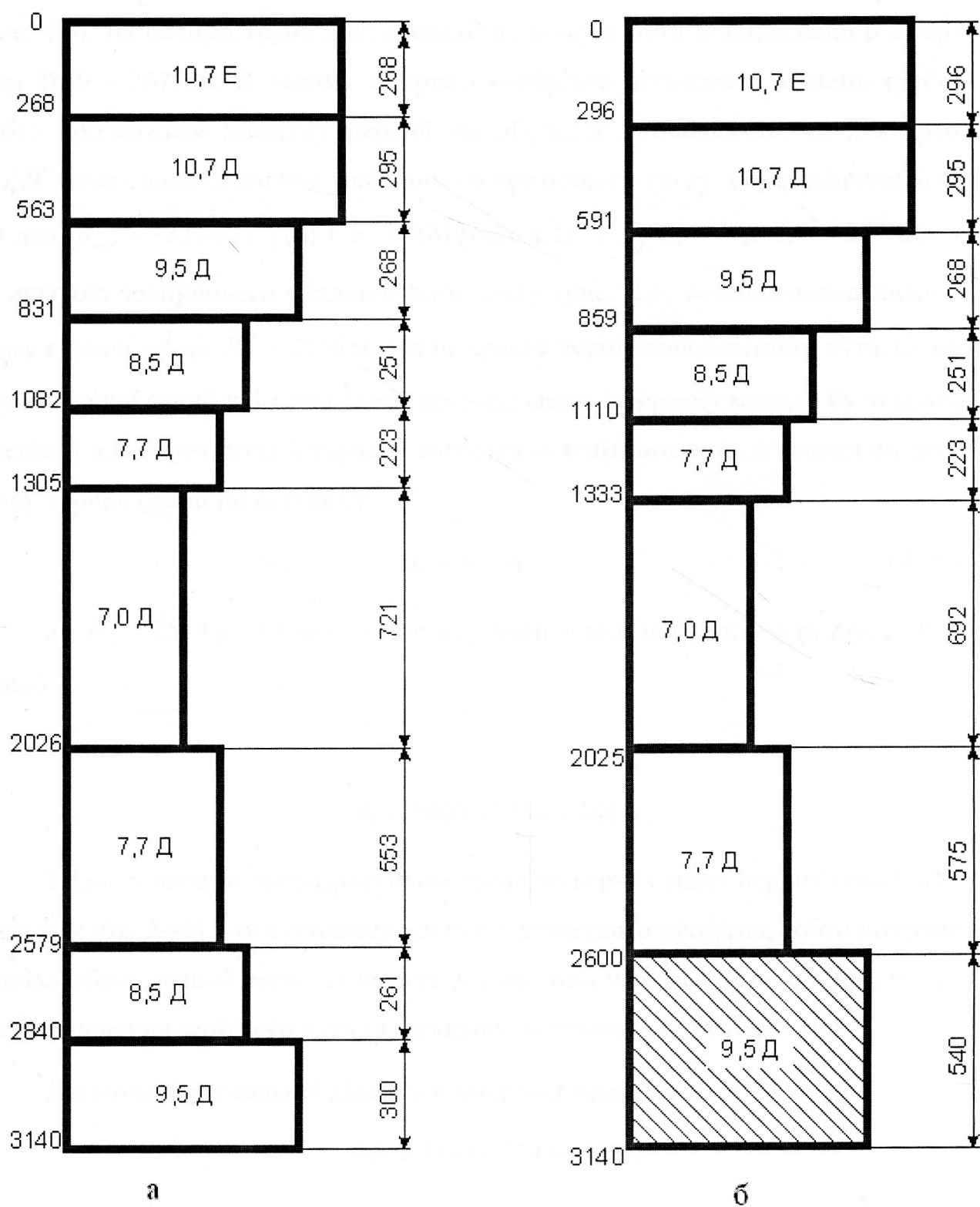


Рис. 4.7. Конструкція колони:

а – за чинною методикою [26];

б – за рекомендованою методикою.

$p_{\text{зкр}2} \cdot n_1' = 31,4 \cdot 0,83 = 26,1$ МПа . Цьому тиску відповідає глибина $H_2' = 2490$ м (рис. 4.6). Як бачимо труби другої секції не можуть бути встановленні в інтервалі 2840 – 2579 м. В даному інтервалі необхідно встановити міцніші труби, тобто продовжити довжину першої секції “9,5Д”. Аналогічно, як для труб “8,5Д”, знаходимо значення зовнішнього критичного тиску з врахуванням згину при $p_{\text{зкр}1} = 37,1$ МПа [26] і $n_1' = 0,81$ (табл.4.3): $p_{\text{зкр}1} \cdot n_1' = 37,1 \cdot 0,81 = 30$ МПа і за епюрою зовнішнього надлишкового тиску (рис. 4.6) встановлюємо нижню межу першої секції $H_1' = 2900$ м для інтервалу зменшення zenітного кута. Отже труби першої секції крім нижнього вертикального інтервалу можуть бути використані і для перекриття інтервалу зменшення zenітного кута. Уточнюємо довжину першої секції по вертикалі

$$h_1' = H - H_2, \quad (4.26)$$

де $H_2 = 2554$ м (початок інтервалу зменшення zenітного кута плюс 50 м вище).

Отже,

$$h_1' = 3000 - 2554 = 446 \text{ м}.$$

Згідно з проектним розрахунком профілю верхня межа першої секції знаходиться між 2-ю і 3-ю вузловими точками проектного профілю, тобто інтервал встановлення першої секції складається з частини інтервалу стабілізації, інтервалу зменшення zenітного кута та нижнього вертикального інтервалу.

