

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ПОЛТАВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ІМЕНІ
ЮРІЯ КОНДРАТЮКА

Кафедра видобування нафти і газу та геотехніки

БЛОХІН В.С. БАНДУРІНА О.В.

МЕТОДИ РОЗРАХУНКУ НАПРУЖЕНО - ДЕФОРМОВАНОГО
СТАНУ СТОВБУРА ГЛИБОКОЇ СВЕРДЛОВИНИ І
ПРИСЛОВБУРНОЇ ЗОНИ

НАВЧАЛЬНИЙ ПОСІБНИК

для студентів напряму підготовки 6.050304 «Нафтогазова справа» всіх форм
навчання

Полтава 2014

УДК 624.044:622.016(07)

ББК 33.1(07)

Б 70

Рецензенти: **М.Л. Зоценко**, доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри видобування нафти і газу та геотехніки ПолтНТУ;

О.І. Наливайко, кандидат технічних наук, доцент кафедри видобування нафти і газу та геотехніки.

Відповідальний за випуск завідувач кафедри видобування нафти і газу та геотехніки **Зоценко М.Л.**

Метод розрахунку напружено-деформованого стану стовбура глибокої свердловини і пристовбурної зони з урахуванням стисливості гірських порід: навчальний посібник / В.С. Блохін, О.В. Бандуріна. – Полтава: ПолтНТУ, 2014. – 112 с.

У посібнику запропоновано методика розрахунку напружено-деформованого стану глибоких свердловин для студентів напряму підготовки 6.05030401 «Нафтогазова справа» всіх форм навчання. Розкрито особливості розрахунку напружено-деформованого стану за допомогою інженерної методики та за допомогою програмного комплексу, який базується на використанні методу скінченних елементів.

Рекомендовано до друку науково-методичною радою Полтавського національного технічного університету імені Юрія Кондратюка

Протокол № 1 від 11.09.2014 року

Код: 60.26.13.10.

© В.С. Блохін, О.В. Бандуріна, 2014

Зміст

Передмова.....	4
1. Основні поняття та визначення.....	5
2. Короткий аналіз особливостей напружено- деформованого стану стовбура і пристовбурної зони глибокої свердловини.....	13
3. Сучасні тенденції розвитку методу розрахунку напружено- деформованого стану стовбура глибокої свердловини.....	16
4. Розрахунок пружно-пластичних деформацій стовбура глибокої свердловини і пристовбурної зони масиву.....	37
5. Розрахунок пружно-пластичних деформацій стовбура з урахуванням стисливості гірських порід.....	45
6. Приклади розрахунків, що визначають стійкість стовбура свердловини залежно від величини діючого зовнішнього впливу.....	51
6.1. Коротка характеристика об'єкта досліджень.....	51
6.2 . Основний варіант розрахунку.....	53
6.3 . Додаткові варіанти розрахунків.....	57
7. Коротка інтерпретація результатів виконаних розрахунків.....	66
7.1 . Особливість напруженості масиву поблизу ствола глибокої свердловини.....	66
7.2 . Характеристика стійкості стінок свердловини.....	67
7.3 . Можливі способи запобігання ускладненням у свердловині.....	78
7.4 . Характеристика руйнування порід при їх бурінні.....	81
7.5 . Якісна характеристика фільтраційних властивостей порід.....	82
8. Дослідження напружено-деформованого стану свердловин за допомогою методу скінченних елементів.....	85
8.1. Визначення напружено-деформованого стану за допомогою програмного комплексу COMSOL Multiphysics.....	91
8.2. Визначення напружено-деформованого стану свердловини №23 Краснокутського газоконденсатного родовища.....	100
Висновки.....	103
Алфавітний покажчик.....	105
Список рекомендованої літератури.....	106

Передмова

Певний інтерес для інженера (оперативного прийняття рішень при бурінні свердловин та їх проектуванні) становлять закономірності розподілу напружень у пристовбурній зоні глибокої свердловини. Для встановлення таких закономірностей було поставлено завдання «Створення методу розрахунку напружено-деформованого стану стовбура глибокої свердловини і пристовбурної зони масиву за межами пружності», що дає змогу виконати надійне дослідження напружено-деформованого стану ізотропного, однорідного, пружно-пластичного масиву поблизу вертикальної свердловини великої глибини. При розв'язанні задачі використовувалася математична модель, що включає рівняння рівноваги, залежності між компонентами деформацій і компонентами переміщень, рівняння властивостей середовища, інтенсивності напружень та інтенсивності деформацій, а також граничні умови.

Для виведення розрахункових залежностей розглянуто елементарний циліндр з отвором. Отвір циліндричної форми постійного радіуса. Елементарний циліндр постійної товщини навантажений внутрішнім і зовнішнім тиском.

Необхідно мати на увазі, що більшість ускладнень на сьогодні у свердловинах (поглинання, обвали та ін.) – результат певного напруженого стану масиву з усіма його внутрішніми процесами, які проходили раніше і мають місце зараз, зокрема ослаблення, що викликаються пробуреною глибокою свердловиною. До того як встановлено та оцінено напружений стан, не розкрито його природу й механізм виникнення, досить складно науково обґрунтовано приймати заходи щодо запобігання цим ускладненням.

У тому випадку, якщо буде розкрита природа і характер розвитку ускладнень в свердловині, неминуче з'являться нові вимоги до проходження свердловин, до засобів їх буріння, технології та параметрів технологічних процесів. У наш час потрібна глибинна технологія і теорія, що дозволяє ефективно розбурювати свердловини при підвищених температурах, пластових тисках. Для розроблення параметрів таких технологій необхідні дослідження з напруженого стану порід як уздовж стовбура, так і в масиві пристовбурної зони свердловини. Для цього необхідні дослідження пластового тиску й тиску розриву порід в свердловинах та на поверхні – в ідентичних лабораторних умовах.

Можливо потрібне обґрунтування інтегрального параметра (тиску розкриття тріщини $P_{z.p}$), який характеризує стан порід в умовах їх залягання у свердловині. Сучасні глибокі свердловини буряться з використанням тієї ж техніки і тих же технологічних процесів, що і на невеликих глибинах (до 2,5 – 3,0 км). Це нераціонально, тому що швидкість буріння в одних і тих же породах значно нижча, а аварійність та ускладненість в свердловинах – вищі. Трудомісткість боротьби з

ускладненнями в глибоких свердловинах теж вища. Запропонований метод розрахунку дозволяє знаходити значення радіальних і тангенціальних напружень та переміщень, що виникають як на стінках свердловин, так і в безпосередньо прилеглих областях, в не пружній та пружній зонах, а також радіус області непружних деформацій порід. Він дає змогу просто, швидко й досить надійно встановлювати напружений стан порід, що утворюють стінки свердловини, а також поблизу її і в глибині масиву та на підставі цього приймати об'єктивні рішення при проході свердловин у заданих умовах. Таким чином, для забезпечення зниження матеріальних і трудових витрат, особливо при облаштуванні нафтогазових родовищ, слід урахувувати стан гірських порід, зумовлених дією гравітаційних та тектонічних сил що дозволяє зробити рекомендований нами інженерний метод розрахунку .

1. Основні поняття та визначення

Розроблення родовищ – комплекс робіт з вилучення флюїду з пласта- колектора. Видобувні нафта і попутний газ на поверхні піддаються первинній обробці. Введення родовища в розроблення здійснюється на основі проекту пробної експлуатації, технологічної схеми промислового або дослідно- промислового розроблення, проекту розроблення.

У проекті розроблення на основі даних розвідки і пробної експлуатації визначають умови, за яких буде вестися експлуатація родовища:

його геологічну будову, колекторські властивості порід, фізико-хімічні властивості флюїдів, насиченість гірських порід водою, газом, нафтою, пластові тиску, температури тощо, базуючись на цих даних, за допомогою гідродинамічних розрахунків установлюють технічні показники експлуатації покладів для різних варіантів системи розроблення, виробляють економічну оцінку варіантів і вибирають оптимальний .

Системи розроблення передбачають: виділення об'єктів розроблення, послідовність уведення об'єктів у розроблення, темп розбурювання родовищ, методи впливу на продуктивні пласти з метою максимального вилучення нафти; число, співвідношення, розташування і порядок уведення в експлуатацію видобувних, нагнітальних, контрольних та резервних свердловин; режим їх роботи; методи регулювання процесами розроблення; заходи для охорони навколишнього середовища.

Прийнята для конкретного родовища система розроблення зумовлює техніко-економічні показники – дебіт свердловин, зміна його в часі, коефіцієнт нафтовіддачі, капітальні вкладення, собівартість 1 т нафти й ін.

Раціональна система розроблення нафтових родовищ забезпечує заданий рівень видобутку нафти і попутного газу з оптимальними техніко - економічними показниками, ефективну охорону навколишнього середовища. Основні параметри, що характеризують систему розроблення:

- відношення площі нафтоносності родовища до кількості всіх нагнітальних і видобувних свердловин (щільність сітки свердловин);

- відношення видобутих запасів нафти родовища до числа свердловин – видобувні запаси на одну свердловину (ефективність системи розроблення);

- відношення числа нагнітальних до числа видобувних свердловин (інтенсивність вироблення запасів);

- відношення числа резервних свердловин, пробурених після введення родовища в розроблення з метою більш повного вилучення нафти (надійність системи розробки).

Система розробки характеризується також геометричними параметрами: відстанню між свердловинами і рядами свердловин, шириною смуги між нагнітальними свердловинами (при блоково-рядних системах розробки) тощо.

У системі розроблення без впливу на пласт при малорухливому контурі нафтоносності використовують рівномірний чотирикутне (чотириточкові) або трикутне (триточкове) розташування видобувних свердловин; при рухливих контурах нафтоносності розташування свердловин ураховує форму цих контурів. Системи розробки нафтових родовищ без впливу на пласт застосовують рідко, здебільшого родовище розробляється з заводненням. Найбільш широко використовують блоково-рядне внутрішньоконтурне заводнення. Створюють також площинні системи заводнення з відстанню між свердловинами 400 – 800 м.

Поряд з вибором системи розроблення велике значення має вибір ефективної технології розробки. Система і технологія, в принципі, незалежні; при одній і тій же системі застосовують різні технології розробки. Основні технологічні показники процесу розробки: поточний і накопичений видобуток нафти, води, рідини; темп розробки, обводненість продукції свердловин, пластовий тиск і температура, а також ці параметри в характерних точках пласта та свердловини (на вибої й гирло свердловини, на кордонах елементів і т.д.); газовий фактор в окремих свердловинах та по родовищу в цілому. Ці показники змінюються в часі залежно від режимів пластів (характеру появи внутрішньо пластових сил, що рухають нафту до вибоїв свердловин) і технології розроблення. Важливим показником розробки нафтових родовищ та ефективності застосовуваної технології є поточна та кінцева величина нафтовіддачі. Тривале розроблення нафтових родовищ при пружному режимі можлива тільки в окремих випадках, тому що зазвичай пластовий тиск у процесі розробки падає і в пласті виникає режим розчиненого газу. Кінцевий

коефіцієнт нафтовіддачі при розробленні в цьому режимі невеликий, рідко досягає (при добрій проникності пласта та низькій в'язкості нафти) величини 0,30-0,35. Із застосуванням технології заводнення кінцевий коефіцієнт нафтовіддачі збільшується до 0,55 – 0,6 (у середньому 0,45 – 0,5). При підвищеній в'язкості нафти ($20 - 50 \cdot 10^{-3}$ Па·с) він не перевищує 0,3 – 0,35, а при в'язкості нафти понад 0,1 Па·с. Заводнення в цих умовах стає малоефективним. Для підвищення кінцевої величини коефіцієнта нафтовіддачі застосовують технології, ґрунтовані на фізико-хімічних і теплових методах впливу на пласт.

У розробленні нафтових родовищ виділяють 4 періоди: наростаючого, постійного, різко спадаючого та повільно спадаючого видобутку нафти (пізня стадія). На всіх етапах розроблення нафтових родовищ здійснюють контроль, аналіз і регулювання процесу розробки без зміни системи розробки або з частковою її зміною.

Регулювання процесу розробки нафтових родовищ дає можливість підвищити ефективність витіснення нафти. Впливаючи на поклад, посилюють або послаблюють фільтраційні потоки, змінюють їх напрямки, унаслідок чого залучаються в розроблення такі ділянки, що раніше не дренивались, і відбувається збільшення темпів відбору нафти, зменшення видобутку попутної води та збільшення коефіцієнта кінцевої нафтовіддачі. Методи регулювання розробки нафтових родовищ: збільшення продуктивності свердловин за рахунок зниження забійного тиску (переклад на механізований спосіб експлуатації, встановлення форсованого або оптимального режиму роботи свердловин); відключення обводнених свердловин; підвищення тиску нагнітання; буріння додаткових видобувних свердловин (резервних) або повернення свердловин з інших горизонтів; перенесення фронту нагнітання; використання осередкового й виборчого заводнення; проведення ізоляційних робіт; вирівнювання профілю припливу або приймальності свердловини; вплив на привибійну зону для інтенсифікації припливу (гідророзрив пласта, гідропіскоструминна перфорація, кислотна обробка); застосування фізико-хімічних методів збільшення нафтовіддачі пластів (закачування в пласт сірчаної кислоти, поверхнево-активних речовин тощо).

Об'єкт розроблення в широкому розумінні – частина освоєваного родовища. Різні фахівці трактують цей термін по-різному. Зазвичай – група близько розташованих продуктивних горизонтів (пластів) з близькими промислово-продуктивними параметрами.

Пласт – геологічне тіло, що має плоску форму, при якій його потужність у багато разів менша від розмірів площі його поширення, що володіє однорідними ознаками й обмежене великими чи малими паралельними поверхнями: верхньої – покрівлею та нижньої – підшоною. Потужність пласта визначається за найкоротшою відстанню між покрівлею і підшоною. Пласт може складатися з декількох пов'язаних прошарків

різних порід (наприклад, пласт вугілля з прошарками аргілітів). Термін «пласт» часто застосовується по відношенню до стратифікованих скупчень корисних копалин (пласти вугільні, нафтові, рудні, водоносні та ін.)

Гірські породи – це мінеральні агрегати більш-менш постійного складу, що утворилися в результаті геологічних процесів. Гірські породи утворюють кору Землі. Верхня частина земної кори, порушена вивітрюванням і ґрунтоутворенням, представлена особливими породами, званими ґрунтами

Літологічна різниця – це частина земної кори, служіння гірської породою одного найменування. Невеликий обсяг гірської породи, відібраний з літологічної різниці з метою визначення її властивостей, називається **зразком породи**.

Створення штучних порожнин під землею поверхнею викликає місцеву, або локальну, зміну напружено-деформованого стану в гірських породах. Та частина земної кори, в межах якої локалізуються механічні процеси, в цьому випадку буріння свердловини, що викликані гірничими роботами, називається **породним масивом**.

Механічні властивості гірських порід – це клас фізичних властивостей, що характеризують поведінку порід при різних силових впливах.

Механічні властивості гірських порід підрозділяються на деформаційні, що характеризують здатність порід деформуватися під навантаженням; міцнісні, що характеризують опірність порід різним силовим впливам, і реологічні, що характеризують зміну міцнісних та деформаційних властивостей у часі.

Геомеханічні процеси – це механічні процеси, що розвиваються навколо свердловин унаслідок їх буріння, стабілізується або не стабілізується в часі. Геомеханічні процеси часто називають гірським тиском, котрий слід розуміти як сукупність сил, діючих у породному масиві. Прояви геомеханічних процесів, чи гірничого тиску, можливо візуально або інструментально спостерігати в свердловинах або породному масиві. Вони реалізуються у вигляді тріщин, вивалів, підняття ґрунту, зсуву елементів стовбура свердловини та ін.

Під **механічним станом породного масиву** розуміють сукупність деформаційних, міцнісних, геологічних, акустичних і гідрогеологічних параметрів, що характеризують його поведінку при бурінні та експлуатації свердловин. За походженням гірські породи поділяють на магматичні, осадові й метаморфічні.

Магматичні породи утворилися в результаті охолодження і затвердіння магми. Залежно від місця її затвердіння розрізняють інтрузивні, або глибинні, та ефузивні, або такі, що вийшли на денну поверхню гірські породи. До перших відносять наприклад, граніт, сієніт, діорит, габро; до інших – діабаз, андезит, базальт.

Осадові породи утворилися при осадженні, накопиченні й літифікації у водному або повітряному середовищі продуктів фізичної або хімічного руйнування (вивітрювання) вихідних порід з подальшим ущільненням, нерідко з цементацією осаду. До осадових порід належать глини, аргіліти, алевроліти, крейду, мергелі та ін.

Метаморфічними називають гірські породи іноді магматичного, але переважно осадового генезису, які зазнали після утворення в глибинах земної кори впливу високого тиску, температури, мінералізованих розчинів і газів. Це різного роду кварцити, мармур, кристалічні сланці тощо.

Під мінералом розуміють природну хімічну сполуку або самородний елемент. За складом гірські породи можуть бути простими, або мономінеральними, і складними, або полімінеральними. Більшість гірських порід відносять до складних агрегатів. Властивості порід істотно залежать від того, в якому співвідношенні знаходяться складові мінерали. Найбільшу міцність мають кварцові породи з кременистою цементацією (кременисті пісковики, кварцити). Досить міцними є силікати з малим умістом слюди та карбонатні породи. З походженням порід тісно пов'язані їх петрографічні характеристики: структура (будова) й текстура (додавання).

Під структурою в цьому випадку мають на увазі особливості внутрішньої (на мікрорівні) будови гірської породи, зумовлені величиною і формою елементів, ступенем їх кристалізації, а також характером зв'язку між частинками.

Текстура гірських порід характеризує закономірності в розподілі структурних елементів на макрорівні, наприклад, масивна текстура, шарувата, смугаста, сланцева та ін. Зокрема, для осадових порід характерна шарувата текстура, для магматичних – масивна. Гірські породи можуть бути однорідними, неоднорідними, ізотропними, анізотропними.

Однорідними називають породи, що володіють однаковим складом у всіх точках.

Неоднорідними називають породи, що володіють різним складом у різних точках.

Ізотропними називають породи, що володіють однаковими властивостями в усіх напрямках.

Анізотропними називають породи, властивості яких у різних напрямках різні. Анізотропією зазвичай володіють кристали, породи шаруватої структури.

Шаруватість є однією з форм текстури. Вона зумовлюється чергуванням у накопиченні осадів за крупністю зерен, складом, забарвленням тощо. Розрізняють мікروشаруватість, тобто шаруватість у межах однієї літологічної різниці, та макрошаруватість – наявність різних літологічних різниць, що становлять породний масив. Зі шаруватістю

пов'язана здатність гірських порід розділятися на окремі шари, чи розшаровуватися. Чим слабкіші сили взаємодії на контакті шарів, тим легше такі породи руйнуються та легше буряться.

Тріщинуватість як елемент структури також є однією з характерних особливостей породних масивів. За характером походження розрізняють природну і штучну тріщинуватість.

Штучна тріщинуватість виникає при проходженні виробок у процесі деформування гірських порід. Природна тріщинуватість може бути вродженою і тектонічною.

Уроджена тріщинуватість виникає в процесі утворення літологічної різниці, наприклад, при охолодженні магми, скороченні обсягу осаду в процесі його літифікації. Вроджені тріщини в осадових породах розташовуються приблизно перпендикулярно нашаруванню ($80 - 90^\circ$). Як правило, вони заповнені мінеральним осадом, що в сукупності з орієнтацією слугує ознакою віднесення їх до типу вроджених.

Під впливом тектонічних процесів у породному масиві виникають нові тріщини – **тектонічні**. Напрямок їх не має будь-якого впорядкування орієнтації. На поверхні тріщин чітко проглядаються дзеркала ковзання. Залежно від того як тріщини орієнтовані розрізняють упорядковану (одно-, двосистемну) і неупорядковану тріщинуватість. Пересікаючись, тріщини розбивають породний масив з деяким характерним розміром H на окремі структурні блоки із середнім розміром $h_{\text{ср}}$.

Відношення $H/h_{\text{ср}}$ називається **інтенсивністю тріщинуватості**. Слід зазначити, що тріщинуватість призводить до істотного зниження характеристик міцності породного масиву. Відмінність міцності порід у зразку і масиві може бути досить значним. У цьому зв'язку при виконанні геомеханічних розрахунків ми використовуємо міцність порід σ_T , заміряну безпосередньо в умовах залягання (породному масиві). Стосовно кола завдань, що розв'язують механікою гірських порід, породи зручно класифікувати за характером зв'язків між складовими мінеральними частинками. За цією ознакою виділяють такі класи порід.

Тверді, в яких складові їх тверді мінеральні частинки пов'язані між собою жорстким зв'язком, що забезпечує збереження форми. До них відносять магматичні, осадові зцементовані та метаморфічні породи. У цьому класі зазвичай виділяють скельні й напівскельні породи. До **скельних** належать міцні породи зі структурними кристалізаційними або пружними аморфними зв'язками. При насиченні водою сили зчеплення у таких порід не слабшають. Прикладами скельних порід служать граніти, діабазы, базальти, міцні пісковики, вапняки. У напівскельних породах за наявності води зв'язки слабшають або зникають повністю. Зв'язок між мінеральними частинками може бути не тільки жорстким, але і пластичним. Прикладами таких порід є слабкозцементовані пісковики,

слабкі вапняки, доломіти, мергелі. При деформуванні породи цього класу поводять себе як пружні тіла [59,61,62].

Глинисті породи містять велику кількість глинистих мінералів (каолініт, монтморилоніт, гідрослюди тощо). Глинисті мінерали надають зв'язаним породам цілу низку специфічних властивостей, перш за все, пластичність. Вони мають здатність до набухання та усадки. Таким чином, властивості зв'язних порід значною мірою визначаються співвідношенням твердих, рідких і газоподібних складових, а також зерновим та мінералогічним складом. Залежно від цього глиниста порода може перебувати в твердому, пластичному або текучому стані. За змістом глинистих частинок у масі породи розрізняють глини (більше ніж 30 %), суглинки (30 – 10 %) і супіски (до 10 %).

Рідка фаза – тут важливу роль відіграє зв'язана вода, яка складається з молекул, що втримуються дрібнодисперсними частками в буровому розчині. Підвищена щільність зв'язаної води і велика поверхня частинок надають рідкій фазі особливу властивість, наприклад, буровий розчин має велику щільність, що досягає 1,5 г/см³ і більше, що збільшує її зважену дію (краще виносить буровий шлам із свердловини).

Деформаційні та міцнісні характеристики гірських порід

Найбільший обсяг всіх гірничих робіт припадає на тверді породи, тому їх вивчення становлять особливий інтерес у механіці гірських порід. Здатність гірських порід чинити опір зовнішнім механічним впливам визначається на спеціальних стендах. У разі, коли зразок повністю відновлює первинну форму після зняття навантаження, він називається **пружністю**.

Однак у багатьох випадках наявне повільне зникнення деякої частини пружних деформацій. Це явище називається пружним наслідком. Після зняття навантаження може залишитися частина деформацій (пластична деформація). Одним з проявів пружності гірських порід є крихкість. **Крихкістю** називають здатність твердих гірських порід руйнуватися без помітних деформацій [57].

Крихкості зазвичай протиставляють поняття пластичності, під якою розуміють здатність гірських порід набувати необоротні (остаточні) деформації після зняття навантаження.

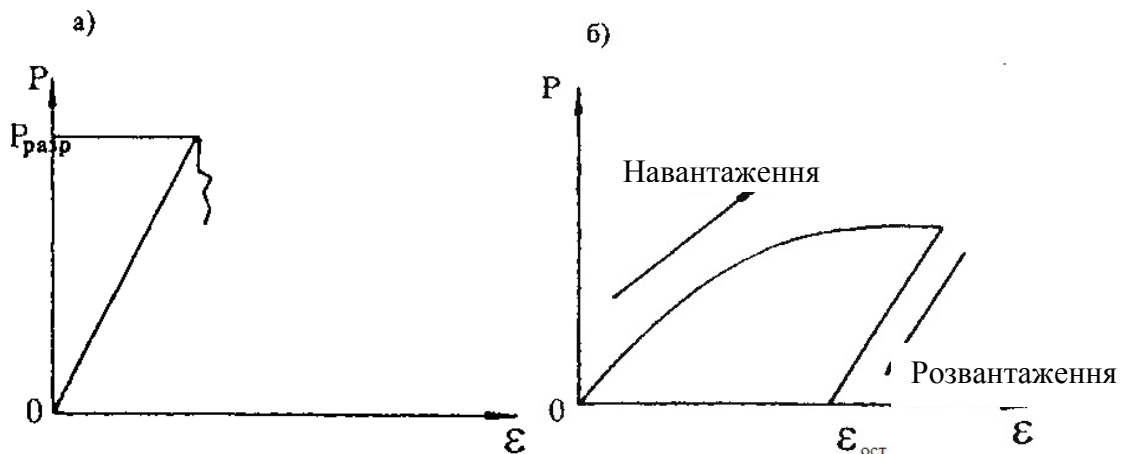


Рис 1. Крихкість (а) і пластичність (б) гірських порід

Для кількісного оцінювання крихкості (пластичності) гірських порід загальноприйнятих критеріїв не існує, хоча пропозицій у цій сфері досить багато. Одним з найбільш простих, але досить об'єктивних є запровадження оцінювання ступеня крихкості різних матеріалів, у тому числі й гірських порід, за допомогою відношення величини межі міцності на одновісний розтяг R_p до величини межі міцності на одноосьовий стиск

$$R_c: \psi = \frac{R_p}{R_c}$$

Коефіцієнт крихкості ψ змінюється від 0 до 1. При $\psi = 0$ наявна ідеальна крихкість, при $\psi = 1$ – ідеальна пластичність. Реальні ж гірські породи, як й інші тверді тіла, займають деяке проміжне положення. Наприклад, для вологих глин $\psi = 0,9$, для аргілітів $\psi = 0,33$, для міцних піщаників $\psi = 0,1$. Здатність гірських порід пружно деформуватися характеризується такими показниками, як модуль пружності – E (модуль Юнга), коефіцієнт Пуассона – μ і модуль зсуву G .

Модуль пружності являє собою відношення величини нормального напруження σ до величини відповідної поздовжньої відносної деформації ε :

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon}$$

Коефіцієнт Пуассона – це відношення відносної поперечної ε' до відносної поздовжньої деформації ε :

$$\mu = \frac{\varepsilon'}{\varepsilon}$$

Модуль зсуву залежить від двох попередніх характеристик і визначається за такою формулою: $G = \frac{E}{2(1 + \mu)}$.

Величина μ змінюється для різних матеріалів у межах від 0 до 0,5 (0 – абсолютно жорстке тіло; 0,5 – рідина) .

Міцність гірських порід – властивість гірських порід у певних умовах, не руйнуючись, сприймати вплив механічних навантажень, температурних, магнітних, електричних та інших полів, нерівномірний перебіг фізико-хімічних процесів у різних частинах гірських порід тощо.

Частіше використовують технологічний термін «міцність гірських порід». Розрізняють міцність: **теоретичну** – обчислену на основі обчислення сил міжатомного зчеплення (вона дорівнює приблизно 1/6 модуля поздовжньої пружності); **статичну** – властивість гірських порід сприймати короточасні навантаження, прикладені з постійною швидкістю; **динамічну** – властивість гірських порід сприймати, не руйнуючись, динамічне навантаження; **тривалу** – міцність твердих порід, що знаходяться тривалий час під навантаженням; **залишкову** – рівень збереженої несучої здатності зруйнованих гірських порід, рівний відповідним мінімальним напруженням при тій величині деформації, яку порода витримує без подальшого деформування і руйнування; **електричну** – обумовлену значеннями напруги.

Контрольні питання

1. Що розуміють під розробленням родовищ?
2. Що характеризує текстура гірських порід?
3. Поясніть графіки залежності тиску від деформації, що характеризують крихкість та пластичність гірських порід?
4. Чим відрізняється штучна тріщинуватість від уродженої?
5. Схарактеризуйте механічні властивості гірських порід.

2. Короткий аналіз особливостей напружено - деформованого стану стовбура і пристовбурної зони глибокої свердловини

Успішність освоєння та експлуатації нафтогазових свердловин, а також розвідки родовищ нафти і газу значною мірою визначається ефективністю будівництва свердловин. А у зв'язку зі зростанням глибин і різноманіттям геологічних умов буріння зростає актуальність проблеми забезпечення стійкості стану необсадженого стовбура, оскільки ефективність буріння таких свердловин багато в чому залежить від стану та стійкості гірських порід їх стовбура й пристовбурної зони. Забезпечення тривалої стійкості порід у цих умовах можливе лише при всебічному вивченні та розумінні складних процесів, що відбуваються в гірських породах під дією різного поєднання значних напружень, ролі бокового гірського тиску, а також фізико-хімічної взаємодії бурового розчину і порід, які розбурюються.

Аналіз буріння свердловин на площах показав, що найбільш часто ускладнення виникають унаслідок порушення стійкості стінок свердловин. З цієї причини іноді свердловини не досягають проектних глибин і підлягають ліквідації, не виконуючи свого призначення при витратах на їх будівництво великих коштів. Гірські породи поблизу свердловини піддаються дії трьох основних тисків: гравітаційного P_2 , бокового геостатичного P_2 та протитиску свердловини P_1 . Тиск масиву з боку стовбура свердловини складається з гідростатичного тиску стовпа бурового розчину й гідродинамічного тиску, зумовленого проведенням технологічних процесів у свердловині.

Гідродинамічний тиск (як правило, на порядок менший від гідростатичного) відіграє опосередковану роль у виникненні деформацій ствола, прискорюючи час настання руйнувань, тобто не є причиною. Визначальними є тиски P_1 , P_2 , P_2 , [31]. Відповідно до сучасних уявлень, основними факторами, що впливають на стійкість стінок свердловини, є напружений стан порід та фізико-хімічна взаємодія порід з буровим розчином. Напрямок фізико-хімічних процесів у системі «пласт – свердловина» визначається хімічним потенціалом бурового розчину і хімічним потенціалом гірських порід. У загальному випадкові мимовільні термодинамічні процеси спрямовані в бік вирівнювання потенціалів. Одним з методів впливу на пласт є використання інгібованих та мінералізованих розчинів. Інгібування, як правило, досягається і мінералізацією розчину, причому паралельно з цим регулюються й осмотичні процеси. У розчини вводять добавки, що забезпечують насичення в свердловині їх іонами: K^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} і Na^+ .

Застосування інгібованих розчинів у свердловинах, здатних до деформаційних проявів, дало позитивні результати [10]. А оскільки разом з інгібуванням регулюються і осмотичні процеси, то можна припустити, що і процес осмосу, поряд з іншими факторами, надає певний вплив на стійкість стінок свердловин. Практика буріння показала, що в низці випадків обваження бурового розчину без його хімічної обробки не розв'язало проблеми стійкості стовбура свердловини. В той же час повністю розв'язати проблему ліквідації ускладнень і підвищення стійкості стінок свердловин при бурінні в нестійких породах методом інгібування поки ще не вдалося. У результаті фізико-хімічної дії розчину на пласт можна досягти стійкості стовбура свердловини тільки в умовах напруженого стану, близького до рівноважного. При цьому осмотичні тиски, величина яких становлять у кращому випадку 1 – 3 МПа, можуть компенсувати тільки гідродинамічні тиски в свердловині. Таким чином, головним фактором, котрий визначає стійкість стовбура свердловини, є його напружений стан, що залежить від величини зовнішнього впливу (P_1 , P_2 , P_2), тиску пластового флюїду та фізико-механічних властивостей порід в умовах їх залягання. Прогнозування діючих напружень у масивах порід

має велике практичне значення, бо саме ці компоненти спільно з фізико-механічними і реологічними властивостями гірських порід служать основою при розрахунку стійкості стінок незакріплених стовбурів свердловин та розрахунках на міцність обсадних колон при оцінюванні можливого спотворення продуктивності пластів до проведення випробувань, раціональності прийнятої схеми руйнування порід на вибої й надійності роз'єднання продуктивних пластів від водоносних після цементування обсадної колони.

На основі аналізу результатів виконаних досліджень [1, 2, 3, 7] встановлено, що для отримання стійкості стінок стовбура свердловини в будь-якому випадку (будь-яких породах) необхідно прагнути до отримання в свердловині умов, близьких до рівноваги. Більшість ускладнень, що наявні в цей час у практиці буріння, пов'язана саме з невиконанням цієї вимоги. Для усунення цієї обставини може бути використаний метод інженерного розрахунку напружено-деформованого стану масиву, за допомогою якого можливо швидко і досить надійно встановлювати напружений стан порід, що утворюють стінки свердловини, поблизу свердловини та в глибині масиву і на підставі цього приймати об'єктивні рішення за заданих умов. Відомі два методи оцінювання напруженого стану масиву порід, що включає стінки свердловини і прилеглу до неї зону: за допомогою аналітичних розрахунків та методами механічного моделювання.

Достовірність аналітичних розрахунків визначається ступенем відповідності математичної моделі натурному стану, а також точністю, з якою показники механічних властивостей характеризують поведінку породи в цьому напруженому стані масиву. Найбільшою актуальністю, у зв'язку з оперативністю розрахунків напружень і переміщень (оперативністю інтерпретації даних) та нескладністю його виконання, користуються інженерні методи розрахунку. Вони, в свою чергу, найбільш складні, при їх розробленні в силу необхідності досягнення названих переваг і дотримання достатньої точності отриманої розрахункової інформації.

У порівнянні з аналітичними методами дослідження стійкості стовбура свердловини як функції напружено-деформованого стану порід механічне його моделювання має низку переваг. Одне з них – можливість додаткового ускладнення моделі для досягнення більшої відповідності натурному зразку. Саме тому механічне моделювання при вивченні стійкості стовбура і пристовбурної зони свердловини часто стає основним. Однак складність досліджуваних процесів призводить до складності обладнання, яке необхідно використати, та трудоемкості проведення експериментів. Результати останніх у більшості випадків можна інтерпретувати і використовувати тільки для якісної оцінки досліджуваного процесу. З цієї причини нами застосовано аналітичний

метод оцінювання напруженого стану пружно-пластичного масиву, з вертикальною глибокою свердловиною.

Контрольні питання

1. Назвіть переваги та недоліки аналітичних методів розрахунку.
2. Проаналізуйте причини руйнування стінок свердловин при бурінні свердловин на площах.
3. Чим визначається достовірність аналітичних розрахунків?

3. Сучасні тенденції розвитку методу розрахунку напружено-деформованого стану стовбура глибокої свердловини

Традиційна умова задачі формулюється таким чином. Маємо важкий масив, обмежений зверху горизонтальною площиною, від площини в глиб масиву (рис.1) розташована вертикальна свердловина. Пружний масив знаходиться в рівновазі під дією власної ваги, інших зусиль до масиву не прикладено. Потрібно знайти напруження в такому ослабленому свердловиною масиві. Замість пружного напівпростору з циліндричною свердловиною кінцевої глибини зазвичай розглядається циліндр радіуса r_2 з вертикальною порожниною r_1 . Вплив торцевих ефектів (гирло і вибій свердловини) не враховується, оскільки глибина свердловини у багато разів перевищує її діаметр. У результаті встановлюється залежність нормальних напружень σ_r , σ_t та переміщень u від радіусів циліндра r_1 , r_2 , напруження і переміщення повинні бути нерозривними й однозначними функціями r та z всередині масиву. До теперішнього часу розв'язання задачі у сформульованій постановці використовується для інженерного оцінювання напруженого стану гірських порід у пристовбурній зоні свердловин, згідно з яким в міру наближення до стінок свердловини нормальні радіальні напруження σ_r зменшуються (за абсолютною величиною), а нормальні тангенціальні напруження σ_t – зростають, вертикальні нормальні напруження σ_z не залежать від відстані до стінок свердловини й залишаються постійними і визначаються величиною геостатичного тиску. Однак поряд з експериментальними дослідженнями встановлено істотну відмінність від названого вище розподілу напружень. Тому для встановлення закономірності розподілу напружень у пристовбурній зоні глибокої свердловини було поставлено завдання дослідження напруженого стану цієї зони свердловини, пробуреної в пласті, здатній до дії гравітаційних сил та протитиску (рис 1 – 3).

У зв'язку з тим, що реальна залежність між напруженнями та деформаціями для гірських порід є криволінійною і пластичні деформації з'являються найчастіше відразу ж після навантаження, виникла

необхідність введення поняття модуля деформації E_0 , рівного відношенню величини нормальної напруги до повної відносної поздовжньої деформації, включаючи залишкову: $E_0 = \frac{\sigma}{\varepsilon_{\Pi}}$.

За величиною модуль пружності для одного і того ж зразка породи трохи більше від модуля деформації ($E > E_0$). До характеристик міцності гірських порід належать: межа міцності на одноосьовий стиск R_c , межа міцності на одноосьовий розтяг R_p , межа міцності на зрушення R_t , зчеплення C і кут внутрішнього тертя ρ . Серед характеристик міцності межа міцності на одновісний стиск має особливе значення. Це основна константа різних матеріалів, у тому числі й гірських порід. Практично всі геомеханічні дослідження починаються з визначення межі міцності на одновісний стиск зразків гірських порід. Дослідження авторів розпочалося з визначення межі міцності σ_T за параметром – напружень гідророзриву пласта $\sigma_{гр}$. При дослідженні зразків межа міцності встановлюється за навантаженням, коли відбудеться руйнування зразка і межу міцності на одновісний стиск визначиться як відношення руйнівного зусилля P до площі поперечного перерізу зразка F , тобто: $R_c = \frac{P}{F}$, МПа.

