

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

## **Методические указания**

по выполнению практических работ  
по дисциплине «ОСНОВЫ ГЕОМЕХАНИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРИ БУРЕНИИ  
СКВАЖИН»  
для студентов специальности 21.05.06 Нефтегазовая техника и технологии  
специализация «Технология бурения нефтяных и газовых скважин»

Ставрополь, 2026

## ОГЛАВЛЕНИЕ

|   |                                                                                                                            |    |
|---|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 1 | Изучение практических примеров применения геомеханического моделирования в жизненном цикле нефтегазовых месторождений..... | 4  |
| 2 | Построение круговых диаграмм Мора.....                                                                                     | 7  |
| 3 | Расчет главных напряжений при срезе образца горной породы по наклонной площадке.....                                       | 11 |
| 4 | Определение модуля Юнга и коэффициента Пуассона по графику зависимости «напряжение-деформация».....                        | 16 |
| 5 | Определение прочности цилиндрического образца по критерию Кулона.....                                                      | 23 |
| 6 | Определение безопасного окна бурового раствора по критерию Кулона-Мора                                                     | 30 |
| 7 | Геомеханическое сопровождение бурения.....                                                                                 | 35 |
| 8 | Изучение демо-версии программы «Геомеханика 3.0».....                                                                      | 40 |
|   | Список рекомендуемой литературы.....                                                                                       | 46 |

## **Практическое занятие 1**

### **Изучение практических примеров применения геомеханического моделирования в жизненном цикле нефтегазовых месторождений**

Цель: изучить практические примеры использования геомеханических моделей в жизненном цикле нефтяных и газовых месторождений (проектирование, строительство скважин, эксплуатация, интенсификация притока).

Актуальность: необходимость полного отбора жидкого и газообразного углеводородного сырья из пластов-коллекторов предъявляет повышенные требования к проектированию разработки и эксплуатации месторождений, включая строительство скважин. Методы нефтегазовой геомеханики позволяют решить задачи безаварийного бурения скважин, предотвращения пескопроявления при эксплуатации скважин и интенсификации притока методом гидроразрыва пласта.

#### **Теоретическая часть**

В процессе разработки месторождения, начиная с момента создания гидродинамической связи пласта с дневной поверхностью скважиной и до момента ее ликвидации, горная порода подвергается непрерывному изменяющемуся механическому (и температурному) воздействию. В результате этого горная порода может менять свои размеры и свойства (пористость, проницаемость) и даже разрушаться. Изменение механического состояния горной породы может оказать значительное влияние на разработку месторождения. Особо актуально вопрос изучения поведения горной породы при изменении механического состояния становится при разработке сложных месторождений, для экономически рентабельной добычи углеводородов из которых необходимо применение технологий, значительно изменяющих первоначальное механическое состояние горных пород (бурение протяженных горизонтальных скважин, вскрытие пластов с тяжелыми барическими условиями и т.п.).

Начальным этапом жизненного цикла месторождения является его поиск и разведка. На этом этапе проводятся сейсмические работы, а также бурятся поисковые скважины. Затем приступают к его изучению в целях оценки запасов и рентабельности его разработки. Составляется проект разработки месторождения, который предусматривает количество и расположение скважин, способ разработки, необходимое оборудование и

режимы, систему сбора и подготовки углеводородов. После этого приступают к разбурированию месторождения. Начало добычи характеризует начало первой стадии разработки месторождения. После того, как основная часть скважин пробурена, добыча углеводородного сырья стабилизируется, что характерно для второй стадии. Т.к. фонд скважин создан, для поддержания добычи используют мероприятия по интенсификации добычи. Третья стадия начинается при уменьшении добычи за счет извлечения значительных запасов углеводородов. На четвертой стадии годовая добыча значительно снижается, используются методы увеличения отдачи пластов. На последней стадии жизни месторождения - его ликвидируют: демонтируют оборудование и ликвидируют скважины.

Нефтегазовая геомеханика занимается количественным прогнозированием устойчивости сооружений (скважин), например, позволяет определить плотность бурового раствора, необходимую для предотвращения обвалов стенки скважины.

Использование геомеханической модели в жизненном цикле месторождения показано на рисунке 1.1.



Рисунок 1.1 - Использование геомеханической модели в жизненном цикле месторождения нефти и газа [3]

При изменении напряженно-деформированного состояния нефтегазовая геомеханика позволяет оценить, как изменилось давление, как деформировались породы и как это повлияет на дальнейшую разработку месторождения.

Под действием собственного веса, изменения гидродинамической ситуации, тектонических напряжений, а также нагрузок, создаваемых инженерными объектами, проходкой подземных выработок, извлечения подземных вод, нефти, газа – как эти факторы воздействуют на горную породу при разработке.

Что вызывает развитие опасных деформаций, приводящих к возникновению аварийных и предаварийных ситуаций не позволяющих вести дальнейшую разработку месторождения.

Геомеханика и ее методы применяются на следующих этапах разработки.

1. Рассматривается региональное поле напряжений для определения оптимальной схемы расположения нагнетательных и добывающих скважин.

2. При бурении скважин необходимо подбирать плотность бурового раствора в зависимости от горизонтальных напряжений, действующих в окрестностях бурящейся скважины, чтобы избежать обрушения стенки скважины, образования трещин. Региональное поле напряжений обуславливает траекторию ствола скважины.

3. В ходе разработки месторождений на скважинах проводятся ГТМ, в частности ГРП. Для его планирования необходимо знать главные оси тензора напряжений, действующих в окрестности скважины на данной глубине, а также значение минимального горизонтального напряжения.

4. В процессе разработки также необходимо контролировать такие процессы, как проседание земной поверхности по мере отбора флюида, и деформационные процессы, влияющие на фильтрационно-емкостные свойства углеводородонасыщенной породы.

#### **Задание.**

1. В сети Интернет найти и скопировать информацию о применении геомеханического моделирования для решения задач бурения в различных регионах.

#### **Содержание отчета**

В отчете указывается название работы, её цель, выполнение задания по пунктам.