Довжина вертикальної ділянки в інтервалі першої секції

$$\Delta \ell_1 = 3140 - 2793 = 347 \text{ м}.$$

Довжина ділянки зменшення zenітного кута

$$\Delta \ell_2 = 2793 - 2743 = 50 \text{ м}.$$

Визначимо довжину ділянки свердловини по її осі в інтервалі стабілізації zenітного кута

$$\Delta \ell_3 = \frac{H_{\text{виз.3}} - H_2}{\cos \alpha_1} = \frac{2604 - 2554}{\cos 20^\circ} = 53 \text{ м.}$$

Тоді загальна довжина першої секції буде складати

$$\ell_1 = 347 + 50 + 53 = 450 \text{ м.}$$

Інтервал встановлення першої секції по осі 3140 – 2690 м.

Знаходимо вагу першої секції за формулою (4.19)

$$G_1 = 450 \cdot 0,323 = 145,35 \text{ кН.}$$

Визначаємо значення зовнішнього надлишкового тиску, за епюрою (рис. 4.6), на глибині $H_2 = 2554 \text{ м}$: $p_{\text{зн}}^{H_2} = 26,7 \text{ МПа}$ і підбираємо труби для другої секції. Подальші розрахунки продовжуємо згідно з існуючою методикою [26]. Конструкцію колони, після врахування згинаючих напружень у викривлених ділянках, наведено на рис. 4.7 (б).

За результатами розрахунків можна зробити висновок, що в інтервалах максимальної інтенсивності викривлення необхідно встановлювати обсадні труби вищої міцності. Невиконання цієї вимоги може призвести до деформування колони внаслідок зменшення зовнішнього критичного тиску від згинаючого навантаження. Через пошкодження обсадної колони виникає необхідність проведення ремонтних робіт, що потребує витрати додаткових коштів.

Висновки до розділу

1. Аналізом чинних методик розрахунку обсадних колон для кріплення похило-скерованих свердловин встановлено, що вплив згину обсадної колони враховують тільки при розрахунку на розтяг шляхом збільшення коефіцієнта запасу міцності залежно від інтенсивності викривлення, а при розрахунку на зовнішній критичний тиск згин колони не враховують.

2. Розроблено удосконалену методику розрахунку обсадних колон на міцність для кріплення похило-скерованих свердловин, за якою враховують вплив згину труб на їх опірність як розтягуючим навантаженням, так і зовнішньому надлишковому тиску.

3. Наведено порівняльний розрахунок обсадної колони на міцність для реальної свердловини за чинною і рекомендованою методикою, результати якого підтвердили, що в інтервалі інтенсивного викривлення свердловини ($i = 4^{\circ} / 10 \text{ м}$) при розрахунку на зовнішній надлишковий тиск необхідно встановлювати секцію труб більшої міцності.

ВИСНОВКИ

Дисертація є закінченою науково-дослідною роботою, в якій, на підставі результатів теоретичних і експериментальних досліджень, розв'язано актуальну задачу з визначення впливу згину на овальність обсадних труб та на величину зовнішнього критичного тиску, яка спрямована на підвищення надійності кріплення похило-скерованих свердловин обсадними колонами. Одержано наступні основні висновки.

1. Проведено аналіз стану кріплення похило-скерованих свердловин за 1996-2007 роки по БУ «Укрбургаз», на основі якого уточнено класифікацію причин неякісного кріплення похило-скерованих свердловин, за якою їх об'єднано в дві групи:

- фактори, що спричиняють пошкодження обсадних колон у процесі буріння та експлуатації свердловин;
- фактори, що обумовлюють недопуск обсадних колон до проектної глибини та їх зміщення у місці стикування секцій у разі спуску колон частинами.

2. На основі аналізу чинних нормативних документів, якими регламентовано розрахунки обсадних колон на міцність, встановлено, що вплив згинаючих навантажень на опірність труб зім'яттю не враховується, а коефіцієнт запасу міцності рекомендовано збільшувати тільки при розрахунку на розтяг різьбових з'єднань залежно від інтенсивності викривлення свердловини без достатнього обґрунтування.

3. Одержано залежності, які описують вплив кривизни обсадної колони на форму поперечного перерізу труб. Показано, що із збільшенням кривизни свердловини овальність труб збільшується. Наприклад, для 146-мм обсадних труб з початковою овальністю 1 % при інтенсивності викривлення $(2\div 3)$ градуси на 10 м, овальність поперечного перерізу обсадних труб збільшується на

(0,1÷0,3) %, а при інтенсивності викривлення (6÷7) градусів на 10 м – на (0,6÷0,8) %.

4. Теоретично одержано формули для визначення величини зовнішнього критичного тиску труб з урахуванням інтенсивності викривлення осі свердловини та овальності і різностінності труб. Розрахунками встановлено, що величина зовнішнього критичного тиску труб зменшується із збільшенням інтенсивності викривлення свердловини. Для 146-мм обсадних труб з початковою овальністю 1 % при інтенсивності викривлення (2÷3) градуси на 10 м, величина зовнішнього критичного тиску зменшується на (5÷10) % порівняно з величиною критичного тиску прямолінійних труб, а при інтенсивності викривлення (6÷7) градусів на 10 м – на (20÷25) %.

5. Теоретичними розрахунками встановлено, що із збільшенням коефіцієнта стінності вплив інтенсивності викривлення свердловини на величину зовнішнього критичного тиску труб проявляється більшою мірою. Для 146-мм обсадних труб виконання А величина зовнішнього критичного тиску зменшується приблизно на 1 % для труб з товщиною стінки $\delta = 6,5$ мм та інтенсивності викривлення $i = 2^{\circ}/10$ м, а для труб з товщиною стінки $\delta = 10,7$ мм зовнішній тиск знижується на таку ж величину при інтенсивності викривлення $i = 1^{\circ}/10$ м.

6. Експериментальними дослідженнями напруженого стану моделей обсадних труб при одночасній дії згинаючого момента і внутрішнього тиску встановлено, що при радіусах кривизни менше 100 м (інтенсивність викривлення $5,7^{\circ}/10$ м), осьові розтягуючі напруження внаслідок згину досягають 15 % і більше від межі текучості матеріалу труб. Підтверджено результати теоретичних досліджень, що із збільшенням інтенсивності викривлення осі свердловини овальність труб зростає.