Однак є низка причин, зовнішніх і внутрішніх, які сприяють тому, що поле напруг та деформацій у зразку породи буде неоднорідним. Проведені дослідження показують, що для однієї й тієї ж літологічної різниці різні умови випробувань можуть призвести до зміни межі міцності на одновісний стиск до 5 разів. Внутрішні причини, що спричиняють до порушення однорідності поля напружень і деформацій у природній структурній неоднорідності гірських порід (прихована тріщинуватість, включення різних розмірів і різної міцності, пори тощо). Отримати ідеальне однорідне поле напружень та деформацій у пласті за зразком неможливо. Мова може йти лише про стан, близький до однорідного. Можна припустити, що міцність на одноосьовий стиск порід зразка буде завжди вища, ніж міцність масиву гірських порід. Установлено, що завдання лінійної спадковості можна формально розглядати як завдання теорії пружності, в якій замість пружних сталих E і μ необхідно використовувати їх тимчасові аналоги (інтегральні оператори) – \bar{E} і $\bar{\mu}$.

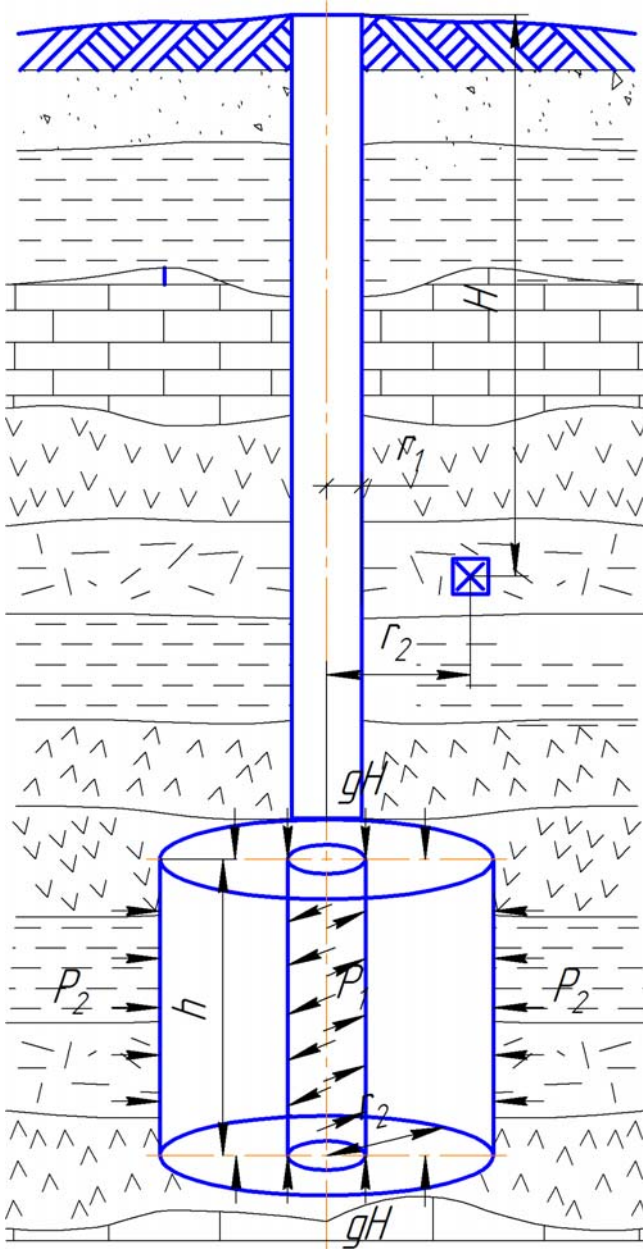


Рис. 2. Розрахункова схема

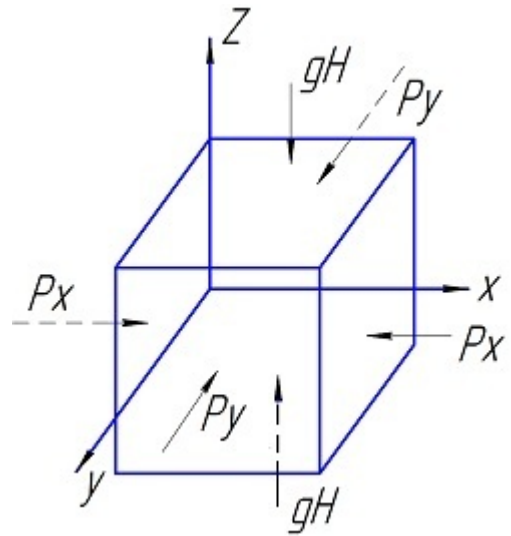


Рис. 3. Зовнішні сили, що діють на елемент корпусу свердловини в масиві.

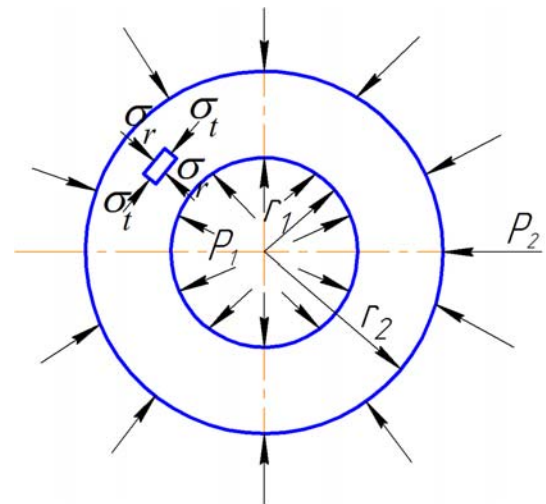


Рис. 4. Розрахункова схема елемента стовбура свердловини

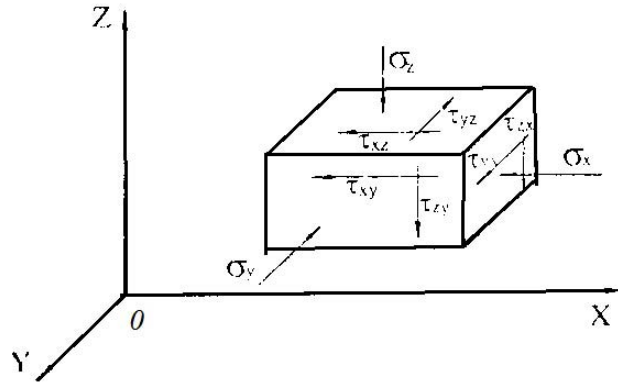


Рис. 5. Розрахункова схема

Складність розв'язання завдань методами теорії спадкової повзучості полягає у розшифруванні тимчасових операторів (рис.4,5). Часто при сталості граничних умов для розв'язання завдань геомеханіки використовують метод змінних модулів, який полягає в тому, що замість інтегральних операторів і використовують тимчасові функції $E(t)$ та $\mu(t)$, які можуть бути знайдені за формулами:

$$E(t) = \frac{E}{1 + \Phi}; \quad (3.1)$$

$$\varepsilon(t) = \frac{\sigma_0}{E} \left(1 + \frac{\delta t^{1-\alpha}}{1-\alpha} \right) = \frac{\sigma_0}{E}; \quad (3.2)$$

$$\Phi = \frac{\delta t^{1-\alpha}}{1-\alpha}, \quad (3.3)$$

де δ і α – реологічні характеристики, що одержують експериментально; Φ – функція повзучості. Тимчасову функцію для коефіцієнта Пуассона визначають виразом

$$\mu(t) = 0,5 - \frac{0,5 - \mu}{1 + \Phi}. \quad (3.4)$$

Згідно з гіпотезою про однорідність породного масиву виділимо простір навколо довільно вибраної точки елементарного об'єму у формі куба (рис.4).

Слід зазначити, що використання теорії спадкової повзучості виправдано тільки в тому випадку, коли діючі напруги не перевищують тривалої міцності масиву. Як уже зазначалося раніше, механічні властивості гірських порід, отримані в лабораторних умовах, не відповідають механічними властивостями реальних масивів гірських порід і ця невідповідність проявляється у вигляді масштабного ефекту. Про

зразок гірських порід можна говорити як про деяку ідеалізовану модель породного масиву. Зазначена обставина стала приводом для пошуків отримання механічних констант у натурних умовах, тобто безпосередньо в пластах-колекторах (рис. 1 – 3).

При деформуванні породи до граней куба докладаються внутрішні зусилля ($P_x, P_y, P_z = \gamma H$), інтенсивність яких називають напруженнями. В загальному випадку напруження утворюють деякий кут α з нормаллю, проведеною до грані куба. Для зручності розгляду їх можна розкласти на нормальну і дотичну складову (рис. 4). Ці складові називають компонентами напружень. Таким чином, є три компоненти нормальних σ_x, σ_y та σ_z і шість – дотичних напруг – $\tau_{xy}, \tau_{yx}, \tau_{xz}, \tau_{zx}, \tau_{yz}, \tau_{zy}$. Індеси в позначеннях дотичних компонентів напружень показують: перший – паралельно якій осі координат спрямований вектор напружень; другий – перпендикулярно якій осі розташована площина, до котрої цей вектор прикладено. Для зручності аналізу напружено-деформівного стану (НДС) уводять поняття про середнє або геостатичне напруження $\sigma_0 = 3^{-1}(\sigma_x + \sigma_y + \sigma_z)$. За аналогією з напруженнями можна ввести в

розгляд поняття середньої деформації: $\varepsilon_{cp} = \frac{1}{3}(\varepsilon_x + \varepsilon_y + \varepsilon_z)$ Систему координат завжди можна змінити таким чином, що напрямок координатних осей збіжиться з лініями дії таких нормальних напружень, при яких дотичні напруження дорівнюють нулю. Ці напруження називають **головними** і позначають σ_1, σ_2 та σ_3 . Причому $\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$. Під дією напружень, прикладених до граней елементарного куба, він деформується. Кожна його грань змінить лінійні й кутові розміри. Лінійні зміни оцінюються компонентами переміщень u, v, w і лінійних відносних деформацій $\varepsilon_x, \varepsilon_y, \varepsilon_z$, а кутові – кутовими деформаціями $\gamma_{xy}, \gamma_{yx}, \gamma_{xz}, \gamma_{zx}, \gamma_{yz}, \gamma_{zy}$. В силу закону парності дотичних напружень й деформацій $\tau_{xy} = \tau_{yx}, \varepsilon_{xy} = \varepsilon_{yx}$ і т.д. Розглянутий раніше напружено-деформований стан називається трьохосним, або **об'ємним**. Головні напруження σ_1, σ_2 і σ_3 можна знайти, знаючи дев'ять вищеназваних компонентів напружень. Так, наприклад, для визначення σ_1 слід користуватися рівнянням

$$\sigma_1^3 = (\sigma_x + \sigma_y + \sigma_z)\sigma_1^2 + (\sigma_x\sigma_y + \sigma_y\sigma_z + \sigma_z\sigma_x - \tau_{xy}^2 - \tau_{yz}^2 - \tau_{zx}^2)\sigma_1 - (\sigma_x\sigma_y\sigma_z + 2\tau_{xy}\tau_{yz}\tau_{zx} - \sigma_x\tau_{zy}^2 - \sigma_y\tau_{zx}^2 - \sigma_z\tau_{xy}^2) = 0. \quad (3.5)$$

Коефіцієнти σ_1^2, σ_1 і вільний член у цьому рівнянні називаються відповідно першим, другим та третім інваріантами тензора напружень і позначаються I_1, I_2, I_3 . Перший інваріант I_1 називається лінійним. Він характеризує завдання об'єму речовини навколо інваріанта I_2 й визначає можливість переходу тіла в пластичну область. Мізес показав, що

пластична текучість настає, якщо другий інваріант тензора девіатора напруг досягає деякої критичної величини, яка дорівнює межі текучості при чистому зсуві. Третій інваріант також має певний фізичний зміст. Між деформаціями і напруженнями існують функціональні залежності, які називають об'єднаним законом Гука:

$$\varepsilon_x = \frac{1}{E} \left[\sigma_x - \mu(\sigma_y + \sigma_z) \right], \quad (3.6)$$

$$\varepsilon_y = \frac{1}{E} \left[\sigma_y - \mu(\sigma_z + \sigma_x) \right], \quad (3.7)$$

$$\varepsilon_z = \frac{1}{E} \left[\sigma_z - \mu(\sigma_x + \sigma_y) \right]. \quad (3.8)$$

Нерідко виникає необхідність визначити не відносні деформації, а переміщення точок тіла, які мають такі позначення: по осі $X - u$, по осі $Y - v$ і по осі $Z - w$. У цьому випадкові складові деформацій знаходять як:

$$\varepsilon_x = \frac{\partial u}{\partial x}, \quad \varepsilon_y = \frac{\partial v}{\partial y}, \quad \varepsilon_z = \frac{\partial w}{\partial z}. \quad (3.9)$$

Установлено, що в найбільш загальному випадку напружено-деформований стан виділеного елементарного об'єму свердловини навколо точки характеризується наявністю дев'яти компонентів напруг і дев'яти компонентів деформацій. Такий напружено-деформований стан, як уже зазначалося, називається **об'ємним**. Розв'язання об'ємних задач навіть тільки із застосуванням методів теорії пружності пов'язане зі значними математичними труднощами. Тому рішення будь-якої геометричної задачі починають з аналізу особливостей напружено-деформованого стану для того, щоб спростити вихідну розрахункову схему і привести її по можливості до плоскої задачі, коли два компоненти напруг та два компоненти деформацій залежать від координат точок тіла. Так, якщо вагому пластину (рис. 5), яка знаходиться в стані рівноваги під дією зовнішніх сил, навантажити рівномірно розподіленими по товщині зусиллями, прикладеними до її границі паралельно площині пластини, то компоненти напружень на обох поверхнях пластини будуть дорівнювати нулю і можна припустити, що вони рівні нулю й усередині пластини. Такий напружений стан буде визначатися тільки компонентами напружень та називається **плоским напруженим станом**. Доведено, що в тонких пластинах усі три невідомі компоненти напружень не залежать від координати Z , а визначаються лише функціями координат X і Y .

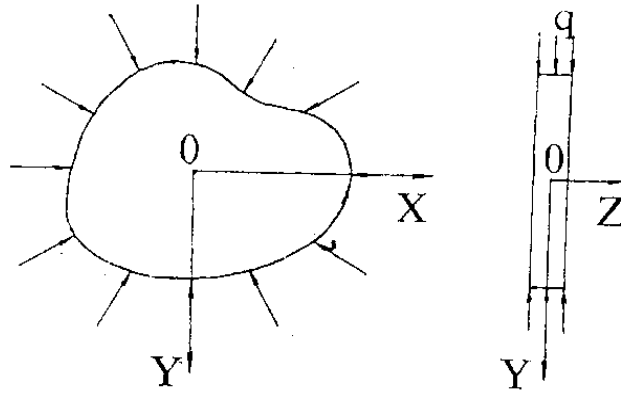


Рис. 6. Плоский напружений стан

Плоский напружений стан не є характерним для задач геомеханіки. Але спрощення можливі в граничному випадку, коли розмір тіла в напрямку осі Z дуже великий. Це можуть бути, наприклад, глибокі свердловини. Очевидно, що якщо ми будемо розглядати напружено-деформований стан масиву навколо свердловини на достатній відстані від її торців перерізу, то площини, перпендикулярні поздовжній осі свердловини Z , будуть перебувають в однакових умовах. Компоненти переміщень u і v не залежить від координати Z і є функціями координат X і Y . Поздовжні переміщення w при цьому дорівнюють нулю. Такий напружений стан називається **плоскою деформацією**. Таким чином, задача про плоский напружено-деформований стан зводиться до визначення компонентів напружень, як функції XY . Ця обставина істотно спрощує завдання і дає можливість отримати її рішення в замкнутому вигляді, тобто у вигляді кінцевих формул.

Характерною особливістю виробок свердловин, які знаходяться на великих глибинах, є наявність зони зруйнованих порід, що утворюється між пружно-деформованою частиною породного масиву і стовбуром свердловини. Ця зона повністю охоплює контур свердловини та відіграє роль своєрідного демпфера, що знижує рівень напружень у приконтурному просторі. Розміри зони, величина зсувів порід стовбура свердловини, наявність пучення гірських порід, обвалів чи інших проявів гірського тиску залежать від того, яким чином відбувається процес руйнування масиву в свердловині. Загальною властивістю практично всіх конструкційних матеріалів є їх твердість як здатність зберігати вихідні розміри й цілісність при невеликих (не більше ніж 1 – 3%) відносних деформаціях (пружна деформація). Гірські породи, якщо їх розглядати як матеріал, середовище, в котрому проходить виробка, також у переважній своїй більшості можуть бути віднесені до **твердих тіл**.

Механічне руйнування внаслідок силового впливу можна визначити як результат деякого деформування та розриву структурних зв'язків

матеріалу конструкції. Дослідження цього процесу, як і будь-якої задачі, відбувається на основі фізичних та математичних моделей, що імітують реальні тверді тіла. Результати своїх досліджень щодо послаблюючого впливу мікрodefektів на міцність гірських порід А.А. Гриффітс утілює у теорію міцності, що утворила основу подальших досліджень у сфері так званих мікрodefektних теорій міцності. Критерій, користуючись якими можна визначити, чи відбудеться руйнування породи, має вигляд

$$(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + 8R_p(\sigma_3 + \sigma_1) = 0, \text{ якщо } 3\sigma_3 + \sigma_1 > 0, \quad (3.10)$$

$$\sigma_3 = R_p, \text{ якщо } 3\sigma_3 + \sigma_1 < 0. \quad (3.11)$$

Прийнявши в першому виразі $\sigma_3 = 0$, отримаємо співвідношення між межею міцності на одновісний стиск і межею міцності на одновісний розтяг $R_C = -8R_p$.

що цілком узгоджується з дослідними даними для гірських порід. Мікрodefektні теорії єдині в тому, що вони розглядають руйнування як результат дезінтеграції твердого тіла вздовж однієї магістральної тріщини. На стінках свердловини крихке руйнування відбувається трохи інакше, воно реалізується у вигляді системи тріщин. Для опису такого механізму утворення тріщин необхідне введення в робочі гіпотези спеціальних передумов. При деформуванні твердих тіл завжди існує два механізми, завдяки яким відбувається руйнування матеріалу – пластична течія і крихке руйнування (розтріскування, відривання). Поняття про крихке й в'язке руйнування становлять фізичну основу для розроблення тих чи інших критеріїв міцності. Якщо пластична деформація, що викликана дотичними напруженнями, розпушує матеріал та готує його до розриву, то порушення суцільності відбувається під дією нормальних напружень розтягу. В твердих тілах типу гірських порід пластичні деформації починаються при порівняно невеликих навантаженнях. Серед безлічі хаотично розташованих кристалів завжди знайдеться деяка кількість найменш вигідно орієнтованих стосовно зовнішніх зусиль, які мають внутрішні дефекти типу дислокацій. Ці кристалики деформуються пластично вже при порівняно невеликих зовнішніх зусиллях. Число цих кристаликів порівняно невелике, і місцеві пластичні деформації помітно не позначаються на загальній залежності між силою та переміщенням, властивій початковій стадії навантаження. При великих зовнішніх зусиллях пластичні деформації стають переважаючими. Згідно з критеріями теорії Мора, процесу руйнування в локальній області твердого тіла дотичні напруження, величина яких досить повно характеризується інтенсивністю напруг σ_i розпушують матеріал шляхом зсуву, а під дією нормальних напружень σ_t відбувається розкриття тріщин. Спільна дія двох видів руйнування (зрушення й відриву) призводить до втрати міцності

породи. Подібна схема руйнування узгоджується з дислокаційною і ділатонною теоріями виникнення крихкої тріщини. Відповідно до гіпотези Мора,

$$\sigma_i = \frac{\sqrt{2}}{2} \sqrt{(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2}, \quad (3.12)$$

отже, можна вважати, що міцність породи практично залежить тільки від членів цього виразу, які визначають різницю і суму, тобто визначає момент переходу породи в пластичний стан.

Глибокі свердловини на нафту і газ – вироблення довготривалого призначення до яких ставлять підвищені вимоги: обсадження стовбура свердловини не повинно мати ушкоджень, що досягається вибором відповідного матеріалу та належним запасом міцності, який визначається розрахунком.

Теорії гірського тиску, що дають змогу визначити навантаження на обсадні труби стосовно глибоких свердловин, характеризуються трьома напрямками.

Перший напрямок оснований на застосуванні простих фізичних моделей, відповідно до яких навантаження на труби створюється бічними породами, що мають тій чи інший ступінь руйнування. При цьому величина навантаження не залежить від часу, технології та характеристик обсадної труби. В основу розрахункових методів цього напрямку покладена теорія **розрахунку підпірних стін**.

Другий напрямок ґрунтується на **гіпотезах взаємодії труб**, що спільно деформуються з навколишнім породним масивом. У цьому випадкові навантаження на труби залежить і від жорсткості самої обсадної труби, і від параметрів технології її зведення.

Третій напрям утворюють **емпіричні методи**, які базуються на результатах відповідним чином оброблених і представлених результатах лабораторних експериментів. Тиск на обсадні труби в стовбурі свердловини має місце в породах будь-якої міцності й на будь-якій глибині пропорційно цій глибині. Однак практика показує, що при перетині міцних порід стінки свердловини можуть зберігати стійкість тривалий термін навіть без обсадження. При цьому передбачається виконання умови

$$[\sigma_T] \geq \frac{2\mu}{1-\mu} \gamma H, \quad (3.13)$$

де $[\sigma_T]$ – межа міцності порід в умовах її залягання.

У першому наближенні для аналізу напруженого стану пружного масиву з отвором (для розрахунків напруженого стану елемента (рис. 2, 3) стовбура свердловини) використовувалися такі залежності [11,12]: у разі, якщо діє вертикально геостатичний тиск гірських порід – γH ; якщо діють горизонтальні сили бокового розпору i (в загальному випадку вони рівні між собою) тобто $P_x = P_y = P_2$. В тих випадках, коли $\mu = 0$ і, а при $\mu = 0,25$, при $\mu = 0,5$ вже, тобто завжди $P_1 < \gamma H$; в разі свердловини, заповненої рідиною, дорівнюватиме гідростатичному тиску.

Для розв'язання цього завдання Динник А. І. та Тимошенко С.П. [55] рекомендують розрахункові залежності, що можна знаходити на основі відомого розв'язку Ламе для товстостінного циліндра, навантаженого зовнішнім і внутрішнім розподіленим навантаженням. Для пружного циліндра отримано:

$$\sigma_r = \frac{r_1^2 r_2^2 (P_2 - P_1)}{(r_2^2 - r_1^2) r^2} + \frac{P_1 r_1^2 - P_2 r_2^2}{r_2^2 - r_1^2}; \quad \sigma_t = -\frac{r_1^2 r_2^2 (P_2 - P_1)}{(r_2^2 - r_1^2) r^2} + \frac{P_1 r_1^2 - r_2^2 P_2}{r_2^2 - r_1^2}; \quad (3.14)$$

за граничних умов:

$$(\sigma_r)_{r=r_1} = -P_1; \quad (\sigma_r)_{r=r_2} = -P_2, \quad (3.15)$$

де r_1 – радіус внутрішнього діаметра циліндра; r_2 – радіус зовнішнього діаметра циліндра, r – поточне значення радіуса циліндра. Відзначено, що по всій товщині циліндра $\sigma_t + \sigma_r = const$. Отже, σ_r і σ_t викликають однорідне розтягнення або стиснення в напрямку осі циліндра, а поперечні перерізи, перпендикулярні осі циліндра, залишатимуться плоскими. Таким чином, деформація, зумовлена напруженнями σ_r та σ_t в елементі циліндра, з двома суміжними поперечними перерізами не впливає на деформацію сусідніх елементів. Іншими словами, якщо циліндр піддається дії рівномірно розподілених внутрішніх і зовнішніх тисків, то деформації будуть симетричними відносно осі циліндра, та по гранях елемента, вирізаного зі стінки циліндра двома радіальними й двома концентричними циліндричними перерізами, на які не будуть діяти дотичні напруження τ .

Розглянуто такі окремі випадки задачі: циліндр, що піддається дії тільки одного внутрішнього тиску, тоді

$$\sigma_r = -\frac{r_1^2 P_1}{r_2^2 - r_1^2} \left(1 - \frac{r_2^2}{r^2}\right); \quad \sigma_t = -\frac{r_1^2 P_1}{r_2^2 - r_1^2} \left(1 + \frac{r_2^2}{r^2}\right). \quad (3.16)$$

З аналізу цих виразів видно, що σ_r завжди є стискаючими, а σ_t – розтягуючими. Останні досягають найбільшого значення на внутрішній поверхні циліндра.

$$\sigma_{t\max} = \frac{P_1(r_1^2 + r_2^2)}{r_2^2 - r_1^2}, \text{ а } \sigma_{t\min} = \frac{2r_1^2 P_1}{r_2^2 - r_1^2} . \quad (3.17)$$

Напруження σ_t завжди чисельно перевищує внутрішній тиск і наближається до нього за величиною із зростанням r_2 . Отже, він не може бути нижчим ніж P_1 , навіть у найбільш віддалених точках від внутрішньої частини циліндра. тобто внутрішній тиск відсутній, тоді ми маємо:

$$\sigma_r = -\frac{P_2 r_2^2}{r_2^2 - r_1^2} \left(1 - \frac{r_1^2}{r^2}\right); \quad \sigma_t = -\frac{P_2 r_2^2}{r_2^2 - r_1^2} \left(1 + \frac{r_1^2}{r^2}\right) . \quad (3.18)$$

З цих формул випливає, що σ_r та σ_t напруження стиснення, причому σ_t завжди більше. Найбільші стискаючі напруження будуть діяти на внутрішній поверхні циліндра і дорівнюватимуть:

$$(\sigma_t)_{r=r_1} = -\frac{2P_2 r_2^2}{r_2^2 - r_1^2} . \quad (3.19)$$

Розрахункові залежності σ_r і σ_t , отримані Ламе [13], справедливі при P_1 та P_2 рівні гідростатичному тиску. У реальних умовах частина напружень сприймається породою навколо свердловини, тобто дійсні напруження повинні бути меншими, ніж це дають розрахунки за формулами Ламе.

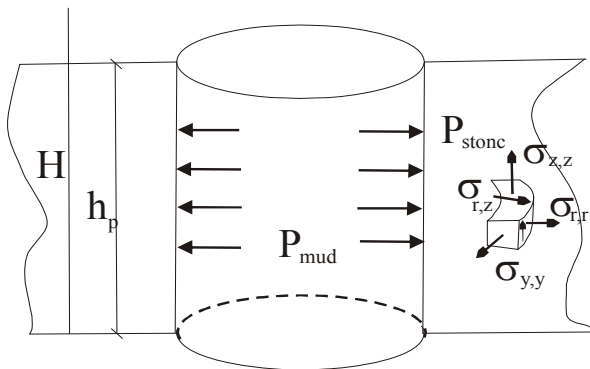


Рис. 7 – Розрахункова схема задачі
С.Г. Лехницького

Тому для розглянутого випадку А.І. Динником [5] отримані такі розрахункові залежності для виробки, пробуреної в міцних гірських породах (задачу розв'язували в полярних координатах при пружній постановці). До проходження свердловини головні напруження в масиві будуть:

$$\sigma_t = \sigma_r = -\frac{\mu}{1-\mu} \gamma H ; \quad \sigma_z = -\gamma H ;$$

$\tau_{rz} = 0$, зрушуючі напруження дорівнюють 0, тобто $\tau = 0$).

Після розбурення свердловини головні напруження при $P_1=0$ будуть дорівнювати:

$$\sigma_r = -\frac{\mu \gamma H}{1-\mu} \left(1 - \frac{r_1^2}{r^2}\right); \quad \sigma_t = -\frac{\mu \gamma H}{1-\mu} \left(1 + \frac{r_1^2}{r^2}\right); \quad \sigma_z = -\gamma H . \quad (3.20)$$

При $P_1=0$ и $r=r_1$: $\sigma_z=0$; $\sigma_t = -\frac{2\mu\gamma H}{1-\mu} = -2P_2 = -2P_x = -P_z$ (див. рис. 2).

Стискаючі напруження при контурі стовбура свердловини вдвічі більші, ніж горизонтальний тиск гірських порід на заданій глибині, з віддаленням від стовбура свердловини вглиб масиву напруження прямуватимуть до гідростатичних. Лехницьким С.Г. [35] проведено уточнення наведених вище умов, а для випадку свердловини, заповненої рідиною, отримано такі залежності по напруженнях: $\sigma_r = -\gamma\lambda H(1 - \frac{r_1^2}{r^2}) - \gamma_{жс} H \frac{r_1^2}{r^2}$; $\sigma_z = -\gamma H$; $\tau_{rz} = 0$;
 $\sigma_t = -\gamma\lambda H(1 + \frac{r_1^2}{r^2}) - \gamma_{жс} H \frac{r_1^2}{r^2}$ при $\lambda = \frac{\mu}{1 - \mu}$;

за переміщеннями:

$$u = -\frac{(1 + \mu)r_1^2 H}{Er}(\gamma\lambda - \gamma_c); w = \frac{\gamma(1 + \mu)}{E(1 - \mu)}(\mu r_1^2 \lg r - \frac{1 - 2\mu}{2} H^2 + C) - \frac{\gamma_{жс} r_1^2 (1 + \mu)}{E} \lg r, (3.21)$$

де C – константа, що залежить від вибору початкової площини відліку; u – переміщення вздовж радіуса вектора, w – переміщення вздовж осі Z . Проте у низці випадків розрахунки, виконані за представленими формулами, не отримали підтвердження, у виробничих та експериментальних умовах зафіксовано суттєві відмінності від розрахованих тензорів напружень і переміщень.

Якщо розглядати масив, у котрому ще немає гірничих виробок, як однорідний та ізотропний з горизонтальною поверхнею і враховувати лише гравітаційні сили, то в ньому будуть діяти початкові нормальні напруження: $\sigma_z = \gamma H$; $\sigma_x = \sigma_y = \zeta\gamma H$, де H – глибина від поверхні; γ – об’ємна вага; ζ – коефіцієнт бічного розпору масиву гірської породи. Початкові дотичні напруження дорівнюють нулю. Тому початкові напруження являють собою головні нормальні напруження, а осі z , x , y – головні осі.

Макаровим Л.В. були проведені спеціальні дослідження [36 – 38] для перевірки достовірності (сфері застосування) формул, запропонованих Данником А.І., Тимошенко С.П. і Лехницьким С.Г. Для досліджень ним були використані узагальнені рівняння рівноваги пружного тіла в циліндричних координатах:

$$(1 - \mu) \left[\frac{1}{r} \frac{\delta u}{\delta r} - \frac{u}{r^2} + \frac{\delta^2 u}{\delta r^2} \right] + \frac{1 - 2\mu}{2} \frac{\delta^2 u}{\delta z^2} + \frac{1}{2} \frac{\delta^2 w}{\delta z \cdot \delta r} = 0; (3.22)$$

$$\frac{1}{2} \left[\frac{1}{r} \frac{\delta u}{\delta z} + \frac{\delta^2 u}{\delta z \cdot \delta r} \right] + \frac{1 - 2\mu}{2} \left[\frac{1}{r} \frac{\delta w}{\delta r} + \frac{\delta^2 w}{\delta r^2} \right] + (1 - \mu) \frac{\delta^2 w}{\delta z^2} = kg \frac{(1 + \mu)(1 - 2\mu)}{E}. (3.23)$$

Компоненти тензора напружень у цій задачі знайдено у вигляді:

$$\begin{aligned}\sigma_r &= \lambda \left(\frac{u}{r} + \frac{\delta w}{\delta z} \right) + (\lambda + 2\bar{\mu}) \frac{\delta u}{\delta r}; \sigma_t = \lambda \left(\frac{\delta u}{\delta r} + \frac{\delta w}{\delta z} \right) + (\lambda + 2\bar{\mu}) \frac{u}{r}; \\ \sigma_z &= \lambda \left(\frac{\delta u}{\delta r} + \frac{u}{r} \right) + (\lambda + 2\bar{\mu}) \frac{\delta w}{\delta z},\end{aligned}\quad (3.24)$$

де: $\lambda = \frac{\mu E}{(1 + \mu)(1 - 2\mu)}$; $\bar{\mu} = \frac{E}{2(1 + \mu)}$; $\tau_{rt} = \tau_{tz} = 0$; $\tau_{rz} = \bar{\mu} \left(\frac{\delta u}{\delta z} + \frac{\delta w}{\delta r} \right)$.

Граничні умови:

при $Z = h$ $\sigma_z = 0$; $\tau_{zr} = 0$;

при $Z = 0$ $u = 0$; $w = 0$;

при $r = r_1$ $\sigma_r = 0$; $\tau_{rz} = 0$;

тільки при $P_1 = 0$ у $r = r_2$ $u = 0$, а $\sigma_z = -\frac{\mu}{1-\mu} g(h-Z)$.

Для прийнятих рівнянь компоненти тензора напружень знаходили чисельним методом з використанням методу сіток і заміною рівнянь у похідних рівняннями різниць. Для розв'язання цих рівнянь використано ЕОМ.

У результаті виконаного дослідження встановлено:

1) Вертикальні нормальні напруження зменшуються за абсолютною величиною за наближення до стінок свердловини, максимальне зниження в основному розрахованому варіанті становило 5 %.

2) Зниження відбувається внаслідок випирання гірських порід у бік свердловини. Зі зростанням μ проходить більш інтенсивне випирання. Згодом ці ж умови з математичним описом були поширена і на пружно-пластичну область. Завдання в новій інтерпретації розв'язували спочатку у пружній постановці. Знаходили величини σ_i та зіставляли зі значенням, прийнятим для конкретного матеріалу на основі експериментальних даних. Якщо $\sigma_i < \sigma_{inp}$, то вважалось, що розв'язок описує пружну деформацію, якщо $\sigma_i > \sigma_{inp}$, то – пластичну область. Розв'язання відбувалося з додатковими, крім граничних, умовами задачі й припущеннями для прийнятого методу.

За Л.В. Макаровим, $\sigma_i = \varphi(\varepsilon_i) = 3Y(1 - w_i)\varepsilon_i$; $\sigma_i < \sigma_{inp}$ – пружна область; $\sigma_i > \sigma_{inp}$ – непружна область. Тут: Y – модуль пружності другого роду; w_i – деяка функція, $w_i = w_i(\varepsilon_i)$, що змінюється в межах в області пластичних

деформацій і дорівнює 0 у пружною області; σ_i, ε_i – інтенсивність напружень та деформацій.

У результаті ним була проведена дуже значна робота, проте висновки за її результатами звелися до висновків, що викладені вище на підставі розв’язку цього ж завдання в пружній постановці. При наближенні до стінок свердловини в будь-якій з горизонтальних площин напруження σ зростають за абсолютною величиною, а напруження σ зменшуються. Такий висновок збігається з значно поширеним у наш час твердженням, у тому числі з результатами досліджень проведених авторами.

Викладене ще раз свідчить про те, що задача – створення інженерного методу розрахунку поблизу свердловини, пробуреної в пружно-пластичному масиві, досить складна і її складно розв’язати навіть за допомогою ЕОМ, якщо для цього приймаються недостатньо обгрунтовані вихідні рівняння і передумови для їх розв’язання.

Розв’язання задачі в даній постановці було проведено Ж.С. Ержановим подібно Л.В. Макарову [36 – 38]. Відмінність його розв’язку полягає в тому, що Ержанов Ж.С. замість методу сіток використовував метод кроків за часом. При переході кроку до кроку напружено-деформований стан передбачався зміненним унаслідок деформування границь тіла і наявності фізичної нелінійності. Для розв’язання системи рівнянь застосовано ЕОМ, що дає змогу отримати напружений стан масиву, розрахувати повзучість та релаксацію й одночасно вести порівняння розрахункових та експериментальних даних. Хоча розв’язок Ержанова Ж.С. отримано в досить точному вигляді. Найбільш прийнятним для інженерної практики є розв’язок, запропонований Ю.М. Ліbermanом [21]. Ним розв’язана пружно-пластична задача стосовно ненавантаженого масиву, складеного однорідною, ізотропною гірською породою, в якій до проходження виробки компоненти напружень однакові по всіх напрямках і визначаються величиною γH . При виведенні розрахункових залежностей прийнято умову граничного стану порід, в якості якого використовується гіперболічна крива з початку координат (тобто розв’язок запропоновано в гіперболічних функціях). Нагадаємо, що ця крива описує матеріал, не здатний чинити опір розтягу, але який частково зберігає міцність на стиск (однак рекомендовані Ліbermanом Ю.М. залежності для розрахунків знаходяться в суперечності з прийнятою умовою граничного стану, в них основна величина, що характеризує гірську породу, – це міцність породи в масиві при розтягу).