#### *Вопросы к практическому занятию 1*

1. Перечислите цели геомеханики.
2. Перечислите научные дисциплины, используемые в геомеханике.
3. Перечислите основные задачи, решаемые геомеханикой.
4. Перечислите области применения геомеханики в нефтегазовом деле.

## Практическое занятие 2

### Построение круговых диаграмм Мора

Цель: построение и анализ кругов Мора с целью оценки напряженного состояния горной породы в массиве.

Актуальность: понимание роли напряжений в геологической среде и оценка количественных величин главных напряжений в околоскважинном пространстве позволяет повысить безопасность и эффективность бурения за счет грамотного выбора плотности бурового раствора, направления проводки ствола скважины.

#### Теоретическая часть

Круг Мора — это круговая диаграмма, дающая наглядное представление о напряжениях в различных сечениях, проходящих через данную точку. Названа в честь Отто Кристиана Мора. Является двумерной графической интерпретацией тензора напряжений.

Координаты каждой точки круга Мора (или круга напряжений) определяют собой величины нормальных и касательных напряжений по одной из площадок, проходящих через точку тела, напряженное состояние в которой характеризует построенная окружность.

Правила построения круга Мора (рисунок 2.1):

1. Круг Мора строится в плоской декартовой плоскости с вертикальной осью, равной касательным напряжениям и горизонтальной осью, равной нормальным напряжениям.
2. Масштаб касательных и нормальных напряжений одинаковый.
3. Центр круга Мора лежит на оси нормальных напряжений.
4. Круг Мора является графическим представлением двухмерного состояния в точке тела.
5. Каждая точка круга Мора представляет собой касательное и нормальное напряжение в соответствующей плоскости, проходящей через данную точку.
6. Угол поворота на круге Мора в два раза больше, чем в реальной жизни, а направление поворота одно и то же.
7. Главные нормальные напряжения на круге Мора представлены точками

пересечения круга Мора с горизонтальной осью (осью нормальных напряжений).

8. Сжимающее нормальное напряжение является положительным. Касательное напряжение вызывающее момент силы против часовой стрелки является положительным.

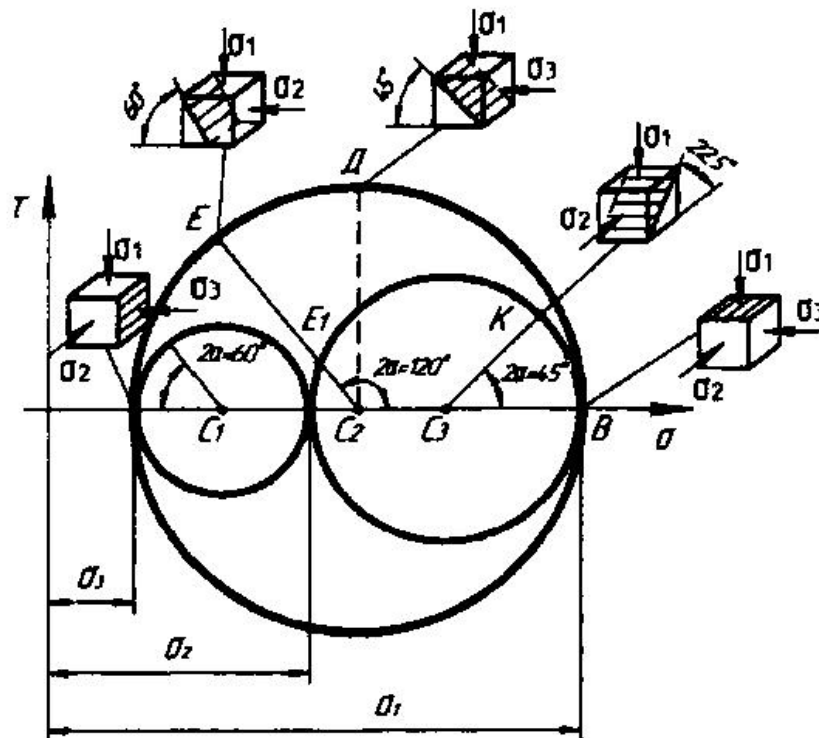


Рисунок 2.1 – Круговая диаграмма О. Мора

**Задача 2.1** Как изобразить гидростатическое напряженное состояние в диаграмме Мора?

**Решение:** Круговая диаграмма Мора для гидростатического напряженного состояния изображается в виде точки (рисунок 2.2).

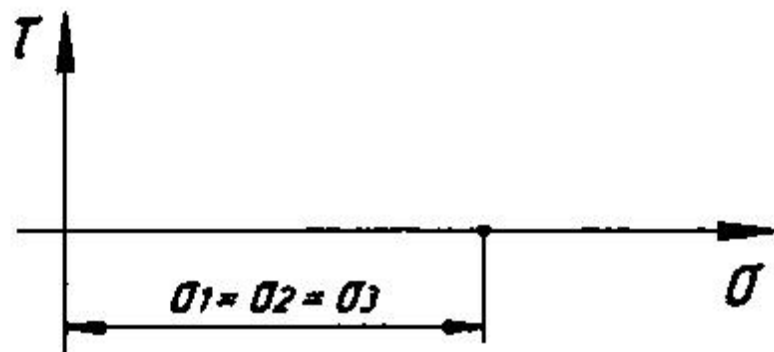


Рисунок 2.2 – Круговая диаграмма Мора для гидростатического напряженного состояния

**Задача 2.2** Заданы  $\sigma_v = \sigma_1 = 80$  МПа,  $\sigma_H = \sigma_h = 50$  МПа. Постройте круг Мора для заданного напряженного состояния.