7. На підставі результатів теоретичних і експериментальних досліджень удосконалено методику розрахунку обсадних колон на міцність для кріплення похило-скерованих свердловин, якою передбачено врахування впливу згину труб на їх опірність зовнішньому надлишковому тиску. Вплив згину при розра-

хунку обсадних колон на зовнішній надлишковий тиск рекомендовано враховувати шляхом уведення поправочного коефіцієнта до величини зовнішнього критичного тиску залежно від інтенсивності викривлення, товщини стінки, діаметра труб і групи міцності сталі.

8. Розроблено рекомендації з підвищення надійності роботи обсадних колон для кріплення похило-скерованих свердловин, що ґрунтуються на удосконаленій методиці їх розрахунку залежно від інтенсивності викривлення свердловини.

Рекомендації прийнято до впровадження при спорудженні нафтових і газових свердловин буровими підприємствами ВАТ «Укрнафта» та БУ «Укрбургаз».

Результати наукових досліджень використовуються у навчальному процесі кафедрою буріння нафтових і газових свердловин ІФНТУНГ при вивченні дисципліни «Закінчування свердловин».

Додаток А

АКТ

**передачі рекомендацій з підвищення надійності роботи обсадних колон
для кріплення похило-скерованих свердловин на
родовищах ВАТ «Укрнафта»**

З метою підвищення терміну безаварійної експлуатації нафтових і газових свердловин на родовищах України Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу (ІФНТУНГ) розробив «Рекомендації з підвищення надійності роботи обсадних колон для кріплення похило-скерованих свердловин» і передає, а ВАТ «Укрнафта» приймає до впровадження при розробці технічних проектів на будівництво похило-скерованих свердловин, розділ «Проектування обсадних колон».

Рекомендації розроблені кафедрою буріння нафтових і газових свердловин ІФНТУНГ (автори: д.т.н., професор Коцкулич Я.С., асистент Марцинків О.Б.).

Від ВАТ «Укрнафта»:

Заступник голови правління
з буріння, к.т.н.

 С.Р. Мрозек



Від ІФНТУНГ:

Проректор з наукової
роботи, д.т.н., професор

 О.М. Карпаш

Зав.кафедри буріння,
д.т.н., професор

 Я.С. Коцкулич

Асистент

 О.Б. Марцинків

ЗАТВЕРДЖЕНО

*Заступник голови правління
з буріння ВАТ «Укрнафта»,
кандидат технічних наук*


Є.Р. МРОЗЕК
"17"  2009р.


***Рекомендації з підвищення надійності роботи обсадних ко-
лон для кріплення похило-скерованих свердловин на
родовищах ВАТ «Укрнафта»***

ПОГОДЖЕНО

*Проректор з наукової роботи
доктор технічних наук, професор*


О.М. КАРПАШ
"12"  2009р.


Додаток Б
АКТ

**передачі рекомендацій з підвищення надійності роботи обсадних колон
для кріплення похило-скерованих свердловин на
родовищах БУ «Укрбургаз»**

З метою підвищення терміну безаварійної експлуатації нафтових і газових свердловин на родовищах України Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу (ІФНТУНГ) розробив «Рекомендації з підвищення надійності роботи обсадних колон для кріплення похило-скерованих свердловин» і передає, а БУ «Укрбургаз» приймає до впровадження при розробці технічних проектів на будівництво похило-скерованих свердловин, розділ «Проектування обсадних колон».

Рекомендації розроблені кафедрою буріння нафтових і газових свердловин ІФНТУНГ (автори: д.т.н., професор Коцкулич Я.С., асистент Марцинків О.Б.).

Від БУ «Укрбургаз»:

Генеральний директор

Р.С.Ільницький



Від ІФНТУНГ:

Проректор з наукової роботи, д.т.н., професор

О.М. Карпаш

Зав.кафедри буріння,
д.т.н., професор

Я.С. Коцкулич

Асистент

О.Б. Марцинків

ЗАТВЕРДЖЕНО

Генеральний директор
БУ «Укрбургаз»

Р.С. ІЛЬНИЦЬКИЙ

_____ 2009р.



***Рекомендації з підвищення надійності роботи обсадних
колон для кріплення похило-скерованих свердловин на
родовищах БУ «Укрбургаз»***

ПОГОДЖЕНО

Проректор з наукової роботи
доктор технічних наук, професор

О.М. КАРПАШ

» 12 _____ 2009 р.



Додаток В

**ДОВІДКА**

про використання у навчальному процесі наукових результатів дисертаційної роботи **Марцинківа О.Б.**, представленої на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

Дані про використання наукових результатів кандидатської дисертації Марцинківа Олега Богдановича у навчальному процесі Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу приведені у таблиці.

Таблиця

Дисципліна	Розділ у робочій програмі	Основні результати, які використовуються у навчальному процесі
Закінчування свердловин	Розрахунок обсадних колон на міцність	Розрахунок зовнішнього критичного тиску для обсадних труб із врахуванням згину

Для вказаної дисципліни використовується як додаткова література такі роботи О.Б. Марцинківа:

1. До розрахунку обсадних колон для кріплення похило-направлених свердловин / О.Б. Марцинків // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 1994. – № 31. – С. 40-44.

2. Визначення величини зовнішнього критичного тиску для обсадних труб із врахуванням згину / Я.С. Коцкулич, О.М. Лев, О.Б. Марцинків // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. – № 2(7). – С. 84-88.

3. Дослідження зміни напруженого стану обсадних труб при згині / Я.С. Коцкулич, О.М. Лев, О.Б. Марцинків // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2009. – № 4(33). – С. 45-49.