Як вихідний Ліbermanом Ю.М. прийнято рівняння рівноваги, елементарного об’єму в полярних координатах $\frac{d\sigma_r^{nl}}{dr} + \frac{d\sigma_r^{nl} - d\sigma_t^{nl}}{r} = 0$,

після підстановки в яке значень напружень, що описують умову граничного стану у вигляді гіперболічної кривої, виведено основне диференціальне рівняння.

$$2Sh2\xi \frac{d\xi}{dr} - 2\sin\eta Ch\xi \frac{d\xi}{dr} - 2\sin\eta \frac{Sh2\xi}{r} = 0 \quad (3.25)$$

Розв'язок цього рівняння отримано в неявному вигляді за граничних умов:

1. На контурі свердловини діють напруження $\sigma_r = -P_1$.
2. На границі між областю непружних деформацій і непорушеного масиву дотримано рівності напружень: $\sigma_r^{nl} = \sigma_r^{yn}$ и $\sigma_t^{nl} = \sigma_t^{yn}$ або $\sigma_t^{nl} + \sigma_r^{nl} = \sigma_t^{yn} + \sigma_r^{yn} = 2\gamma H$.

Виведені формули визначають радіус області непружних деформацій і розподіл напружень у непружній та пружній зонах залежно від міцності властивостей породи, розміру вироблення r , глибини від поверхні H і реакції вироблення P_1 .

Незважаючи на складність математичного опису, ці формули можуть бути використані для інженерного аналізу завдання. У такій постановці робилися спроби розв'язання завдання Д.В. Данишем, Є.Г. Леоновим, І.К. Матросовим, Ю.П. Желтовим, М.І. Ягубовим та інші [20,24]. М.І. Ягубов при описі поведінки пристовбурної зони застосував в'язкопружні моделі Алфея з перетворенням Лапласа, в результаті отримав складні розрахункові залежності, використання яких в інженерних розрахунках досить складне.

Інші з названих авторів у як механічні характеристики порід використовували: коефіцієнт зміщення породи в області непружних деформацій, кут внутрішнього тертя породи, межу текучості на стиснення і динамічну в'язкість, значення яких визначаються за керном. Ураховуючи те, що отримані за керном дані не завжди відповідають дійсним, тому що взаємодія породи з буровим розчином і розвантаження керна від гірського тиску вноситимуть серйозні спотворення в значення механічних властивостей породи, крім того, такі показники, як міцність на стиск, коефіцієнт зчеплення, кут внутрішнього тертя і динамічна в'язкість змінюються при переході породи в пластичний стан, розв'язання задачі стає невизначеним, не задовольняє вимоги інженерної практики.

Дослідженням проблем аналізу напружено-деформованого стану (НДС) глибоких свердловин присвячені роботи В.І. Карьова, Є.І. Шемякіна, І.Л. Черняка, І.К. Фоменка, А.М. Папуші, Є.М. Барановського, В.М. Стасенка [6, 29, 45, 53, 56, 58, 60]. На сьогодні є

низка рішень з урахуванням тих або інших властивостей масиву (анізотропії, неоднорідності, фактора часу тощо). Проблеми буріння глибоких розвідувальних свердловин у Дніпрово-Донецькій западині полягають у тому, що досить часто виникають ситуації, коли стає технічно неможливим і економічно не вигідним подальше продовження бурових робіт. На основі значної вибірки фактичних даних досліджено, що ускладнення та аварії, ліквідація яких вимагає значних матеріальних витрат, викликаних насамперед проявами розбурювання гірського масиву, й виникають здебільшого внаслідок його незрівноваженості. Практично жодну зі свердловин завглибшки понад 5500 м не пробурено без ускладнень та аварій.

З причини невизначеності реального поточного напружено-деформованого стану та неврахування його під час нормування густини промивних рідин як у процесі проектування, так і буріння свердловин, гірський масив завжди є неврівноваженим. Він завжди є неоднорідним за своєю будовою, і властивостями порід. Напружено-деформований стан порід у масиві в одних і тих самих стратиграфічних горизонтах можуть мати різну величину, що на стадії розроблення проектів з буріння передбачити неможливо. Тому й виникає необхідність оцінювання та прогнозування НДС.

Прогнозування діючих напружень у масивах порід має велике практичне значення, тому що ці компоненти разом з фізико-механічними і реологічними властивостями гірських порід є базою для розрахунку стійкості стінок незакріплених стовбурів свердловин. Відповідні розрахунки виконують при оцінюванні продуктивності пластів до проведення випробувань, обґрунтуванні раціональності прийнятої схеми руйнування порід на вибої та надійності ізоляції продуктивних пластів від водоносних після цементування обсадної колони. Головним чинником, що визначає стійкість стовбура свердловини, є його напружений стан залежно від величини зовнішнього впливу (P_1, P_2, P_r), тиску пластового флюїду й фізико-механічних властивостей порід за умов їх залягання.

При вивченні НДС масиву, що не втратив суцільності, широко застосовують методи механіки деформівних середовищ, зокрема теорії пружності, пластичності, повзучості тощо. Наукові основи аналізу НДС гірських порід містять роботи О.К. Ангелопулу, Б.В. Байдюка, В.С. Войтенка, А.А. Гайворонського, В.Д. Городнова, Х. Фекета, Б.С. Філатова, С.А. Христиановича, Л.А. Шрейнер, Р.М. Ейгелеса, Р.С. Яремійчука та інших (рис. 8). Останнім часом відбувається інтенсивне накопичення інформації щодо впливу різних факторів на НДС гірських порід навколо свердловини й удосконалення методів досліджень [6]. Методи дослідження НДС гірських порід навколо глибоких і надглибоких свердловин можна поділити на аналітичні, числові, методи фізичного моделювання (рис. 6).

Пружно-пластичний напружено-деформований стан масиву навколо вертикальної виробки розглянув Р. Феннер (1938 р.). А. Лабас (1949 р.) запропонував розглядати стан порід у зруйнованих зонах навколо виробок як сипуче середовище, що характеризується внутрішнім тертям і зчепленням.

Головні напруження σ_{π} поблизу свердловини зменшуються порівняно з напруженнями в непорушному масиві, а напруження σ_{yy} можуть значно зростати чи змінювати знак, викликаючи небезпечне зусилля розтягу. Головні нормальні напруження, спрямовані паралельно (або майже паралельно) осі виробки, далеко від вибою практично не змінюються. Концентрація напружень σ_{yy} , як правило, неоднакова в різних точках поверхні виробки й значно зростає в кутах і заокругленнях малого радіуса кривизни. Якщо концентрація напружень не надто велика, то напруження σ_{yy} мають загальну тенденцію до зменшення при віддаленні від свердловини, а σ_{rr} – до зростання (рис. 7) [12, 13].

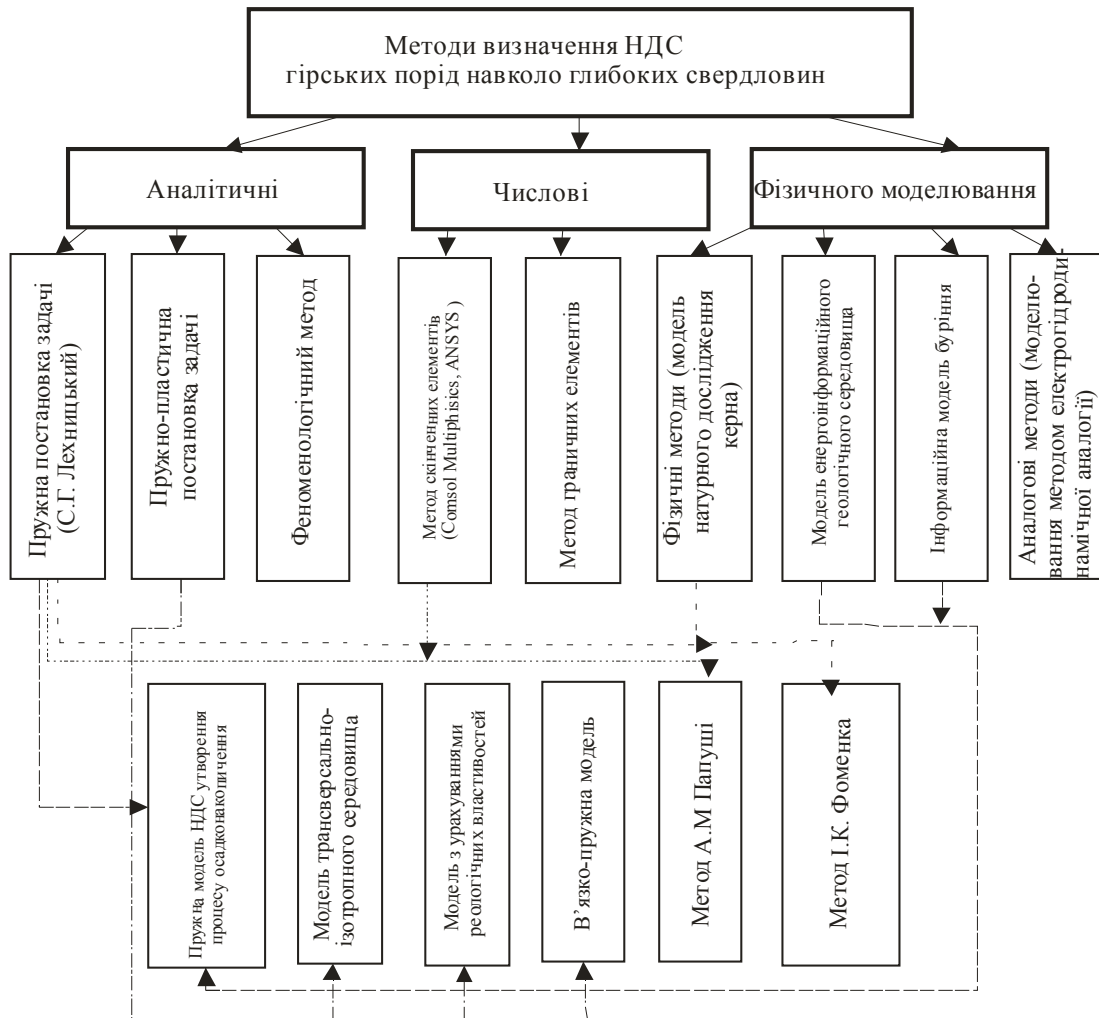


Рис. 8 – Класифікація методів визначення НДС гірських порід навколо глибоких і надглибоких свердловин

Карьовим В.І. розглянуто НДС навколо свердловини і його зміну при збільшенні депресії для різних варіантів конструкції вибою: відкритий стовбур, обсаджений стовбур, наявність перфорації, горизонтальних, вертикальних щілин. Наведено опис експериментальної установки – випробувальної системи тривісного незалежного навантаження, на якій здійснювалося фізичне моделювання процесів, що відбуваються навколо свердловини при виконанні технологічних операцій, і досліджувався вплив зміни напружень на фільтраційні властивості різних типів порід. До розбурювання свердловини на скелет породи продуктивного пласта діють початкові ефективні напруження, які за абсолютною величиною дорівнюють різниці між гірничим тиском і початковим тиском пластового флюїду. Після буріння свердловини в навколосвердловинному просторі відбувається перерозподіл напружень. Радіальні напруження падають, кільцеві зростають, осьові залишаються постійними [5].

Можливі два основних варіанти конструкції свердловини: відкритий стовбур і обсаджений стовбур. Напруження в ґрунтовому скелеті, що виникають навколо відкритого стовбура свердловини, визначають відомим з теорії пружності розв’язанням задачі Ламе для циліндричної порожнини, яка перебуває під дією зовнішнього і внутрішнього тисків. При цьому порожнина заповнена рідиною:

$$s_r = -(q + p_c)(R_c / r)^2 + q + p(r)(1 - \delta); \quad (3.26)$$

$$s_\theta = (q + p_c)(R_c / r)^2 + q + p(r)(1 - \delta); \quad (3.27)$$

$$s_z = q + p(r)(1 - \delta), \quad (3.28)$$

де s_r, s_θ, s_z – компоненти напружень у радіальному, тангенціальному та осьовому напрямках; q – гірський тиск ($q < 0$; p_c – тиск у свердловині; $p(r)$ – тиск на відстані r від свердловини ($p, p_c > 0$); R_c – радіус поперечного перерізу свердловини; δ – частка площі контакту відносно всієї поверхні зерен ґрунтового скелета.

Максимальні дотичні напруження $\tau = 1/2(s_r - s_\theta)$ дорівнюють $\tau = -(q + p_c)(R_c / r)^2$.

Для багатьох гірських порід характерна анізотропія пружних властивостей, пов’язана з їх шаруватою структурою, наявністю тріщинуватості. Для таких порід пружні та деформаційні характеристики в напрямку, перпендикулярному шарам, можуть значно відрізнятися від характеристик у площинах нашарування. Такі породи можуть бути описані як трансверсально ізотропне середовище. Деформування трансверсально-ізотропного пружного матеріалу характеризується п’ятьма незалежними пружними константами: E, E' – модулі Юнга в площині ізотропії та перпендикулярно їй; ν, ν' – коефіцієнти Пуассона в площині ізотропії та

перпендикулярно їй; G' – модуль зрушення для будь-якої площини, що перпендикулярна площині ізоотропії.

Як показали численні експериментальні дослідження, для більшості гірських порід можна вказати наближену формулу, що пов'язує модуль зрушення з рештою пружних констант, $G' \approx \frac{EE'}{E(1+2\nu') + E'}$. Для трансверсально ізоотропного середовища рекомендовано такі значення пружних модулів: $E/E' = 2$; $\nu = \nu' = 0,2$; $G' = 0,53 E'$. Карьов В.І. установив, що наявність анізотропії з урахуванням наближеної залежності незначно впливає на напруження. Тому при аналізі НДС навколо свердловини, що має довільну конструкцію вибою, розрахунки можна виконувати для ізоотропного середовища [1].

Методи дослідження НДС, запропоновані І.К. Фоменком, включають узагальнення досвіду математичного моделювання НДС масивів анізотропних гірських порід і застосування одного з числових методів розв'язання задач теорії пружності анізотропних середовищ – методу граничних елементів із широким використанням ПЕОМ. У загальному випадкові для визначення напружень у виділеному гірському масиві відомі випадки застосування методу скінченних елементів (МСЕ) при конкретних граничних умовах, наприклад пакет програм ANSYS та COMSOL Multiphysics [4]. Глобальні напруження гірського масиву вносять істотні зміни у розподілення локальних напружень біля вертикальної найбільш глибокої свердловини (близько 8000 м). Однак випадки проведення таких досліджень для свердловин глибиною 3000 – 4000 м невідомі. У той же час автором доведено, що для оцінювання НДС на стінці свердловини достатньо одних лише класичних методів розрахунку.

Для визначення НДС глибоких свердловин здійснювалося моделювання стану породи в подібних умовах як фізичними, так і аналоговими методами. До перших відносять, зокрема, моделювання на еквівалентних матеріалах, відцентрове моделювання та метод фотопружності, до аналогових – моделювання методом електрогідродинамічної аналогії (ЕГДА).

Наприклад, моделювання фізико-хімічного впливу бурового розчину на НДС гірських порід біля свердловини може здійснюватися як безпосередньо шляхом зміни діючих напружень, так і опосередковано шляхом впливу на реологічні параметри породи. Це дозволяє кількісно оцінювати вплив різних факторів на напружено-деформований стан гірських порід на основі випробування мінімальної кількості зразків [7].

Поведінка електричного поля має певною мірою відображати картину НДС гірської породи. Однак не можна очікувати точної кореляції параметрів, тому що електричне поле має специфіку, а тензочутливість його залежить від багатьох особливостей гірської породи.

Потрібно зазначити, що задача моделювання всіх факторів, які визначають НДС масиву гірських порід особливо при контакті з буровими розчинами, мабуть, узагалі нерозв'язна. Моделі невеликих розмірів, які використовують у цих дослідках, не адекватні поведінці свердловині. Таке моделювання, як зазначив засновник методу Г.М. Покровський (1939 р.), жодною мірою не може претендувати ні на точність, ні на виконання певних законів подібності [7].

Для аналізу геомеханічних процесів використовують фізичне та математичне моделювання. Серед фізичних методів моделювання найчастіше застосовують моделювання на еквівалентних матеріалах і на оптично активних матеріалах. Як показав аналіз експлуатації гірничих виробок у багаторічних мерзлих породах, на стабільність породних оголень істотно впливає тепловий режим вироблення. Тому зміна стану масиву буде залежати тільки від мерзлого чи талого стану гірських порід. За наявності площини симетрії в породному масиві розглядається плоска задача. Розв'язуючи завдання в постановці плоскої деформації, необхідно пам'ятати, що розв'язання буде коректним тільки для перерізів, які в процесі деформування залишаються плоскими [8].

Досліджуючи НДС глибоких свердловин, слід звернути увагу на можливість зниження енергоємності руйнування гірських порід при глибокому бурінні за рахунок використання енергії гірського масиву. Встановлено, що на певній глибині свердловини ця енергія досягає таких розмірів, що дає можливість здійснювати ефективне руйнування породи. Є.М. Барановський визначив складові балансу енергії цього процесу, який поклав початок комбінованому руйнуванню породи при бурінні глибоких свердловин. Ефективність буріння залежить від співвідношення питомої механічної енергії руйнування і питомої потенційної енергії зміни об'єму [7].

Відомий комплексний метод оцінювання та прогнозування НДС, який базується на виявленні й використанні феноменологічних закономірностей деформування гірського масиву. Для оцінювання НДС прийнято узагальнений параметр деформування гірського масиву:

$$da_i = \frac{\lg \sum_0^i (A_i^{d_i-1} h_i) / H_i}{\lg \sum_0^i (A_i h_i) / H_i}; \quad (3.29)$$

$$A_i = \frac{G_i}{10^8 D_i}; \quad (3.30)$$

$$d_i = \frac{\lg v_i / 3600 n_i}{\lg A_i}, \quad (3.31)$$

де G_i – осьове навантаження на породоруйнівний інструмент, Н; D_i – діаметр породоруйнівного інструмента, м; d – експонента, безрозмірна величина; v_i – механічна швидкість буріння, м/год; n_i – частота обертання

породоруйнівного інструмента, c^{-1} ; h_i – проходка на породоруйнівний інструмент, м; H_i – досягнутий (поточний) вибій (глибина) свердловини, м.

Аналітичний моніторинг цього параметра за глибиною буріння свердловини дає можливість оцінювати та прогнозувати напружено-деформований геобаричний стан гірського масиву. Досвід застосування цього методу вказує на необхідність наявності об'єктивної, нескоригованої вхідної фактичної геолого-фізичної інформації. Він оснований на наявності інформації про конкретні гірничо-геологічні умови. Роботи виконують із застосуванням ПЕОМ з відповідним програмним забезпеченням. Відомий феноменологічний метод, в основу якого покладено відношення, що дорівнює відношенню десяткового логарифма градієнта сили для розбурених порід до десяткового логарифма градієнта сили для розбурених порід літологічного бар'єра. Однак він не використовується через відсутність поточної первинної інформації [5].

Для вдосконалення феноменологічного методу застосовано аналітичний метод оцінювання геобарично-механічних параметрів бурінням та метод сейсмозвідки. Основні елементи аналітичного методу: технічні засоби первинної інформації; модель напруженого стану (з урахуванням пружних властивостей суцільного середовища), утвореного процесом осадконакопичення гірського масиву; модель руйнування гірського масиву, програмні засоби.

При оцінюванні НДС масиву порід навколо глибоких свердловин слід звернути увагу на врахування зміни стану масиву гірської породи навколо свердловини із часом, однак вона розроблена лише для соляних і глинистих порід. Розроблена методика дає змогу експериментально визначити зміну фізико-механічних і реологічних властивостей породи в стадії непружної деформації залежно від напруженого стану [19]. Методика включає:

- визначення швидкості плину соляних та глинистих порід залежно від напруженого стану розкритого пласта;
- визначення міцнісних параметрів соляних і глинистих порід залежно від швидкості непружної деформації;
- прогнозування тиску на колону в часі від моменту перекриття нею непружно-деформованих порід до завершення буріння свердловини.

Відомий метод оцінювання НДС за наявністю шару зі зниженими фізико-механічними характеристиками. Наведено методи розрахунку міцності й управління стійкістю вертикальної свердловини за умов просторової вісесиметричної деформації порід пристовбурної зони в межах шару зі зниженими фізико-механічними характеристиками. Як умову міцності використано умову Кулона – Мора, що враховує незворотні об'ємні деформації. У задачі використано положення теорії стійкості в механіці гірських порід, розробленої М.Т. Алімжановим [2,3]. Однак цей

метод розрахунку бажано застосовувати, коли раніше відомо про наявність шару зі зниженими фізико-механічними характеристиками.

Аналіз сучасного стану проблеми дає змогу зробити такі **висновки**:

1. Проблема прогнозування напружено-деформованого стану глибоких свердловин досить актуальна і широко досліджена, однак застосування класичних аналітичних підходів розв'язує задачу лише для певних часткових випадків.

2. Використання феноменологічних підходів із застосуванням узагальнених параметрів оцінювання НДС глибоких свердловин вимагає наявності об'єктивної, нескоригованої вхідної фактичної геолого-фізичної інформації, що не завжди можливо.

3. Задовільні результати прогнозування НДС свердловин можуть бути отримані із застосуванням методу скінченних елементів у вже апробованих програмних комплексах у комбінації з класичними розрахунками та фізичним моделюванням, однак розв'язання проблеми таким чином вимагає відповідного наукового рівня фахівців.

4. Питання оцінювання НДС глибоких свердловин залишаються не до кінця вивченими та вимагають певних інженерних методик для оперативного оцінювання стану свердловини [10].

Контрольні питання

1. Назвіть класифікацію методів визначення НДС гірських порід навколо глибоких і надглибоких свердловин.

2. Поясніть використання методу сіток і заміною рівнянь у похідних рівняннями різниць.

3. Обґрунтуйте теорії гірського тиску, що дозволяють визначити навантаження на обсадні труби стосовно глибоких свердловин.

4. Схарактеризуйте поняття глибоких свердловин на нафту і газ.

4. Розрахунок пружно - пластичних деформацій стовбура глибокої свердловини і пристовбурної зони масиву

Розв'язано завдання в такій постановці (близькою завданню Ю.М. Лібермана) [40]: досліджувався напружений стан важкого ізотропного, однорідного пружно-пластичного масиву поблизу вертикальної колової циліндричної вироблення кінцевої глибини в цьому масиві. Розглядалась елементарна ділянка (елемент) глибокої свердловини як елемент з отвором постійного перерізу радіусом r_1 , навантаженим внутрішнім тиском P_1 , постійної товщини і зовнішнім радіусом r_2 , навантаженим зовнішнім тиском P_2 . При розв'язанні досліджувалася математична модель, що включає рівняння рівноваги, залежності між компонентами деформацій і компонентами переміщень, рівняння, що описують властивості

середовища, інтенсивності напружень та інтенсивності деформацій, а також граничні умови: по стінках свердловини рівномірно розподілені напруження $\sigma_r = -P_1$; на границі пружних і непружних деформацій дотримується нерозривність значень напруг та деформацій: $\sigma_r^{nl} = \sigma_r^{yn}, \sigma_t^{nl} = \sigma_t^{yn}, u^{nl} = u^{yn}, \sigma_t^{nl} + \sigma_r^{nl} = \sigma_t^{yn} + \sigma_r^{yn}$.

В основу розрахунку покладено припущення про рівномірний розподіл навантаження по товщині елемента і відсутності навантажень у площинах, паралельних поздовжній осі елемента. Задача вісесиметрична, оскільки вага є єдиною зовнішньою силою, що діє на масив, а деформаційні переміщення в розглянутому напівпросторі з вертикальною циліндричною круговою виробкою мають місце тільки в площинах, що проходять через вісь симетрії виробітку. В усіх таких площинах розподіл деформацій і напружень буде однаковим. З прийнятих припущень випливає, що напружений стан усіх точок елемента плоский. Це дозволяє звести розв'язання об'ємної задачі до вирішення розподілу деформацій і напружень в одній площині, що проходить через вісь симетрії свердловини (до плоского деформованому стану). Допущення справедливе, якщо $\frac{h}{t} \geq 2$ (де t – товщина елемента деформованої частини масиву).

З умови симетрії навантаження можна прийняти, що напруження, деформації та переміщення є функціями радіуса і механічних властивостей матеріалу масиву. При виведенні розрахункових рівнянь виходили з припущення, що свердловини рівні, й знехтували впливом нерівностей контуру свердловини, які призводять до концентрації місцевих напруг. У розрахунку передбачалося, що діаграма розтягу матеріалу масиву не має зміцнення.

Залежно від зовнішнього впливу і стану механічних властивостей гірських порід розглянутого елемента глибокої свердловини та фізико-хімічних властивостей глинистого розчину, що застосовується для буріння (промивної рідини), його найбільш навантаженими точками можуть бути точки, які розташовані на внутрішньому контурі свердловини, де і починають виникати пластичні деформації, тобто пластична область примикає до внутрішнього контуру свердловини. Радіус границі пластичної та пружної областей позначено (рис. 9).

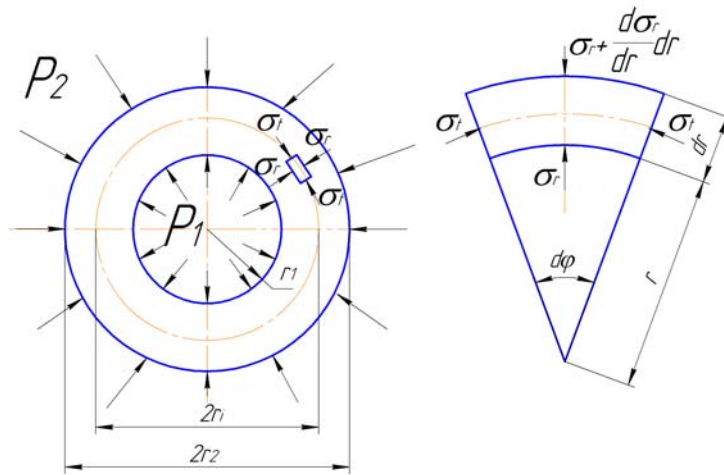


Рис. 9. Напруження в досліджуваному елементі глибокої свердловини

Для виведення основного рівняння рівноваги досліджуваного елемента глибокої свердловини по окружних σ_t і радіальних σ_r напруженнях розглянуто їхню дію по середньому радіусу елемента $(r+dr/2)$ [21,25]. За грані на відстані, віддаленому від центру елемента на $r+dr$, напруження будуть дорівнювати

$$\sigma_r + \frac{d\sigma_r}{dr} dr . \quad (4.1)$$

Для встановлення залежності між σ_t і σ_r спроектуємо всі сили, що діють на елемент, на напрям середнього радіуса отримаємо:

$$\sigma_r r d\varphi + 2\sigma_t dr \sin \frac{d\varphi}{2} - (\sigma_r + \frac{d\sigma_r}{dr} dr)(r+dr)d\varphi = 0 \quad (4.2)$$

Ураховуючи, що $\sin \frac{d\varphi}{2} \approx \frac{d\varphi}{2}$ і нехтуючи членами вищого порядку малості, рівняння рівноваги можемо представити в такому вигляді:

$$r \frac{d\sigma_r}{dr} + \sigma_r - \sigma_t = 0 \quad (4.3)$$

В отриманому рівнянні два невідомих напруження σ_t і σ_r . Для їхнього визначення необхідно вивести ще одне рівняння, звертаючи увагу на граничні умови задачі:

- на контурі свердловини і розглянутого масиву напруження $\sigma_r = -P_1(P_2)$;
- на границі пружних і непружних деформацій масиву (при $r=r_c$) дотримується рівність напружень $\sigma_r^{nn} = \sigma_r^{yn}$ і $\sigma_t^{nn} = \sigma_t^{yn}$ переміщень $u^{yn} = u^{nn}$, де P_1 – протитиск у свердловині, P_2 – бічна складова гравітаційних сил, діючих на пласт, r – поточне значення радіуса в розглянутій зоні свердловини.

У зв'язку з особливостями задачі, розглядається пружно-пластичний масив, у пристовбурній зоні свердловини можуть мати місце пластичні, пружно-пластичні та пружні деформації, тому нами досліджено пластичну і пружну зони навантаженого масиву зі свердловиною. Значення напруг, при яких на внутрішніх поверхнях свердловини з'являться пластичні деформації, знаходять з умови пластичності Мізеса [42, 54]

$$(\sigma_r - \sigma_z)^2 + (\sigma_t - \sigma_z)^2 + (\sigma_r - \sigma_t)^2 = 2\sigma_T^2. \quad (4.4)$$

Оскільки в елементі нормальні напруження не розглядають (вони приймаються рівномірно розподіленими по всьому масиву), то рівняння можна представити у вигляді (еквівалентних напружень енергетичної гіпотези виникнення пластичних деформацій):

$$\sigma_t^2 - \sigma_t \sigma_r + \sigma_r^2 = \sigma_T^2, \quad (4.5)$$

де σ_T – межа текучості матеріалу елемента свердловини на розглянутій глибині.

Напруження в пластичній зоні

Використовуючи відомі залежності [9], для тотожного задоволення останнього рівняння введемо функцію φ , за допомогою якої σ_t і σ_r в пластичній області напруження запишемо таким чином:

$$\sigma_t = \frac{2}{\sqrt{3}}\sigma_T \cos(\varphi - \frac{\pi}{6}); \quad \sigma_r = \frac{2}{\sqrt{3}}\sigma_T \cos(\varphi + \frac{\pi}{6}) \quad (4.6)$$

Уведемо безрозмірні значення радіусів:

$$q = \frac{r}{r_1}; \quad \beta = \frac{r_c}{r_1}; \quad \alpha = \frac{r_2}{r_1}. \quad (4.7)$$

Підставляючи значення окружного та радіального напружень у рівняння (4.1), після перетворення отримаємо диференціальне рівняння для функції φ :

$$q \frac{d\varphi}{dq} + \frac{\sin \varphi}{\sin(\varphi + \frac{\pi}{6})} = 0 \quad (4.8)$$

Після інтегрування маємо

$$q = \frac{C(\sin \varphi)^{-1/2}}{e^{\frac{\sqrt{3}}{2}\varphi}} \quad (4.5)$$

Постійна інтегрування C може бути виражена через значення функції на внутрішньому радіусі з умови: при $q = 1$, $\varphi = \varphi_1$ і, отже, $C = e^{\frac{\sqrt{3}}{2}(\varphi_1)} \sqrt{\sin \varphi_1}$. Підставляючи значення C , отримуємо

$$q = e^{\frac{\sqrt{3}}{2}(\varphi_1 - \varphi)} \frac{\sqrt{\sin \varphi_1}}{\sqrt{\sin \varphi}} \quad (4.6)$$

Позначимо значення φ на границі пружної й пластичної областей (при $r=r_c$, $q=\beta$) через φ_c . З виразу (4.6) маємо: $\beta = e^{\frac{\sqrt{3}}{2}(\varphi_1 - \varphi_c)} \frac{\sqrt{\sin \varphi_1}}{\sqrt{\sin \varphi_c}}$.

Для знаходження функції φ_1 , використовуємо крайову умову завдання: $r=r_1$, при $q=1$, $\sigma_r = -P_1$. Тоді знаходимо:

$$-P_1 = \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_T \cos\left(\varphi_1 + \frac{\pi}{6}\right) \quad (4.7)$$

Отримані залежності дозволяють визначити σ_t і σ_r в пластичній області.

Напруження в пружній зоні

Формули для розрахунку напружень у пружній області мають вигляд [4,10]

$$\sigma_t = \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_T \left(c_1 + \frac{c_2}{q^2}\right); \quad \sigma_r = \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_T \left(c_1 - \frac{c_2}{q^2}\right); \quad (4.8)$$

З використанням умови безперервності σ_t і σ_r на границі пружної й пластичної областей, для формул приймаємо $\varphi = \varphi_c$, $q = \beta$.

$$\cos\left(\varphi_c - \frac{\pi}{6}\right) = C_1 + C_2 \beta^{-2}; \quad \cos\left(\varphi_c + \frac{\pi}{6}\right) = C_1 - C_2 \beta^{-2} \quad (4.9)$$

Розв'язуючи ці рівняння відносно C_1 і C_2 , знаходимо:

$$C_1 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cos \varphi_c; \quad C_2 = \frac{\beta^2}{2} \sin \varphi_c \quad (4.10)$$

Підставивши знайдені значення C_1 і C_2 в (4.9), отримуємо залежності для напружень у пружній області:

$$\sigma_t = \sigma_T \left(\cos \varphi_c + \frac{\beta^2 \sin \varphi_c}{\sqrt{3} q^2}\right); \quad \sigma_r = \sigma_T \left(\cos \varphi_c - \frac{\beta^2 \sin \varphi_c}{\sqrt{3} q^2}\right) \quad (4.11)$$

Для знаходження величини φ_c використовуємо крайову умову завдання: при $r=r_2$; $q=\alpha$; $\sigma_r=P_2$. Тоді за формулами (4.11) і (4.7) отримуємо

$$-\frac{P_2}{\sigma_r} = \cos \varphi_c - \frac{e^{\sqrt{3}(\varphi_1 - \varphi_c)}}{\alpha^2 \sqrt{3}} \sin \varphi_1. \quad (4.12)$$

Розрахунок σ_t і σ_r виконуємо таким чином: за формулою (4.11) знаходимо безрозмірний радіус β границі пружної й пластичної областей; обчислюємо значення φ_c та φ , а з рівнянь (4.11) установлюємо значення σ_t і σ_r .

Радіальні переміщення

При розв'язанні задачі використано припущення теорії пластичності про нестисливість матеріалу як за межами, так і в межах пружності. Нестисливість матеріалу характеризується збігом графіків залежності інтенсивності напружень від інтенсивності деформацій ε_i з діаграмою розтягування. Для встановлення радіального переміщення в пластичній області скористаємося залежностями деформацій від напружень σ_i за межами пружності при двохосьовому напруженому стані нестисливого матеріалу [9, 14, 15]:

$$\varepsilon_t = \frac{\varepsilon_i}{2\sigma_i} (2\sigma_t - \sigma_r); \quad \varepsilon_r = \frac{\varepsilon_i}{2\sigma_i} (2\sigma_r - \sigma_t), \quad (4.13)$$

де ε_r і ε_t – відповідно радіальна й окружна відносна деформація, ε_i – інтенсивність деформації, $\varepsilon_i = \frac{2}{\sqrt{3}} \sqrt{\varepsilon_t^2 + \varepsilon_r^2 + \varepsilon_t \cdot \varepsilon_r}$. Поділивши ε_r на ε_t , отримаємо

$$\frac{\varepsilon_r}{\varepsilon_t} = \frac{2\sigma_r - \sigma_t}{2\sigma_t - \sigma_r} \quad (4.14)$$

Окружна ε_t і радіальна деформації ε_r пов'язані з радіальним переміщенням залежностями [16]:

$$\varepsilon_t = \frac{v}{r} \quad \text{и} \quad \varepsilon_r = \frac{dv}{dr}. \quad (4.15)$$

Підставивши одержані значення, формулу (4.14) представимо у вигляді:

$$\frac{dv}{v} = \frac{2\sigma_r - \sigma_t}{2\sigma_t - \sigma_r} \cdot \frac{dq}{q}. \quad (4.16)$$

Продиференціювавши q з (4.8), маємо:

$$\frac{dq}{q} = -\frac{1}{2} (\sqrt{3} + \text{ctg} \varphi) d\varphi. \quad (4.17)$$

Після перетворень, отримаємо:

$$\frac{dv}{v} = \frac{\sin(\varphi - \frac{\pi}{6})}{\sin \varphi} d\varphi \quad (4.18)$$

Після інтегрування запишемо рівняння для знаходження радіального переміщення в пластичній зоні.

$$\frac{v}{r_1} = \frac{\sigma_T}{2E} C_3 \frac{e^{\frac{\sqrt{3}}{2}\varphi}}{\sqrt{\sin \varphi}}, \quad (4.19)$$

де E – модуль пружності. З урахуванням співвідношення (4.17) формула для радіального переміщення в пружній зоні для нестисливого матеріалу з використанням закону Гука буде:

$$u = \varepsilon_r r = \frac{r_1}{2E} (2\sigma_t - \sigma_r) q. \quad (4.20)$$

В отриманий вираз підставивши значення σ_t і σ_r з (4.11), одержимо рівняння радіальних переміщень у пружній зоні при пружно-пластичній деформації:

$$\frac{u}{r_1} = \frac{\sigma_T}{2E} (q \cos \varphi_c + \frac{\sqrt{3}\beta^2 \sin \varphi_c}{q}). \quad (4.21)$$

З умови рівності радіальних переміщень на границі пластичної й пружної областей можна визначити постійну інтегрування C_3 , прирівнюючи радіальні переміщення за формулами (4.19) і (4.21) при

$$q = \beta \text{ та } \varphi = \varphi_c; \quad C_3 = \frac{2\beta \sqrt{\sin \varphi_c} \sin(\varphi_c + \frac{\pi}{6})}{e^{\frac{\sqrt{3}}{2}\varphi_c}}. \quad (4.22)$$

Тоді рівняння радіальних переміщень у пластичній зоні буде

$$\frac{u}{r_1} = \frac{\sigma_T}{E} \beta e^{\frac{\sqrt{3}}{2}(\varphi - \varphi_c)} \sqrt{\frac{\sin \varphi_c}{\sin \varphi}} \sin(\varphi_c + \frac{\pi}{6}) \quad (4.23)$$

Порядок розрахунку. По заданому тиску P_1 зі співвідношення (9) знаходять величину φ_1 , а за заданим значенням P_2 з формули (4.12) – φ_c . Після цього зі співвідношення (4.7) визначають β . Напруження в пластичній області підраховують за формулами (4.2), а в пружній – за рівняннями (4.11). Перехід від φ до безрозмірного радіуса q у пластичній зоні здійснюють за виразом (4.6). Радіальне переміщення в пластичній і пружній областях підраховують відповідно за рівняннями (4.23) та (4.21).