**Решение:** Напряженное состояние изображено на рисунке 2.3.

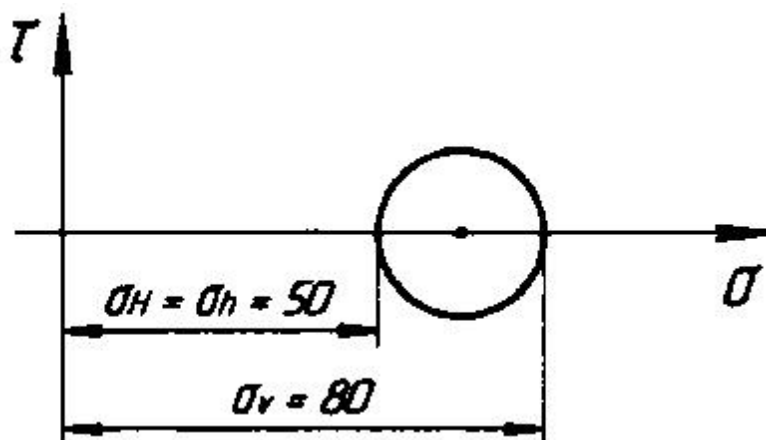


Рисунок 2.3 – Круг Мора для заданного напряженного состояния

**Задача 2.3** Постройте круг Мора для случая  $\sigma_v = \sigma_H = 80$  МПа,  $\sigma_h = 50$  МПа.

**Решение:** Размер и положение круга Мора не изменится (рисунок 2.4).

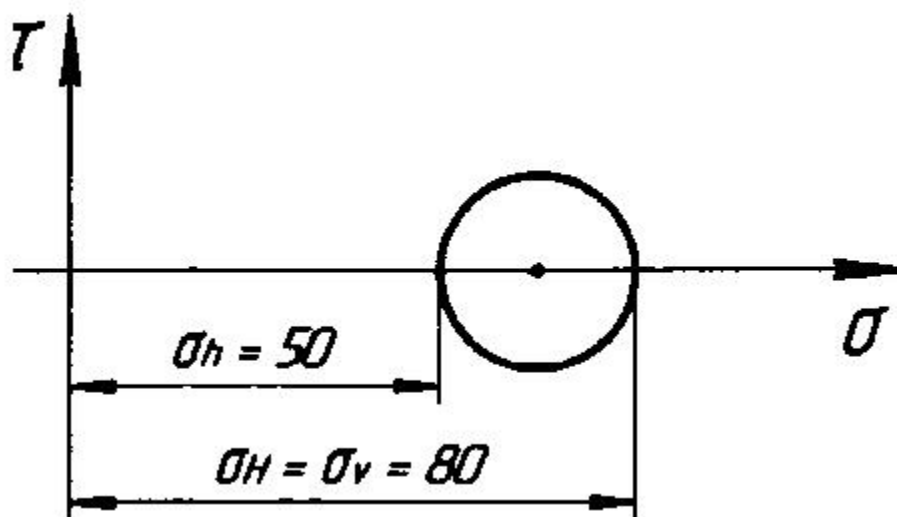


Рисунок 2.4 – Круг Мора для заданного напряженного состояния

**Задача 2.4** Определите максимальное касательное напряжение из рисунка 2.4.

**Решение:** Максимальное касательное напряжение рассчитывается, как радиус круга Мора по формуле (2.1):

$$\tau_{\max} = 0,5(\sigma_v - \sigma_h) = 0,5(80 - 50) = 15 \text{ МПа} \quad (2.1)$$



**Задача 2.5** Постройте круг Мора для случая неограниченного сжатия  $\sigma_{сж}=110$  МПа.

**Решение:** Так как  $\sigma_1=110$  МПа,  $\sigma_2=\sigma_3=0$  МПа круг Мора будет иметь вид, представленный на рисунке 2.5.

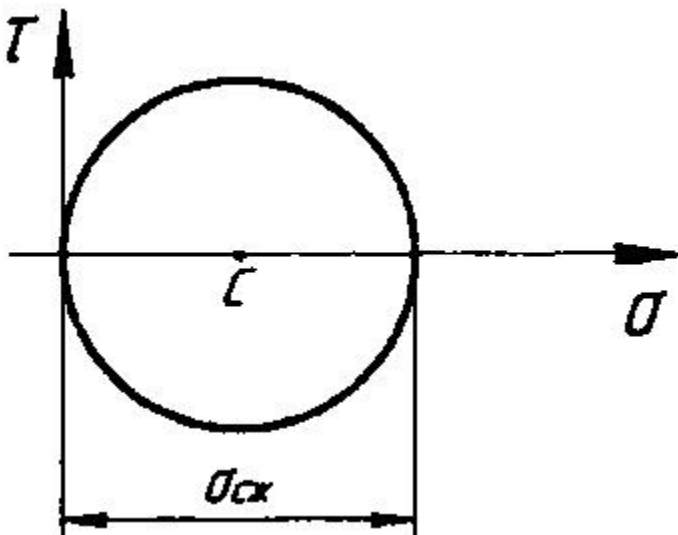


Рисунок 2.5 – Круг Мора для заданного напряженного состояния

Содержание отчета

В отчете указывается название работы, её цель, выполнение задания по пунктам.

*Вопросы к практическому занятию 2*

1. Охарактеризуйте напряжение в точке.
2. Охарактеризуйте виды напряженного состояния.
3. Охарактеризуйте понятие тензор напряжения.
4. Какие исходные данные используются для построения круговой диаграммы Мора.

### Практическое занятие 3

#### Расчет главных напряжений при срезе образца горной породы по наклонной площадке

Цель: определение напряжений в пространственно-ориентированных площадках по отношению к главным напряжениям.

Актуальность: горная порода в недрах всегда находится в объемном напряженном состоянии (при испытании в лабораторных условиях может быть в плоском и линейном напряженном состояниях). Любое напряженное состояние может быть приведено к трехосному с тремя главными напряжениями. Когда положение одной из главных площадок заранее известно, тогда две другие главные площадки определяются в семействе площадок, перпендикулярных к первой, что упрощает решение задачи.

#### Теоретическая часть

В геомеханике нормальные напряжения, действующие по вертикали обозначаются  $\sigma_v$  (вертикальное), а по горизонтали  $\sigma_H$  (максимальное) и  $\sigma_h$  (минимальное). Такое напряженное состояние соответствует случаю, когда пласты лежат горизонтально, а поверхность Земли плоская.