Використання наукових результатів дисертаційної роботи Марцинківа О.Б. у навчальному процесі ІФНТУНГ дозволяє поглибити рівень знань студентів з кріплення похило-скерованих свердловин.

**Завідувач кафедри буріння нафтових і газових свердловин,
доктор техн. наук, професор**

Я.С. Коцкулич Я.С. Коцкулич

**Декан газонафтопромислового факультету,
кандидат техн. наук, доцент**

О.Ю. Витязь О.Ю. Витязь

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Абрамов А.А. Классификация повреждений обсадных колонн / А.А. Абрамов, Л.Б. Измайлов // В сб. “Буровые растворы и крепление скважин”: [тр. ВНИИКРнефть]. – Краснодар, 1971. – С. 13-18.
2. Кисельман М.Л. Износ и защита обсадных колонн при бурении глубоких скважин / М.Л. Кисельман. – М.: Недра, 1971. – 208с.
3. Федорова Н.Г. Расчет параметров остаточной прочности обсадных колонн / Н.Г. Федорова // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 6. – С. 40-41.
4. Ковбасюк І.М. Про систематизацію причин зім'яття обсадних колонн / І.М. Ковбасюк; Івано-Франк. держ. техн. ун-т нафти і газу. – Івано-Франківськ, 1995. – 8с. – Укр. – Деп. в ДНТБ України 20.12.95, № 65 – Ук 96.
5. Ковбасюк І.М. Про деякі причини зім'яття обсадних колонн / І.М. Ковбасюк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 1994. – № 31. – С. 48-52.
6. Комнатный Ю.Д. Классификация факторов, определяющих герметичность резьбовых соединений обсадных колонн / Ю.Д. Комнатный // Техника и технология промывки и крепления скважин: [тр. ВНИИКРнефть]. – Краснодар, 1982. – С. 122-125.
7. Булатов А.И. Газопроявления в скважинах и борьба с ними / Булатов А.И., Рябченко В.И., Сидоров Н.А. – М.: Недра, 1969. – 280с.
8. Булатов А.И. Технология цементирования нефтяных и газовых скважин / А.И. Булатов. – М.: Недра, 1983. – 256с.
9. Караев А.К. Обсадные колонны для глубоких скважин / Караев А.К., Сароян А.Е., Ширинзаде С.А. – М.: Недра, 1971. – 160с.
10. Анализ причин некачественного крепления скважин на буровых предприятиях треста “Львовнефтегазразведка” / [А.А. Федоров, Я.С. Коцкулич, А.М. Скачедуб и др.]. – Рефер. информ. о законченных научно-исследовательских работах в вузах УССР, 1975. – № 9.

11. Анализ причин повреждений обсадных колонн в эксплуатационных и водонагнетательных скважинах месторождений Прикарпатья / А.А. Федоров, Я.С. Коцкулич, М.Н. Чучвич [и др.] // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1976. – № 13. – С. 73-75.

12. Федоров А.А. О классификации повреждений обсадных колонн и их причин / А.А. Федоров, Я.С. Коцкулич // Нефтепромысловые трубы: [тр. ВНИИТнефть], 1974. – Вып. 4. – С. 68-72.

13. Марцинків О.Б. Причини неякісного кріплення похило-направлених свердловин на прикладі Хрещищенського ВБР / О.Б. Марцинків // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 1999. – № 36. – С. 85-95.

14. Коцкулич Я.С. Стан кріплення нафтогазових свердловин і шляхи його покращання / Я.С. Коцкулич, І.І. Витвицький // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2005. – № 2 (11). – С. 41-44.

15. Dubiel S. Awarie i komplikacje wiertnicze z kolumnami rur traconych / Stanislaw Dubiel, Jan Ziaja // Wiert., nafta, gaz. – 2003. – № 1. – С. 51-59.

16. Коцкулич Я.С. Стан і перспективи підвищення надійності кріплення свердловин / Я.С. Коцкулич // Нафтова і газова промисловість. – 2007. – № 5. – С. 22-24.

17. Совершенствование эксплуатации обсадных труб / Г.Г. Шинкевич, В.В. Сиднев, Т.П. Поликарпова [и др.] // Бурение: РНТС. – 1981. – № 10. – С. 28-29.

18. Саркисов Г.М. Расчет обсадных труб и колонн / Г.М. Саркисов. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – 243с.

19. Трубы нефтяного сортамента: справочник / [под общей ред. А.Е.Сарояна]. – М.: Недра, 1987. – 488с.

20. Гайворонский А.А. Расчет и технология крепления нефтяных и газовых скважин / А.А. Гайворонский. – М.: Недра, 1969. – 333с.

21. Методика расчета обсадных колонн. – М.: ВНИИБТ, 1970. – 87с.

22. Аналіз методик розрахунку обсадних колон для нафтових і газових свердловин / Я.С. Коцкулич, М.В. Сенюшкович, О.Б. Марцинків [та ін.] // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. – № 4 (9). – С. 6-9.

23. Еременко Т.Е. Определение несущей способности овальной трубы при действии наружного давления с учетом упругопластических деформаций материала / Т.Е. Еременко, П.А. Вислобицкий // Нефтяное хозяйство. – 1969. – № 6. – С. 16-20.

24. Бозырев Ю.С. Методика анализа закономерностей и причин смятия обсадных колонн / Ю.С. Бозырев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2006. – № 10. – С. 19-22.

25. О природе деформации обсадных колонн в соленосных отложениях / В.Е. Дубенко, С.Б. Свиницкий, Н.Г. Федорова [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2002. – № 1. – С. 33-39.

26. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. – М., 1997. – 194с.

27. Сельващук О.П. Руйнування обсадних колон внаслідок дії зовнішніх сил / О.П. Сельващук, Л.Л. Лушков // Матеріали 6^{ої} Міжнародної науково-практичної конференції «Нафта і газ України – 2000»: (зб. наук. праць). – Івано-Франківськ: Українська нафтогазова академія. – 2000. – Т. 2. – С. 93-94.