Поле напружень, що утворюється в пристовбурній зоні, відрізняється від первісного концентрацією напружень біля стінок свердловини, внаслідок чого відбуваються пружні й непружні переміщення гірських порід. Викладений метод справедливий тільки в разі наявності останніх, в інших випадках оцінювання напружено-деформованого стану порід можна виконати з використанням таких рівнянь:

$$\sigma_t = \frac{P_1 - P_2 \alpha^2}{\alpha^2 - 1} + \frac{(P_1 - P_2) \alpha^2}{(\alpha^2 - 1) q^2}; \quad \sigma_r = \frac{P_1 - P_2 \alpha^2}{\alpha^2 - 1} - \frac{(P_1 - P_2) \alpha^2}{(\alpha^2 - 1) q^2}. \quad (4.24)$$

Радіальні переміщення при пружних деформаціях елемента з нестисливого матеріалу можуть бути знайдені за формулою, отриманою після підстановки (4.24) в (4.20):

$$v = \frac{r_1}{E(\alpha^2 - 1)} [(1 + \mu)(P_1 - P_2) \alpha^2 + (1 - \mu)(P_1 - P_2 \alpha^2) q^2] \frac{1}{q}. \quad (4.25)$$

Рекомендований метод розрахунку дає можливість на достатній (для інженерної практики) науковій основі виконати оцінювання напружено-деформованого стану стовбура глибокої свердловини і сформулювати, зокрема, вимоги до його стійкості. Необхідно мати на увазі, що ліквідувати непружну деформацію стінок свердловини, яка вже почалась дуже важко, а іноді зупинити її просто буває неможливо. Набагато ефективніше в подібних випадках запобігти можливості порушення цілісності масиву, а для цього необхідно попередньо встановити його напружений стан. Для того щоб схарактеризувати напружений стан елемента стовбура глибокої свердловини в точці [18], тобто сформулювати умову міцності (умова появи пластичних деформацій у точці), вводиться в розрахунок критерій міцності. Вважаючи, що елемент свердловини піддається дії рівномірно розподілених внутрішніх і зовнішніх тисків, деформації будуть симетричними щодо поздовжньої осі елемента, тоді інтенсивність напружень (виходячи з умови пластичності Мізеса) – узагальнена умова міцності – буде:

$$[\sigma_{iT}] \geq \frac{1}{2} \sqrt{(\sigma_r - \sigma_z)^2 + (\sigma_z - \sigma_t)^2 + (\sigma_r - \sigma_t)^2} = \sigma_{ipac}, \quad (4.26)$$

де σ_{ipac} – розрахункове значення напруження σ_i ; $[\sigma_{iT}]$ – інтенсивність напружень, при яких у породах масиву на досліджуваній глибині свердловини з'являються пластичні деформації. Оскільки критерій міцності не містить ніяких пружних постійних, отже, може бути отриманий з міркувань, не пов'язаних з припущеннями про пружний стан матеріалу до самого його руйнування. Приймається умова переходу матеріалу з пружного стану в пластичний за межею текучості, тобто умова

пластичності (якщо при цьому матеріал здатний, не руйнуючись, сприймати пластичні деформації).

Відомо [17,25,27], що пластичний стан або руйнування матеріалу настає, коли задовольняється певне співвідношення між октаедричними і нормальними напруженнями:

$$\sigma_0 = \frac{1}{3}(\sigma_z + \sigma_r + \sigma_t) \leq [\sigma_T], \quad (4.27)$$

де σ_0 – гідростатичний (середній нормальний) тиск у точці. Він не залежить від вибору осей координат, тобто є інваріантним. Крім того, необхідно мати на увазі, що гідродинамічні коливання тиску в свердловині також викликають зміни напруженого стану порід масиву на розглянутій глибині свердловини. Тиск у свердловині зростає вище від гідростатичного P_1 при роботі насосів під час буріння за рахунок гідравлічних опорів тиску рідини і під час спуску інструменту за рахунок стиснення рідини. Під час підйому інструменту тиск знижується внаслідок поршневого ефекту, а також при зниженні рівня рідини в свердловині. Зміна напруженого стану гірських порід у цьому випадкові може бути визначена таким чином: $\Delta\sigma_z = 0$, оскільки зміна гідростатичного тиску не впливає на геостатичний тиск P_r :

$$\Delta\sigma_r = \sigma_r - [(\lambda P_r - P_1) \frac{r_1^2}{r^2} - \lambda P_r],$$

$$\lambda = \frac{\mu}{1-\mu}; \Delta\sigma_t = \sigma_t + [(\lambda P_r - P_1) \frac{r_1^2}{r^2} + \lambda P_r], P_1 = \gamma_{жс} H \pm \Delta P, \quad (4.28)$$

тут $\gamma_{жс}$ – питома вага промивної рідини, ΔP – динамічна зміна тиску рідини в свердловині. Використовуючи принцип незалежності дії сил, складаємо напруження, зумовлені різними факторами, й отримаємо:

$$\Sigma\sigma_z = \sigma_z; \Sigma\sigma_r = \sigma_r + \Delta\sigma_r; \Sigma\sigma_t = \sigma_t + \Delta\sigma_t. \quad (4.29)$$

У цьому випадкові умова міцності в циліндричній системі координат буде:

$$\sigma_{is} \geq \frac{1}{2} \sqrt{(\Sigma\sigma_z - \Sigma\sigma_r)^2 + (\Sigma\sigma_z - \Sigma\sigma_t)^2 + (\Sigma\sigma_r - \Sigma\sigma_t)^2} \leq [\sigma_T]. \quad (4.30)$$

За експериментальними даними, тривала міцність гірських порід в умовах глибокої свердловини становить 0,85 – 0,95 від її первісного значення, тобто

$$\sigma_{is\text{pac}} = (0,85 - 0,95)\sigma_{is}. \quad (4.31)$$

Контрольні питання

1. Поясніть з точки зору зміни напружень, коли настає пластичний стан або руйнування матеріалу.

2. Як визначити постійну інтегрування C_3 з умови рівності радіальних переміщень на границі пластичної та пружної областей.
3. Як визначити радіальні переміщення?
4. Як визначити напруження в пружній та пластичній зонах?

5. Розрахунок пружно-пластичних деформацій стовбура з урахуванням стисливості гірських порід

Для оперативного прийняття рішень, пов'язаних з різними проблемами, що виникають в процесі будівництва глибоких свердловин (нафтових, газових та ін.), їх експлуатацією, а також при їх проектуванні, досить актуальні аналітичні дослідження, основані на використанні інженерного методу оцінювання напружено-деформованого стану стовбура глибокої свердловини (методу розрахунку стійкості стовбура глибокої свердловини) [14,15]. Для інженерних розрахунків свердловин, що виконуються, як правило, з цілком конкретною точністю (у вузькому інтервалі напружень), пружні та міцнісні параметри породи можна вважати постійними і використовувати для визначення деформацій і напружень відомі закони пружності й пластичності [63]. Однак при зміні напружено-деформованого стану породи необхідно в розрахункові залежності та значення констант вносити корективи. Відомо, що в гірській породі під дією тиску протягом часу відбуваються зміни форми елементів породи в тому числі й зерен мінералів. Це досить своєрідний процес ущільнення гранульованого середовища під дією тривалого навантаження [19,43]. Результатом дії такого навантаження можуть бути пружні та незворотні деформації без порушення суцільності зчеплення зцементованого скелета породи. Розглянуто напружено-деформований стан важкого, ізотропного, однорідного пружно-пластичного масиву поблизу вертикальної свердловини великої глибини (рис 2). Порода має напружений стан за межами пружності й розглядається з урахуванням стисливості на основі критерію Мізеса, але не має зміцнення. Крім того, для розв'язання завдання використано результати досліджень, виконаних С.Д. Пономарьовим, С.П. Тимошенко, А.А. Ільюшиним для пружної і пластичної задач, а також Т.М. Махоніної для пружно-пластичного стану елементів.

Для досліджень нами прийнято елементарну ділянку (елемент) глибокої свердловини, як елемент з отвором постійного перерізу з радіусом r_x , навантаженим внутрішнім тиском P_1 , постійної товщини і зовнішнім радіусом r_3 , навантаженим зовнішнім тиском P_2 . В основу розрахунку покладено допущення про рівномірний розподіл напружень за товщиною елемента і відсутність напружень у площинах, паралельних поздовжній осі елемента.

Прогнозування (визначення) діючих напружень у масивах порід навколо свердловин має велике практичне значення, оскільки саме ці компоненти напружено-деформованого стану спільно з фізико-механічними і реологічними властивостями порід є основою при розрахунку напруженого стану й стійкості стінок незакріплених стовбурів свердловин та розрахунках на міцність обсадних колон, а також при оцінюванні можливої зміни продуктивності пластів до проведення випробувань, раціональності прийнятої схеми руйнування порід на вибої свердловини і надійності роз'єднання продуктивних пластів після цементації обсадної колони. Для напружено-деформованого стану пружно-пластичного масиву (елемента радіусом $r=r_2$), ослабленого вертикальною свердловиною (радіусом $r=r_1$) нами раніше були отримані рівняння для знаходження значень окружних і радіальних σ_r напружень з використанням безрозмірних радіусів [10]: $q = \frac{r}{r_1}$; $b = \frac{r_c}{r_1}$; $a = \frac{r_2}{r_1}$.

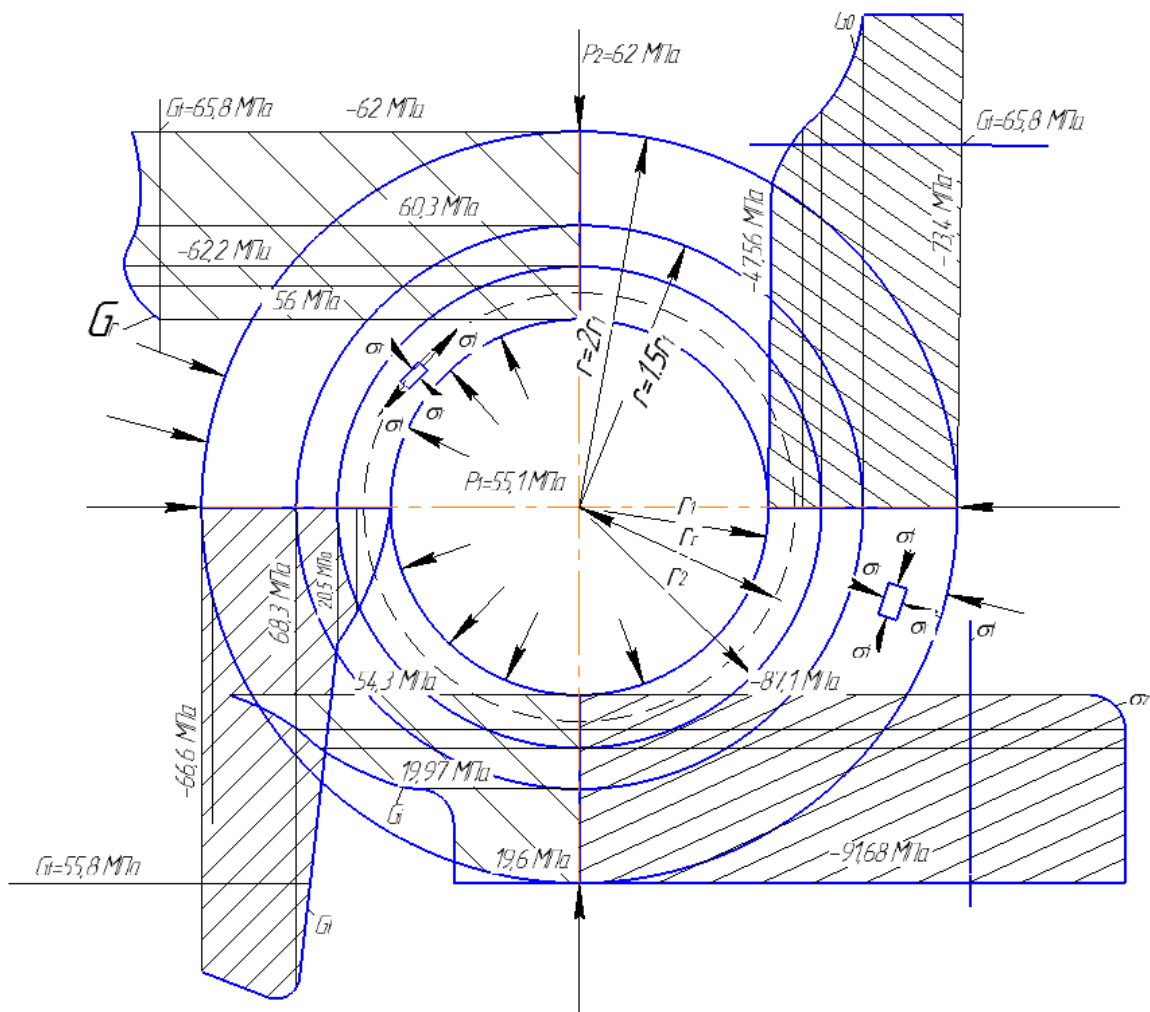


Рис 10. Напруження в досліджуваному перерізі елемента глибокої свердловини

При пружній деформації порід рівняння мають такий вигляд:

$$\sigma_t = \frac{P_1 - P_2}{\alpha^2 - 1} + \frac{(P_1 - P_2)\alpha^2}{(\alpha^2 - 1)q^2}; \sigma_r = \frac{P_1 - P_2\alpha^2}{\alpha^2 - 1} - \frac{(P_1 - P_2)\alpha^2}{(\alpha^2 - 1)q^2}.$$

Сформульована задача визначення напружень у масиві за межами пружності за відсутності зміцнення є статично визначною, тому скористаємося формулами для знаходження напружень σ_t та σ_r . Отриманими раніше [1, 2]. Для пружно-пластичної деформації порід, підданих дії внутрішнього (протитиску в свердловині) тиску P_1 , зовнішнього (бічного) тиску P_2 і геостатичного тиску, формули для розрахунку напружень мають вигляд

Пластична область

$$\sigma_t = \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_T \cos\left(\varphi - \frac{\pi}{6}\right), \sigma_r = \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_T \cos\left(\varphi + \frac{\pi}{6}\right). \quad (5.1)$$

Пружна область

$$\sigma_t = \sigma_T \left(\cos \varphi_c + \frac{\beta^2}{\sqrt{3}} \cdot \frac{\sin \varphi_c}{q^2} \right); \sigma_r = \sigma_T \left(\cos \varphi_c - \frac{\beta^2}{\sqrt{3}} \cdot \frac{\sin \varphi_c}{q^2} \right). \quad (5.2)$$

Функція φ пов'язана з безрозмірними радіусами такими відношеннями:

$$q = e^{\frac{\sqrt{3}}{2}(\varphi_1 - \varphi)} \sqrt{\frac{\sin \varphi_1}{\sin \varphi}}, \quad (5.3)$$

$$\beta = e^{\frac{\sqrt{3}}{2}(\varphi_1 - \varphi_c)} \sqrt{\frac{\sin \varphi_1}{\sin \varphi_c}}, \quad (5.4)$$

де φ_1 – значення функції φ на внутрішній поверхні з радіусом r на стінках стовбура свердловини; φ_c – значення функції φ на границі пружної й пластичної областей углиб масиву стовбура свердловини. Величини φ_1 і φ_c визначають з рівнянь:

$$-\frac{P_1}{\sigma_T} = \frac{2}{\sqrt{3}} \cos\left(\varphi_1 + \frac{\pi}{6}\right); -\frac{P_2}{\sigma_T} = \cos \varphi_c - \frac{e^{\sqrt{3}(\varphi_1 - \varphi_2)}}{a^2 \sqrt{3}} \sin \varphi_1. \quad (5.5)$$

Для розгляду радіальних деформацій ε_r , що виникають у гірському масиві при проходці свердловини, скористаємося співвідношеннями, в яких окружна ε_t і радіальна деформації ε_r представлено як функції від радіального переміщення u :

$$\varepsilon_t = \frac{u}{r}; \varepsilon_r = \frac{du}{dr}. \quad (5.6)$$

Зв'язок між напруженнями і деформаціями при двохосьовому напруженому стані в межах пружності буде:

$$\varepsilon_t = \frac{1}{E}(\sigma_t - \mu\sigma_r); \varepsilon_r = \frac{1}{E}(\sigma_r - \mu\sigma_t), \quad (5.7)$$

де E – модуль пружності порід; μ – коефіцієнт Пуассона. За межами пружності цей зв'язок представлено залежностями:

$$\varepsilon_t - \varepsilon_0 = \frac{\varepsilon_i}{2\sigma_i}(2\sigma_t - \sigma_r); \varepsilon_r - \varepsilon_0 = \frac{\varepsilon_i}{2\sigma_i}(2\sigma_r - \sigma_t), \quad (5.8)$$

де ε_0 – середня лінійна деформація: $\varepsilon_0 = \frac{\sigma_0}{2k}$ (5.9);

σ_0 – середнє нормальне напруження: $\sigma_0 = \frac{(\sigma_t + \sigma_r)}{3}$. (5.10)

K – об'ємний модуль пружності: $K = E[3(1 - 2\mu)]^{-1}$; (5.11)

σ_i – інтенсивність напружень: $\sigma_i = \sqrt{\sigma_t^2 - \sigma_t\sigma_r + \sigma_r^2}$; (5.12)

ε_i – інтенсивність деформацій: $\varepsilon_i = \frac{2}{\sqrt{3}}\sqrt{\varepsilon_t^2 + \varepsilon_t\varepsilon_r + \varepsilon_r^2}$. (5.13)

З використанням залежностей, які наведено вище, рівняння для знаходження радіального переміщення u при пружній деформації порід стовбура свердловини отримано в такій формі:

$$u = -\frac{r_1}{E(\alpha^2 - 1)}[(1 + \mu)(P_1 - P_2)\alpha^2 + (1 - \mu)(P_1 - P_2)\alpha^2] \frac{1}{q}. \quad (5.14)$$

Аналогічно зі співвідношень залежність для визначення радіального переміщення в пружній області при пружно-пластичній деформації порід буде:

$$u = \frac{r_1\sigma_r}{E}[(1 - \mu)\cos\varphi_c + (1 + \mu)\frac{\beta^2 \sin\varphi_c}{q^2\sqrt{3}}]q. \quad (5.15)$$

Для отримання радіальних переміщень у пластичній області при пружно-пластичній деформації скористаємося вищенаведеними залежностями, з яких випливає, що

$$\frac{\varepsilon_r - \varepsilon_0}{\varepsilon_t - \varepsilon_0} = \frac{2\sigma_r - \sigma_i}{2\sigma_t - \sigma_r}, \text{ або}$$

$$\frac{du}{dq} = \frac{r_1}{9K}(\sigma_t + \sigma_r) + \frac{2\sigma_r - \sigma_t}{2\sigma_t - \sigma_r} \cdot \frac{u}{q} - \frac{r_1}{9K}(\sigma_t + \sigma_r) \frac{2\sigma_r - \sigma_t}{2\sigma_t - \sigma_r}. \quad (5.16)$$

Отримаємо диференціальне рівняння для радіального переміщення в пластичній області:

$$\frac{du}{dq} - \frac{1 - \sqrt{3} \operatorname{tg} \varphi u}{1 + \sqrt{3} \operatorname{tg} \varphi q} - \frac{4\sqrt{3} r_1 \sigma_T}{9K} \frac{\sin \varphi}{1 + \sqrt{3} \operatorname{tg} \varphi} = 0. \quad (5.17)$$

Інтеграл цього рівняння

$$u = e^{\int \frac{(1 - \sqrt{3} \operatorname{tg} \varphi) dq}{(1 + \sqrt{3} \operatorname{tg} \varphi) q}} \left[C + \int \frac{4\sqrt{3} r_1 \sigma_T}{9K} \frac{\sin \varphi}{1 + \sqrt{3} \operatorname{tg} \varphi} e^{-\int \frac{(1 - \sqrt{3} \operatorname{tg} \varphi) dq}{(1 + \sqrt{3} \operatorname{tg} \varphi) q}} dq \right]. \quad (5.18)$$

Підставивши замість q функцію φ і провівши перетворення, отримуємо

$$u = \frac{e^{\frac{\sqrt{3}}{2} \varphi}}{\sqrt{\sin \varphi}} \left[C - \frac{\sqrt{3} \sigma_T r_1 e^{\frac{\sqrt{3}}{2} \varphi_1} \sqrt{\sin \varphi_1}}{9K} \cdot \frac{\sin \varphi - \sqrt{3} \cos \varphi}{2e^{\sqrt{3} \varphi}} \right] \quad (5.19)$$

Постійну інтегрування C знаходимо за умови безперервності радіального переміщення на границі з пружною і пластичною областями, тобто при $q = \beta; \varphi = \varphi_c$

Прирівнявши вищенаведені вирази, отримаємо:

$$C = \frac{r_1 \sigma_T \beta \sqrt{\sin \varphi_c}}{E e^{\frac{\sqrt{3}}{2} \varphi_c}} \left[(1 - \mu) \cos \varphi_c + (1 + \mu) \frac{\sin \varphi_c}{\sqrt{3}} \right] \times \\ \times \frac{\sqrt{3} \sigma_T r_1 e^{\frac{\sqrt{3}}{2} \varphi_c} \sqrt{\sin \varphi_1}}{18K e^{\sqrt{3} \varphi_c}} (\sin \varphi_c - \sqrt{3} \cos \varphi_c). \quad (5.20)$$

Остаточно формула для знаходження значень радіальних переміщень у пластичній області буде мати вигляд

$$u = \frac{\sigma_T r_1 e^{\frac{\sqrt{3}}{2} \varphi}}{\sqrt{\sin \varphi}} \left\{ \frac{2\beta \sqrt{\sin \varphi_c}}{\sqrt{3} E e^{\frac{\sqrt{3}}{2} \varphi_c}} \left[\cos\left(\varphi_c - \frac{\pi}{6}\right) - \mu \cos\left(\varphi_c + \frac{\pi}{6}\right) \right] + \right. \\ \left. + \frac{\sqrt{3} e^{\frac{\sqrt{3}}{2} \varphi_1} \sqrt{\sin \varphi_1}}{9K} \left[\frac{\cos\left(\varphi + \frac{\pi}{6}\right)}{e^{\sqrt{3}\varphi}} - \frac{\cos\left(\varphi_c + \frac{\pi}{6}\right)}{e^{\sqrt{3}\varphi_c}} \right] \right\}. \quad (5.21)$$

Зіставляючи виведені розрахункові залежності 5.20, 5.21 і отримані раніше [10], можна відзначити таке. Урахування додаткових умов, що ускладнюють математичну модель процесу, призводять до суттєвого ускладнення розрахункових рівнянь. У той же час вони не вносять великих змін у значення розрахованих величин. Наявне звичайне уточнення значень. Отже, в цьому випадку навряд чи доцільно ускладнювати метод розрахунку, який має на меті інженерне оцінювання напружено-деформованого стану масиву, ослабленого вертикальною свердловиною. Інженерний метод повинен бути простим, нетрудомістким, наочним і досить надійним.

Контрольні питання

1. Поясніть аналітичні дослідження, основані на використанні інженерного методу оцінювання напружено-деформованого стану стовбура глибокої свердловини.
2. Обґрунтуйте формулу знаходження радіальних переміщень за аналітичним методом.
3. Поясніть знаходження середнього нормального напруження.

6. Приклади розрахунків, що визначають стійкість стовбура свердловини залежно від величини діючого зовнішнього впливу

6.1. Коротка характеристика об'єкта досліджень

Можливість реалізації викладеного методу розрахунку напружено-деформованого стану (НДС) стовбура глибокої свердловини розглянута на прикладі напруженого стану свердловини № 230 Борисівської площі (рис. 10). За рекомендованим рівнянням установлюють величину і характер розподілу напружень σ і переміщень u в гірському масиві поблизу свердловини, формулюють умови виникнення напруженого стану її стінок. Інтерпретація цих умов дає можливість оцінити стійкість стінок стовбура і дає змогу встановити необхідну для цього величину протитиску в свердловині. При цьому враховують, що значення протитиску, відповідне

оптимальним умовам буріння в інтервалі порід, не повинно викликати ускладнення при бурінні. В цьому зв'язку аналіз допустимих величин дає можливість науково обґрунтовано змінити параметри бурового розчину або його тип, а також конструкцію свердловини в особливо складних геолого-технічних умовах.

Аналіз напружено-деформованого стану масиву, послабленого глибокою свердловиною, в цьому випадку проведено на прикладі свердловини № 230 стосовно зони з інтенсивним каверноутворенням у вапняках афонінського горизонту в інтервалі на глибині 3914 – 3959 м.

По стінках свердловини і поблизу їх до зони з $r=r_c$ (r – поточний радіус зони), в гірському масиві наявний напружений стан, що викликає в породах пластичні деформації. За цією зоною, тобто при допустимих величинах порід, він різко змінюється, і породи переходять з області пластичного деформування в область дії тільки пружно-пластичних деформацій, але зі складним напруженим станом. Область пружних деформацій поширюється до поверхні з $r=1,5r_1$ (r_1 – радіус свердловини).

За зоною пружних деформацій при проходженні вглиб масиву напруження за абсолютною величиною зростають. За межами пружно-пластичного впливу свердловини на масив виникають умови всебічного, але нерівномірного стиснення і тільки за цією зоною з $r=1,5r_1$ настає квазірівноважний стан усебічного стиснення порід у гірському масиві з напруженнями, що перевищують межу текучості порід σ_f .

Ділянка масиву, обмежена поверхнями $r=r_1$ і $r=r_2$, де r_2 – границя пружно-пластичної деформації, підданий дії тангенціальних напружень, характер розподілу яких свідчить про наявність на цій ділянці вигину порід в горизонтальній площині. Напруження змінюються практично за лінійним законом від +20,74 МПа на стінках свердловини і до -74,96 МПа на поверхні з $r=1,5r_1$. У результаті отриманого напруженого стану порід по стінках і поблизу стінок свердловини проявляється інтенсивне каверноутворення з луценням порід та осипаннями. Стінки свердловини мають виколи й каверни, характерні для крихкого руйнування. Луцення порід визначається максимальною інтенсивністю нормальних напружень σ_i і зоною її дії, яка становить тільки $r=1,15r_1$. Каверноутворення та виколи є наслідком загального напруженого стану порід, але визначальними тут будуть нормальні тангенціальні напруження σ_t з еквівалентним згинальним моментом до 15 кН·м. Для отримання стійкого стану стінок стовбура при пружному деформуванні порід і для повного усунення розтягуючих напружень і згинальних моментів необхідно створити в свердловині протитиск, еквівалентний густині бурового розчину 1,35 г/см³. Враховуючи фізико-хімічний вплив бурового розчину на пласти, що виявляється в інгібуванні й осмотичних процесах, а також допустимість непружної деформації порід, можливо використовувати інгібований

мінералізований буровий розчин густиною $\gamma_p = 1,28 \text{ г/см}^3$, без викликання поглинання у відкритих пластах, що розташовані вище.

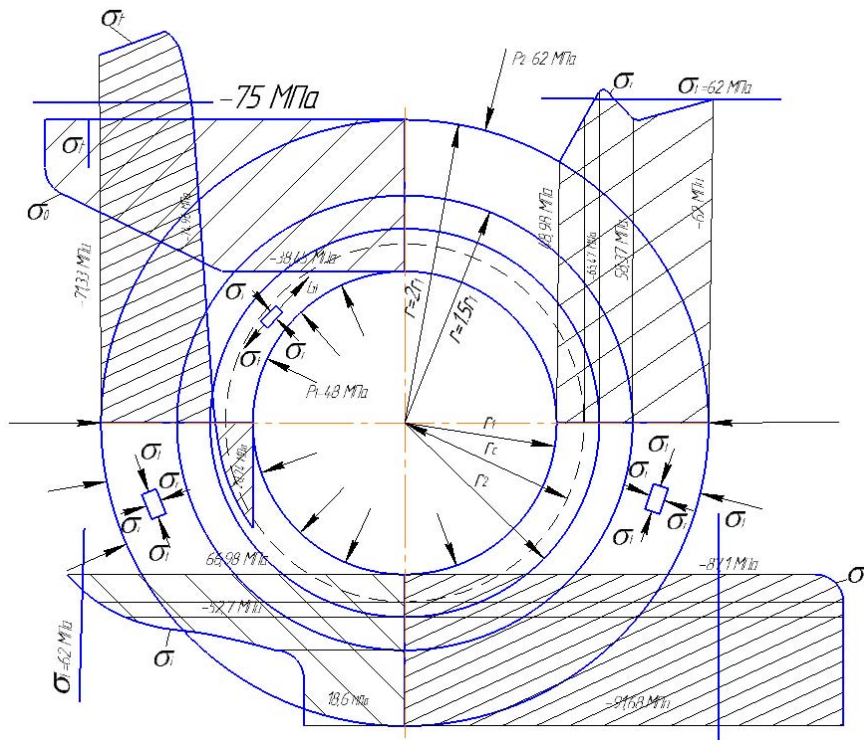


Рис. 11 . Епюри розподілення напружень за перерізом глибокої свердловини.

Вихідні дані прийняті для розрахунків [65] (на прикладі свердловини №230 Борисівської площі). За промисловими даними, в середньому девоні на глибині 3914 м розкритий афонінській горизонт. В інтервалі 3914 – 3959 м при бурінні з використанням бурового розчину густиною $\gamma_p = 1,22 \text{ г/см}^3$ спостерігалися тривалі виробки, викликані осипанням стінок **свердловини, та інтенсивне** каверноутворення. За даними кавернограми, на глибині 3935 м відзначено максимальне збільшення діаметра свердловини – до 2-ох діаметрів долота, тобто до 450 мм. Керн в інтервалі 3938 – 3944 м представлено дрібними уламками діаметром від 0,5 до 1,5 см вапняку сірого і темно-сірого кольору, щільного, середньої міцності й аргіліту чорного кольору, щільного, середньої міцності ($\gamma_n = 2,33 \text{ г/см}^3$). Пластовий тиск становить 40,7 МПа, тиск гідророзриву пласта прийнято рівним 70,0 МПа (межа руйнування), бічний тиск приблизно 62,0 МПа.

Потрібно встановити: Причини інтенсивного каверноутворення в свердловині та пов'язаних з ним виробок свердловини, сформулювати можливі шляхи усунення ускладнень у свердловині.

6.2 Основний варіант розрахунку

Розрахункові дані: Глибина $H = 3935$ м, густина бурового розчину $\gamma_c = 1,22 \text{ г/см}^3$, діаметр свердловини $2r = 215,9$ мм, модуль пружності порід $E = 30000$ МПа, густина порід $\gamma_n = 2,33 \text{ г/см}^3$, прийнято тиск гідророзриву пласта $P_{rp} \approx 70$ МПа, бічний тиск $P_2 = 62$ МПа.

Згідно з вихідними даними: геостатичний тиск $P_r = \frac{H\gamma_n}{10} = 91,68$ МПа, гідростатичний тиск (протитиск) $P_1 = \frac{H\gamma_p}{10} = 48$ МПа; межа текучості порід в умовах залягання $\sigma_T = (0,85 - 0,90)P_{rp} = 62$ МПа; коефіцієнт бічного тиску $\lambda = \frac{P_2}{P_r} = 0,676$ при цьому $\mu = \frac{\lambda}{1 + \lambda} = 0,4$; вертикальне напруження $\sigma_z = -P_r = 91,68$ МПа; в часному випадку $P_2 > P_1$, отже, задачу необхідно розв'язувати як обернену, умовно міняючи місцями P_2 та P_1 , тобто в розрахунках для знаходження значень α і β умовно приймаємо замість φ значення φ_c та навпаки (необхідне виконання умови $\varphi_c > \varphi_1$).

Порядок розрахунку:

1. Знаходимо поточні значення функцій φ_1 та φ_c

$$\cos(\varphi_1 + \frac{\pi}{6}) = -\frac{P_1}{\sigma_T} \frac{\sqrt{3}}{2}, \quad \varphi_1 = 1,8; \quad \cos(\varphi_c + \frac{\pi}{6}) = -\frac{P_2}{\sigma_T} \frac{\sqrt{3}}{2}, \quad \varphi_{c_{\min}} = 2,1.$$

2. Установлюємо границю пружної та пружно-платичних зон, що виникають при бурінні глибокої свердловини.

2.1 Знаходимо величину параметра β

$$\beta_{\max} = e^{\frac{\sqrt{3}}{2}(\varphi_c - \varphi_1)} \frac{\sqrt{\sin \varphi_c}}{\sqrt{\sin \varphi_1}} = e^{\frac{\sqrt{3}}{2}(2,1 - 1,8)} \frac{\sqrt{\sin 2,1}}{\sqrt{\sin 1,8}} = 1,22;$$

2.2 Знаходимо величину параметра α

$$\cos \varphi_1 e^{\sqrt{3}\varphi_1} + \frac{P_1}{\sigma_T} e^{\sqrt{3}\varphi_1} = \frac{\sin \varphi_c e^{\sqrt{3}\varphi_c}}{\sqrt{3}\alpha^2};$$

$$\cos 1,8 e^{\sqrt{3}\cdot 1,8} + \frac{480}{620} e^{\sqrt{3}\cdot 1,8} = \frac{\sin 2,1 e^{\sqrt{3}\cdot 2,1}}{\sqrt{3}\alpha^2}; \quad \alpha^2 = 1,533; \quad \alpha_{\min} \approx 1,24$$

Беручи до уваги несуттєву різницю між $\beta_{\max} = 1,22$ та $\alpha_{\min} = 1,24$ для розрахунків, приймаємо $\alpha = 1,28$, тоді значення φ_c і β будуть: φ_c знаходимо з

виразу $\cos \varphi_1 e^{\sqrt{3}\varphi_1} + \frac{P_1}{\sigma_T} e^{\sqrt{3}\varphi_1} = \frac{\sin \varphi_c e^{\sqrt{3}\varphi_c}}{\sqrt{3}\alpha^2}$; тут при $\alpha = 1,28$ φ_c буде: $\varphi_c = 2,2$.

З урахуванням знайденого значення φ_1 визначаємо значення β із співвідношення $\beta = e^{\frac{\sqrt{3}}{2}(\varphi_c - \varphi_1)} \sqrt{\frac{\sin \varphi_c}{\sin \varphi_1}} = 1,17$.

Остаточно для розрахунків приймаємо: $\varphi_1 = 1,8$; $\varphi_c = 2,2$; $\beta = 1,17$; $\alpha = 1,28$.