Рассмотрим случай отклонения главных напряжений от вертикали. Если пласты только вокруг одной оси, то направление одной из трех главных площадок известно. На этой площадке действует минимальное главное напряжение. Направление двух других главных площадок и главные напряжения на них можно найти из рассмотрения равновесия треугольной призмы с наклонной площадкой, перпендикулярной  $\sigma_h$ .

Угол наклона площадки к горизонтальной оси обозначим  $\alpha$ , причем не зависимо от значения  $\alpha$ , площадка остается перпендикулярной к  $\sigma_h$  и будет главной площадкой.

Площадь наклонной площадки обозначим  $A$ . Тогда две другие площадки, на которые действуют  $\sigma_v$  и  $\sigma_H$  будут  $A \cos \alpha$  и  $A \sin \alpha$  (рисунок 3.1).

Несмотря на то, что  $\sigma_v$  и  $\sigma_H$  направлены вертикально и горизонтально, они не главные напряжения, так как на площадках их приложения действуют касательные напряжения  $\tau$ . Проектируя силы, действующие в плоскостях треугольной призмы поочередно в направлении  $\sigma_\alpha$ , получим:

$$\sigma_\alpha = \sigma_v \cos^2 \alpha + \sigma_H \sin^2 \alpha + \tau \sin 2\alpha. \quad (3.1)$$

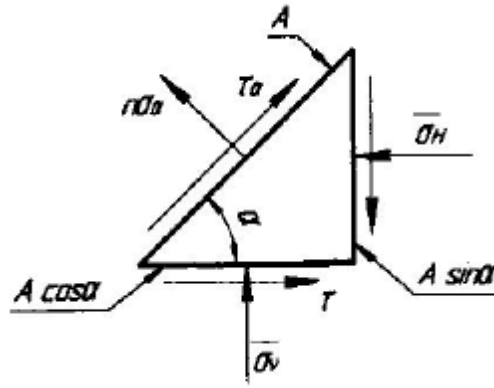


Рисунок 3.1 – Напряженное состояние на наклонной площадке

Точно также проекцию всех сил в направлении  $\tau_\alpha$  определяет:

$$\tau_\alpha = \sigma_v \sin \alpha \cos \alpha - \sigma_H \cos \alpha \sin \alpha + \tau \cos^2 \alpha - \tau \sin^2 \alpha. \quad (3.2)$$

Формулы (3.1) и (3.2) могут быть представлены в виде:

$$\sigma_\alpha = 0,5(\sigma_v + \sigma_H) + 0,5(\sigma_v - \sigma_H) \cos 2\alpha + \tau \sin^2 \alpha, \quad (3.3)$$

$$\tau_\alpha = 0,5(\sigma_v - \sigma_H) \sin 2\alpha + \tau \cos 2\alpha. \quad (3.4)$$

Наклонная площадка будет главной, если на ней касательные напряжения отсутствуют, то есть  $\tau_\alpha = 0$ . Тогда из (3.4) получим:

$$\operatorname{tg} 2\alpha_{\text{гл}} = \frac{2\tau}{\sigma_v - \sigma_H}, \quad (3.5)$$

где  $\alpha_{\text{гл}}$  – угол, определяющий направление главных площадок и главных нормальных напряжений.

Подставляя (3.5) в (3.3), получим:

$$\sigma_1 = 0,5(\sigma_v + \sigma_H) + 0,5\sqrt{(\sigma_v - \sigma_H)^2 + 4\tau^2}. \quad (3.6)$$

Другое главное нормальное напряжение определяется в виде:

$$\sigma_2 = 0,5(\sigma_v + \sigma_H) - 0,5\sqrt{(\sigma_v - \sigma_H)^2 + 4\tau^2}. \quad (3.7)$$

Суммируя (3.6) и (3.7) получим, что  $\sigma_1 + \sigma_2 = \sigma_\alpha + \sigma_\beta$ .

Полученный результат является одним из фундаментальных и называется инвариантностью (независимостью) суммы нормальных напряжений на взаимно перпендикулярных площадках при повороте координатных осей.

При отсутствии на гранях треугольной призмы касательных напряжений на любой наклонной площадке, перпендикулярной к  $\sigma_H$ , нормальные и касательные напряжения будут определяться в виде:

$$\sigma_\alpha = 0,5(\sigma_v + \sigma_H) + 0,5(\sigma_v - \sigma_H) \cos^2 \alpha, \quad (3.8)$$

$$\tau_\alpha = 0,5(\sigma_v - \sigma_H) \sin 2\alpha. \quad (3.9)$$

Эти формулы могут быть переписаны в виде:

$$[\sigma_\alpha - 0,5(\sigma_v + \sigma_H)]^2 + \tau_\alpha^2 = [0,5(\sigma_v - \sigma_H)]^2. \quad (3.10)$$

В системе координат  $\sigma$ - $\tau$  (3.10) представляет собой уравнение окружности, центр которой находится на оси  $\sigma$  на расстоянии  $0,5(\sigma_v + \sigma_H)$  от начала координат, радиус окружности  $R = 0,5(\sigma_v - \sigma_H)$ .

Полученная окружность называется кругом Отто Мора (рисунок 2.1), а система изображения напряжений – круговой диаграммой Мора. Из диаграммы можно определить величину напряжений в любой наклонной площадке, параллельной  $\sigma_H$ .

**Задача 3.1** При испытании горной породы образец разрушился путем среза по наклонной площадке, отклоненной на  $60^\circ$  от направления действия сжимающего напряжения. Определите  $\sigma_n$  и  $\tau_n$  на этой площадке (рисунок 3.2).

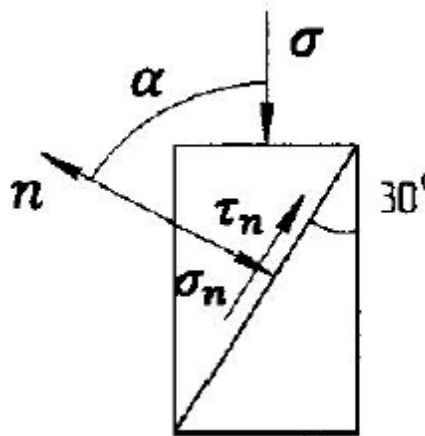


Рисунок 3.2 – Расчетная схема к задаче 3.1.