28. Світалка П.І. Деякі особливості характеру деформації обсадної труби в масиві соляних порід / П.І. Світалка, З.М. Дуда // Матеріали 6^{ої} Міжнародної науково-практичної конференції «Нафта і газ України – 2000»: (зб. наук. праць). – Івано-Франківськ: Українська нафтогазова академія. – 2000. – Т. 2. – С. 64-65.

29. Коцкулич Я.С. Про вплив геолого-технічних факторів на довговічність обсадних колон / Я.С. Коцкулич, І.М. Ковбасюк // Нафтова і газова промисловість. – 1997. – № 4. – С. 19-20.

30. Коцкулич Я.С. Оцінка значення контактної тиску під час зім'яття обсадних колон / Я.С. Коцкулич, І.М. Ковбасюк // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – № 2. – С. 18-19.

31. Терновой Ю.В. О влиянии дизъюнктивных нарушений на деформацию обсадных колонн / Ю.В. Терновой, С.Б. Свиницкий // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 6. – С. 9-11.

32. Учет структурно-тектонического фактора и прочности соленосных пород при оценке состояния ствола скважины / С.Б. Свиницкий, В.И. Чернухин, Д.Г. Солнышкин [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2004. – № 4. – С. 5-9.

33. Еременко Т.Е. Крепление нефтяных и газовых скважин / Т.Е. Еременко. – М.: Недра, 1965. – 214с.

34. An experimental Study of Casing Performance under Thermal Cycling Conditions / K. Maruyama, E. Tsuru, M. Ogasawara [et al.] // SPE. Drilling Engineering. – 1980. – V. 5, № 2. – P. 156-164.

35. Вислобіцький П.А. Розрахунки граничних станів колон труб та трубопроводів / П.А. Вислобіцький. – К.: Логос, 1997. – 364с.

36. Аналіз методик розрахунку обсадних колон на двовісне навантаження / Я.С. Коцкулич, І.І. Наритник, М.В. Сенюшкович [та ін.] // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2006. – № 1 (13). – С. 30-34.

37. Kyriakides S. Experimental Determination Pro-pagation Pressure of Circular Pipes / S. Kyriakides, C.D. Babcock // Transactions of the ASME. Journal of Pressure Vessel Technology. – 1981. - V. 103, № 4. – P. 328-336.

38. Песляк Ю.А. О критическом давлении разностенных обсадных труб / Ю.А. Песляк // Нефтяное хозяйство. – 1965. – № 8. – С. 47-51.

39. Бурение наклонных скважин: справочник / [Калинин А.Г., Григорян Н.А., Султанов Б.З.]; под общей ред. А.Г. Калинина. – М.: Недра, 1990. – 348с.

40. Барановский В.Д. Крепление и цементирование наклонных скважин / Барановский В.Д., Булатов А.И., Крылов В.И. – М.: Недра, 1983. –352с.

41. Метод расчета обсадных труб на совместное воздействие избыточного давления и изгиба / Г.Г. Первушин, В.С. Войтенко; Западно-Сибирский научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт технологии глубокого разведочного бурения. – Тюмень, 1990. –17с.: ил. - Деп. в ВИНТИ 13.12.1990, № 6235 –В90.

42. Вероятностная оценка упруго-пластической сопротивляемости обсадной колонны смятию с учетом случайного характера ее изгиба / Г.А. Матаев, И.И. Падва, Т.Б. Малачиханов [и др.] // Изв. Сев.-Кавк. науч. центра высш. шк.: Техн. н. –1987. – № 3. – С. 106-111.

43. Коцкулич Я.С. Напряженное состояние обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах / Я.С. Коцкулич; Ивано-Франк. ин-т нефти и газа. – Ивано-Франковск, 1992. –104с.: ил. – Деп. в УкрИНТЭИ 28.04.92, № 493 –Ук92.

44. Напряженно-деформированное состояние обсадных труб при повышенной интенсивности искривления скважины / В.П. Зебриков [и др.] // ВНИИ разработ. и эксплуат. нефтепромысловых труб. – Самара, 1992. –9с.

45. Кривизна обсадных труб при горизонтальном бурении / В.П. Зебриков [и др.] // ВНИИ разработ. и эксплуат. нефтепромысловых труб. – Самара, 1992. –9с.

46. Вудлан Б. Расчет обсадных колонн для наклонно-направленных скважин / Б. Вудлан, Г. Пауэлл. // В кн.: Конструирование и технология машиностроения: [тр. Американского общества инженеров-механиков], 1975. – С. 42-50.

47. Шинкевич Г.Г. Расчет резьбовых соединений обсадных колонн с учетом изгиба в наклонно-направленных скважинах / Г.Г. Шинкевич // Нефтяное хозяйство. – 1979. – № 11. – С. 14-17.

48. Интенсивность искривления скважин при использовании турбинных отклонителей / Т.Н. Бикчурин, Ф.А. Козлов, М.Т. Гусман [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1977. – № 8. – С. 15-16.

49. Методические основы исследований взаимосвязи износа обсадных колонн с работой сил трения / Л.А. Алексеев, Р.В. Ханипов, Д.Л. Алексеев [и др.] // 3 Конгресс нефтегазопромышленников России. Секция Н «Проблемы нефти и газа». – Уфа: Реактив. – 2001. – С. 49-51.

50. Климов В.В. Контроль технического состояния обсадных колонн в скважине / В.В. Климов // Нефтяное хозяйство. – 1988. – № 2. – С. 15-17.

51. Bruce Woodlan Graphical method speed deviated well casing design / Woodlan Bruce // World Oil. – 1975, 1 XI. – V. 80, № 2. – P. 11-15.

52. Причины нарушения резьбовых соединений эксплуатационных колонн в наклонных скважинах / Г.Г. Шинкевич, В.Н. Пчелкин, М.О. Крист [и др.] // РНТС Бурение. – 1977. – № 7. – С. 42-44.