3. Знаходимо величину діючих напружень у межах пружно-пластичної зони:

3.1 Радіальні напруження σ_r у пластичній області:

$$\text{при } \varphi = \varphi_1 = 1,8 \quad \sigma_r = \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_T \cos\left(\varphi_1 + \frac{\pi}{6}\right) \quad \sigma_r = -48,98 \text{ МПа};$$

$$\text{при } \varphi = 2,0; \quad \sigma_r = -58,38 \text{ МПа};$$

$$\text{при } \varphi = \varphi_c = 2,2; \quad \sigma_r = -65,47 \text{ МПа}.$$

3.2 Тангенційні напруження σ_t у пластичній області:

$$\text{при } \varphi = \varphi_1 = 1,8 \quad \sigma_t = \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_T \cos\left(\varphi_1 - \frac{\pi}{6}\right);$$

$$\sigma_t = 20,74 \text{ МПа};$$

$$\text{при } \varphi = \varphi_c = 2,2 \quad \sigma_t = 7,58 \text{ МПа}.$$

3.3 Вертикальні напруження σ_z на стінках свердловини та поблизу стінок: $\sigma_z = -0,95P_r = -87,1 \text{ МПа}$, далі за перерізом $\sigma_z = -P_r = -91,68 \text{ МПа}$

3.4 Радіальні напруження σ_r у пружній області:

$$\text{при } q = \beta = 1,22 \quad \sigma_r = \sigma_T \left(\cos \varphi_c - \frac{\beta^2 \sin \varphi_c}{\sqrt{3} q^2} \right);$$

$$\sigma_r = -65,38 \text{ МПа};$$

σ_r – напруження за границею пружно-пластичної зони:

при $\alpha = 2$, а $q = 1,5$ та $q = \alpha = 2$:

$$\text{для } q = 1,5; \quad \sigma_r = \frac{P_1 - P_2 \alpha^2}{\alpha^2 - 1} - \frac{(P_1 - P_2) \alpha^2}{(\alpha^2 - 1) q^2};$$

$$\sigma_r = -58,37 \text{ МПа};$$

$$\text{для } q = \alpha, \quad \sigma_r = -62 \text{ МПа}.$$

3.5 Тангенційні напруження σ_t в пружній області:

$$\text{при } q = \beta = 1,22 \quad \sigma_t = \sigma_T \left(\cos \varphi_c + \frac{\beta^2 \sin \varphi_c}{\sqrt{3} \cdot q^2} \right);$$

$$\sigma_t = 7,56 \text{ МПа};$$

σ_t – напруження за границею пружно-пластичної зони при $\alpha=2$, а $q=1,5$ та $q=\alpha=2$:

$$\text{для } q=1,5 \quad \sigma_t = \frac{P_1 - P_2 \alpha^2}{\alpha^2 - 1} + \frac{(P_1 - P_2) \alpha^2}{(\alpha^2 - 1) \cdot q^2};$$

$$\sigma_t = 7,49 \text{ МПа};$$

для $q=\alpha$

$$\sigma_t = -71,33 \text{ МПа}.$$

4. Перевіряємо узагальнену умову міцності за рівнянням

$$\sigma_i = \frac{1}{2} \sqrt{(\sigma_z - \sigma_r)^2 + (\sigma_z - \sigma_t)^2 + (\sigma_r - \sigma_t)^2} \leq [\sigma_T]$$

4.1. У зоні $r = r_1$;

$$\sigma_{i(r1)} = -66,98 \text{ МПа}.$$

У зоні $r = r_c$, $\sigma_{i(rc)} = -61,2 \text{ МПа}.$

У зоні $r = r_2$, $\sigma_{i(r2)} = -52,7 \text{ МПа}.$

4.2. У зоні $r = 1,5r_1$

$$\sigma_{i(1,5r_1)} = \frac{1}{2} \sqrt{(-91,68 + 58,37)^2 + (-91,68 + 74,96)^2 + (-58,37 + 74,96)^2} = -20,4 \text{ МПа}.$$

4.3. У зоні $r = 2r_1$

$$\sigma_{i(2r_1)} = \frac{1}{2} \sqrt{(-91,68 + 62)^2 + (-91,68 + 71,33)^2 + (-62 + 71,33)^2} = -18,6 \text{ МПа}.$$

5. Перевіряємо умову дії гідростатичного напруження за рівнянням

$$\sigma_0 = \frac{1}{3} (\sigma_z + \sigma_r + \sigma_t) \leq [\sigma_T]$$

5.1. У зоні $r = r_1$

$$\sigma_{0(r_1)} = \frac{1}{3}(-87,1 - 48,99 + 20,74) = -38,45 \text{ МПа.}$$

5.2. У зоні $r=r_c$.

$$5.3. \quad \sigma_{0(r_c)} = \frac{1}{3}(-91,68 - 58,38 + 67) = -47,79 \text{ МПа.}$$

5.4. У зоні $r=r_2$

$$\sigma_{0(r_2)} = \frac{1}{3}(-91,68 - 65,49 + 7,58) = -54,91 \text{ МПа.}$$

5.5. У зоні $r=1,5r_1$

$$\sigma_{0(1,5r_1)} = \frac{1}{3}(-91,68 - 58,37 + 74,96) = -74,90 \text{ МПа.}$$

5.6. У зоні $r=2r_1$

$$\sigma_{0(2r_1)} = \frac{1}{3}(-91,68 - 62 + 71,38) = -75 \text{ МПа.}$$

6. Визначаємо значення радіальних переміщень елементів стовбура і пристовбурної зони глибокої свердловини.

З практичної точки зору найбільший інтерес становлять значення радіальних зміщень v , що наявні місце в зоні пружно-пластичних деформацій. Початковими деформаціями (як пружними, так і пружно-пластичними по свердловині й поблизу неї) нехтуємо, оскільки вони будуть зняті у процесі проходження свердловини. У цій зоні радіальні переміщення з урахуванням стисливості гірських порід знаходяться (в цьому випадку розглядається обернена задача) за рівнянням

$$v = \frac{\sigma_r r_1 e^{\frac{\varphi\sqrt{3}}{2}}}{\sqrt{\sin \varphi}} \left\{ \frac{2\beta\sqrt{\sin \varphi_1}}{\sqrt{3Ee^{\frac{\sqrt{3}}{2}\varphi_1}}} [\cos(\varphi_1 - \frac{\pi}{6}) - \mu \cos(\varphi_1 + \frac{\pi}{6})] + \frac{\sqrt{3e^{\frac{\sqrt{3}}{2}\varphi_c}} \sqrt{\sin \varphi_c}}{3E/(1-2\mu)} \times [\frac{\cos(\varphi + \frac{\pi}{6})}{e^{\sqrt{3}\varphi}} - \frac{\cos(\varphi_c + \frac{\pi}{6})}{e^{\sqrt{3}\varphi_c}}] \right\}$$

5.7. Зміщення елементів стовбура при $\varphi = \varphi_1 = 1,8$; $v \approx 1$ мм.

5.8. Зміщення елементів стовбура на границі пружно-пластичної зони при $\varphi = \varphi_c = 2,2$; $v \approx 2,6$ мм.

Радіальні переміщення у пластичній області при пружно-пластичній деформації:

$$u = \frac{\sigma_T r_1 e^{\frac{\varphi\sqrt{3}}{2}}}{\sqrt{\sin\varphi}} \left\{ \frac{2\beta\sqrt{\sin\varphi_c}}{\sqrt{3Ee^{\frac{\sqrt{3}}{2}\varphi_c}}} [\cos(\varphi_c - \frac{\pi}{6}) - \mu \cos(\varphi_c + \frac{\pi}{6})] + \frac{\sqrt{3}e^{\frac{\sqrt{3}}{2}\varphi_1} \sqrt{\sin\varphi_1}}{3E/(1-2\mu)} \cdot [\frac{\cos(\varphi + \frac{\pi}{6})}{e^{\sqrt{3}\varphi}} - \frac{\cos(\varphi_c + \frac{\pi}{6})}{e^{\sqrt{3}\varphi_c}}] \right\}$$

6.3. Додаткові варіанти розрахунків

Для розглянутої кавернозної зони свердловини виконано кілька розрахунків для дослідження впливу окремих зовнішніх і внутрішніх впливів та їх сукупності на напружено-деформований стан свердловини. Як такий вплив у цьому випадку виступають: зовнішній і внутрішній тиск на стовбур та пристовбурну зону свердловини, фізико-механічні властивості порід, що становлять досліджуваний елемент пласта й тривалість перебування його у відкритому (необсадженому) стані, пластовий тиск та ін.

Перший варіант додаткового розрахунку, в якому змінені значення

$$\gamma_p, \sigma_T, P_2, P_1$$

Вихідні дані: діаметр свердловини, що буриться – $2r_1 = 215,9$ мм; глибина свердловини – 3935 м, щільність порід – $\gamma_n = 2,332$ г/см³, модуль пружності порід – $E = 30000$ МПа, щільність бурового розчину, що використовується для виносу зі свердловини бурового шламу – $\gamma_p = 1,202$ г/см³; тиск гідророзриву пласта умовно прийнято $P_{гр} = 70$ МПа, допустима межа міцності порід в умовах залягання прийнята такою, що дорівнює $\sigma_T = (0,85-0,90)P_m = 60$ МПа, геостатичний тиск – $P_2 = 91,68$ МПа, гідростатичний тиск – $P_1 = H\gamma_p \cdot 10^{-1} = 47,22$ МПа значення P_2 знайдено зі співвідношення $P_{rp} = P_{nn} + \lambda(P_r - P_{nn})$. При $P_m = 40,7$ МПа отримано: $\lambda = 0,574$; $\mu = 0,365$ і $P_2 = 52,6$ МПа. У цьому випадку задачу розглядаємо як обернену, тобто умовно міняємо місця в розрахунках α і β для P_1 на P_2 та навпаки.

Порядок розрахунку:

1. Знаходимо значення функцій φ та φ_c :

$$\cos(\varphi_1 + \frac{\pi}{6}) = -\frac{P_1}{\sigma_T} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}, \quad \varphi_1 = 1,8; \quad \cos(\varphi_c + \frac{\pi}{6}) = -\frac{P_2}{\sigma_T} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}; \quad \varphi_c = 1,9.$$

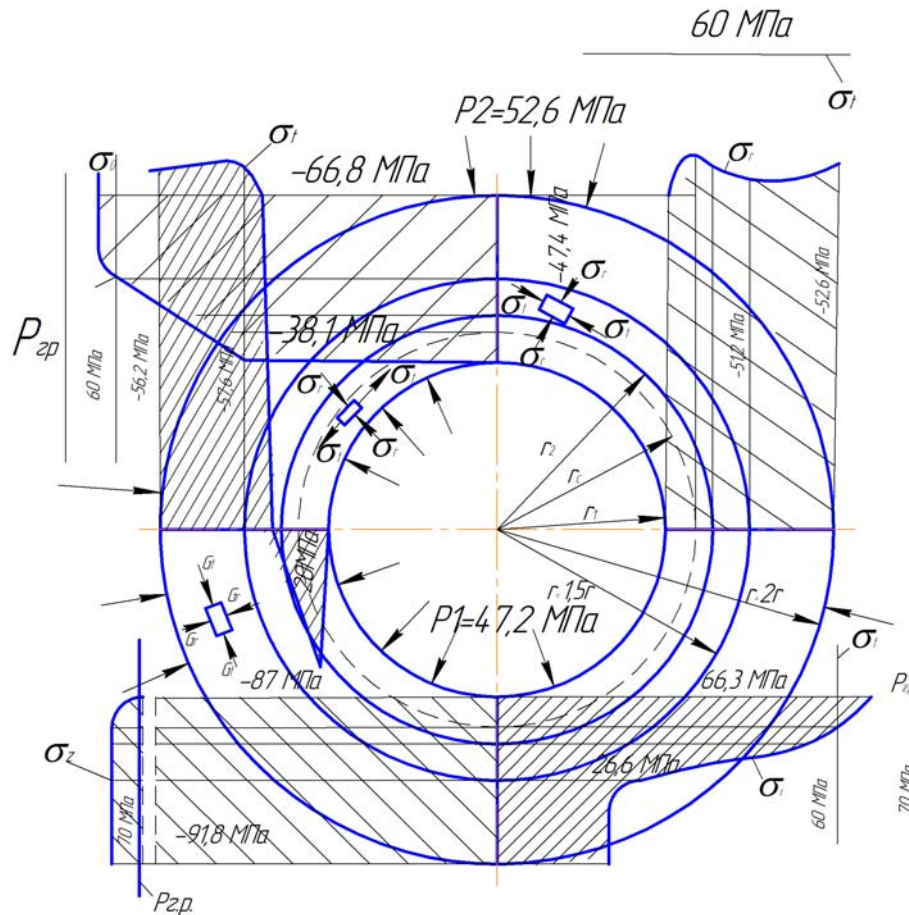


Рис. 12 . Розподіл напружень за перерізом свердловини на глибині 3935 м

2. Установлюємо границю пластичної, пружно-пластичної і пружної зон, що виникають у масиві при проходженні глибокої свердловини.

2.1. Визначаємо величину параметра β

$$\beta_{\max} = e^{\frac{\sqrt{3}}{2}(\varphi_c - \varphi_1)} \sqrt{\frac{\sin \varphi_c}{\sin \varphi_1}} = e^{0,86(1,9-1,8)} \sqrt{\frac{\sin 1,9}{\sin 1,8}} = 1,06$$

2.1. Знаходимо величину α

$$\cos \varphi_1 e^{\sqrt{3}\varphi_1} + \frac{P_1}{\sigma_T} e^{\sqrt{3}\varphi_1} = \frac{\sin \varphi_c e^{\sqrt{3}\varphi_c}}{\sqrt{3}\alpha^2};$$

$$\cos 1,8 e^{\sqrt{3} \cdot 1,8} + \frac{47,22}{60} e^{\sqrt{3} \cdot 1,8} = \frac{\sin 1,9 e^{\sqrt{3} \cdot 1,9}}{\sqrt{3} \cdot \alpha^2}; \alpha^2 = 1,16; \alpha_{\min} = 1,08$$

Зважаючи несуттєву різницю між β_{\max} та α_{\min} для розрахунку, приймаємо $\alpha = 1,15$ та знаходимо з попереднього виразу при $\alpha = 1,15$; ($\varphi_c = 2,0$), з урахуванням знайденого значення $\varphi_c = 2,0$, β буде, ($\beta = 1,1$). Остаточо для розрахунку приймаємо: $\varphi = 1,8$; $\varphi_c = 2,0$; $\beta = 1,1$, і $\alpha = 1,15$.

3. Величина напружень у границях пружно-пластичної зони:

3.1. Радіальні напруження σ_r у пластичній області:

$$\text{при } \varphi = \varphi_1 = 1,8 \quad \sigma_r = \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_T \cos\left(\varphi + \frac{\pi}{6}\right) = -47,4 \text{ МПа} \quad \text{при } \varphi = \varphi_c = 2,0$$

$$\sigma_r = \frac{2}{\sqrt{3}} 600 \cos\left(2,0 + \frac{\pi}{6}\right) = -56,5 \text{ МПа.}$$

3.2. Окружні напруження σ_t у пластичній області:

при $\varphi = \varphi_1 = 1,8$;

$$\sigma_t = \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_T \cos\left(\varphi - \frac{\pi}{6}\right) = 20 \text{ МПа;}$$

при $\varphi = \varphi_c = 2,0$
 $\sigma_t = 6,5 \text{ МПа.}$

3.3. Вертикальні напруження σ_z навколо і на стінках свердловини:

$$\sigma_z = -0,95 P_r = -87,1 \text{ МПа,} \text{ далее } \sigma_z = -P_r = -91,68 \text{ МПа.}$$

3.4. Радіальні напруження σ_r у пружній області:

$$\text{при } q = \beta = 1,1 \quad \sigma_r = \sigma_T \left(\cos \varphi_c - \frac{\beta^2 \sin \varphi_c}{\sqrt{3} \cdot q^2} \right) = -56,5 \text{ МПа.}$$

при $q = \alpha = 1,15$; $\sigma_r = -53,88 \text{ МПа.}$

3.5. Окружні напруження σ_t у пружній області:

$$\text{при } q = \beta = 1,1 \quad \sigma_t = \sigma_T \left(\cos \varphi_c + \frac{\beta^2 \sin \varphi_c}{\sqrt{3} \cdot q^2} \right) = 6,56 \text{ МПа;}$$

при $q = \alpha = 1,15$; $\sigma_t = 3,94 \text{ МПа;}$

при $q = 1,25$ $\sigma_t = -0,6 \text{ МПа;}$

при $q = 1,5$ $\sigma_t = -8,0 \text{ МПа.}$

4. Величина напружень за границею пружно-пластичної зони:

4.1. Радіальне напруження σ_r при $\alpha = 2$:

$$\text{для } q = 1,5 \quad \sigma_r = \frac{P_1 - P_2 \alpha^2}{\alpha^2 - 1} + \frac{(P_1 - P_2) \alpha^2}{(\alpha^2 - 1) q^2} = -51,2 \text{ МПа;}$$

для $q = 2$; $\sigma_r = -52,6 \text{ МПа.}$

4.2. Окружні напруження σ_t при $\alpha=2$, $q=1,5$ и $q=\alpha=2$:

$$\text{для } q=1,5 \quad \sigma_t = \frac{P_1 - P_2 \alpha^2}{\alpha^2 - 1} + \frac{(P_1 - P_2) \alpha^2}{(\alpha^2 - 1) q^2} = -57,6 \text{ МПа};$$

$$\text{для } q=2 \quad \sigma_t = -5,67 \text{ МПа.}$$

5. Інтенсивність напружень (узагальнена умова міцності)

$$\sigma_i = \frac{1}{2} \sqrt{(\sigma_z - \sigma_r)^2 + (\sigma_z - \sigma_t)^2 + (\sigma_r - \sigma_t)^2} \leq [\sigma_T]:$$

$$5.1. \text{ У зоні } r = r_1; \sigma_{ir1} = 66,3 \text{ МПа.}$$

$$5.2. \text{ У зоні } r = r_c; \sigma_{irc} = 60,9 \text{ МПа.}$$

$$5.3. \text{ У зоні } r = r_2; \sigma_{ir2} = 58,9 \text{ МПа.}$$

$$5.4. \text{ У зоні } r = 1,5r_1; \sigma_{i1,5r1} = 26,6 \text{ МПа.}$$

$$5.5. \text{ У зоні } r = 2r_1; \sigma_{i2r1} = 26,4 \text{ МПа.}$$

6. Умова всебічного стиснення (гідростатичне напруження)

$$\sigma_0 = \frac{1}{3} (\sigma_z + \sigma_r + \sigma_t) \leq [\sigma_T]:$$

$$6.1. \text{ У зоні } r = r_1; \sigma_{0r1} = -38,1 \text{ МПа.}$$

$$6.2. \text{ У зоні } r = r_c; \sigma_{0rc} = -47,2 \text{ МПа.}$$

$$6.3. \text{ У зоні } r = r_2; \sigma_{0r2} = -47,16 \text{ МПа.}$$

$$6.4. \text{ У зоні } r = 1,5r_1; \sigma_{01,5r1} = -66,8 \text{ МПа.}$$

$$6.5. \text{ У зоні } r = 2r_1; \sigma_{02r1} = -66,8 \text{ МПа.}$$

7. Величина радіальних переміщень в пружно-пластичній зоні:

7.1. Радіальні переміщення в пластичній області

$$v_0 = \frac{\sigma_T r_1}{E} \beta e^{\frac{\sqrt{3}}{2}(\varphi_c - \varphi)} \sqrt{\frac{\sin \varphi}{\sin \varphi_c}} \sin\left(\varphi_c + \frac{\pi}{6}\right):$$

$$\text{при } \varphi = \varphi_1 = 1,8;$$

$$v_0 = \frac{60 \cdot 10,8}{30000} \cdot 1,1 e^{\frac{\sqrt{3}}{2}(2-1,8)} \sqrt{\frac{\sin 1,8}{\sin 2,0}} \sin\left(2,0 + \frac{\pi}{6}\right) = 1,5 \text{ мм};$$

$$\text{при } \varphi = \varphi_1 = 2,0; \nu_0 = \frac{60 \cdot 10,8}{30000} \cdot 1,1 e^{\frac{\sqrt{3}}{2}(2-2)} \sqrt{\frac{\sin 2,0}{\sin 2,0}} \sin(2,0 + \frac{\pi}{6}) = 1,3 \text{ мм}$$

7.27.2 Радіальні переміщення в пружній області

$$\nu_1 = \frac{\sigma_r r_1}{2E} (q \cos \varphi_c + \frac{\sqrt{3} \beta^2 \sin \varphi_c}{q}):$$

при $q=1,15; \nu_1=1,3$ мм.

Другий варіант додаткового розрахунку, в якому змінено значення параметрів протитиску в свердловині

Згідно з викладеним вище та літературними даними [28,30,46], прийнято для розрахунку такі вихідні значення: $P_r=91,68$ МПа; $P_2=52,6$ МПа;

$$P_{rp} = 70 \text{ МПа}; \sigma_f = 60 \text{ МПа}; \lambda = 0,574; P_1 = \frac{H \gamma_p}{10} = 51,9 \text{ МПа}.$$

Порядок розрахунку:

1. Значення функції φ та φ_c :

$$\cos(\varphi_1 + \frac{\pi}{6}) = -\frac{P_1 \sqrt{3}}{\sigma_r 2}, \varphi_1 \approx 1,9; \quad \cos(\varphi_c + \frac{\pi}{6}) = -\frac{P_2 \sqrt{3}}{\sigma_r 2}, \varphi_c \approx 1,9$$

У зв'язку з рівністю $\varphi = \varphi_c$ величина $\beta = 1$, тобто в цьому випадку в масиві поблизу свердловини та на її стінках не буде спостерігатися зона пружно-пластичних деформацій, буде наявний пружний стан порід.

1. Величина напружень поблизу стовбура свердловини.

2. Радіальні напруження σ_r при $\alpha=2, q=1; 1,5$ і 2 .

$$\text{при } q=1 \quad \sigma_r = \frac{P_1 - P_2 \alpha^2}{\alpha^2 - 1} - \frac{(P_1 - P_2) \alpha^2}{(\alpha^2 - 1) q^2} = -51,9 \text{ МПа} \quad \text{при } q=1,5 \quad \sigma_r = -52,4 \text{ МПа};$$

$$\sigma_z = -91,68 \text{ МПа}$$

$$\text{при } q=2 \quad \sigma_r = -52,6 \text{ МПа}; \quad \sigma_z = -87,1 \text{ МПа}.$$

2.1. Окружні напруження σ_t при $\alpha=2$, а $q=1; 1,5$ і 2

$$\text{при } q=1 \quad \sigma_t = \frac{P_1 - P_2 \alpha^2}{\alpha^2 - 1} + \frac{(P_1 - P_2) \alpha^2}{(\alpha^2 - 1) q^2};$$

$$\sigma_t = -53,7 \text{ МПа};$$

$$\text{при } q=1,5; \sigma_t = -53,2 \text{ МПа}; \quad \text{при } q=2; \sigma_t = -53,0 \text{ МПа}.$$

3. Інтенсивність напружень

$$\sigma_i = \frac{1}{2} \sqrt{(\sigma_z - \sigma_r)^2 + (\sigma_z - \sigma_t)^2 + (\sigma_r - \sigma_t)^2} \leq [\sigma_T]$$

3.1. У зоні $r = r_1$

$$\sigma_{3r1} = \frac{1}{2} \sqrt{(-87,1 + 51,9)^2 + (-87,1 + 53,7)^2 + (-51,9 + 53,7)^2} = 24,38 \text{ МПа.}$$

3.2. У зоні $r = 1,5r_1$,

$$\sigma_{31,5r1} = \frac{1}{2} \sqrt{(-91,68 + 52,4)^2 + (-91,68 + 53,2)^2 + (-52,4 + 53,2)^2} = 27,5 \text{ МПа.}$$

3.3. У зоні $r = 2r_1$

$$3.4. \sigma_{32r1} = \frac{1}{2} \sqrt{(-91,68 + 52,6)^2 + (-91,68 + 53,0)^2 + (-52,6 + 53,0)^2} = 27,5 \text{ МПа.}$$

3.5. Умова всебічного стиску

3.6. У зоні $r = r_1$, $\sigma_{0r1} = -64,2$ МПа.

3.7. У зоні $r = 1,5r_1$, $\sigma_{01,5r1} = -65,7$ МПа.

3.8. У зоні $r = 2r_1$, $\sigma_{02r1} = -65,7$ МПа.

Третій варіант додаткового розрахунку, в якому змінені значення параметрів протитиску в свердловині

У цьому випадкові для розрахунку прийнято такі вихідні дані: оскільки для досліджуваного елемента стовбура глибокої свердловини відомостей про гідророзрив P_p пласта немає, але схожі відомості є для сусідньої свердловини, де проводилися випробування пласта при тиску 59,8 МПа та він не розірвався, то умовно взято значення гідророзриву пласта 70,0 МПа, а для розрахунку знову ж умовно прийнято $P_p = P_2 = 62,0$ МПа; при прийнятому значенні $P_2 = 62,0$ МПа знайдено значення коефіцієнта $\lambda = 0,676$ і коефіцієнта $\mu = \lambda(1 + \lambda)^{-1} = 0,4$; інші вихідні дані: $P_r = 91,68$ МПа; $\sigma_T = 0,9P_p = 55,8$ МПа; $\sigma_z = -P_r = -91,68$ МПа; $P_1 = \frac{H\gamma_p}{10} = 55,1$ МПа. Отримані значення μ добре узгоджуються з літературними даними μ для глинистих порід чи порід з великим вмістом глини.

Порядок розрахунку У випадку, що розглядається, $P_2 > P_1$ – вирішуємо узагальнену задачу.

1. Визначаємо поточні значення функцій φ та ϱ :

$$\cos(\varphi_1 + \frac{\pi}{6}) = -\frac{P_1}{\sigma_T} \frac{\sqrt{3}}{2} \text{ звідси } \varphi_1 = 2,1; \quad \cos(\varphi_c + \frac{\pi}{6}) = -\frac{P_2}{\sigma_T} \frac{\sqrt{3}}{2} \text{ звідси } \varphi_{c\min} = 2,4.$$

2. Установлюємо границю пружно-пластичної та пружної зон, що виникають у пристовбурній зоні масиву при бурінні свердловини.

2.1 Знаходимо величину параметра β_{\max}

$$\beta_{\max} = e^{\frac{\sqrt{3}}{2}(\varphi_c - \varphi_1)} \sqrt{\frac{\sin \varphi_c}{\sin \varphi_1}} = e^{\frac{\sqrt{3}}{2}(2,4 - 2,1)} \sqrt{\frac{\sin 2,4}{\sin 2,1}} = 1,14;$$

2.2 Знаходимо величину параметра α_{\min} [64]

$$\cos \varphi_1 e^{\sqrt{3}\varphi_1} + \frac{P_1}{\sigma_T} e^{\sqrt{3}\varphi_1} = \frac{\sin \varphi_c e^{\sqrt{3}\varphi_c}}{\sqrt{3}\alpha^2}; \quad \cos 2,1 e^{\sqrt{3}\cdot 2,1} + \frac{551}{558} e^{\sqrt{3}\cdot 2,1} = \frac{\sin 2,4 l^{\sqrt{3}\cdot 2,4}}{\sqrt{3}\alpha^2}; \quad \alpha^2 = 1,35; \quad \alpha_{\min} = 1,16.$$

Для подальших розрахунків приймаємо : $\varphi = 2,1$; $\varrho = 2,4$; $\beta = 1,14$ и $\alpha = 1,16$.

3. Визначаємо значення діючих напружень у межах області пристовбурної зони з радіусом r_c і по стовбуру елемента свердловини:

3.1 Радіальні напруження σ_r :

при $\varphi = \varphi_1 = 2,1$; $\sigma_r = -56$ МПа;

при $\varphi = \varphi_c = 2,4$; $\sigma_r = -62,9$ МПа.

3.2 Тангенційні напруження σ_t :

при $\varphi = \varphi_1 = 2,1$; $\sigma_t = 0,4$ МПа;

при $\varphi = \varphi_c = 2,4$; $\sigma_t = -19,4$ МПа.

3.3 Вертикальні напруження σ_z , що діють на стінки свердловини, $\sigma_z = 0,95 P_r = -87,1$ МПа.

3.4 Радіальні напруження σ_r у пристовбурній зоні: при $q = \beta = 1,14$

$$\sigma_r = \sigma_T \left(\cos \varphi_c - \frac{\beta^2 \sin \varphi_c}{\sqrt{3} \cdot q^2} \right) = -62,9 \text{ МПа};$$

при $q = \alpha = 1,16$; $\sigma_r = -62,2$ МПа.

3.5 Тангенційні напруження σ_t в пружній області пристовбурної зони:

$$\text{при } q=\beta=1,14 \quad \sigma_t = \sigma_r (\cos \varphi_c + \frac{\beta^2 \sin \varphi_c}{\sqrt{3} \cdot q^2}) = -19,4 \text{ МПа};$$

при $q=\beta=1,16$; $\sigma_t = -20,5$ МПа.

3.6 Вертикальні напруження σ_z на границі зони з радіусом r_c

$$\sigma_z = -91,68 \text{ МПа.}$$

1.1 4. Знаходимо величину напружень, що діють за межами зони впливу свердловини на масив.

1.2 Радіальні напруження σ_r при $\alpha=2$, а $q=1,5$ и $q=\alpha=2$:

$$\text{для } q=1,5 \quad \sigma_r = \frac{P_1 - P_2 \alpha^2}{\alpha^2 - 1} - \frac{(P_1 - P_2) \alpha^2}{(\alpha^2 - 1) q^2} = -60,3 \text{ МПа};$$

для $q=\alpha=2$; $\sigma_r = -62,0$ МПа

1.3 Тангенціальні напруження σ_t при $\alpha=2$, а $q=1,5$ и $q=\alpha=2$:

$$\text{для } q=1,5 \quad \sigma_t = \frac{P_1 - P_2 \alpha^2}{\alpha^2 - 1} + \frac{(P_1 - P_2) \alpha^2}{(\alpha^2 - 1) q^2} = -68,3 \text{ МПа};$$

для $q=\alpha=2$ $\sigma_t = 66,6$ МПа.

5. Перевіримо умову міцності за рівнянням:

$$\sigma_i = \frac{1}{2} \sqrt{(\sigma_z - \sigma_r)^2 + (\sigma_z - \sigma_t)^2 + (\sigma_r - \sigma_t)^2} \leq [\sigma_r];$$

5.1 У зоні $r = r_1$;

$$\sigma_{i(r_1)} = 0,5 \sqrt{(-87,7 + 56)^2 + (-87,1 - 0,4)^2 + (-56 - 0,4)^2} = -54,3 \text{ МПа.}$$

5.2 У зоні $r = r_c$

$$\sigma_{i(r_c)} = 0,5 \sqrt{(-91,68 + 62,9)^2 + (-91,68 + 19,42)^2 + (-62,9 + 19,42)^2} = -44,55 \text{ МПа.}$$

5.3 У зоні $r = 1,5 r_1$

$$\sigma_{i(1,5r_1)} = 0,5 \sqrt{(-91,68 + 68,37)^2 + (-91,68 + 60,3)^2 + (-68,9 + 60,3)^2} = -19,97 \text{ МПа.}$$

5.4 У зоні $r = 2 r_1$

$$5.5 \quad \sigma_{i(2r_1)} = 0,5 \sqrt{(-91,68 + 66,6)^2 + (-91,68 + 62)^2 + (-66,6 + 62)^2} = -19,6 \text{ МПа.}$$

6 Перевіряємо умову дії гідростатичного напруження з
рівняння: $\sigma_0 = \frac{1}{3}(\sigma_z + \sigma_r + \sigma_t) \leq [\sigma_T]$

6.1 У зоні $r = r_1$

6.2 $\sigma_{0r1} = \frac{1}{3}(-87,1 - 56 + 0,4) = -47,56$ МПа.

6.3 У зоні $r = r_c$ $\sigma_{0rc} = \frac{1}{3}(-91,68 - 62,9 + 19,42) = -58$ МПа.

6.4 У зоні $r = 1,5r_1$ $\sigma_{01,5r1} = \frac{1}{3}(-91,68 - 68,3 - 60,3) = -73,4$ МПа.

6.5 У зоні $r = 2r_1$ $\sigma_{02r1} = \frac{1}{3}(-91,68 - 66,6 - 62) = -73,4$ МПа.

Для оцінювання впливу значень протитиску в свердловині й бічного геостатичного тиску на характер напруженого стану елемента свердловини і ділянки масиву порід поблизу свердловини № 230 було виконано розрахунки при тиску $P_1 = 47,2$ МПа; 48 МПа; 51,9 МПа; 55,1 МПа; $P_2 = 52,6$ МПа; 62 МПа і межі міцності $[\sigma_T] = 55,8$ МПа; 60 МПа; 62 МПа. Результати цих розрахунків представлено в таблиці 1 та на рисунку 13.

Контрольні питання

1. Дайте пояснення визначення радіальних напружень σ_r у пристовбурній зоні.
2. Яким чином проводять оцінювання впливу значень протитиску в свердловині й бічного геостатичного тиску на характер напруженого стану елемента свердловини і ділянки масиву порід поблизу свердловини?
3. Від яких параметрів залежить величина параметра β_{\max} ?
4. Поясніть, які величини впливають на значення радіальних переміщень у пластичній області.

7. Коротка інтерпретація результатів виконаних розрахунків

7.1. Особливість напруженого стану масиву поблизу стовбура свердловини

Буріння свердловини істотно змінює напружено-деформований стан пружного і пружно-пластичного масиву. В пристовбурній зоні в порівнянні з масивом, розташованим за межею впливу на нього свердловини, гірські породи зазнають якісно новий напружено-

деформований стан навіть за наявності порід, здатних до пружно-пластичної деформації. Компоненти тензора напружень у цій області при певних значеннях діючих зовнішніх сил (P_r, P_1, P_2) можуть мати як додатні (розтягуючі), так і від'ємні (стискаючі) значення (див. рис.13).

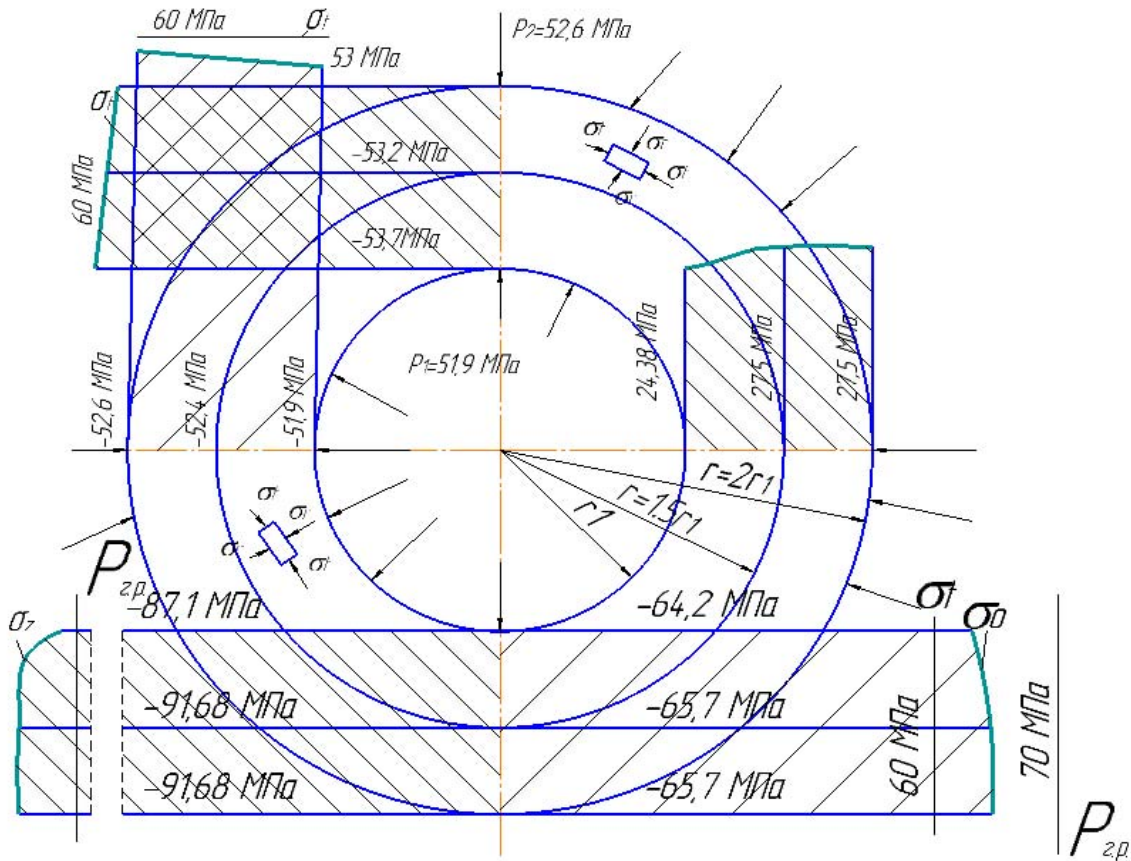


Рис. 13. Квазірівноважний розподіл напружень по перерізу свердловини

Гірські породи в цьому інтервалі (глибина 3935 м у свердловині № 230 Борисівської площі) перебувають у складному напруженому стані. Вони одночасно піддаються дії нормальних стискаючих σ_r , σ_z і розтягуючих σ_t напружень. По стінках стовбура розподіляються досить високі стискаючі нормальні напруження σ_z (перевищують σ_r) і σ_r , значення останніх становлять (1,0 – 0,8) породи та максимальної величини розтягуючі напруження σ_t ($\sigma_t = +20,0$ МПа). Інтенсивність напружень σ_t на контурі свердловини також має максимальні значення, що перевищують σ_r в 1,1 разу. Мінімальними тут є тільки напруження σ_θ , їх значення становлять майже $0,5\sigma_r$. За σ_r прийнята умовна межа текучості, що характеризує допустиму величину напружень, що викликають виникнення пластичних деформацій породи в умовах її залягання. По горизонтальній площині (при проходженні масиву) поблизу ствола свердловини всі

напруження змінюють свою величину. На межі ділянки масиву, представленого поверхнею з радіусами r_1 і r_2 , діють тільки стискаючі нормальні напруження. Тут σ_z та σ_r інтенсивно зростають і на рівні $r = r_2$ досягають своїх граничних значень.

На цій ділянці напруження σ_t з великим градієнтом знижуються, змінюють знак на протилежний і знову ж таки з великим градієнтом починають зростати. На границі, де $r = r_2$ з напруження σ_t мають додатні значення, ($\sigma_t = +3,94$ МПа). Напруження σ_i , приблизно з такою ж інтенсивністю, як σ_t без стрибків і перепадів, досить різко знижуються. З усіх розрахованих стискаючих напружень на поверхні, яка обмежена радіусами $r = r_1$ та $r = r_2$, тільки σ_0 мають мінімальні значення. При проходженні по перерізу від r_1 до r_2 абсолютна величина цих напружень зростає за лінійним законом. Далі за перерізом у глиб масиву всі компоненти тензора напружень залишаються стискаючими: σ_t інтенсивно зростають і досягають свого максимального значення на рівні: $r = 1,5r_1$. σ_r незначно знижуються, потім зростають до величини бічного тиску ($\sigma_r = -P_2 = -52,6$ МПа). Залишаються постійними й рівними (за абсолютною величиною) геостатичному тиску. При цьому величина напружень σ_i знижується до своїх мінімальних значень. Подальше видалення від стовбура свердловини по перетину вглиб масиву свідчить про те, що всі напруження ($\sigma_r, \sigma_t, \sigma_0, \sigma_z, \sigma_i$) прямують до своїх постійних значень, з них тільки σ_z і σ_0 перевищують σ_r породи. Тут породи знаходяться в стані стійкої рівноваги, близькому до стану всебічного стиснення, причому, як видно з епюр на рисунку 7, величина діючих напружень, що визначається цим станом, також перевершує значення межі текучості порід, але нижче від їх гідророзриву.