**Решение:** Известны

$$\tau_n = \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \sin 2\alpha, \quad (3.11)$$

$$\sigma_n = \frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2} + \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \cos 2\alpha. \quad (3.12)$$

Так как при одноосном сжатии  $\sigma_3 = 0$ , а  $\alpha = 60^\circ$  (рисунок 3.2), то получим:

$$\tau_n = \frac{\sigma_c}{2} \sin 2\alpha = \frac{110}{2} \sin 2 \cdot 60^\circ = 47,63 \text{ МПа}. \quad (3.13)$$

$$\sigma_n = \frac{\sigma_c}{2} + \frac{\sigma_c}{2} \cos 2\alpha = \frac{110}{2} + \frac{110}{2} \cos 2 \cdot 60^\circ = 27,5 \text{ МПа} \quad (3.14)$$

**Задача 3.2** Найти точку на круге Мора, соответствующую полученным в задаче 3.1

$\sigma_n$  и  $\tau_n$ .

**Решение:** Соответствующая точка (обозначена М на рисунке 3.3) находится на круге путем измерения угла  $2\alpha=120^\circ$ .

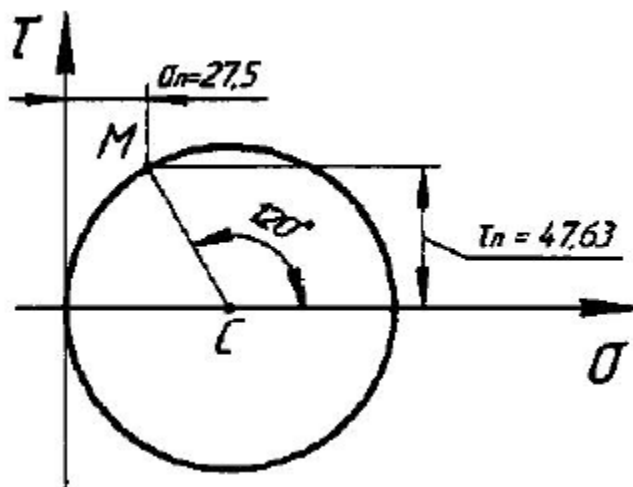


Рисунок 3.3 – Графическое решение задачи 3.2.

**Задача 3.3:** Проверьте значения  $\sigma_n$  и  $\tau_n$  путем графического измерения (рисунок 3.3).

**Решение:** В соответствии с принятым масштабом определяем расстояния от точки М до оси  $0\tau$  -  $\sigma_n=27,5$  МПа и от точки М до оси  $0\sigma$  -  $\tau_n=47,63$  МПа.

**Задача 3.4:** В результате тестов на разрыв (бразильский тест), на неограниченное сжатие и трехосное сжатие получены результаты:

$$\sigma_p=8 \text{ МПа}; \sigma_c=100 \text{ МПа};$$

$$\sigma_1=160 \text{ МПа (разрушающее) при } \sigma_3=20 \text{ МПа (боковое).}$$

Постройте круги Мора по этим результатам и определите сцепление и угол внутреннего трения.

**Решение:** В координатной системе  $\sigma$ - $\tau$  в масштабе строим три круга (рисунок 3.4). Касательная линия к этим кругам является огибающей по Кулону-Мора. Путем графического измерения находим  $\rho=38^\circ$ ,  $c=14$  МПа. На рисунке 3.4 показан идеальный случай касания огибающей всех кругов. Огибающая также называется паспортом прочности горной породы.

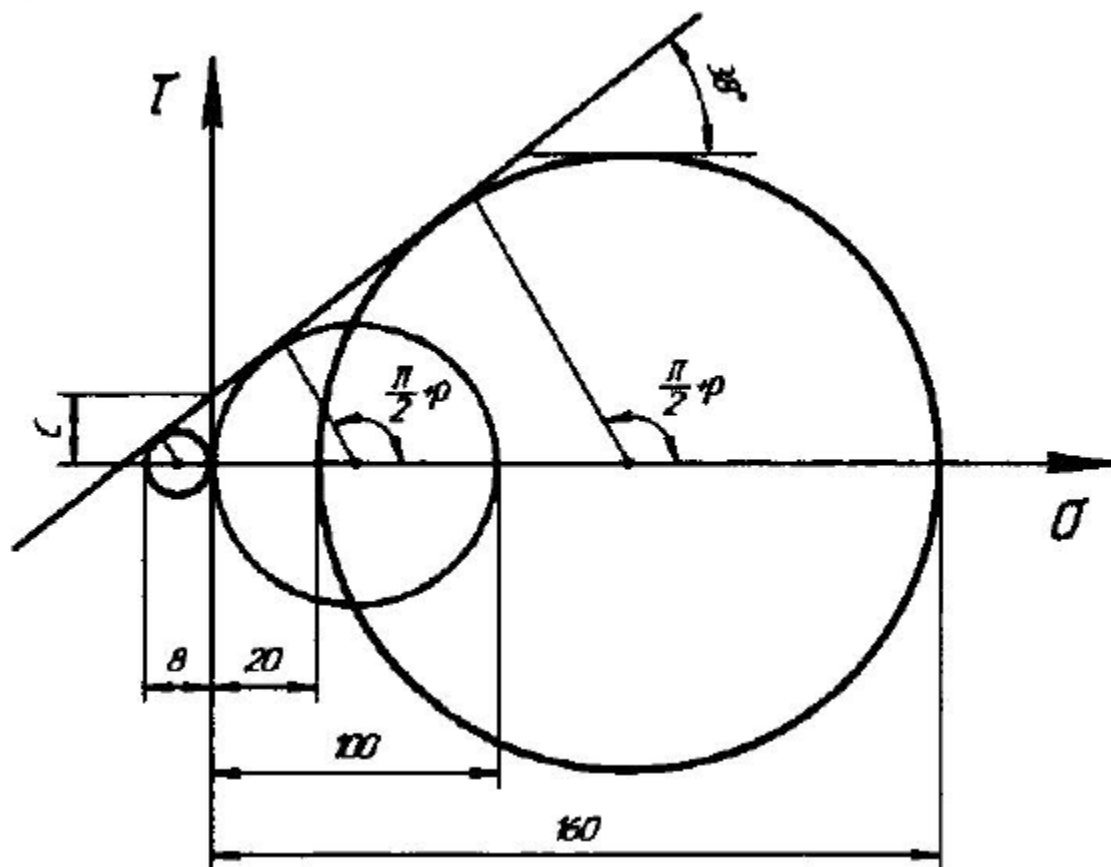


Рисунок 3.4 – Паспорт прочности горной породы.