53. Шлахтер И.С. Анализ разрушения обсадных труб эксплуатационных колонн от продольного изгиба / И.С. Шлахтер, В.Н. Филев // Проблемы повыш. качества и скоростей стр-ва газ. и мор. нефт. скважин. – М., 1988. – С. 37-46.

54. Близиюков В.Ю. Выбор технологической оснастки обсадной колонны с учетом требований проектного профиля ствола скважины / В.Ю. Близиюков, Н.Р. Гаджиев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2002. – № 4. – С. 23-25.

55. Фриз I.M. Центраторы для обсадных труб / I.M. Фриз. – К.: Интерпрес ЛТД, 2003. – 44с.

56. Касьянов Г.Е. Оценка жесткости компоновок нижней части бурильных и обсадных колонн / Г.Е. Касьянов, В.Т. Лукьянов, В.Г. Григулецкий // Нефтяное хозяйство. – 1986. – № 1. – С. 22-24.

57. Близиюков Вит.Ю. Оценка и классификация горно-геологических и технико-технологических условий бурения скважин и спуску обсадных

колонн / Вит.Ю. Близнюков, В.Ю. Близнюков // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008. – № 7. – С. 26-31.

58. Коцкулич Я.С. Аналіз методів з визначення сил опору при спуску обсадної колони в похило-скеровані і горизонтальні свердловини / Я.С. Коцкулич, О.Б. Марцинків, І.І. Витвицький // «Розвиток наукових досліджень 2009»: Матеріали п'ятої міжнародної науково-практичної конференції, м. Полтава, 23-25 листопада 2009 р. – Полтава: “ІнтерГрафіка”, 2009. – Т. 8. – С. 49-52.

59. Александров М.М. Силы сопротивления при движении труб в скважине / М.М. Александров. – М.: Недра, 1978. – 208с.

60. Харьков В.А. О статическом усилии, необходимом для подъема труб из искривленной скважины / В.А. Харьков // Нефтяное хозяйство. – 1959. – № 5. – С. 27-35.

61. Гирфатов А.Г. Применение современной компьютерной техники в расчете сил сопротивления движению бурильной колонны / А.Г. Гирфатов, Д.Л. Алексеев // 3 Конгресс нефтегазопромышленников России. Секция Н «Проблемы нефти и газа». – Уфа: Реактив. – 2001. – С. 59-60.

62. Тарасевич В.И. Промысловые исследования по определению сил сопротивления при движении бурового инструмента в скважине / В.И. Тарасевич, В.А. Богатырев // Нефть и газ. – 1962. – № 12. – С. 21-26.

63. Александров М.М. Взаимодействие колонны труб со стенками скважины / М.М. Александров. – М.: Недра, 1982. – 144с.

64. Муфид-Заде Р.Г. Исследование сил сопротивления при спуске обсадных колонн / Р.Г. Муфид-Заде // Азерб. Нефтяное хозяйство. – 1988. – № 1. – С. 24-28.

65. Коцкулич Я.С. Определение прижимающей силы неподвижной обсадной колонны к стенке наклонно-направленной скважины / Я.С. Коцкулич; Ивано-Франк. ин-т нефти и газа. – Ивано-Франковск, 1992. – 7с.: ил. – Деп. в УкрИНТЭИ 07.05.92, № 606 –Ук92.

66. Коцкулич Я.С. Визначення сил опору при спуску обсадної колони в похило-направлену свердловину / Я.С. Коцкулич // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 1993. – № 30. – С. 43-46.

67. Спуск обсадных колонн в Тюменскую сверхглубокую скважину: Практика и моделирование / Н.Т. Овчинников [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1996. – № 8 – 9. – С. 18-35.

68. Маметбеков О.К. Выбор КНБК для бурения скважин и подготовки их стволов к спуску обсадных колонн / О.К. Маметбеков, Г.М. Новрузов, А.Ф. Магеранов // Изв. вузов. Нефть и газ. – 1991. – № 6. – С. 33-36.

69. Влияние упругости обсадной колонны на силу сопротивления при горизонтальном бурении / В.П. Зебриков [и др.] // ВНИИ разраб. и эксплуат. нефтепромысловых труб. – Самара, 1992. – 16с.

70. Напряженное состояние и зона контакта бурильной трубы в скважине с искривлением / В.П. Зебриков [и др.] // ВНИИ разраб. и эксплуат. нефтепромысловых труб. – Самара, 1993. – 13с.

71. Бычков А.В. Опыт и совершенствование бурения скважин со сверхдальним отклонением от вертикали в ОАО «НК «Роснефть»-Сахалинморнефтегаз» / А.В. Бычков, О.Е. Зотов, П.А. Хлебников // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 8. – С. 50-52.

72. Валитов Р.А. Технология крепления скважин со сверхдальними отклонениями забоев от вертикали / Р.А. Валитов, П.И. Гриджук // Бурение и нефть. – 2003. – № 3. – С. 30-33.

73. Карпенко В.М. Досвід і проблеми спорудження горизонтальних свердловин в Україні / В.М. Карпенко, В.В. Кравець, В.М. Стасенко // Нафтова і газова промисловість. – 2006. – № 5. – С. 13-15.

74. Досвід буріння св. 152 Яблунівського ГКР з горизонтальним закінченням ствола / М.П. Мельник, М.М. Мельник, Я.С. Яремійчук Я.С. [та ін.] // Нафтова і газова промисловість. – 2005. – № 1. – С. 34-35.

75. Бурение горизонтальной скважины на Яблунковском месторождении / Б. Синюк, Я. Яремийчук, О. Блаженко [и др.] // Бурение и нефть. – 2005. – № 1. – С. 28-31.