Гідростатичний тиск у розглянутому випадку має максимальне значення, рівне приблизно 66 МПа, тобто породи в непорушеному масиві знаходяться в стані пружно-пластичного деформування. Миттєві радіальні переміщення навантаженої породи, вкладеної в зоні впливу свердловини на масив і схильної до пружно-пластичних деформацій, утворюють (1,5 – 1,3) мм. Значення напружень за межами зони впливу свердловини на масив гірських порід становлять: $\sigma_r = -52,6$ МПа; $\sigma_z = -91,68$ МПа; $\sigma_t = -56,2$ МПа; $\sigma_i = 26,4$ МПа та $\sigma_0 = -66,8$ МПа.

Таблиця 1

Модифікація напруженого стану гірських порід стовбура та пристовбурної зони свердловини №230

Досліджу- вана поверхня з радіусом	Діючі напруження, МПа						Значення величин, прийнятих для розрахунку, МПа
	Радіальні	Окрузні	Вертикальні	Нормальні	Окредричні		
r_1	-49,0 -56,0	+20,7 0,4	-87,1 -87,1	67,0 54,3	-38,5 -47,6	$P_1=48,0;$ $P_2=62,0$ $\sigma_T=62,0$	
r_c	-58,4 -62,9	+6,7 -19,4	- -91,7	61,3 44,5	-47,8 -58,0		
r_2	-65,5 -62,2	+76,8 -20,5	-91,7 -91,7	-53,0 44,0	-54,9 -58,1		
$1,5r_1$	-58,4 -60,3	-75,0 -68,3	-91,7 -91,7	20,4 20,0	-74,9 -73,4		
$2r_1$	-62,0 -62,0	-71,3 -66,6	-91,7 -91,7	18,6 19,6	-75,0 -73,4		
						$P_1=55,1;$ $P_2=62,0;$ $\sigma_T=55,8$	

Тут породи знаходяться в стані стійкої рівноваги, близькому до стану всебічного стиснення, причому, як бачимо з епюр на рисунку 13, величина діючих напружень, що визначається цим станом, також перевершує значення межі текучості порід, але нижче від їх гідророзриву. Гідростатичний тиск у розглянутому випадкові має максимальне значення, рівне приблизно 66 МПа, тобто породи в непорушеному масиві перебувають у стані пружно-пластичного деформування. Миттєві радіальні переміщення навантаженої породи, вкладеної в зоні впливу свердловини на масив і схильної до пружно-пластичних деформацій, становлять 1,5 – 1,3 мм.

Гідростатичний тиск – це тиск рідини в будь-якій точці об'єму цієї рідини. Тиск у рідині, що перебуває у стані спокою, створеного сумою тиску газу на її вільній поверхні й зумовленого силою тяжіння тиску стовпа рідини, розташованого над точкою вимірювання. Гідростатичний тиск залежить від глибини занурення. Вимірюється в одиницях висоти стовпа рідини або в одиницях тиску. В гідрогеології поняття гідростатичного тиску трактується ширше, як тиск рідини (рухомої або нерухомої) у певній точці водоносної системи. Тобто гідростатичний тиск — загальна величина трьох головних напружень у будь-якій точці гірничого масиву, що перебуває в стані спокою. Високий гідростатичний тиск сприяє обваленню порід покрівлі та підйому підшви виробки, де спостерігаються раптові прориви вод і пливунів.

Для випадку, що розглядається, розмір зони впливу свердловини на масив гірської породи обмежується поверхнею з радіусом $r = 1,5r_1$. За межами цієї зони наявний напружений стан, зумовлений гравітаційними силами. Виникає **квазірівноважний стан порід** (під впливом усебічного нерівномірного стиснення), здатний до порушення стійкості у випадках появи додаткового впливу або ступеня свободи. Поява додаткової свободи негайно позначиться на стані рівноваги і викличе різкий перерозподіл напружень, руйнування порід або їх повзучість за рахунок пластичної деформації. Деформація може відбуватися практично в будь-якому напрямку. Чимало дослідників на основі аналізу експериментальних даних констатувала таку закономірність. При навантаженні гірської породи й витримці її під навантаженням протягом 8 – 10 годин відбувається деяка зміна напруженого стану породи, тобто має місце **релаксація напружень**.

Релаксація напружень гірських порід – це зміна протягом дії поля напружень зразка породи або гірського масиву в умовах, що перешкоджають зміні деформацій. Полягає у зменшенні пружної та збільшенні пластичної деформації при незмінній загальній.

У подальшому процес стабілізується, напружено-деформований стан порід залишається практично незмінним. Найбільш інтенсивне зниження

напружень спостерігається в пристовбурній зоні та в початковий період після навантаження (послаблення). Аналіз значень релаксації й розрахункових напружень показав зниження їх у часі на 5–15 % (у глинистих породах до 10 %) [24].

Таким чином, вплив релаксації на величину напружень, знайдених з використанням запропонованого методу, може бути враховано введенням поправкових коефіцієнтів $K_{\text{п}}$ і $K_{\text{м}}$, що фіксують релаксацію напружень у пристовбурній зоні та за межами впливу свердловини на масив гірської породи ($K_{\text{п}} = 0,9 - 0,85$; $K_{\text{м}} = 0,9 - 0,95$). При кількісному оцінюванні значень діючих напружень у гірських породах необхідно брати до уваги ще одну особливість.

У гірській породі в умовах природного її залягання змінюються з часом як властивості породи, так і значення механічних її характеристик. Експериментальними та теоретичними дослідженнями встановлено зниження допустимих значень напружень, тобто зміна їх за законом тривалої міцності гірських порід в умовах свердловини становить 0,85 – 0,95 від початкової [24, 29, 34].

Ураховуючи зазначені вище дві особливості в поведінці порід в умовах їх залягання, можна допустити, що напружений стан порід при розбурюванні свердловини з часом змінюється пропорційно зміні значень характеристик міцності порід за умовою їх тривалої міцності. Інакше кажучи, зниження міцності порід у свердловині за законом тривалої міцності компенсується релаксацією діючих напружень. Отже, значення миттєвих (у розрахунку прийнята характеристика порід за значеннями σ_T) і відношення діючих напружень з урахуванням тривалої міцності будуть приблизно однаковими та дорівнювати близько одиниці. Тому кількісну оцінку напруженого стану порід по стовбуру та поблизу стовбура свердловини з точністю, достатньою для інженерної практики, можна проводити з використанням запропонованого методу. При остаточному зіставленні результатів розрахунку (кількісна оцінка розрахункових даних) необхідно вводити поправковий коефіцієнт, що враховує розбіжність значень σ , отриманих розрахунковим методом з дійсними, за рахунок релаксації напруг і тривалої міцності порід. Значення цього коефіцієнта знаходяться в межах 0,85 – 0,95 [41].

Пружно-пластична стійкість породного масиву навколо свердловини

Було запропоновано використати для розв'язання завдань гірського тиску методи теорії пружності, ґрунтуючись на тому, що пружні деформації реалізуються в породах досить швидко, відразу після буріння. Крім того, наявність порід у пружному стані саме по собі є гарантією сталої взаємодії (стійкого стану) породного масиву. В основу розв'язання покладено передумову про те, що тиск на стовбур виникає тільки на

глибині, де породи під впливом діючих напружень переходять у пластичний стан.

Величина навантаження – це результат спільного деформування системи «стовбур глибокої свердловини, заповненої буровим розчином, – породний масив». Напруження, що діють у непорушеному масиві, приймаються такими $\sigma_z \geq \gamma H$, $\sigma_x = \sigma_y = \frac{\mu}{1-\mu} \gamma H$. Породний масив

розглядається як пружне середовище, в котрому пробурена свердловина з розчином. У цьому середовищі під впливом навантажень виникає повзучість деформацій і релаксація напруг. Стовбур свердловини деформується всередину на деяку величину u . Після продовження заглиблення свердловини процес переміщень контура триває за рахунок повзучості деформацій, але йому протистоїть опір стовбура свердловини та тиск бурового розчину. Їх спільне деформування продовжується до тих пір, поки в системі «стовбур свердловини – порода» не реалізується стан рівноваги.

Деформування характеризується досить швидким проходженням процесу і різким збільшенням переміщень після досягнення ними деякої критичної межі в попередній області – межі пружності. Ця обставина, як правило, повторюється, що саме по собі говорить про те, що причиною цього тиску є деяка загальна фізична закономірність. Характерною її особливістю є дуже швидке зростання деформацій протягом досить короткого проміжку часу, що відбувається після того, як пластичні деформації досягають деяких граничних критичних значень.

З енергетичної точки зору відбувається таке: при незначній зміні напруженого стану, пов'язаного з деформацією вибою, відбувається відносно швидке виділення потенційної енергії, що витрачається на додаткове руйнування структурних зв'язків у породному масиві при дії розтягуючих напружень σ_t , що супроводжується істотним збільшенням об'єму (обвалами, осипаннями в свердловину). Після цього механічна система знову знаходить стан рівноваги. Швидкість переходу з одного енергетичного стану в інший визначається напруженим станом і структурними особливостями порід у масиві. Для крихких порід вона може бути дуже високою, для порід, що містять велику кількість глинистих частинок, швидкість переходу буде порівняно невеликою, а подальший процес – тривалим і залежно від умов затухаючим або незатухаючим (рис. 13).

У фізиці такі перехідні процеси, які характеризуються різкою зміною одного параметра (переміщення на контурі стінки стовбура свердловини) при незначному збільшенні іншого (компоненти напружень на зовнішньому контурі), називають **утратою стійкості рівноваги**. У розглянутому явищі – це пружно-пластична втрата стійкості рівноваги

породного масиву (стовбура свердловини). Отже, в основу досліджень має бути покладено розв'язок пружно-пластичної задачі. З урахуванням того, що при бурінні свердловини в привибійній зоні змінюється рівень напружень у масиві (на стінках свердловини) за рахунок виникнення каверн різного розміру.

Іноді безпосередньо над пробуреним пластом залягають крихкі пласти, невеликої потужності. Цей шар руйнується, як правило, відразу ж після проходки (поглиблення) пласта і його втримання за допомогою розчину становить великі труднощі. Обвалення відбувається невеликими ділянками вздовж стовбура свердловини. Характер безпосереднього профілю свердловини в цьому випадку визначається потужністю зруйнованих порід після перенесення процесу буріння вглиб свердловини. Строк мимовільного формування безпосереднього профілю стовбура глибокої свердловини в кілька разів менший від строку формування основного профілю (залежного від напружено-деформованого стану, тобто проходить формування каверн.

У момент першого обвалення ділянок стовбура свердловини відбувається швидка зміна характеру і величини навантажень безпосередньо по стовбуру свердловини. У цей період може спостерігатися велика деформація ділянок стовбура, що приводить іноді до повного руйнування свердловини. Після першого обвалення проліт ослаблених порід стовбура свердловини зменшується, падає рівень напружень у привибійній частини породного масиву й умови роботи стовбура свердловини поліпшуються. Стовбур свердловини в цьому випадку з каверною може стояти не закріпленим тривалий час, що дозволяє іноді пройти весь пласт без істотних ускладнень. Для управління станом стовбура свердловини і зоною впливу свердловини, гірським тиском P_2 та гідростатичним тиском P_1 у глибоких свердловинах передбачають, з урахуванням напружено-деформованого стану стовбура і пристовбурної зони масиву порід, зміну щільності бурового розчину γ . Ту ж роль виконують роботи, пов'язані із зміною напружень, діючих по стовбуру свердловини й пристовбурної зоні свердловини.

Напружено-деформований стан породного масиву

Породний масив до вилучення породи перебуває в рівноважному напружено-деформованому стані, який прийнято називати початковим. Компоненти вертикальних і горизонтальних напружень у довільній точці на глибині H у цьому випадкові рівні: $\sigma_z = \gamma H$, $\sigma_x = \lambda \gamma H$, де λ – величина бічного розпору.

Складові напружень, які можуть бути викликані неотектонічними процесами, вважають зазвичай відсутніми. У міру поглиблення свердловини і переміщення вибою поле напруг навколо свердловини

змінюється. Область породного масиву, в межах якої відбуваються ці зміни, називається зоною впливу свердловини. Ця зона впливу свердловини має незначні розміри, але нерідко процеси деформації зачіпають усю товщу пробуреного пласта (рис. 13).

Залежно від того, в яку сторону відрізняються напруження від початкових (γ^H) навколо свердловини, розрізняють дві характерні області.

Область, у межах якої діють напруження, менші від початкових, називається **зоною розвантаження**. Область, у межах якої діють напруження, що перевищують початкові, називається зоною **опорного тиску**.

Оскільки вибій свердловини переміщується в просторі, виділені області також переміщуються разом з ним. При цьому породи масиву, відповідно до змін НДС, можуть поступово переходити з однієї зони в іншу. Під впливом високих напружень породи в пристовбурній частині пласта, що знаходиться близько до стовбура свердловини, руйнуються, їх несуча спроможність падає і максимум напружень переміщається вглиб масиву. Зруйнована частина порід інтенсивно відтискаються в свердловину (формування каверни). Параметри цієї зони свердловини залежать від багатьох факторів, визначальними з яких є глибина свердловини, співвідношення компонентів початкового поля напружень, розміри і конфігурація зони впливу свердловини на масив порід, деформаційно-міцнісні властивості порід, їх структура та текстура.

Пружно-пластична задача визначення компонентів поля напружень у навколо глибокої свердловини не має аналітичного розв'язання в замкнутому вигляді. Існує ціла низка пропозицій спрощеного визначення параметрів напружено-деформівного стану стовбура глибокої свердловини, але всі вони придатні лише для досить вузького діапазону гірничо-геологічних умов.

Компоненти напружень і деформацій (переміщень) навколо стовбура глибокої свердловини, розташованих у породному масиві з довільною структурою, в тому числі й тріщинуватих, можна визначити з використанням чисельних методів, суть та можливості яких будуть викладені нижче. В іншій постановці розв'язують задачу визначення напружено-деформованого стану глибокої свердловини, коли руйнівне (граничне) навантаження на масив визначається з розв'язків відповідних задач теорії пружності з урахуванням паспортів міцності порід, що утворюють пласт. Визначається діюче навантаження, і далі діюче навантаження порівнюється з граничним та встановлюється НДС свердловини. Слід зазначити, що знайдене навантаження в цьому випадку завжди є максимально можливим.

При розрахунках НДС стінок стовбурів глибоких свердловин велика увага приділяється коефіцієнту запасу міцності, його обґрунтуванню.

Залежно від поставлених завдань іноді його значення приймають рівними 1,8 – 3,0. Аналізуючи відомі методи визначення межі міцності $[\sigma_T]$ за значеннями тиску гідророзриву пласта σ_{zp} , розуміємо, що вони залежать від форми і розміру тріщинуватості пласта.

Величина тиску гідророзриву («чистого тиску») обчислюється як різниця між вибійним тиском під час гідророзриву і тиском закриття тріщини.

У цьому зв'язкові проблема оцінювання міцності незакріпленої частини пласта набуває важливе значення для встановлення НДС стовбура і пристовбурної зони глибокої свердловини. Дослідження стійкості незакріпленої частини стовбура свердловини має свої особливості, оскільки розв'язання повністю визначається гірничо-геологічними умовами, параметрами технологічного процесу буріння свердловини і фізико-механічними властивостями навколишніх порід. Утрата стійкості в цьому випадку пов'язана або з руйнуванням свердловини в цілому, або з руйнуванням окремих її елементів (ділянок), після чого експлуатація свердловини стає неможливою. Стійкість незакріпленої свердловини оцінюється відсутністю вивалів, руйнуванням порід у її стінках, осипань. Дослідження механічних процесів у навколосвердловинному масиві гірських порід здійснюється на основі викладених вище загальних принципів механіки суцільних середовищ. Хоча ці процеси в свердловині та в породах пласта являють собою єдине ціле, особливості напружено-деформованого стану в цих елементах мають суттєві відмінності; в масиві за межами зони впливу свердловини породи працюють на стиск і можуть бути зруйновані роздавлуванням, у стінках свердловини й у масиві зони впливу свердловини породи відчувають деформації вигину, більш небезпечні з точки зору руйнування, що призводять до появи тріщин, вивалів. Тому для оцінювання стійкості незакріпленої частині свердловини доцільно розглядати окремо міцність порід пристовбурної частини масиву, міцність порід стовбура свердловини і прилеглої частини пристовбурної зони масиву.

Оцінювання міцності за перерізом свердловини елементів масиву і стовбура свердловини, від яких залежить стійкість стінок стовбура свердловини на тій чи іншій глибині, може здійснюватися на основі двох принципів. У першому випадкові порівнюються діючі в кожній точці перерізу масиву, біля стовбура і пристовбурної зони напруження з допустимими напруженнями, у другому – фактично діючі навантаження з граничною руйнівним навантаженням. При застосуванні першого принципу елемент свердловини вважається достатньо міцним, якщо обчислене за прийнятою теорією міцності напруження в будь-якій точці не перевищує деякої заздалегідь установленної допустимої величини, що враховує якийсь запас міцності.

При використанні другого принципу елемент вважається міцним, якщо діюче навантаження не перевищує деякої встановленої (з урахуванням гідророзриву пласта σ_{zp}) частини руйнівного навантаження. Таким чином, у першому випадкові використовують точковий критерій оцінювання, а в другому – інтегральний. В обох випадках має бути встановлений фактор, що враховує вплив певних параметрів: рівень наближеності до реальних умов, ідеалізації прийнятої розрахункової схеми, оцінок міцності властивостей порід, розрахунків навантажень, вплив часу тощо.

Установлення величини цього фактора є важливою проблемою в розробленні розрахункових методів, що вимагає глибокого аналізу найважливіших параметрів з використанням методів теорії ймовірностей. Досліди з різними природними і штучними (бетон) конструкціями показують, що при поступовому збільшенні зовнішнього навантаження спостерігаються три характерні стадії напружено-деформованого стану: стадія 1 – до появи тріщин у розтягнутій зоні перерізу свердловини, коли максимальні напруження розтягу менші від міцності породи на розтяг; стадія 2 – після появи тріщин у розтягнутій зоні перерізу свердловини, коли зусилля розтягу в місцях, де утворилися тріщини, сприймаються ділянкою розтягнутого породного масиву; стадія 3 – стадія руйнування, коли напруження в розтягнутій зоні перерізу перевищують міцність породи на розтяг, а в стислій зоні напруги досягають значних значень на стиск, руйнування відбувається від стискаючих і зсувних напружень.

Формуються пластична, пружно-пластична і пружна області напружено-деформованого стану стовбура й пристовбурної зони масиву, що визначають поведінку порід стінок глибокої свердловини та порід масиву. Розглянемо ці стадії досить докладно при поступовому збільшенні навантаження.

При малих навантаженнях напруження в породі невеликі, деформації мають пружний характер, залежність між напруженнями і деформаціями лінійна. Із збільшенням навантаження в породі розтягнутої зони розвиваються непружні деформації, епюра напружень стає криволінійною, напруження наближаються до межі міцності при розтягуванні. При подальшому збільшенні навантаження в породі розтягнутої зони утворюються тріщини, настає новий якісний стан. У цьому випадкові зі збільшенням навантаження в породі стиснутої зони розвиваються непружні деформації, епюра нормальних напружень викривляється і виникає пружно-пластична область. При подальшому збільшенні навантаження настає стадія руйнування. Подальше зростання навантаження в розтягнутій зоні призводить до руйнування порід у стінки стовбура свердловини й формуванню пластичної області руйнування ($\sigma > \sigma_T$) порід – формуванню каверни.

Напруження в породі цієї області перерізу стовбура свердловини під впливом зростаючого напруження σ_t , прогину породи по перетину і згинального моменту перевищують межу міцності порід і відповідно збільшуються розміри зародженої каверни.

Згинальні несучі елементи гірських порід, що утворюють стінки стовбура свердловини, повинні бути розраховані з умови рівноваги в граничному стані. З наведеного вище аналізу випливає, що перед утворенням тріщин епюра напружень криволінійна. На розтягнутій грані стінки стовбура свердловини напруження досягають міцності на розтяг R_p , а епюра напружень у розтягнутій зоні внаслідок розвитку значних пластичних деформацій сильно викривляється і наближається до прямокутної.

Таким чином, розрахунок міцності елемента стовбура свердловини по перетину виконується на основі зіставлення діючого максимального напружено-деформованого стану та згинального моменту з максимальними напруженнями, які може витримати переріз у найбільш небезпечному місці стінки стовбура свердловини або пристовбурної зони масиву порід.

7.2. Характеристика стійкості стінок свердловини

Як було зазначено вище, на стінках свердловини і поблизу їх у гірському масиві наявний напружений стан, що викликає в породах пластичні деформації. За границею цієї зони, тобто при $r > 1,15r_1$, напружено-деформований стан порід різко змінюється і вони переходять з області пружно-пластичного деформування в область дії тільки пружних деформацій, але зі складним напруженим станом. Область пружних деформацій (зона впливу свердловини на гірський масив) поширюється до поверхні з $r = 1,4r_1$ (рис 13). У зоні пружних деформацій при проході вглиб масиву напруження за абсолютною величиною зростають і за межами зони пружно-пластичного впливу свердловини на масив (тобто при $r \geq 1,4r_1$) виникають уже умови всебічного, але нерівномірного стиснення, і тільки за зоною $r = 1,5r_1$ настає квазірівноважний стан всебічного стиснення порід у гірському масиві з напруженнями, що перевищують σ_T . Ділянка масиву, обмежена поверхнями, $r=r_1$ та $r=r_2$, що піддається дії тангенціальних напружень σ_t , характер розподілу яких свідчить про наявність на цій ділянці порід чистого згину. Напруження σ_t змінюються практично за лінійним законом від +20 МПа на стінках свердловини, і до -66,8 МПа на поверхні $r = 1,5r_1$. Для оцінювання величини зовнішніх сил, що діють на цій ділянці гірського масиву, був проведений орієнтовний розрахунок значень умовного згинального моменту, прикладеного в даному перетині. У результаті встановлено: для створення такого моменту необхідно докласти

породі зовнішнє руйнівне зусилля, яке дорівнює приблизно 12 т.

Проведений аналіз стану порід свідчить про те, що в гірському масиві, що не знаходиться в умовах рівноваги, діють значні сили (в цьому випадку при оцінюванні тільки отримано 12 т, здатні не тільки зруйнувати гірські породи, що утворюють стінки свердловини, але і зруйнувати штучні споруди, призначені для їх кріплення).

У досліджуваній свердловині, виходячи з отриманого напруженого стану порід по стінках і поблизу стінок свердловини, має виявлятися інтенсивне каверноутворення з луцненням порід та осипаннями. Стінки свердловини будуть мати виколи й каверни, характерні для крихкого руйнування. Луцнення порід визначається величиною і зоною дії максимальних напружень σ_i , зона дії яких лише $r=1,15r_1$. Каверноутворення і виколи будуть наслідком загального напруженого стану порід, але визначальними тут стануть нормальні напруження зі згинальним моментом до 150 т·м.

Отримані результати дослідження знаходяться в достатній відповідності з промисловими даними проходження свердловини. Для боротьби з названими ускладненнями в свердловині можна використовувати бурові розчини з підвищеним питомою вагою. В цьому випадку для отримання стійкого стану стовбура свердловини потрібен буровий розчин густиною $1,35 \text{ г/см}^3$. До буріння свердловин компоненти напружень у масиві гірських порід однакові у всіх напрямках $\gamma = 1$, тому розв'язання задачі справедливе для горизонтальних і вертикальних свердловин. Для глинистих порід коефіцієнт бокового розпору можна прийняти приблизно рівним 0,7. За експериментальними даними, $P_2 \approx 0,7 P_1$. При пружному розподілі напружень навколо стовбура свердловини розтягуючими можуть бути тільки тангенційні напруження σ_t .

Розвантаження порід при розкритті їх свердловиною і контакт з промивною рідиною створюють сприятливі умови для активного всмоктування розчину, якщо $P_{пл} < P_{св}$ або, навпаки, надходження з пласта при $P_{пл} > P_{св}$. При цьому необхідно мати на увазі явище осмосу, коли молекули розчинника (в буровому розчині – вода) проходять через пористе середовище, а молекули розчиненої речовини затримуються, тобто спостерігається рух розчинника з області з низькою концентрацією розчиненої речовини в область з високою його концентрацією. Найбільш поширені ускладнення при бурінні свердловин (обвали, осипи, звуження стовбура та ін..) виникають у результаті перевищення σ , зумовлених розбуренням свердловини, міцності гірських порід. Повзучість глинистих порід спостерігається практично при будь-якому нерівномірному напруженому стані. В разі напруженого стану, близького до межі текучості порід, свердловина буквально «запливає».

7.3. Можливі способи запобігання ускладненням у свердловині

Як видно з епюр, наведених на рисунках 11, 12, 13, є сприятливі умови для зародження та розвитку на стінках свердловини вертикальних ускладнень у вигляді мікротріщин або вторинної тріщинуватості. На основі аналізу результатів виконаного дослідження можна зробити висновок, що для отримання достатньої стійкості стінок свердловини необхідно прагнути до одержання в свердловині умов, що забезпечують можливість виникнення напруженого стану породи при пружному їх деформуванні (рис. 9).

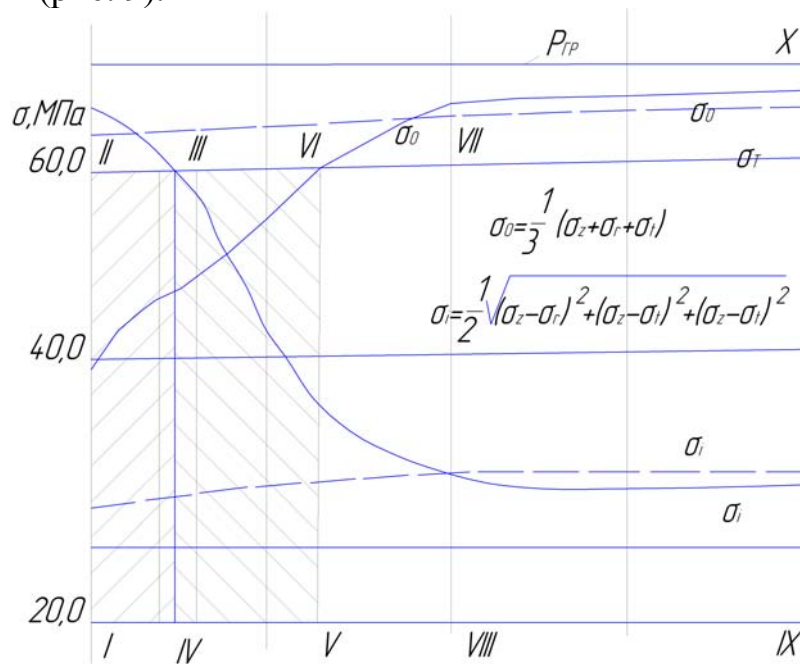


Рис. 14. Характеристика напруженого стану вапняку на глибині 3935 м у свердловині 230: r_1 – радіус по перерізу свердловини, $P_{сп}(\sigma_{сп})$ – тиск (напруження) гідравлічного розриву порід, σ_T – умовна межа текучості порід, --- – стан порід у процесі буріння свердловини, --- – стан порід при рівноважному протитиску)

Імовірно, більшість ускладнень, що наявні в наш час у виробничій практиці буріння, пов'язана саме з невиконанням цієї вимоги. Значення параметрів технологічного процесу буріння мають або помилкове, або недостатньо об'єктивне обґрунтування. Для запобігання виникненню ускладнень може бути використано запропонований метод інженерного розрахунку напруженого стану масиву, послабленого вертикальною свердловиною. Він дає змогу встановити напружено-деформований стан стінок свердловини, а також масиву поблизу свердловини та на підставі отриманої інформації приймати об'єктивні рішення при бурінні свердловини в заданих умовах. Як відомо, гірські породи поблизу свердловини піддаються впливу трьох основних тисків: бічного,

геостатичного і протитиску свердловини.

Геостатичний тиск – тиск, який чиниться на певній глибині надр Землі вагою товщі гірських порід, що розташована вище, величина котрої залежить від товщини і густини порід, їх насиченості флюїдами.

Тиск з боку стовбура свердловини складається з гідростатичного тиску стовбура бурового розчину й гідродинамічного тиску, зумовленого проведенням технологічних процесів у свердловині. Гідродинамічний тиск (як правило, на порядок менший від геостатичного) відіграє опосередковану роль у виникненні деформацій стовбура та прискорює час руйнувань. Визначальними є тиски P_r, P_1, P_2 . Відповідно до сучасних уявлень основними факторами, що впливають на стійкість стінок свердловини, є напружений стан порід та фізико-хімічна взаємодія порід з буровим розчином. Напрямок фізико-хімічних процесів у системі «пласт – свердловина» визначається хімічним потенціалом гірських порід.

У загальному випадкові мимовільні термодинамічні процеси впливу на пласт є використанням інгібованих і мінералізованих розчинів. Інгібування, як правило, досягається мінералізацією розчину, причому паралельно з цим регулюються й осмотичні процеси. У розчини вводять добавки, що забезпечують насичення їх іонами калію, кальцію, магнію, натрію. Застосування інгібованих розчинів у свердловинах, здатних до деформаційних проявів, дало позитивні результати. А оскільки разом з інгібуванням регулюються й осмотичні процеси, то можна припустити, що і процес осмосу, поряд з іншими факторами, має певний вплив на стійкість стінок свердловин.

Практика буріння показала, що у деяких випадках обваження бурового розчину без його хімічної обробки не розв'язало проблеми стійкості стовбура свердловини [52], в той же час повністю вирішити проблему ліквідації ускладнень і підвищення стійкості стінок свердловин при бурінні в нестійких породах методом інгібування поки що не вдалося [49].

У результаті фізико-хімічної дії розчину на пласт можна домогтися стійкості стовбура свердловини тільки в умовах напруженого стану, близького до рівноважного [47]. При цьому осмотичний тиск (близько 1 – 3 МПа) може компенсувати лише гідродинамічний тиск у свердловині.

Таким чином, головним фактором, який визначає стійкість стовбура свердловини, є його напружений стан, що залежить від величини зовнішнього впливу і механічних характеристик порід [4,6,8]. Для досліджених умов рекомендується використовувати інгібований, мінералізований буровий розчин густиною $\gamma_p = 1,28 \text{ г/см}^3$. У разі застосування такого розчину протитиск у свердловині змінить напружений стан, розтягуючі напруження можливо буде ліквідувати по контуру свердловини (а отже, і згинальний момент, що викликає рясне каверноутворення). Також можливо буде виключити пластичну

деформацію в пристовбурній зоні, тобто $\sigma_i < \sigma_T$. Однак у цьому випадкові можливі окремі невеликі виколи, оскільки загальний напружений стан порід є досить складним (зі значною величиною діючих напружень). У такому випадку виколи будуть незначних розмірів та практично не позначатимуть на бурінні.

По всьому перерізу порода здатна до всебічного, нерівномірного стиснення з величиною $\sigma_0 > \sigma_T$ (див. рис. 7). Величина σ_T (з урахуванням стану керна, піднятого в розглянутому інтервалі свердловини) в розрахунку прийнята такою, що дорівнює $0,86 P_{rp}$. Окремим виколам можна запобігти фізико-хімічним впливом інгібованого бурового розчину на породу. Результати розрахунку для $\gamma_p = 1,32 \text{ г/см}^3$ наведено на рисунку 13. Необхідно мати на увазі, що в районі нашарувань порід із різними значеннями механічних характеристик порід при тих же (заданих) зовнішніх впливах формуватиметься інший напружено-деформований стан з різною величиною деформацій і напружень за межами нашарування. Це буде вносити невизначеність як у характер розподілу напружень та деформацій, так і в оцінку стану порід узагалі. Окремі аномалії в подальшому можуть слугувати як додаткові концентратори напружень, що сприяють їх загальному перерозподілу.

У разі пружних деформацій на стінках свердловин та значень $\sigma_z + \sigma_t$ близьких до межі текучості σ_m , буде виконуватися рівність $|\sigma_z + \sigma_t| \approx 2\sigma_z$. Це означає, якщо $|\sigma_z + \sigma_t| / 2 > \sigma_z$ то для досягнення пружних деформацій протитиск у свердловині потрібно збільшувати, а якщо цей вираз менший від σ_z , то протитиск слід зменшувати.

Імовірно, це співвідношення можна використовувати для попередньої оцінки прийнятого протитиску P_1 . При бурінні свердловини з промиванням водою в певних умовах, коли $\mu \approx 0,3$; $\lambda \approx 0,435$ і $P_1 > P_2$, спостерігається, що пластовий тиск у цьому випадку більше ніж P_1 і P_1 більше P_2 . У разі буріння свердловин з використанням мінералізованого бурового розчину $P_1 > P_{nl} > P_2$, і $P_{nl} > P_{гидрст}$ (1,05 – 1,1) і $P_1 > P_{гидростат}$ (1,19 – 1,20). Таким чином P_2 може бути менше від P_1 і P_{nl} при $\mu \approx 0,3$. У тому випадкові, коли $P_{nl} > P_2$ і $\mu \approx 0,3$, для оцінки гідророзриву пласта може бути використана залежність $\sigma_{гр} > (P_{nl} + \lambda) (P_2 - P_{nl})$. Тут додається бічна складова навантаження зовнішнього скелета доданків порід масиву. У тих випадках, коли $\mu > 0,3$, буряться слабкі породи, їх стан буде визначатися тільки гравітаційними силами (P_{nl} або досить мале, або дорівнює 0), значить, $\sigma_{гр} \approx P_2$. Для використання цієї залежності в розрахунках потрібно знати значення μ і λ , виміряні безпосередньо в свердловині чи отримані незалежно від цього стану. Але в цьому випадку $\sigma_{гр}$ будуть трохи завищеними. Співвідношення між діючими навантаженнями і межею текучості порід для коректної постановки задачі, що задовольняє граничні умови:

Пряма задача: $P_1/\sigma_m \leq 1,15$;

зворотна задача $P_2/\sigma_m \leq 1,15$

або пружна задача: $P_1/P_2 = 1,04 - 1,09$; $\sigma_m > P_1 > P_2$; $P_1/\sigma_m \leq 0,95$.

Пружно-пластична задача (пряма): $P_1/P_2 = 1,13 - 2,02$; $P_1 > \sigma_m > P_2$;
 $0,97 \leq P_1/\sigma_m \leq 1,15$, $\sigma_m > P_1 > P_2$.

Наявність пружно-пластичної зони (зворотна задача): $P_1/P_2 = 0,32 - 0,88$; $P_2 > P_1$; $\sigma_m > P_2$ або $\sigma_m < P_2$.

Установлення величини γ_P для пружної задачі (пряма) для розрахунку $\sigma_t > \varphi_1$ має бути меншим або дорівнювати 2,1 і $P_1/\sigma_m \leq 1$, для розрахунку $\sigma_t < \varphi_1$ повинно бути більшим або дорівнювати 2,1 і $P_1/\sigma_m \geq 1$ для оберненої задачі (все теж саме, що і для прямої задачі), але тільки $P_1/\sigma_m \leq 1$ і $P_1/\sigma_m \geq 1$.

Запропонований метод розрахунку та оцінювання напружено-деформованого стану порід у зоні свердловини актуальний і важливий з позицій проблеми збереження відкритого інтервалу стовбура в стійкому стані. За його допомогою можна розв'язувати завдання не тільки наукового обґрунтування необхідної величини протитиску в свердловині, регулюючи його зміною густини бурового розчину і фізико-хімічного впливу на породу, але й також вчасно передбачати оптимальну конструкцію свердловин у тих аномальних гірничо-геологічних випадках, коли необхідний обважений буровий розчин.

7.4. Характеристика руйнування порід при їх бурінні

Незважаючи на складність напружено-деформованого стану порід у розглянутій глибокій свердловині, вони повинні буритися існуючим породоруйнуючим інструментом досить ефективно. Це пов'язано з нерівномірним об'ємним деформуванням порід, що виникають при зміні напруженого стану породи в зоні вибою свердловини та взаємодії породоруйнівних елементів бурового інструменту. Оскільки початковий напружений стан породи представлено гравітаційними силами P_1 і P_2 , то вибій виступає як концентратор напружень і дія бурового інструменту сприятиме зняттю цих напруг. Останнє приведе до швидкого пружного відновлення порід на вибої. Після зниження тиску буде відбуватися їх кришіння, тобто перехід у стан, подібний до початкового, та руйнування. У разі буріння свердловини з відбором керна з цієї причини буде спостерігатися його дроблення і дискування. Представлена характеристика руйнування порід при бурінні в інтервалі інтенсивного каверноутворення узгоджується з промисловими даними. Середня швидкість буріння в інтервалі максимальної каверни (3915 – 3953 м) в 1,88 разу вища середньої швидкості буріння в інтервалі номінального діаметра свердловини (3866 – 3915 м). Промислові дані отримано з режимних карток відпрацювання доліт (табл. 2).