#### Содержание отчета

В отчете указывается название работы, её цель, выполнение задания по пунктам.

#### Вопросы к практическому занятию 3

1. При каких условиях наклонная площадка становится главной?
2. Что понимается под инвариантностью суммы нормальных напряжений на взаимно перпендикулярных площадках при повороте координатных осей?
3. Напряжение – векторная или скалярная величина?

## Практическое занятие 4

### Определение модуля Юнга и коэффициента Пуассона по графику зависимости «напряжение-деформация»

Цель: Научиться определять деформационные свойства горной породы (модуль Юнга и коэффициент Пуассона) по полной диаграмме деформирования при одноосном сжатии (графику зависимости «напряжение-деформация»).

Актуальность: Объективной характеристикой деформируемости горной породы является диаграмма «напряжение-деформация», отражающая связь между напряжениями, приложенными к образцу породы, и ее относительными деформациями. Строение горных массивов и образцов, изготовленных из извлеченных кернов, и их поведение при нагружении сложнее, чем это принимается в линейной теории упругости.

#### Теоретическая часть

Деформация – изменение формы и размеров тела под воздействием внешних сил. Упругая деформация – деформация, исчезающая после снятия внешних сил. При этом тело восстанавливает начальные размеры и форму. Пластическая (необратимая) деформация – деформация, не исчезающая после снятия внешних сил. То есть тело не свою форму и размеры. При этом изменяется объем тела. В зависимости от величины внешних сил один и тот же материал может деформироваться упруго, а с увеличением этих сил могут наступить пластические деформации.

Горные породы по структурным особенностям могут относиться к хрупким или пластичным материалам. Опыты показывают, что хрупкая горная порода при высоких всесторонних давлениях может проявлять пластические свойства, тогда как при одноосном сжатии раскалывается на две части по некоторым поверхностям.

В простейшем случае зависимость деформации от напряжения может иметь линейную форму. Такая порода считается линейно упругой (идеализированный вариант). На самом деле, зависимость между напряжением и возникшей при этом деформацией чаще всего имеет нелинейный характер. Если в определенный момент нагружения после снятия нагрузки начальные формы и размеры, восстанавливаются, то такой вид деформации называется нелинейно-упругой. При линейной упругости связь между напряжением и деформацией подчиняется линейной зависимости Гука, а нелинейная

упругость в основном описывается степенной функцией.

Рассмотрим образец длиной  $l$  и площадью поперечного сечения  $A$ . После приложения внешней сжимающей силы  $P$  под напряжением  $\sigma=P/A$  будет иметь место уменьшение длины образца, тогда как поперечные размеры увеличатся.

Обозначим:  $\Delta=l_1-l<0$  и  $a=a_1-a$ .

Также пусть  $\varepsilon=\Delta/l$  и  $\varepsilon'=\Delta/a$ .

Если между нормальным напряжением  $\sigma$ , возникшем в сечении образца, и относительной продольной деформацией  $\varepsilon$  сохраняется линейная связь, то:

$$\sigma=E\varepsilon, \quad (4.1)$$

где  $E$ - коэффициент пропорциональности, называемый модулем Юнга, Па.

Формула (4.1) называется законом Гука.

Отношение параметра  $\varepsilon'$ , характеризующего поперечную деформацию, к  $\varepsilon$ , взятое в модуле, называется коэффициентом Пуассона:

$$\nu = \left| \frac{\varepsilon'}{\varepsilon} \right|. \quad (4.2)$$

Если для большинства изотропных горных пород модуль Юнга изменяется в широких пределах, то  $\nu$  занимает промежуточное положение между 0 и 0,5.

Если внешняя сила  $P$ , приложенная к образцу, имеет статический характер, то полученные в процессе испытания коэффициенты  $E$  и  $\nu$  называются статическими модулями и обозначаются  $E_{ст}$  и  $\nu_{ст}$ .

Диаграмма деформирования при одноосном сжатии дает большую информацию, если одновременно ее дополнить графической зависимостью сжимающих напряжений от поперечных деформаций (рисунок 4.1).

Обозначение:  $\sigma_1$ - сжимающее главное напряжение, максимальное из трех;  $\varepsilon_1$ - продольная линейная деформация сжатия (максимальная);  $\varepsilon_3$ - поперечные линейные деформации;

$\beta = \left| \frac{\Delta\varepsilon_3}{\Delta\varepsilon_1} \right|$ - коэффициент поперечной деформации. Если принять  $\varepsilon_1>0$ , то  $\varepsilon_3<0$ .

Процесс деформирования состоит из следующих этапов:

- раскрытие трещин и пор до  $\sigma_{1a}$  ( $E=E_{эф}$ );
- упругое сжатие минерального скелета до  $\sigma_{1в}$ :

$$\beta = \left| \frac{\Delta\varepsilon_3}{\Delta\varepsilon_1} \right| < 0,5, \quad (4.3)$$