76. Применение современных технологий при бурении горизонтальной скважины Яблунковка № 153 / М. Мельник, Б. Синюк, Н. Мельник [и др.] // Бурение и нефть. – 2006. – № 1. – С. 24-25.

77. Мочернюк Д.Ю. Аналіз напруженого стану матеріалу гірських порід навколо отвору горизонтально розташованої ділянки свердловини / Д.Ю. Мочернюк, Б.М. Малярчук, О.Б. Марцинків // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2001. – № 38 (том 2). – С. 54-61.

78. Коцкулич Я.С. Підвищення довговічності кріплення нафтових і газових свердловин / Я.С. Коцкулич, М.В. Сенюшкович, Б.А. Тершак // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2007. – № 1 (15). – С. 21-26.

79. Инструкция по расчету обсадных колонн для наклонно-направленных скважин. ВНИИТнефть. – Куйбышев, 1979. – 20с.

80. Булгаков Б.В. Влияние отклонений формы трубы от круглой на сопротивление внешнему давлению / Б.В. Булгаков // [тр. ГИНИ]. – Гостехиздат, 1950. – Вып. 7. – 103с.

81. Саркисов Г.М. Расчеты бурильных и обсадных колонн / Г.М. Саркисов. – М.: Недра, 1971. – 205с.

82. Мамедов А.А. Нарушения обсадных колонн при освоении и эксплуатации скважин и способы их предотвращения / А.А. Мамедов. – М.: Недра, 1974. – 199с.

83. Песляк Ю.А. Расчет напряжений в колоннах труб нефтяных скважин / Ю.А. Песляк. – М.: Недра, 1973. – 216с.

84. Измайлов Л.Б. О критическом сжимающем давлении для обсадных колонн / Л.Б. Измайлов // [тр. КФВНИИ], 1970. – Вып. 23. – С. 78-82.

85. Рабиа Х. Технология бурения нефтяных скважин / Хуссейн Рабиа; [пер. с англ. В.Г. Григулецкого, Ю.М. Кисельмана]; под ред. В.Г. Григулецкого. – М.: Недра, 1989. – 413с.

86. Марцинків О.Б. До розрахунку обсадних колон для кріплення похило-направлених свердловин / О.Б. Марцинків // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 1994. – № 31. – С. 40-44.

87. Karman Th. Uber die Formänderung dünnwandiger Rohre, insbesondere federnder Ausgleichrohre / Th Karman. – VDI, Bd. 55, 1911. –45n.

88. Марцинків О.Б. До розрахунку обсадних колон для кріплення похило-направлених свердловин / О.Б. Марцинків // Тези доповідей і повідомлень науково-практичної конференції «Стан, проблеми і перспективи розвитку нафтогазового комплексу Західного регіону України», 28-30 березня 1995. –Львів:УНГА, 1995. –С. 153.

89. Аксельрад Э.Л. Расчет трубопроводов / Э.Л. Аксельрад, В.П. Ильин. – Л.: Машиностроение, 1972. –240с.

90. Измайлов Л.Б. Расчет обсадных колонн наклонных скважин на сопротивляемость смятию / Л.Б. Измайлов, В.Н. Кокаев // В кн.: Вопросы эксплуатации нефтепромысловых труб. – Куйбышев, 1980. – С. 88-93.

91. Коцкулич Я.С. К вопросу изменения формы поперечного сечения обсадных труб в искривленных скважинах / Я.С. Коцкулич, О.М. Лев // Нефть и газ. – 1989. – № 7. – С. 38-41.

92. Аксельрад Э.Л. Гибкие оболочки / Э.Л. Аксельрад. – М.: Наука, 1976. –376с.

93. Аксельрад Э.Л. Изгиб и потеря устойчивости тонкостенных труб при гидростатическом давлении / Э.Л. Аксельрад // Изв. АН СССР, ОТН (Серия “Механика и машиностроение”). – 1962. – № 1. – С. 98-110.

94. Справочник по сопротивлению материалов / С.П. Фесик – Киев: Будівельник, 1982. –277с.

95. Еременко Т.Е. Исследование и расчет обсадных труб / Т.Е. Еременко. – Киев: Техническая литература УССР, 1962. –216с.

96. Мочернюк Д.Ю. Некоторые проблемы расчета обсадных труб на прочность / Д.Ю. Мочернюк. – Львов: Львовский университет, 1972. –96с.

97. Коцкулич Я.С. Визначення величини зовнішнього критичного тиску для обсадних труб із врахуванням згину / Я.С. Коцкулич, О.М. Лев, О.Б. Марцинків // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. – № 2(7). – С. 84-88.

98. Полячек Д.Н. Обоснование выбора оптимальных толщин стенок обсадных колонн / Д.Н. Полячек, Д.А. Федосеев // Бурение и нефть. – 2008. – № 4. – С. 23-25.

99. Измайлов Л.Б. Методы повышения долговечности обсадных колонн / Л.Б. Измайлов. – М.: Недра, 1984. – 181с.

100. Трубы обсадные и муфты к ним. Технические условия. ГОСТ 632 – 80. – М., 1980. – 66с.

101. Владимиров К.А. Крепление скважин тонкостенными обсадными трубами / К.А. Владимиров. – М.: Недра, 1974. – 120с.

102. Мочернюк Д.Ю. Расчет обсадных труб на сопротивление действию внешнего гидростатического давления и равномерного давления со стороны упругого массива горных пород / Д.Ю. Мочернюк // Сб. «Расчет бурильных и обсадных колонн». – М.: ВНИИОЭНГ, 1971. – С. 44-67.

103. Мочернюк Д.Ю. Вплив геомеханічних чинників на технологію буріння глибоких нафтогазових свердловин / Д.Ю. Мочернюк. – Львів: Національний університет «Львівська політехніка», 2004. – 128с.

104. Гайворонский А.А. Крепление скважин и разобщение пластов / А.А. Гайворонский, А.А. Цыбин. – М.: Недра, 1981. – 367с.