Таблиця 2

Показники буріння свердловини в інтервалі з номінальним діаметром і максимальної каверни

Інтервал, м	Наявність каверни	Буріння		Швидкість буріння		Породи, які розбурюють	Тип долота		
		м	год.	механ. м/год.	средня м/год.				
3866-3873	каверн 10%	7	19,17	0,35	0,41	Аргіліт темно-сірий, алевроліт, вапняк	Ш215,9 ТКЗ		
3873-3874	Немає	1	2,00	0,50					
3874-3876		2	8,00	0,25					
3876-3878		2	5,33	0,37					
3878-3881		3	8,00	0,37					
3881-3883		2	2,75	0,72					
3883-3889		6	14,50	0,41					
3889-3894		5	13,00	0,38					
3894-3898		4	11,00	0,36					
3898-3904		6	15,75	0,38					
3904-3915		Каверн 50%	11	29,50		0,37			
3915-3923	Каверн 50%	8	9,83	0,81		0,77		Вапняк чорного кольору	Ш 215,9 СТ
3923-3929		6	8,25	6,72					
3929-3938		9	10,00	0,90					
3938-3944		6	7,50	0,80					
3944-3946		2	3,83	0,52					
3946-3953		7	8,00	0,87					

7.5. Якісна характеристика фільтраційних властивостей порід

У тих випадках, коли величина діючих напружень наближається до межі міцності порід, то раніше ніж відбудеться порушення суцільності та втрата стійкості відкритого інтервалу свердловини, в усіх дефектах порід виникають численні вторинні тріщини, ємність яких, за даними дослідників [18, 43], на порядки більша, від ємності порід у звичайному стані.

Під впливом високих тисків (аномальних пластових або протитиску) рідина (газ) буде переміщатися в пристовбурну зону, де за межами пружних деформацій діють напруження розтягу. В більшості гірських порід коефіцієнт фільтрації практично залишається постійним, незалежно

від дії стискаючих або розтягуючих напружень, але для мікро-тріщинуватих порід при переході їх в область дії розтягуючих напружень характерне різке збільшення водопроникності. При цьому коефіцієнт фільтрації, за даними деяких дослідників, може зрости на 2 – 3 порядки. Тому в певних умовах найбільш сприятливе для припливу нафти і газу в свердловину створити такий напружений стан продуктивного горизонту, коли породи знаходяться в умовах, близьких до межі міцності.

Спуск у свердловину колони труб і цементування затрубного простору в інтервалі продуктивного горизонту змінюють напружений стан порід. Компоненти тензора напружень поблизу стовбура свердловини можуть прийняти такі значення, які приведуть до різкого скорочення тріщинуватості й змиканню пор та мікротріщин. Приплив рідини в цьому випадку буде утруднений. У результаті не буде досягнуто надійне випробування і цементування продуктивного пласта. Після затвердіння цементу порода прагнуче до первісного напруженого стану, і недостатня герметичність затрубного простору може привести до того, що до свердловини більш ефективно буде надходити вода.

Зіткненням вторинних тріщин, ймовірно, можна пояснити випадки непідтвердження продуктивності обсадженого пласта в порівнянні з даними попередніх висновків, отриманих за керном і геофізичними матеріалами, а також випадки одержання водопритоків. Таким чином, навколо свердловини створюється значний перепад тиску, під впливом якого нафта і газ ніби видавлюються в свердловину (рис.13).

У горизонтальній площині на відстані від осі свердловини, що дорівнює радіусу ($r \geq 1,5r_1$), зони впливу її на масив гірських порід є стискаючими і відповідають у більшості випадків гравітаційному тиску. Поблизу стовбура гірські породи зазнають розтягуючих напружень, які на 2-3 порядки знижують фільтраційні опори. Під впливом цього перепаду тиску флюїд надходить у свердловину, долаючи сили тертя, що виникають при їх русі по тріщинах. У цьому випадкові надлишок природної енергії пласта витрачається на створення швидкісного напору.

Отже, проблема збереження відкритого інтервалу свердловини в стійкому стані на весь період її використання є актуальною і дуже важливою. При цьому необхідно мати на увазі, що наявність каверн у стовбурі свердловини істотно впливає на напружено-деформований стан порід. Необхідно відзначити, що запропонований метод розрахунку напруженого стану порід може бути використаний для розрахунків з достатньою для інженерної практики точністю і застосований з експериментальними і промисловими даними. Більшість ускладнень у свердловинах, ймовірно, відбуваються через порушення технологічних процесів або недостатньо об'єктивного їх обґрунтування, тобто без урахування напруженого стану порід.

Усі способи усунення ускладнень у свердловинах є методами

відновлення роботи свердловин, а не методами запобігання появі руйнувань порід у свердловині. Для обґрунтування оптимальних значень технологічних параметрів безаварійного буріння свердловин необхідне попереднє прогнозування напруженого стану стовбура свердловини, пристовбурної її зони та вибою свердловини.

Не можна допускати до виконання геолого-технічного наряду на свердловину і режимно-технологічної карти без попереднього аналізу напруженого стану порід.

Опробування пластів необхідно проводити з попереднім оцінюванням напружено-деформованого стану стовбура і пристовбурної частини свердловини. Там, де в свердловині наявні обвали, осипання, а породи знаходяться в пружно-пластичному стані – немає поглинань і проявів. При поглинанні $P_1 > P_2$ ($P_{nl} \leq P_2$), очевидно, в розрахунках в цьому випадку можна прийняти, що P_2 будуть рівні P_1 у момент початку поглинання.

Під впливом великих напружень у масиві можлива міграція води з пласта в зону впливу свердловини (пристовбурну зону) за рахунок дії різних величин напружень у масиві й поблизу свердловини. Наявність пластового тиску в глинах свідчить про те, що вони ще не пройшли процесу ущільнення і міцність їх у порівнянні з природним станом не збільшилася. За аналізом характеру розподілу напружень за стовбуром свердловини, пристовбурної зони і прилеглого масиву можливе оцінювання продуктивності пластів (оцінка їх проникності – розкриття чи закриття тріщин у продуктивних пластах гірських порід). До думки про необхідність інженерного методу розрахунку стовбура глибокої свердловини і пристовбурної зони підштовхнула статистика числа аварій та ускладнень, що виникають при бурінні глибоких свердловин.

Частину аварій можна було б уникнути, маючи чітке уявлення про те, що відбувається зі свердловиною і навколо неї в цей момент часу.

Практичними результатами є:

1. Оперативне оцінювання напруженого стану гірських порід стовбура, поблизу ствола свердловини і в масиві.
2. Якісна оцінка можливого спотворення продуктивності пластів до проведення їх випробувань.
3. Наукове обґрунтування параметрів технологічного процесу і бурового розчину, що запобігають можливим ускладненням при проходженні глибоких свердловин.
4. Визначення мінімально допустимого тиску в свердловині, мінімальної питомої ваги промивної рідини, умов міцності гірських порід по стінках і поблизу стінок свердловини, умов можливого запобігання гідророзриву порід свердловини.

Контрольні питання

1. Які величини відносять до показників буріння свердловини?
2. Схарактеризуйте руйнування порід при бурінні.
3. Обґрунтуйте практичні результати дослідження напружено-деформованого стану свердловин.

8. Дослідження напружено-деформованого стану свердловин за допомогою методу скінченних елементів

Метод скінченних елементів (МСЕ) — це числова техніка знаходження розв'язків інтегральних та часткових диференціальних рівнянь (ЧДР). Процес розв'язання побудований або на повному усуненні диференціального рівняння для стаціонарних задач, або на розкладі ЧДР в апроксимуючу систему звичайних диференціальних рівнянь, які потім розв'язують використанням якої-небудь стандартної техніки, такої, як метод Ейлера, Рунге-Кутти тощо [66].

Чисельні методи в наш час відносять до основних методів розв'язування задач математики і різних її додатків. Вони характеризуються тим, що зводять процес вирішення математичної задачі до деякої кінцевої послідовності операцій над числами і приводять до результатів, представлених у вигляді чисел, числових векторів та матриць, числових таблиць тощо. Їх значення уточнюється паралельно з розвитком обчислювальної техніки [8].

Водночас отримані числовими методами результати зазвичай містять похибки, будучи лише наближеннями до шуканих відповідей. Викликано це низкою об'єктивних причин, серед котрих є не пов'язані безпосередньо з методами обчислень.

Щоб розібратися в них, проаналізуємо основні етапи математичного розв'язування прикладних задач, а саме:

1. Побудова математичної моделі задачі.
2. Визначення вихідних даних.
3. Розв'язання отриманої математичної задачі.

Похибки з'являються вже на першому етапі, бо математична модель задачі – це наближений, ідеалізований опис задачі мовою математики. При моделюванні об'єкти і процеси завдання-оригіналу, взаємозв'язки між її параметрами замінюються на математичні поняття та співвідношення.

Заради того щоб математична задача була доступною для подальших досліджень, враховують лише найбільш важливі параметри, умови та особливості вихідного завдання. Зрозуміло, що чим менше факторів відкидається, тим точніша виходить модель. Воно являє собою обов'язковий ступінь при переході від нематематичної задачі до

математичної. Більше того, достатнє дослідження багатьох явищ реального світу видається можливим лише тоді, коли вдається побудувати їх математичні моделі [20].

Ще однією причиною появи похибок є те, що встановити точні значення вихідних параметрів у багатьох випадках неможливо. Серйозні проблеми з цим виникають не тільки при дослідженні, наприклад, космічних об'єктів або земної атмосфери, коли для визначення вихідних даних доводиться вдаватися до різних припущень і складних вимірювальних процедур, але при розв'язанні досить простих побутових завдань. Проілюструємо сказане на прикладі.

Приклад 1.1. Нехай потрібно знайти об'єм деякого предмета, що має форму прямого кругового циліндра (цистерна, бак). Зазвичай наявні шорсткості та вм'ятини на поверхні, заокруглення на стику між дном і стінкою, а також інші можливі відхилення такого предмета від ідеального прямого кругового циліндра, що зазвичай не враховують. Зрозуміло, що результат буде наближеним. По-перше, тут реальний предмет замінений його моделлю – математичним циліндром. По-друге, значення, що підставляється в цю формулу числових параметрів, можуть бути тільки наближеними. При будь-якому способі вимірювань радіуса основи й висоти h предмета отримаємо їх значення з похибками, залежними насамперед від точності вимірювальних приладів. Ірраціональне число зазвичай замінюють наближеним значенням, похибка якого залежить від кількості збережених при округленні чисел.

Після того як математична модель побудована і визначено вихідні дані, необхідно підібрати метод розв'язання отриманої математичної задачі. Коло математичних методів умовно підрозділяється на аналітичні, числові та графічні методи. Нас цікавлять числові методи, які своєю чергою, поділяють на точні й наближені. Числовий метод називається точним, якщо він дає принципову можливість після виконання кінцевого числа операцій над точними числами отримати точний розв'язок задачі. До таких методів відносить, наприклад, алгоритм розв'язання квадратного рівняння. Якщо всі коефіцієнти рівняння не містять похибок, алгоритм приведе до точних коренів. Використовувана в прикладі 1.1 формула обчислень не утворює похибок. Для більшості реальних завдань точних методів розв'язання не існує, а якщо вони і є, то бувають настільки трудомісткими, що не становлять практичного інтересу. Крім того, вони часто пов'язані з нескінченними обчислювальними процесами. Наприклад, пошук точного значення функції може звестися до знаходження суми числового ряду, що в загальному випадку практично здійснити неможливо.

При розв'язанні часткових диференціальних рівнянь головною метою є створення рівності, що апроксимує досліджувану рівність і є числово стабільною, тобто помилки у вхідних даних та проміжних обчисленнях не акумулюються й не спричиняють беззмістовних результатів. Для реалізації

цього є багато способів, кожен зі своїми плюсами і мінусами. Метод скінченних елементів є добрим вибором при розв'язуванні ЧДР, які описують складні середовища (такі, як машини чи нафтогони); при змінності цих середовищ; коли бажана точність змінюється у різних ділянках середовища.

Статична рівновага суцільного тіла може бути сформульована як:

$$L^T \sigma + p = 0. \quad (8.1)$$

На доповнення до рівняння рівноваги кінематичне відношення може бути сформульоване як

$$\varepsilon = Lu. \quad (8.2)$$

Це рівняння переходить до 6 компонентів напруги і зібране у вектор ε , як просторові похідні трьох компонентів переміщення зібрані у вектор u , використовуючи доступний диференційний оператор L . Зв'язок між рівняннями задається моделлю ґрунту. Загальне відношення

$$\dot{\sigma} = M\dot{\varepsilon} \quad (8.3)$$

Рівняння рівноваги повторно сформульовано в спрощеній формі відповідно до принципу зміни Галеркіна.

$$\int \delta u^T (L^T \sigma + p) dV = 0. \quad (8.4)$$

У цьому формулюванні δu являє собою кінематично допустиму зміну переміщень. Застосування теореми Гріна для часткового інтегрування за першою величиною в рівнянні (8.3) приведено до:

$$\int \delta \varepsilon^T \sigma dV = \int \delta u^T p dV + \int \delta u^T t dS. \quad (8.5)$$

Це являє собою граничний інтеграл, у якому появляються граничні переміщення. З компонента граничного переміщення зібрано у вектор t .

Рівняння (8.3) віднесено до рівняння віртуальної роботи. Розвиток стану напруги σ може бути розцінено як постійно зростаючий процес:

$$\sigma^i = \sigma^{i-1} + \Delta \sigma, \quad \Delta \sigma = \int \dot{\sigma} dt, \quad (8.6)$$

де σ^i являє собою дійсний стан напруги;

σ^{i-1} являє собою попередній стан напруги;

$\Delta \sigma$ – це норма інтегрованої напруги за малим часом приросту.

Якщо рівняння (2.14) розглядається для відповідної відстані i .

$$\int \delta \varepsilon^T \Delta \sigma dV = \int \delta u^T p^i dV + \int \delta u^T t^i dS - \int \delta \varepsilon^T \sigma^{i-1} dV. \quad (8.7)$$

Може бути відмічено, що поява величин у рівняннях (8.1) до (8.7) є функцією положення в 3-вимірному просторі.

Згідно з методом скінченних елементів, кожен елемент складається із номера вузла. Кожен вузол має число степенів свободи, що описується дискретними величинами, які відомі в границях шуканої величини. Степені свободи приписуються компонентам переміщення. В елементі поля переміщення u :

$$u = Nv. \quad (8.8)$$

Інтерполяція функцій в матриці N часто позначається функціями зсуву. Заміна рівняння (8.8) в кінематичному відношенні дається як

$$\varepsilon = LNv = Bv. \quad (8.9)$$

У цьому відношенні B інтерпольована матриця напруг, яка містить просторові похідні інтерпольованих функцій. Рівняння (8.7) можуть бути переформульоване в описано ній формі як

$$\int (B\delta v)^T \Delta\sigma dV = \int (N\delta v)^T p^i dV + \int (N\delta v)^T t^i dS - \int (B\delta v)^T \sigma^{i-1} dV. \quad (8.10)$$

Дискретні переміщення можуть бути розміщені поза інтегруванням.

$$\delta v^T \int B^T \Delta\sigma dV = \delta v^T \int N^T p^i dV + \delta v^T \int N^T t^i dS - \delta v^T \int B^T \sigma^{i-1} dV. \quad (8.11)$$

Якщо рівняння (8.11) містить будь-які зміни приростів δv^T , рівняння може бути записане як

$$\int B^T \Delta\sigma dV = \int N^T p^i dV + \int N^T t^i dS - \int B^T \sigma^{i-1} dV. \quad (8.12)$$

Рівняння (2.21) є умовою рівноваги в дискретизованій формі, перша величина праворуч разом з другою величиною являє собою потік вектора зовнішньої сили, й остання величина становить внутрішній вектор реакції. Різницю між зовнішнім вектором сили і внутрішнім вектором реакції може бути збалансовано приростом напруги $\Delta\sigma$. Відношення між приростом напруги і приростом стиску є звичайно не лінійною. Як результат приросту стиску можуть безпосередньо не розраховуватися і взагалі потрібні повторні операції, щоб задовольнити умову рівноваги (8.12) для всіх точок матеріалу.

Розглянемо процедуру неявного інтегрування диференціальних пластичних моделей. Прирости напруг $\Delta\sigma$ одержано інтегруванням нормальних напружень. Для диференціальних пластичних моделей прирости напруг можуть взагалі бути записані як:

$$\Delta\sigma = D^e (\Delta\varepsilon - \Delta\varepsilon^p). \quad (8.13)$$

D^e – являє собою матриці пружності матеріалу для потоку приросту напруги. Приріст стиснення $\Delta\varepsilon$ одержано із приросту переміщення Δv з використанням інтерполяції матриці стиснення. Для пружної поведінки матеріалу пластичне переміщення стиснення $\Delta\varepsilon^p = 0$. Для пластичної поведінки матеріалу приріст напруги стиснення може бути записаний відповідно:

$$\Delta\varepsilon^p = \Delta\lambda \left[(1-\omega) \left(\frac{\partial g}{\partial \sigma} \right)^{i-1} + \omega \left(\frac{\partial g}{\partial \sigma} \right)^i \right]. \quad (8.14)$$

У цьому рівнянні $\Delta\lambda$ є переміщення пластичного множника і ω параметр, що визначає тип і час інтегрування.

Для $\omega = 0$ інтегрування називається явним і для $\omega = 1$ інтегрування зветься – неявним. Показано, що використання неявного інтегрування ($\omega=1$) має деякі переваги, як було показано вище вимоги до модернізації напруги біля поверхні у випадковій переходу від пружного до пружно-пластичної поведінки. Крім того, це може бути доведено неявним

інтегруванням, за деяких умов, призводить до симетрії й додатному диференціюванню матриці $\frac{\partial \varepsilon}{\partial \sigma}$ при процедурах, що повторюються, має позитивний вплив, оскільки ці головні переваги обмежені неявним інтегруванням неточно для інших типів інтегрування за часом.

Однак для $\omega = 1$ рівняння (8.14) спрощено до

$$\Delta \varepsilon^p = \Delta \lambda \left(\frac{\partial g}{\partial \sigma} \right)^i. \quad (8.15)$$

Заміна рівняння (8.15) привела

$$\sigma^i = \sigma^r - \Delta \lambda D^e \left(\frac{\partial g}{\partial \sigma} \right)^i c \sigma^r = \sigma^{i+1} + D^e \Delta \varepsilon. \quad (8.16)$$

У цьому відношенні σ^r є допоміжним вектором напруги, що належить до пружних напруг або до напруг випробування, яке виступає новим станом напруги, коли розглядаємо повністю пружну поведінку матеріалу. Приріст пластичного добутку $\Delta \lambda$, що використовується в рівнянні (8.16), може бути вирішено з умови, що новий напружений стан задовольняє вихідну умову:

$$f(\sigma^i) = 0. \quad (8.17)$$

Для ідеально пластичних і лінійно закріплених моделей приросту пластичного множника може бути записано так:

$$\Delta \lambda = \frac{f(\sigma^r)}{d + h}, \quad (8.18)$$

$$\text{де } d = \left(\frac{\partial f}{\partial \sigma} \right)^{\sigma^r} D^e \left(\frac{\partial g}{\partial \sigma} \right)^i, \quad (8.19)$$

символ h означає стійкий параметр, що дорівнює 0 для ідеально пластичних моделей і постійний для лінійних стійких моделей.

Заміна відношення між приростами напруг і приростами напруження-стиснення $\Delta \sigma = M \Delta \varepsilon$ в рівнянні рівноваги призводить до

$$K^i \Delta v^i = f_{ex}^i - f_{in}^{i-1}. \quad (8.20)$$

У цьому рівнянні K – матриця жорсткості, Δv – вектор приросту переміщення, f_{ex} – вектор зовнішньої сили і f_{in} – вектор внутрішньої реакції. Верхній індекс i відносять до номера кроку. Однак оскільки відношення між приростом напруги і приростом напруги стиснення є нелінійним, матриця жорсткості не може бути сформульована точно заздалегідь. Загальна ж ітераційна процедура вимагає задоволення обох умов рівноваги. Загальний ітераційний процес може бути описаний як :

$$K^j \delta v^j = f_{ex}^i - f_{in}^{j-1}. \quad (8.21)$$

Верхній символ j належить до номера інтегрування, δv – вектор, що містить переміщення, які поступово збільшуються та які вносять вклад у прирости переміщення з кроком i :

$$\Delta v^i = \sum_{j=1}^n \delta v^j, \quad (8.22)$$

де n – число ітерацій в кроці i , матриця жорсткості K , що використана в рівнянні (8.21) являє собою поведінку матеріалу в апроксимованому вигляді. В найпростішій формі K становить лінійно-пружне рішення. В цьому випадку матриця жорсткості може бути сформульована так:

$$K = \int B^T D^e B dV , \quad (8.23)$$

де D^e – пружна матриця матеріалу відповідно до закону Гука і B – матриця інтерполяції напруги стиску. Використання пружно-жорсткої матриці дається реальною ітераційною процедурою, доки не підвищується жорсткість матеріалу, навіть коли використовують незв'язні пластичні моделі. Для поліпшення практичного застосування маємо процедуру автоматичного розміру кроку для моделей матеріалу з лінійною поведінкою в пружній області, такої, як модель Мора-Кулона.

Процеси переміщення описують функцією інтерполяції елементів. У границях елемента поля переміщення $u = (u_x, u_y)^T$, одержаного із дискретної центральної величини, вектор $v = (v_1, v_2, \dots, v_n)^T$ з використанням функції інтерполяції зібрано в матрицю N :

$$u = N v . \quad (8.24)$$

Проте, функція інтерполяції N застосована інтерполяцією величин усередині розглянутого елемента на відомих величинах у центрі. Лінійні елементи знаходяться на основі геосітки елементів, плоских елементів і розподілених навантажень. Коли положення ξ точки (звичайно точки напруги або точки інтегрування) є відомою, можемо написати для компонента u переміщення.

$$u(\xi) = \sum_{i=1}^n N_i(\xi) v_i , \quad (8.25)$$

де v_i – центральні величини;

$N_i(\xi)$ – величина функцій зсуву вузла i на позиції ξ ;

$u(\xi)$ – результуюча величина u на позиції ξ ;

n – номер вузлів елементів.

У програмі маємо функції переміщень для 15 вузлових і 6 вузлових триангулярних елементів.

Основне рівняння об'єму, що залежить від часу,

$$M\ddot{u} + C\dot{u} + Ku = F , \quad (8.26)$$

де M – матриця мас; u – вектор переміщення; C – матриця затухання; K – матриця жорсткості; F – вектор сили.

Переміщення u , швидкість \dot{u} , прискорення \ddot{u} можуть змінюватися з часом. Величина $K \cdot u = F$ переписана для статичного розрахунку деформації. Матриця K містить властивості жорсткості матеріалу, вектор F містить компоненти навантаження. Кожен елемент характеризується матрицею жорсткості, яка встановлює зв'язок між вузловим зусиллям і вузловими переміщеннями елемента залежно від координат його вузлів і пружних властивостей матеріалу. Також вся конструкція, що

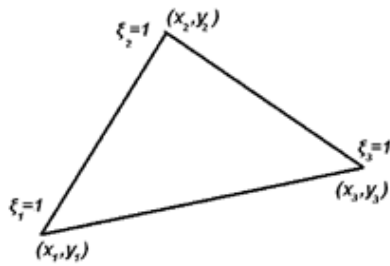


Рис. 15. Трикутний скінченний елемент

розраховується, характеризується узагальненою матрицею жорсткості системи, яка складається із матриць жорсткості всіх кінцевих елементів, що входять в її склад. На цю матрицю накладаємо граничні умови і вузлові зусилля. Після інтегрування матриці

жорсткості одержуємо компоненти переміщень у всіх вузлах системи. По відношенню до напруг у ґрунті описана вище теорія основана на

лінійній пружній поведінці ґрунту. У випадку вологого ґрунту у матрицю жорсткості додається більша частина жорсткості ґрунтової води, як у випадку статичного розрахунку. В матриці мас беруть до уваги масу ґрунту, масу ґрунтової води, масу конструкцій. Маса представлена як матриця з окремих елементів навантаження (ґрунту, води, конструкцій) [22 – 24].

У деяких випадках вплив на розв’язання завдання може надавати вибір базисних функцій. Розглянемо основні типи таких функцій. Лагранжеві елементи – найбільш часто використовувані базисні функції в FEMLAB. Лагранжвий елемент k -ого порядку задає значення функції на границях елемента, а також на k точках самого елемента. Наприклад, лагранжевий елемент другого порядку задає значення функції на всіх вузлах скінченного елемента, а також на середині кожної сторони елемента. Подібна постановка умови дає змогу вважати похідні величини u другого порядку по просторових координатах. Лагранжеві елементи другого порядку дозволяють розв’язувати переважну більшість диференціальних рівнянь. У разі, якщо рівняння містить похідні вищих порядків, слід вибирати порядок елементів, відповідний максимальному ступеню похідної в рівнянні.

8.1. Визначення напружено-деформованого стану за допомогою програмного комплексу COMSOL Multiphysics

COMSOL Multiphysics – це потужне інтерактивне середовище для моделювання та розрахунків більшості наукових й інженерних задач, засновано на диференціальних рівняннях в частинних похідних методом скінченних елементів (МСЕ). З цим програмним пакетом є можливість розширювати стандартні моделі, використовуючи одне диференціальне рівняння (прикладний режим) і мультифізичні моделі для розрахунку пов’язаних між собою фізичних явищ. Розрахунок не вимагає глибокого знання математичної фізики та МСЕ [26,32]. Це можливо завдяки вбудованим фізичним режимам, де коефіцієнти задаються у вигляді

зрозумілих фізичних властивостей і умов, таких, як: теплопровідність, теплоємність, коефіцієнт тепловіддачі тощо, залежно від вибраного фізичного розділу. Перетворення цих параметрів у коефіцієнти математичних рівнянь відбувається автоматично. Взаємодія з програмою можлива стандартним способом – через графічний інтерфейс користувача, або програмуванням за допомогою скриптів мовою COMSOL Script, або мовою MATLAB.

Програма ґрунтується на системі диференціальних рівнянь у частинних похідних. Існує три математичних способи задання таких систем:

- коефіцієнтна форма, призначена для лінійних і близьких до лінійних моделей;
- генеральна форма для нелінійних моделей;
- слабка форма для моделей на границях, ребрах або для моделей, використовують умови зі змішаними та похідними за часом.

COMSOL Multiphysics є потужною програмою, для моделювання інтерактивного середовища та розв'язання всіх видів науково-технічних завдань. Програмне забезпечення забезпечує потужне інтегроване меню робочого столу з Model Builder, можливо отримати повне уявлення про модель і доступ до всіх функцій. З COMSOL Multiphysics ви можете легко розвинути звичайні моделі для одного типу в Multiphysics фізичних моделей, які розв'язують поєднання фізичних явищ, і зробити це одночасно. Доступ до цієї функції не вимагає глибокого знання математики або чисельного аналізу [32].

Використання інтерфейсу з фізичним меню має розширену підтримку властивостей матеріалу. Є можливість будувати моделі, визначивши відповідні фізичні величини, такі, як властивості матеріалів, навантаження, обмеження, джерела і потоки, а не лише визначення основних рівнянь. Завжди можна застосувати ці змінні, вирази або числа безпосередньо твердих і рідких областей, кордони краю, а точки незалежно від обчислювальної сітки. COMSOL Multiphysics потім компілює набір рівнянь, представляє карту всієї повної моделі.

Використовуючи ці інтерфейси фізики, можна виконувати різні види досліджень, уключаючи:

- Стаціонарні та нестационарні (перехідні) дослідження.
- Лінійні та нелінійні дослідження.
- Дослідження власних частот, модальні й частотні характеристики.

Програма запускає аналіз МСЕ разом з адаптивною сіткою (якщо вибрано) та здійснює контроль помилок з використанням різних чисельних калькуляторів. Дослідження можуть використовувати багатопроцесорні системи й обчислювальних кластерів, і ви можете запустити пакет завдань та параметричних свіпірувань.

COMSOL Multiphysics створює послідовності, записує всі кроки, які створюють геометрію, сітку, дослідження та калькулятор налаштування і візуалізації та представлення результатів. Тому використовувати його легко для параметризації будь-якої частини моделі: можливо просто змінити вузол в дереві моделі й повторно запустити послідовність. Програма запам'ятовує і повторно застосовує всю інформацію та дані моделі.

Рівняння у частинних похідних є основою для законів науки і забезпечують основу для моделювання широкого кола наукових та інженерних явищ.

У базовій конфігурації, COMSOL Multiphysics пропонує моделювання та аналіз енергії для багатьох областей застосування. Для кількох ключових областей застосування є також додаткові модулі. Ці спеціальні модулі використовують термінологію і методи розв'язання специфічних для конкретної дисципліни задач, що спрощує створення й аналіз моделей. Модулі також уключають значні бібліотеки моделей з прикладом моделі, що ілюструють використання продукту в його області застосування.

Розділ «The Porous Media and Subsurface Flow» має низку підгалузей для опису перенесення мас. Вони можуть бути додані з «майстер моделей», або окремо, або в комбінації з іншими інтерфейсами, наприклад, перенесення маси і енергії, й навіть хімічних реакцій.

Різні типи потоків вимагають різних рівнянь та їх опису. Якщо модель потоку відома, то виберіть його безпосередньо з «моделі майстра». Однак, коли ви не впевнені в типі потоку, ви можете почати зі спрощеної моделі й додати параметри, завдяки яким ви будете модель надалі. Потім ви можете задати час, на який у майбутньому хочете спрогнозувати і порівняти результати. Для пористих порід потік рідини напряму залежить від закону Дарсі, що знаходиться у меню інтерфейсу.

Geomechanics Module – практично це надбудова до Structural Mechanics Module, і тому його неможливо використовувати самостійно. Geomechanics Module призначений для моделювання й симуляції завдань інженерної геології. Geomechanics Module розширює моделі матеріалів на нелінійні або пружно-пластичні моделі ґрунтів, порід і бетонів, пластичних матеріалів та насичених ґрунтів.

Галузь застосування:

- аналіз та моделювання ґрунтів і гірських скелетів;
- стійкість схилів, тунелів, берегових гребель і плит;
- автомобільні дороги.

Subsurface Flow Module

Subsurface Flow Module (раніше Earth Science Module) дозволяє моделювати прості та складні процеси, пов'язані з переміщенням рідин, що знаходяться під поверхнею Землі, включаючи течії нафти або газів у

пористих середовищах. Також можна моделювати течію ґрунтової води або забруднення ґрунту. Симуляція течії із змінною щільністю виробляється з використанням рівняння Ріхардса. Для течії рідини в пористих середовищах застосовується рівняння Брінкмана (розширення закону Дарсі). Для розрахунків відкритої течії рідин застосовують рівняння Нав'є–Стокса (Navier–Stokes equation). Додатки в Subsurface Flow Module використовують також для моделювання транспорту й реакції середовищ, розчинених у розчинах і поширення тепла в пористих середовищах.

Галузь застосування: резервуари газу; механічне і гравітаційне дренавання пористих та волокнистих матеріалів; аналіз нафтовидобутку; поропружне ущільнення й осідання середовищ, аналіз завантаження тріщин протягом однієї або більше фаз, протягом піноутворення в пористих середовищах.

Крім перерахованого вище, програма дозволяє за допомогою змінних зв'язку (coupling variables) з'єднувати моделі в різних геометріях і пов'язувати між собою моделі різних розмірностей. Для створення та розрахунку задачі рекомендується така послідовність дій:

1. Вибираємо розмірність моделі, визначаємо фізичний розділ у Model Navigator [Навігаторі моделей] (кожному розділу відповідає певне диференціальне рівняння) і визначаємо стаціонарний або нестаціонарний аналіз температурного поля.

2. Визначаємо робочу область і задаємо геометрію.

3. Задаємо початкові дані, залежно від змінних від координат і часу.

4. Указуємо теплофізичні властивості та початкові умови.

5. Указуємо граничні умови.

6. Задаємо параметри та будуємо сітку.

7. Визначаємо параметри вирішального пристрою і запускаємо розрахунок.

8. Налаштовуємо режим відображення.

9. Отримуємо результати.

Отже, відкрито вікно основної програми (рис. 16): якщо ми вибрали розмірність простору 1D, то ми бачимо робочу область з координатною віссю і кнопками для малювання. В одновимірному режимі це кнопки point [точка], line [лінія], mirror (відображає об'єкт дзеркально), move (переміщує об'єкт) і scale (змінює розмір об'єкта).

Також у верхній частині екрана є стандартні кнопки для виконання операцій з файлом і буфером обміну та кнопки, що повторюють основні команди з розділів Mesh, Solve й Postprocessing головного меню.

У режимі 2D додаються кнопки створення кривих Безьє, прямокутників і овалів, кнопка Array [масив] створює з одного об'єкта матрицю об'єктів будь-якого розміру. Кнопка Rotate [обертання] дозволяє повернути створений об'єкт на будь-який кут.

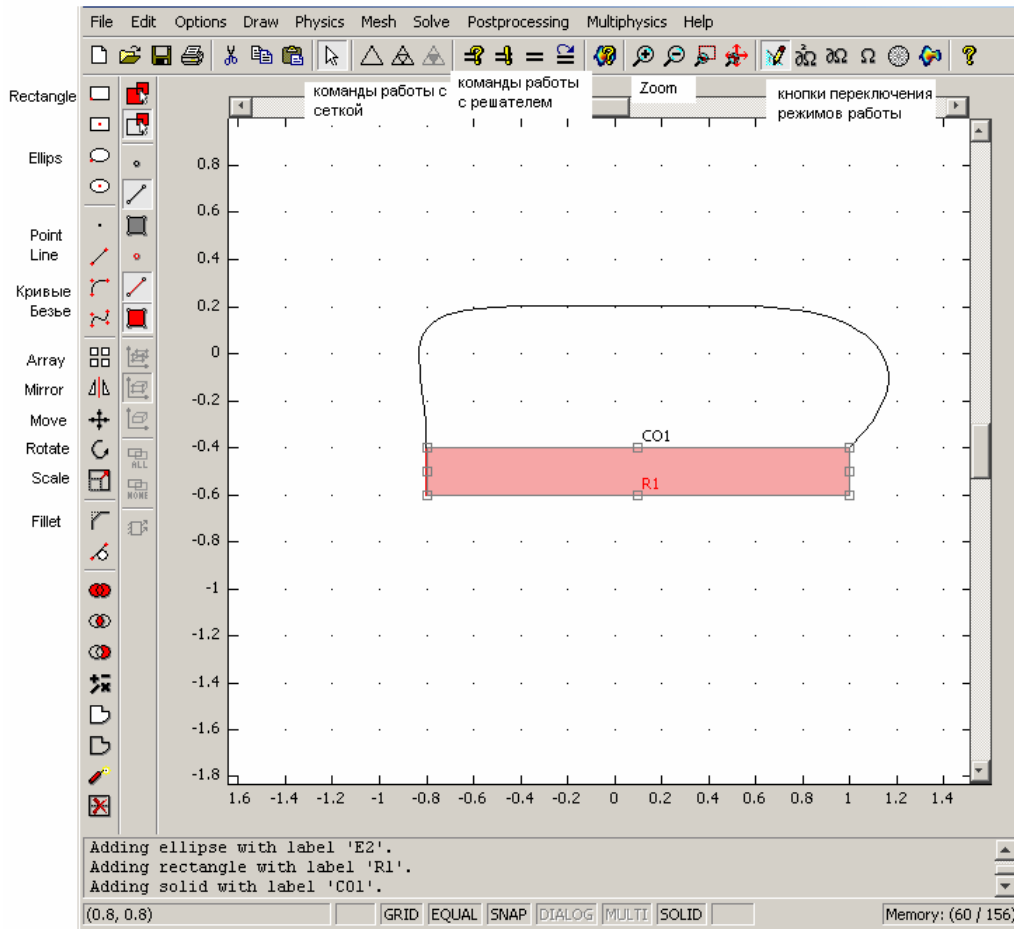


Рис.16 – Робоча область

У тривимірному режимі за допомогою кнопок можна створювати паралелепіпеди, еліпсоїди, конуси, циліндри і кулі, а також керувати розташуванням координатних осей та освітленням фігури. В першу чергу рекомендується задати межі відображуваної робочої області Options > Axes / Grid settings [Опції > Установки осі/решітки].

Припустимо, що ми працюємо в двовимірному режимі й хочемо задати модель об'єкта з розмірами метр на метр. У вікні вибираємо вкладку Axis [Осі], галочка Axis equal означає, що осі будуть рівні, тобто один метр по осі X буде візуально такого ж розміру, як по осі Y. Для протяжних об'єктів цю галочку можна зняти, і тоді на екрані осі можуть бути не рівні. Це зручно, коли в якому-небудь з вимірів об'єкт непропорційно великий. У розділі ху limits потрібно задати межі відображення осей, у нашому випадку це 0 і 1.1 для мінімуму та максимуму відповідних осей. На вкладці Grid [Решітка] можна зняти галочку Auto й самим установити інтервал решітки. Взагалі, при побудові моделі можна задавати просто координати відповідних фігур (наприклад, координати центра кола та її радіус), але часто зручніше задати фігуру просто зазначивши ці координати за допомогою миші, й тоді дуже важливо, щоб вузли решітки збігалися з

ключовими точками фігури. Тому якщо товщина мінімального елемента становить, скажімо, один міліметр, то доцільно поставити саме такий інтервал сітки.