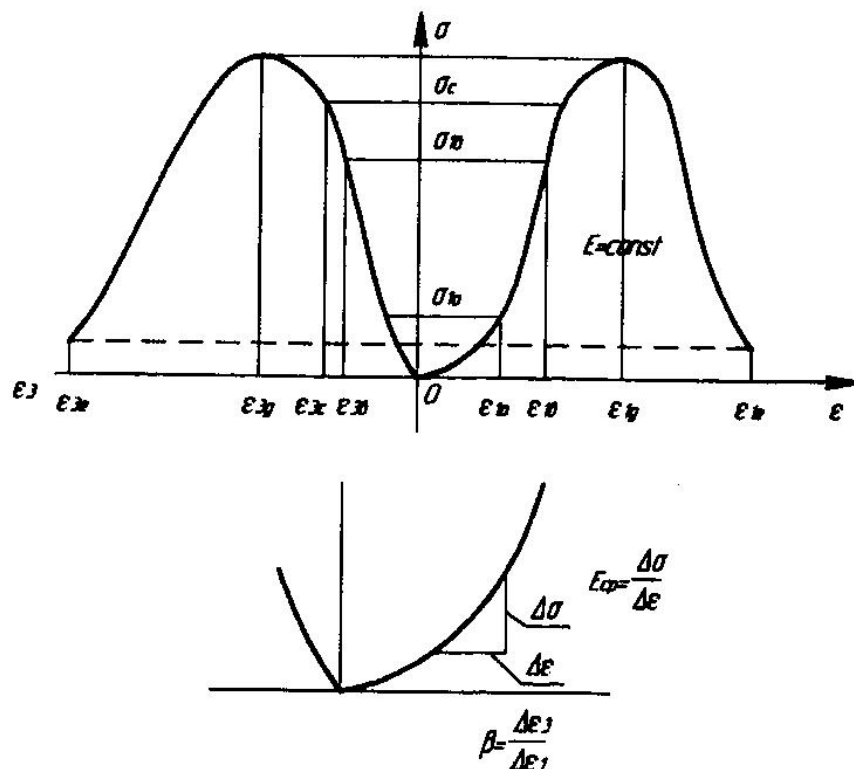


Рисунок 4.1 – Диаграмма деформирования при одноосном сжатии

Здесь имеет смысл называть  $\beta$  коэффициентом Пуассона.

Объем образца продолжает уменьшаться. Увеличение напряжений выше  $\sigma_{1в}$ , начинается образование микротрещин.

При  $\sigma_1 > \sigma_{1в}$  по причине образования и раскрытия вертикальных трещин увеличивается  $\epsilon_3$ , а  $\epsilon_1$  растет медленнее, чем  $\epsilon_3$ , то есть  $\beta$  увеличивается.

При  $\sigma_1 > \sigma_{1с}$  происходит неустойчивое раскрытие микротрещин.

Лабораторные испытания на сжатие осуществляются на керне с тщательно сглаженными торцами при отношении длины к диаметру, примерно равным двум. Причем для снижения возникновения сил трения в торцевых участках образцов эти участки смазываются. Это уменьшает концентрацию напряжений в торцах и обеспечивает однородное напряженное состояние в образце.

На рисунке 4.1 схематично показана полная диаграмма неограниченного одноосного испытания образца. Как видно из рисунка 4.1, при определении модуля упругости  $E$  возникает сложность, так как криволинейная форма зависимости  $\sigma$ - $\epsilon$  не позволяет однозначно определить эту характеристику. По этой причине для определения  $E$  рекомендуется пользоваться кривой разгрузки или кривой повторной нагрузки и разгрузки. Такой метод дает возможность определить величину  $E$  даже после предельной нагрузки, когда порода ослаблена возникшими трещинами.

Понятие модуля деформации указывает на то, что эта характеристика относится к общим деформациям, включающим как упругую (обратимую), так и необратимую (остаточную) ее части. В случае, когда величина  $E$  определяется по наклону возрастающей части кривой нагрузки, полученный результат следует рассматривать как модуль деформации, а не как модуль упругости. На практике это не всегда учитывается.

Величина отношения боковой деформации к осевой, начиная с  $\nu=0,2$ , постепенно растет с увеличением нагрузки почти до предельного значения, а затем быстро увеличивается, превышая даже теоретический максимум  $\nu=0,5$  для изотропного материала. При приближении  $\nu$  к  $0,5$  коэффициент объемного сжатия

$$K = \frac{E}{3(1 - 2\nu)} \quad (4.4)$$

приближается к бесконечности. Если же  $\nu > 0,5$ , то получается, что  $K < 0$ , или при снижении напряжения объемная деформация увеличивается, что невозможно.

В настоящее время для описания упругих и деформационных свойств горных пород применяют в основном аппарат линейной теории упругости, в соответствии с которым основными характеристиками свойств однородной и изотропной горной породы являются модуль упругости  $E$  и коэффициент поперечной деформации  $\nu$ .

Эксперименты свидетельствуют о том, что горные породы принимаются однородными и изотропными для упрощения математических моделей, характеризующих их поведение под действием внешних сил. На самом деле, неоднородность, анизотропия, дискретность являются характерными особенностями горных пород, которые существенно влияют на их свойства.

Деформации большинства горных пород нелинейно связаны с действующими напряжениями и, как показывают результаты экспериментов, характер деформации при нагружении резко отличается от деформаций при разгрузке.

При исследовании диаграмм «напряжение – деформация» обнаруживается их сложная форма, которая выражается в изменении кривизны различных ветвей нагружения, и последовательном увеличении общей деформации при росте числа циклов нагружения. При этом общая или суммарная деформация, образующаяся за время испытания породы в процессе «нагружение – разгрузка», состоит из двух основных частей: упругой  $\varepsilon_y$  и остаточной  $\varepsilon_{ост}$ .

При изучении деформационных характеристик пород вводят два вида параметров: при нагружении – модуль деформации  $E_d$ , учитывающий упругую и остаточную части деформации, а при разгрузке – модуль упругости  $E_y$ , соответствующий исчезающей деформации.

Для неоднородных и анизотропных горных пород деформационные свойства могут изменяться в зависимости от точки отбора породы и в зависимости от направления приложения нагрузки.

ГОСТ 28985-91 «Метод определения деформационных характеристик при одноосном сжатии» определяет используемое оборудование, инструменты и материалы для проведения испытаний горных пород на неограниченное (одноосное) сжатие. Для испытания изготавливают цилиндрические и призматические образцы, которые выбурируют или вырезают из керна. Образцы, оснащенные датчиками деформаций, устанавливают на испытательной машине (прессе), а датчики деформаций подключают к регистрирующей аппаратуре. Образец нагружают с фиксацией напряжений сжатия не менее, чем в десяти значениях до максимального заданного значения  $\sigma_m$ , разгружают его до начального значения  $\sigma_0 = 0,005\sigma_{сж}$ .