105. Полячек Д.Н. К обоснованию стандартизируемых толщин стенок обсадных труб / Д.Н. Полячек, Д.А. Федосеев, Д.С. Пятышев // Бурение и нефть. – 2007. – № 10. – С. 45-47.

106. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин: [підручник] / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 366с.

107. Коцкулич Я.С. Дослідження зміни напруженого стану обсадних труб при згині / Я.С. Коцкулич, О.М. Лев, О.Б. Марцинків // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2009. – № 4(33). – С. 45-49.

108. Тимошенко С.П. Механика материалов / С.П. Тимошенко, Дж. Герге; [пер. с англ. Л.Г. Корнейчука]. – М.: Мир, 1976. –669с.
109. Справочник по сопротивлению материалов / [Г.С. Писаренко, А.П. Яковлев, В.В. Матвеев]. – Киев: Наукова думка, 1988. –736с.
110. Мирзаджанзаде А.Х. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа / А.Х. Мирзаджанзаде, Г.С. Степанова. – М.: Недра, 1977. –228с.
111. Немец И. Практическое применение тензорезисторов / И. Немец; [пер. с чешск.]. – М.: Энергия, 1970. –144с.
112. Система измерительная тензометрическая СИИТ-3. Рук. по эксплуатации 4Т2.739.004 РЭ. – Краснодар, 1987. –102с.
113. Пригоровский Н.И. Измерение напряжений и усилий в деталях машин / Н.И. Пригоровский [и др.] – М.: Машгиз, 1953.
114. Тензометрия в машиностроении: справочное пособие / [под редакцией Р.А. Макарова]. – М.: Машиностроение, 1975. –288с.
115. Уйк Г.К. Тензометрия аппаратов высокого давления / Г.К. Уйк. – Л.: Машиностроение, 1974. –192с.
116. Финк К. Измерение напряжений и деформаций / К. Финк, Х. Рорбах. – М.: Машгиз, 1961. –535с.
117. Адлер Ю.П. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий. Программированное введение в планирование эксперимента / Ю.П. Адлер, Е.В. Маркова, Ю.В. Грановский. – М.: Наука, 1971. –238с.
118. Большев Л.Н. Таблицы математической статистики / Л.Н. Большев, Н.В. Смирнов. – М.: Наука, 1983. –416с.
119. Коцкулич Я.С. Експериментальні дослідження напруженого стану обсадних труб при згині / Я.С. Коцкулич, О.М. Лев, О.Б. Марцинків // Тези науково-технічної конференції професорсько-викладацького складу університету. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, НДІ НГТ. – 2002. –С.6.

108. Тимошенко С.П. Механика материалов / С.П. Тимошенко, Дж. Герге; [пер. с англ. Л.Г. Корнейчука]. – М.: Мир, 1976. –669с.
109. Справочник по сопротивлению материалов / [Г.С. Писаренко, А.П. Яковлев, В.В. Матвеев]. – Киев: Наукова думка, 1988. –736с.
110. Мирзаджанзаде А.Х. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа / А.Х. Мирзаджанзаде, Г.С. Степанова. – М.: Недра, 1977. –228с.
111. Немец И. Практическое применение тензорезисторов / И. Немец; [пер. с чешск.]. – М.: Энергия, 1970. –144с.
112. Система измерительная тензометрическая СИИТ-3. Рук. по эксплуатации 4Т2.739.004 РЭ. – Краснодар, 1987. –102с.
113. Пригоровский Н.И. Измерение напряжений и усилий в деталях машин / Н.И. Пригоровский [и др.] – М.: Машгиз, 1953.
114. Тензометрия в машиностроении: справочное пособие / [под редакцией Р.А. Макарова]. – М.: Машиностроение, 1975. –288с.
115. Уйк Г.К. Тензометрия аппаратов высокого давления / Г.К. Уйк. – Л.: Машиностроение, 1974. –192с.
116. Финк К. Измерение напряжений и деформаций / К. Финк, Х. Рорбах. – М.: Машгиз, 1961. –535с.
117. Адлер Ю.П. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий. Программированное введение в планирование эксперимента / Ю.П. Адлер, Е.В. Маркова, Ю.В. Грановский. – М.: Наука, 1971. –238с.
118. Большев Л.Н. Таблицы математической статистики / Л.Н. Большев, Н.В. Смирнов. – М.: Наука, 1983. –416с.
119. Коцкулич Я.С. Експериментальні дослідження напруженого стану обсадних труб при згині / Я.С. Коцкулич, О.М. Лев, О.Б. Марцинків // Тези науково-технічної конференції професорсько-викладацького складу університету. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, НДІ НГТ. – 2002. –С.6.

120. Мислюк М.А. Моделювання явищ і процесів у нафтогазопромисловій справі: [навчальний підручник] / М.А. Мислюк, Ю.О. Зарубін. – Івано-Франківськ: Екор, 1999. –496с.

121. Бондаренко В.Г. Теорія ймовірностей і математична статистика. Ч.1 / В.Г. Бондаренко, І.Ю. Канівська, С.М. Парамонова. – К.: НТУУ “КПІ”, 2006. –125с.

122. Коцкулич Я.С. Определение деформации поперечного сечения обсадных труб в наклонно-направленных скважинах / Я.С. Коцкулич, О.М. Лев, В.Я. Дацишин. – 1987. – Рукопись деп. в УКРНИИНТИ 28.09.1987г. № 2743-Ук 87.

123. Сенюшкович М.В. Розрахунок обсадних колон на міцність при кріпленні похило-направлених свердловин / М.В. Сенюшкович; Івано-Франк. держ. техн. ун-т нафти і газу. Київ, 1995. – 10с. Деп. в ДНТБ України 01.06.95. № 1368-Ук.95.

124. Саркисов Г.М. Расчеты бурильных и обсадных колонн / Г.М. Саркисов. – М.: Недра, 1976. –206с.