Галочка Visible дозволяє виключити режим відображення решітки. Внизу робочої області можна вимкнути і прив'язку миші до решітки SNAP, але тоді в разі введення об'єкта за допомогою миші ключові точки можна буде задати лише приблизно. В області ху grid можна задати в полях x та у spacing інтервал решітки за відповідними осями.

Поля Extra x і Extra дають можливість додати будь-яку кількість додаткових ліній решітки. Не варто плутати поняття Grid – решітка та Mesh – сітка скінченних елементів. Grid служить тільки для зручності завдання геометрії моделі й ніяк не впливає на розрахунки. Від сітки скінченних елементів Mesh безпосередньо залежить точність розрахунків. Після завдання решітки можна приступити до визначення геометрії.

Якщо вона у нас задалегідь не створена у зовнішній CAD програмі або не задано у MATLAB (у цих випадках вона просто імпортується через File > Import), то доведеться її здавати внутрішніми засобами.

Припустимо, треба намалювати прямокутник.

Можна скористатися відповідними кнопками Rectangle/Square [прямокутник/квадрат] і Rectangle/Square (Centered) [прямокутник/квадрат (центрований)], першим натисканням відзначається розташування кута або центру, а потім прямокутник розтягується до потрібного розміру й закріплюється другим натисканням. При натиснутій клавіші Ctrl створюється квадрат. Якщо натиснути на клавішу Shift і натиснути на кнопку, то відкриється вікно з усіма параметрами фігури [33].

Це ж вікно можна відкрити через головне меню: Draw>Specify objects. Size задає розмір об'єкта за допомогою полів Width [ширина] і Height [висота]. Rotation angle задає кут повороту прямокутника в градусах. Область Position визначає місце розташування об'єкта. Список, що розкривається, Base дозволяє визначити, до чого належать координати x і y.

Corner означає, що задаємо розташування кута прямокутника (якщо ми малюємо еліпс, то треба задати координати описаного прямокутника). Center – задаємо координати центру об'єкта.

Список, що розкривається Style, пропонує варіанти Solid – буде створена ціла фігура – і Curve – та буде створена крива – контур фігури.

Крива необхідна для створення складної фігури: спочатку задаються криві, межі об'єкта, а потім командою Coerce to solid виділені криві робляться цільною фігурою.

У режимі 3D замість Curve – крива – є поняття Face – оболонка. У полі Name можна вписати ім'я об'єкта. Незважаючи на те, що у вікнах Specify objects можна задати точні координати і розміри об'єктів, часто

легше задавати їх за допомогою миші, а криві Безьє можна задати тільки за допомогою миші. Ось чому важливо заздалегідь визначити період решітки.

При заданні складних фігур доводиться задавати десятки елементарних об'єктів (овали, прямокутники, криві Безьє, лінії, точки), потім їх треба об'єднати або розділити. Зазвичай це робиться за фізичними ознаками, за допомогою кнопок Union [об'єднати], Difference [різницю], і Intersection [перетин] або команди Draw > Create Composite Object.

Ця команда відкриває вікно, де можна вказати, з яких елементів створюється фігура. Після створення фігури за допомогою кнопки Fillet/Chamfer або однойменного пункту меню Draw можна задати фаски або заокруглення кутів. Так само можна розмножити фігуру за допомогою кнопки Array, відобразити за допомогою Mirror і змінити розмір за допомогою Scale.

Кнопки Rotate і Move повертають та зрушують виділену фігуру відповідно. Всі ці кнопки повторюються у вигляді пунктів меню Draw > Modify. Для створення тривимірних моделей зручно елементарні фігури задавати в режимі 3D, а більш складні задати спочатку в режимі 2D, а потім перенести в тривимірну область.

Наприклад, ми створили прямокутник 1x0,5 метра. Якщо його виділити і натиснути кнопку Draw > Extrude, то відкриється вікно Extrude [Екструзія], де можна задати об'єкт, назву робочої області (для однієї моделі можна задати кілька робочих областей, зазвичай це декілька 2D геометрій та одна складова 3D). Поле Distance визначає, наскільки буде розтягнуто переріз. Якщо у нас був намальований круг, то після екструзії буде циліндр, якщо переріз рейки, то буде модель рейки. Scale x і y задають, у скільки разів буде змінюватися переріз по довжині об'єкта. Якщо задати в ці поля дві двійки, то після екструзії (якщо переріз був круглим) з'явиться усічений конус.

Displacement визначає зсув верхньої площини фігури відносно основи. Twist закручує фігуру навколо своєї осі. Draw > Embed скопіює наш двовимірний прямокутник у тривимірну робочу область.

За умовчанням у площину $z=0$. Площина задається через Draw > work plane settings ... Draw > Revolve, створить фігуру обертання. Тобто з прямокутника можна створити кільце з прямокутним перерізом. У вікні можна задати градуси обертання по двох осях і координати точок навколо яких буде створюватися фігура обертання. Для наочності за допомогою команди Scene Light можна встановити «висвітлення об'єкта», кнопка Zoom extents розмістить фігуру на весь екран. Якщо в процесі подальшої роботи з моделлю знадобиться змінити елемент геометрії, повернутися в режим уведення геометрії можна за допомогою команди Draw > Draw Mode або кнопки Draw Mode.

Після завдання всіх властивостей і граничних умов будують сітку. Для найпростіших моделей на першому етапі оціночного розрахунку

можна задати сітку за замовчуванням Mesh > Initialize Mesh (або кнопка із зображенням трикутника) та кілька разів натиснути Mesh > Refine mesh й, отримавши досить дрібну сітку, розпочати вирішення задачі.

При натисканні цих кнопок робоча область переходить у режим Mesh Mode можна викликати відповідною кнопкою або командою меню Mesh > Mesh Mode. Для моделей чистої кондукції, не пов'язаних з потоком маси, можна цим й обмежитися: для більш дрібних елементів сітки система автоматично проведе згущення, а якщо необхідно в будь-якій частині системи ще більш згустити сітку, то можна натиснути кнопку Refine selection та вказати потрібну область.

В одновимірному і двовимірному стаціонарному режимі можна порадиати просто робити найбільш дрібну сітку – швидкість обчислення на сучасних комп'ютерах все одно буде прийнятною. У моделях, де необхідно враховувати конвекцію, треба завжди пам'ятати, що розмір скінченного елемента повинен бути в кілька разів менший від товщини приграничного шару, інакше розв'язок може не збігатися і буде в будь-якому випадку нестабільним. Тому рекомендується будувати сітку такої густоти, щоб між будь-якими двома кордонами було не менше від десяти елементів.

За замовчуванням COMSOL буде в двовимірному режимі трикутну, а в тривимірному тетраедричну сітку. Для завдання параметрів сітки треба вибрати Mesh > Mesh parameters або натиснути F9. Відкриється вікно налаштувань, на вкладці Global можна вибрати один з попередньо встановлених режимів. У списку Predefined mesh sizes дев'ять режимів від Extremely fine [надзвичайно точний] до Extremely coarse [надзвичайно грубий], інші розташовані між цими крайніми режимами. У полях можна задати власні значення параметрів сітки. Maximum element size задає максимальний розмір елемента. За замовчуванням дорівнює 1/15 максимальної сторони об'єкта, задавати його необов'язково.

Maximum element size scaling factor – якщо нічого не здавати в попереднє поле, то значення цього поля буде визначати розмір елемента (якщо задати 0,5, то розмір елемента буде дорівнювати 1 / 30 максимальної сторони, якщо 0,1, то 1/150).

Element growth rate [темп зростання елемента] відповідає за ступінь згущення, приймає значення від одиниці нескінченно, чим ближче значення до одиниці, тим більше рівномірна сітка.

Mesh curvature factor і Mesh curvature cut off – чим менше ці значення, тим більше точно задана криволінійність границі: при великих значеннях цих параметрів замість кривої буде ламана лінія.

Resolution of narrow regions – задає мінімальну кількість елементів по найкоротшій границі, для точних обчислень рекомендується встановлювати значення цього параметра не менш від десяти.

Поле Mesh geometry to level дає змогу вибрати окремо створення сітки для областей, поверхонь і ребер.

Якщо встановлено значення Regular при натисканні цієї команди кожен елемент поділяється на чотири частини в 2D режимі і на вісім у 3D. Значення Longest ділить кожен елемент на дві частини по найдовшій стороні. Вкладки Subdomain, Boundary, Edge і Point дозволяють задати розмір елемента для відповідних елементів моделі. Вкладка Advanced дає можливість задати анізотропію сітки. Кнопка Remesh перебудовує сітку з новими параметрами. У двовимірному режимі для об'єктів, близьких до прямокутних, можна задати чотирикутну сітку за допомогою пункту меню Mesh > Map mesh або Ctrl + F9.

У розділі «Робоча область і завдання геометрії» були згадані способи перетворення двовимірних моделей у тривимірні за допомогою команд Draw> Extrude і Draw> Revolve. Тоді після завдання тривимірної геометрії доведеться заново будувати сітку з тетраедрів, що може займати багато часу.

Іноді доцільно спочатку побудувати сітку в 2D режимі (трикутну або чотирикутну), а потім за допомогою команд Mesh > Extrude Mesh ... розтягнути фігуру з сіткою або Mesh > Revolve Mesh, розкрутити фігуру з сіткою. Тоді елементи будуть не тетраедричні, а у вигляді паралелепіпедів або призм.

Час побудови такої сітки менший, ніж побудови тетраедричної сітки заново, але на швидкість розрахунку завдання та вид сітки кардинально не впливає.

Вибір пристрою для розв'язування завдання і його параметрів дуже важливий, оскільки в основному від нього залежить достовірність обчислень. Неправильне настроювання може привести до грубих помилок розв'язання, які дуже важко виявити. Також дуже важливо правильно оптимізувати розв'язання, оскільки, наприклад, навіть не дуже складна тривимірна модель елемента касетної конструкції розраховується десятки хвилин на комп'ютері з процесором Athlon64 3000 + і 1Gb оперативної пам'яті, а деякі нелінійні нестационарні моделі можуть розраховуватися багато годин навіть на дуже потужному комп'ютері.

Кнопка Solve або пункт меню Solve > Solve problem запускає пристрій для розв'язання задач з поточними настройками. Кнопка Restart або пункт меню Solve > Restart перезапускає пристрій, використовуючи поточні значення (поле температур або швидкостей) як початкові. Якщо ми розглядаємо стаціонарну задачу, то натискання цієї кнопки не повинне змінювати розв'язок.

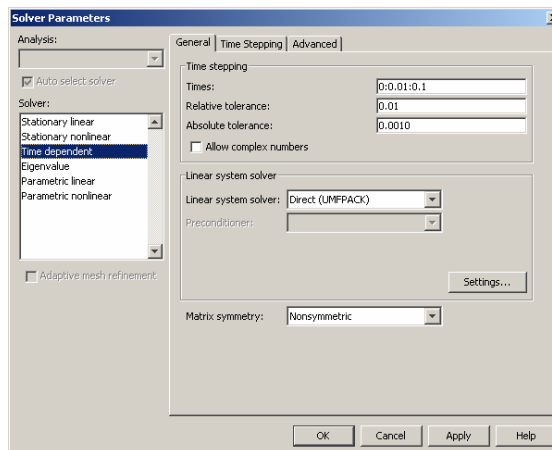


Рис.17. Вікно Solver parameters.

Коливання значень у цьому випадкові говорять про нестабільність розв'язку. Цю команду доцільно застосовувати для складних розрахунків, коли можна отримати наближений варіант розв'язання на грубій сітці й для лінійного чи стаціонарного розв'язувача, а потім, зробивши більш дрібну сітку і за необхідності змінивши розв'язок на нелінійний або перехідний, розв'язати задачу. Найчастіше це дозволяє отримати розв'язок швидше, ніж відразу запустивши складний розрахунок. Для зміни параметрів натиснемо F11 Solve > Solver parameters ... або відповідну кнопку. Відкриється вікно (рис. 17).

Якщо стоїть галочка Auto select solver, значить, програма залежно від прикладного режиму підбрала найбільш зручний інструментарій, для нескладних обчислень найчастіше міняти його не треба. Вибираючи вирішальний пристрій, треба в першу чергу визначитися, стаціонарний чи перехідний процес буде змодельовано. Якщо процес нестаціонарний, то в переважній більшості випадків підходить розв'язувач Time Dependent.

8.2. Визначення напружено-деформованого стану свердловини №23 Краснокутського газоконденсатного родовища

При розрахунку напружено-деформованого стану глибокої свердловини за допомогою МСЕ спочатку необхідно задати геометрію. Для цього:

1. Заходимо в розділ «Геометрія».
2. У вікні налаштування геометрії знаходимо розділ Block і створюємо покривку пласта, продуктивний пласт і підшову пласта шириною 3 м довжиною 5 м та висотою 5,85; 10,93 і 6,43 м відповідно.
3. У вікні налаштування Geometry знаходимо розділ Cylinder і створюємо циліндр радіусом 0,127 м та довжиною 23,21 м, який проходить через покривлю, продуктивний пласт і підшову пласта.

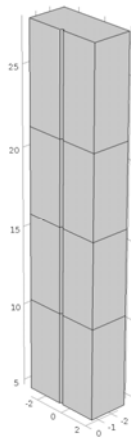


Рис.18. – Розрахункова схема свердловини №23 Краснокутського газоконденсатного родовища

Далі необхідно задати матеріали пласта. Для цього:

Матеріал I

1. Вибираємо глину як матеріал покрівлі та підшви.
2. Уводимо необхідні параметри матеріалу покрівлі та підшви пласта, а саме – густина, коефіцієнт Пуассона, модуль Юнга.

Матеріал II

1. Вибираємо пісковик як матеріал продуктивного пласта.
2. Уводимо необхідні параметри матеріалу продуктивного пласта, а саме густину, пористість, проникність, коефіцієнт Пуассона, модуль Юнга.

Матеріал III

1. Вибираємо матеріал флюїда.
2. Уводимо необхідні параметри матеріалу флюїду, а саме – густина, динамічна в'язкість, стисливість.

Далі необхідно задати поропружність (Poroelastic Material 1):

1. У вікні Model Builder, розширити Model 1 > Poroelasticity node, потім вибираємо Poroelastic Material 1.
2. У вікні налаштування Poroelastic Material знаходимо розділ Poroelastic Material.
3. Зі списку пороеластичних матеріалів вибираємо пісковик.
4. Зі списку матеріал флюїду вибираємо газ.
5. Уводимо параметри пористого матеріалу.
6. Уводимо параметри флюїду.

Далі проводимо розрахунок.

У результаті цього моделювання отримано значення деформації стінки свердловини №23 Краснокутського газоконденсатного родовища. Зміщення стінки свердловини від пластового тиску становило майже 2 мм.

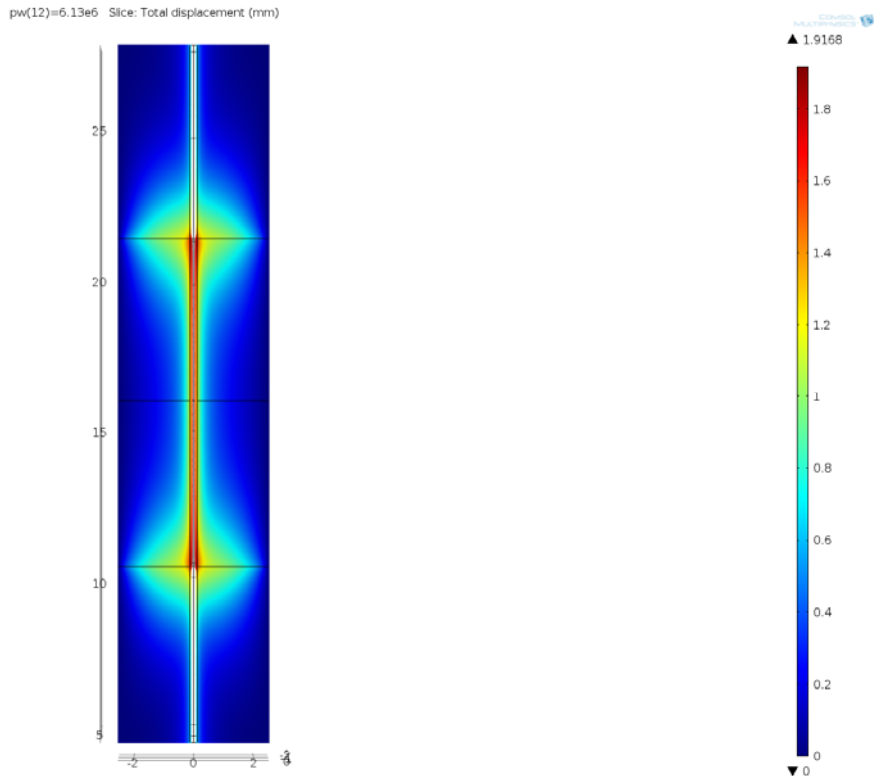


Рис.18. – Ізополя напружень свердловини №23
Краснокутського газоконденсатного родовища

Найважливішими перевагами методу скінченних елементів є:

Властивості матеріалів суміжних елементів можуть бути різними. Це дозволяє застосовувати метод до тіл, складених з декількох матеріалів.

Скінченними елементами є прості області (прямі лінії, трикутники, прямокутники, піраміди, призми). Таким чином, цим методом можна апроксимувати тіла із складною формою країв.

Розміри елементів можуть бути змінними. Це дозволяє збільшувати чи зменшувати елементи сітки [34,44,48,51].

За допомогою МСЕ легко розглянути граничні умови з розривним поверхневим навантаженням, а також змішані граничні умови.

Алгоритм методу скінченних елементів дає змогу створити загальні програми для розв'язання завдань різного класу.

Завдання зводиться до розв'язання системи рівнянь алгебри великої розмірності. Проте достатня обумовленість системи розв'язаних рівнянь алгебри дає можливість отримувати досить точні розв'язки для систем рівнянь розмірністю 5 – 10 мільйонів і більше.

Головний недолік цього методу полягає у потребах великого обсягу пам'яті ЕОМ і високої швидкості розрахунку. В наш час розвиток ЕОМ практично усунув цей недолік.

Контрольні питання

1. Назвіть переваги та недоліки методу скінченних елементів.
2. Яким чином у програмному комплексі задати геометричні розміри продуктивного пласта?
3. Як перетворити двовимірну модель у тривимірну при розрахунку за допомогою програмного комплексу ?

Висновки

МСЕ – це один з найбільш ефективних чисельних методів розв’язання математичних завдань, що описують стан фізичних систем складної структури.

Перевагами методу скінченних елементів є:

1. Метод скінченних елементів дозволяє побудувати зручну схему формування системи алгебраїчних рівнянь щодо вузлових значень шуканої функції. Наближена апроксимація рішення за допомогою простих поліноміальних функцій і всі необхідні операції виконуються на окремому типовому елементі. Такий алгоритм переходу від окремого елемента до їх повного набору особливо зручний для геометрично й фізично складних систем.

2. Кожне окреме алгебраїчне рівняння, отримане на основі методу скінченних елементів, містить незначну частину вузлових невідомих від загального їх числа. Іншими словами, багато коефіцієнтів у рівняннях алгебраїчної системи дорівнюють нулю, що значно полегшує її розв’язання.

3. Метод скінченних елементів, так само як й інші чисельні методи, по суті наближено замінює континуальну задачу на дискретну. У методі скінченних елементів уся процедура такої заміни має простий фізичний зміст. Це дозволяє більш повно уявити собі весь процес розв’язування завдання, уникнути багатьох можливих помилок і правильно оцінити одержувані результати.

4. Схема методу скінченних елементів застосовується для з’єднання елементів і формування алгебраїчних рівнянь при розв’язанні безпосередньо дискретних завдань. Це розширює сферу застосування методу.

5. Форма оброблюваної області може бути довільною, а сітку можна зробити більш рідкою в тих місцях, де особлива точність не потрібна.

МСЕ має переваги при розрахунку напружено-деформованого стану глибоких свердловин за рахунок можливості врахування значної частини факторів, які можуть вплинути на напруження. Однак цей метод потребує значного обсягу пам'яті ЕОМ та часу проведення розрахунків. Тому з метою оперативного прийняття рішень актуально застосовувати аналітичні методики, які ґрунтуються на використанні інженерного методу оцінювання напружено-деформованого стану стовбура глибокої свердловини (методу розрахунку стійкості стовбура глибокої свердловини). Такий метод дозволяє з достатньою точністю визначити напруження в пружній та пластичній зоні. Важливим технічним та технологічним завданням є буріння та збереження стійкості масиву породи з соляними пропластками, що також пропонується вирішувати за допомогою чисельних та аналітичних методик.

АЛФАВІТНИЙ ПОКАЖЧИК

Анізотропія	9	Мінерал	9
Геомеханічні процеси	8	Міцність гірських порід	12
Гідродинамічний тиск	13	Неоднорідна порода	9
Гідростатичний тиск	44	Об'єкт розробки	7
Гіпотеза взаємодії труб	24	Однорідна порода	9
Гірські породи	8	Осадова порода	8
Глиниста порода	10	Пласт	7
Головні напруження	20	Пластична деформація	11
Емпіричний метод	24	Породний масив	8
Зона опорного тиску	73	Поропружне ущільнення	94
Зона розвантаження	73	Пружна матриця	90
Зразок породи	8	Пружність	11
Ізополя напружень	102	Раціональна система розроблення	5
Ізотропія	9	Рідка фаза	11
Інтенсивність тріщинуватості	10	Робоча область	95,100
Каверноутворення	53	Розроблення родовищ	5
Коефіцієнт Пуассона	12	Скельна порода	10
Крихкість	11	Структура	9
Лагранжевий елемент	91	Тверда порода	10
Літологічна різниця	8	Текстура гірських порід	9
Магматична порода	8	Тектонічна тріщина	10
Метаморфічна порода	9	Тріщинуватість	10
Механічний стан	8	Чисельний метод	86

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Адельсон И.В. Борьба с обвалами при бурении нефтяных и газовых скважин: Тематические научно-технические обзоры / И.В. Адельсон // Серия «Бурение» – М.: ВНИИОЭНГ. – 1974. – 125 с.
2. Алимжанов А.М. Напряженно-деформированное состояние вокруг глубоких скважин в условиях неоднородности механических свойств пород приствольной зоны: автореф. дис. на соискание науч. степени канд. физико-математических наук, 01.02.04 – Механика деформируемого твердого тела // А.М. Алимжанов. – Новосибирск, 1994. – 32 с.
3. Алимжанов А.М. Пространственная осесимметричная устойчивость вертикальной скважины в массиве, содержащем слой с пониженными прочностными свойствами [Электронный ресурс] / А.М. Алимжанов. – Режим доступа: http://www.ogbus.ru/authors/Alimzhanov/Alimzhanov_1.pdf
4. Бандурина Е.В. Перспектива анализа напряженно деформированного состояния ствола глубокой скважины / Е.В. Бандурина // Тези 64-ої наукової конференції професорів, викладачів, наукових працівників, аспірантів та студентів університету. Том 1. (Полтава, 17 квітня по 11 травня 2012 р.) – Полтава: ПолтНТУ, 2012. – 147 – 149 с.
5. Бандуріна О.В. Сучасний стан проблеми аналізу напружено-деформованого стану гірських порід навколо глибоких свердловин / О.В. Бандуріна // Збірник наукових праць (галузеве машинобудування, будівництво) – Полтава: ПолтНТУ, 2013. – Вип. 1(36). – С. 373 – 383.
6. Барановський Е.М. Комбіноване руйнування гірських порід при бурінні глибоких свердловин / Е.М. Барановський, В.М. Мойсшин // Наук. вісн. Івано-Франків. нац. техн. ун-ту нафти і газу . – 2006. – № 1. – С. 26 – 30.
7. Барановський Е.М. Головне завдання геомеханіки у вирішенні проблем глибокого буріння / Е.М. Барановський, В.М. Мойсшин // Розвідка та розробка нафт. і газ. родовищ . – 2006. – № 4. – С. 5 – 9.
8. Бахвалов Н.С. Численные методы / Н.С. Бахвалов. – М.: Наука, 1973. – 367 с.
9. Березин И. С, Жидков Н.П. Методы вычислений. Т.1. – М.: Наука, 1966; Т.2. – М.: Физматгиз, 1962. – 375 с.

10. Блохин В.С. Оценка напряженного состояния ствола глубокой скважины / В.С. Блохин, Е.В. Бандурина // Вісник КрНУ імені Михайла Остроградського. – Вип 1/2013(78). – С. 71 – 75.

11. Блохин В.С. Критерии устойчивости карбонатных и терригенных отложений в глубоких скважинах: Сб. Повышение эффективности бурения глубоких скважин в аномальных геологических условиях / В.С. Блохин, В.В. Ипполитов, В.Д. Терентьев, Ф.К. Гимадеева – Оренбург: ЦНТИ, 1983.– 44 с.

12. Блохин В.С. Метод оценка устойчивости стенок скважины / В.С. Блохин, В.В. Ипполитов, В.Д. Терентьев // Нефтяное хозяйство. – 1984. – №7. – С 28 – 31.

13. Блохин В.С. Напряженно-деформированное состояние приствольной зоны массива с учетом сжимаемости горных пород: Сб. Повышение эффективности бурения глубоких скважин в аномальных геологических условиях / В.С. Блохин. – Оренбург: ЦНТИ, 1983.– 44 с.

14. Блохін В.С. Дослідження напружено-деформованого стану при будівництві глибоких нафтогазових свердловин / В.С. Блохін, О.В. Бандуріна // Сборник научных трудов SWorld Материалы Международной научно-практической конференции «Современные проблемы и пути их решения в науке, транспорте, производстве и образовании 2012» 18-27 декабря 2012 г. –Т.8. – С 91 – 98.

15. Блохін В.С. Інтенсифікація будівництва глибоких нафтогазових свердловин / В.С. Блохін, О.В. Бандуріна // Тези доповідей Міжнародної науково-технічної конференції «Інноваційні технології буріння свердловин, видобування нафти і газу та підготовки фахівців для нафтогазової галузі», 3 – 6 жовтня 2012 р. м. Івано-Франківськ. – Івано-Франківськ, 2012. – С. 67 – 70.

16. Брок Д. Основы механики разрушения /Д. Брок – М.: Высшая школа, 1980. – 368 с.

17. Гайворонский А.А. Крепление скважин и разобщение пластов / А.А. Гайворонский, А.А. Цыбин.– М.: Недра, 1987. – 367с.

18. Добрынин В.М. Деформации и измерения физических свойств коллекторов нефти и газа / В.М. Добрынин. – М.: Изд. «Недра», 1970. – 239 с.

19. Дослідження напружено-деформованого стану масиву навколо свердловини зі змінними у часі міцнісними властивостями порід / П.І. Світалка, В.В. Соловйов, М.П. Нестеренко, О.В. Бандуріна // Науковий журнал (Геологія. Гірництво. Нафтогазова справа) / Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка.; Редколегія:

В.О. Онищенко (головний редактор) та ін. – Вип. 1 (1). – Полтава: ПолтНТУ, 2012. – С.144 – 148.

20. Еременко С.Ю. Методы конечных элементов в механике деформируемых тел / С.Ю. Еременко. – Харьков: Основа. – 1991. – 272 с.

21. Ержанов Ж.С. Ползучесть соляных пород / Ж.С. Ержанов, Э.И. Бергман. – Алма-Ата: Наука, 1977. – 112с.

22. Зенкевич О.С. Конечные элементы и аппроксимация / О.С. Зенкевич, К. Морган. – М.:Мир. – 1986. – 318 с.

23. Зенкевич О.С. Метод конечных элементов в теории сооружений и в механике сплошной среды / О.С. Зенкевич, И. Чанг. – М.: Недра. – 1974. – 238 с.

24. Зенкевич О.С. Метод конечных элементов в технике / О.С. Зенкевич. – М.:Мир. – 1975.

25. Ильюшин А.А. Пластичность / А.А. Ильюшин. – ОГМЗ ГИТТЛ, 1948. – 257 с.

26. Исаков В.Б. Элементы численных методов: учебное пособие для студентов, обучающихся по специальности «Математика группы Педагогические специал.». – М.: Академия, 2003. – 192 с.

27. Иудин М.М. Напряженно-деформированное состояние мерзлого массива пород вокруг вертикального ствола // М.М. Иудин. – Якутск: ЯГУ, 1997. – 26 с.

28. Калашник А.И. Техногенное деформирование недр / А.И. Калашник, Н.А. Калашник // Рациональное освоение недр. – 2010.–№2. – С. 48 – 53.

29. Карев В.И. Влияние напряженно-деформированного состояния горных пород на фильтрационный процесс и дебит скважин: автореф. дис. на соискание учен. степени д-ра технических наук 01.02.04 – механика деформируемого твердого тела // В.И. Карев.– Санкт-Петербург, 2010. – 34 с.

30. Карев В.И. Геомеханика нефтяных и газовых скважин / В.И. Карев, Ю.Ф. Коваленко // Вестник Нижегородского ун-та им. Н.И.Лобачевского. –2011.– №4.– Ч.2. – С. 448 – 450.

31. Кацауров И.Н. Механика горных пород / И.Н. Кацауров. – М.: Недра, 1981. – 166 с.

32. Кизилова Н.Н. Метод конечных элементов в биомеханике / Н.Н. Кизилова // Современные проблемы математики, механики и информатики. – Харьков: Изд-во «Апостроф». – 2012. – С. 201 – 217.

33. Красников Г.Е. Моделирование физических процессов с использованием COMSOL Multiphysics: учебное пособие / Г.Е. Красников, О.В. Нагорнов, Н.В. Старостин. – М.: НИЯУ МИФИ. – 2012. – 184 с.
34. Куликов Ю.А. Решение плоской задачи теории упругости методом конечных элементов / Ю.А. Куликов. – Горький. – 1980. – 68 с.
35. Лехницкий С.Г. Теория упругости анизотропного тела // С.Г. Лехницкий. – М: Изд-во «Наука», 1977. – 73 с.
36. Макаров Л.В. Напряженное состояние горных пород вокруг вертикальных цилиндрических выработок конечной глубины / Л.В. Макаров, В.П. Прокопьев // Изв. ВУЗ. Горный журнал. – 1978. – №8. – С. 78 – 82.
37. Макаров Л.В. Определение напряжений в упруго-пластическом тяжелом массиве вокруг вертикальной цилиндрической выработки конечной глубины / Л.В. Макаров, В.П. Прокопьев // Изв. ВУЗ Горный журнал. – 1979. – №4. – С. 45 – 51.
38. Макаров Л.В. Расчет напряженного состояния упругих горных пород вблизи скважин / Л.В. Макаров, В.П. Прокопьев // Изв. ВУЗ. Нефть и газ. – 1979. – №1. – С. 35 – 41.
39. Марчук Г.И. Введение в проекционно-сеточные методы / Г.И. Марчук, В.И. Агошков. – М: Наука. – 1981. – 415 с.
40. Механика горных пород применительно к проблемам разведки и добычи нефти: Сб. науч. тр./ Под ред. В. Мори и Д. Фурментро. – М.: Мир, 1994. – 269 с.
41. Мирзаджанзаде А.Х. Физика нефтяного и газового пласта / А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Ахметов, А.Г. Ковалев. – Москва – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005. – 358 с.
42. Напряженное состояние горных пород при бурении скважин / Метод. указания. – Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2002. – 20 с.
43. Николаевский В.Н. Механика насыщенных пористых сред / В.Н. Николаевский, А.С. Басниев, А.Т. Горбунов, Г.А. Зотов. – М.: Недра, 1970. – 339 с.
44. Норри Д. Введение в метод конечных элементов / Д. Норри, Ж. Де Фриз. – М: Мир. – 1981. – 257 с.
45. Папуша А.Н. К вопросу расчета напряженно-деформированного состояния горного массива в окрестности

сверхглубокой вертикальной скважины / А.Н. Папуша, Д.П. Гонтарев // Вестник МГТУ. – №5. – 2010. – С 81 – 93.

46. Пономарев С.Д. Расчеты на прочность в машиностроении / С.Д. Пономарев, В.Л. Бидерман. – М.: Машгиз, 1958. – 298 с.

47. Рахимов А.К. Результаты экспериментальных исследований колебаний гидродинамического давления в скважине / А.К. Рахимов, И.Ш. Стрелко, Я.Р. Исламов, А.Н. Норматов // Бурение. – 1980. – №2. – 247 с.

48. Розин Л.А. Стержневые системы как системы конечных элементов. – Л.:Изд-во ЛГУ. – 1976. – 232 с.

49. Савченко С.Н. Оценка напряженного состояния горных пород в окрестности газоконденсатного месторождения на морском шельфе / Савченко С.Н., Калашник Н.А. // ФТПРПИ. – 2001. – №4.

50. Світалка П.І. Методика та результати визначення міцності соляних порід залежно від швидкості непружної деформації / П.І. Світалка, В.В. Соловійов, О.В. Бандуріна. Збірник наукових праць: Галузеве машинобудування, будівництво. – Вип.3 (39). – 2013 р. – С.175 – 181.

51. Сегерлинд Л. Применение метода конечных элементов. – М.:Мир. – 1979. – 392 с.

52. Сеидрза М.К. Устойчивость стенок скважин / М.К. Сеидрза, Ш.И. Исмайалов, Л.М. Орман. – М.: Недра, 1981. – 175 с.

53. Стасенко, В.М. Проблеми оцінювання та прогнозування геобаричного та напружено-деформованого стану гірського масиву під час буріння глибоких нафтових і газових свердловин / В.М. Стасенко, В.М. Карпенко, М.І. Козаченко // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – №2. – С. 20 – 22.

54. Стасенко В.М. Техніка і технологія оцінювання та прогнозування геобаричного та напружено-деформованого стану гірського масиву під час буріння глибоких нафтових і газових свердловин / В.М. Стасенко, В.М. Карпенко, М.І. Козаченко // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – №3. – С. 21 – 25.

55. Тимошенко С.П. Теория упругости / С.П. Тимошенко, Д. Гудьер. – М.: Наука, 1979. – 576 с.

56. Фоменко И.К. Математическое моделирование напряженного состояния инженерно-геологического массива, сложенного анизотропными горными породами: на примере околоствольного массива Кольской сверхглубокой скважины: автореф. дис. на соискание науч. степени кандидата геолого-минералогических наук по специальности

25.00.08 «Инженерная геология, мерзлотоведение и грунтоведение» // И.К. Фоменко. – Москва, 2001. – 139 с.

57. Черепанов Г.П. Механика разрушения / Г.П. Черепанов, Л.В. Ершов. – М.: Машиностроение, 1977. – 224 с.

58. Черняк И.Л. Предотвращение пучения почвы горных выработок / И.Л. Черняк. – М., 1978. – 146 с.

59. Шашенко А.Н. Механика горных пород / Научное пособие. – / А.Н. Шашенко. – Днепропетровск: Национальная горная академия Украины, 2002. – 302 с.

60. Шемякин Е.И. Новые методы расчета нагрузок на крепи / Е.И. Шемякин // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 1976. – № 3. – С. 123 – 127.

61. Юнин Е.К., Хегай В.К. Динамика глубокого бурения / Е.К. Юнин, В.К. Хегай. – М.: «Недра», 2004. – 285 с.

62. Ямщиков В.С. Методы и средства исследования и контроля горных пород и процессов / В.С. Ямщиков. – М.: Недра, 1982. – 296 с.

63. Alimzhanov, M.T. Methods of continuum nonlinear mechanics in problems of rock pressure control at drilling deep Holes / M.T. Alimzhanov // Advances in Mechanics, Int.Jour., Warsaw, 1992 – Vol.15. – № 3 – 4. – P. 41 – 69.

64. Gass R. Mathematica for scientists and engineers: using Mathematica to do science/ monography — New Jersey «Prentice Hall», 1998 – 499 p.

65. Geologische Karte des KTB-Umfeldes Oberpfalz 1:50000. J. Sardua und andere, Hannover, 1991.

66. Geramy A., Kizilova N., Terekhov L. Finite element method (FEM) analysis of the force systems produced by asymmetric inner headgear bows // Australian Orthodontic journal. – 2011. – v.27, №2. – P.125 – 131.

Навчальне видання
Блохін Володимир Спиридонович
Бандуріна Олена Володимирівна
**МЕТОДИ РОЗРАХУНКУ НАПРУЖЕНО - ДЕФОРМОВАНОГО
СТАНУ СТОВБУРА ГЛИБОКОЇ СВЕРДЛОВИНИ І
ПРИСЛОВ'ЯНОЇ ЗОНИ**

Редактор Н.В. Жигілій

Коректор

Комп'ютерна верстка Бандуріна О.В.

Поліграфічний центр

**Полтавського національного технічного університету імені Юрія
Кондратюка**

36601, Полтава, просп. Першотравневий, 24

**Свідоцтво про внесення суб'єкта видавничої справи до державного реєстру
видавців, виготовників і розповсюджувачів видавничої продукції**

Серія ДК №3130 від 06.03.08

Віддруковано з оригінал-макета ПЦ ПолтНТУ