Значения сжимающей силы  $P$  и соответствующие им показания деформаций (продольной  $\varepsilon_1$ , поперечных  $\varepsilon_2$ ) фиксируются. По результатам испытаний строят графики зависимостей «напряжение  $\sigma$  – деформация  $\varepsilon$ » (рисунок 4.2), на которых каждому зафиксированному уровню напряжений  $\sigma_0, \sigma_H, \sigma_K, \sigma_m$  соответствуют относительные деформации образца. Продольные деформации  $\varepsilon_1$  при нагружении обозначаются  $\varepsilon_{10}, \varepsilon_{1H}, \varepsilon_{1K}, \varepsilon_{1m}$ , при разгрузке  $\varepsilon'_{10}, \varepsilon'_{1H}, \varepsilon'_{1K}, \varepsilon'_{1m}$ , а поперечные  $\varepsilon_2$  при нагружении в виде  $\varepsilon_{20}, \varepsilon_{2H}, \varepsilon_{2K}, \varepsilon_{2m}$ , при разгрузке  $\varepsilon'_{20}, \varepsilon'_{2H}, \varepsilon'_{2K}, \varepsilon'_{2m}$ .

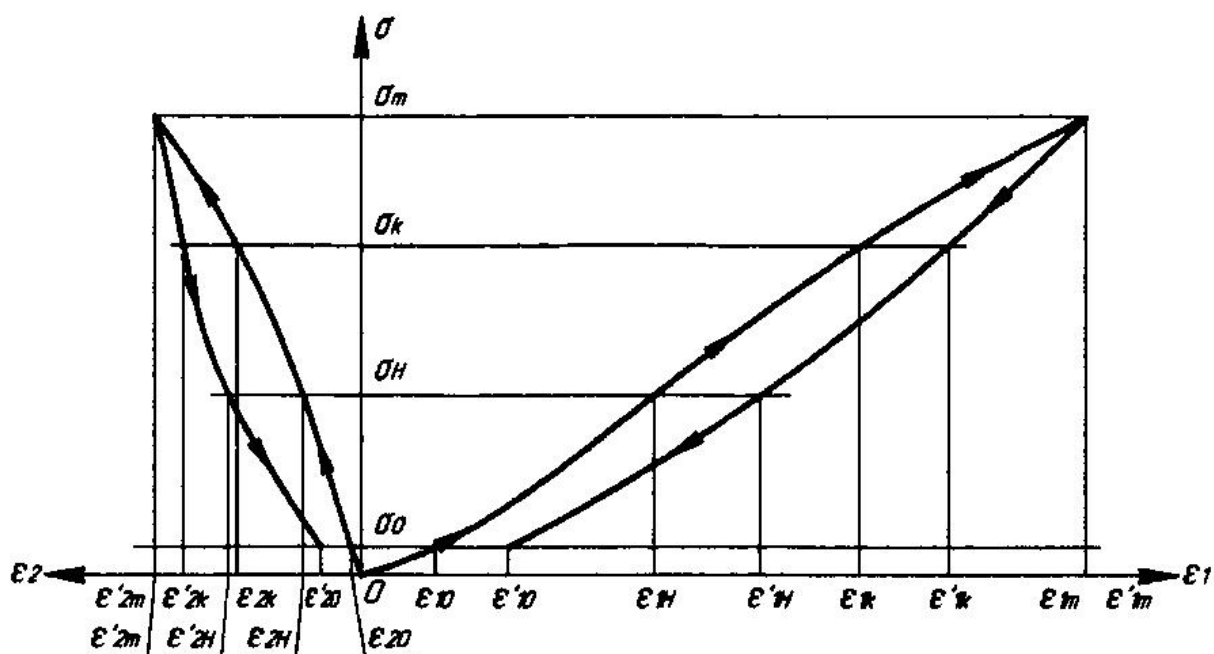


Рисунок 4.2 – График зависимости «напряжение-деформация»

Модуль деформации  $E_d$  и коэффициент поперечной деформации  $\mu$  в заданном

диапазоне напряжений ( $\sigma_H - \sigma_K$ ) определяются по нагрузочным ветвям в виде:

$$E_d = \frac{\sigma_K - \sigma_H}{\varepsilon_{1K} - \varepsilon_{1H}}, \quad (4.5)$$

$$\mu = \frac{\varepsilon_{2K} - \varepsilon_{2H}}{\varepsilon_{1K} - \varepsilon_{1H}}. \quad (4.6)$$

Модуль упругости  $E_y$  и коэффициент Пуассона  $\nu$  определяют в этом же диапазоне по разгрузочным ветвям в виде:

$$E_y = \frac{\sigma_K - \sigma_H}{\varepsilon'_{1K} - \varepsilon'_{1H}}, \quad (4.7)$$

$$\nu = \frac{\varepsilon'_{2K} - \varepsilon'_{2H}}{\varepsilon'_{1K} - \varepsilon'_{1H}}. \quad (4.8)$$

**Задача 4.1:** Образец породы длиной  $l=60$  мм, диаметром  $d=30$  мм снабжен тензодатчиком. Тензодатчик, приклеенный вдоль образца, в определенный момент времени показал укорочение 0,2 мм. Определите абсолютную и относительную деформации образца.

**Решение:** Абсолютная деформация образца  $\Delta l=0,2$  мм. Относительная деформация образца:

$$\varepsilon = \frac{\Delta l}{l} = \frac{0,2}{60} = 0,0033. \quad (4.9)$$

В процентах  $\varepsilon=0,33\%$ .

**Задача 4.2:** Нормальное сжимающее напряжение при  $\varepsilon=0,0033$  фиксированно и составляет  $\sigma_1=50$  МПа. Определите модуль Юнга, соответствующий такому напряжению.

**Решение:** Так как  $\varepsilon$  и  $\sigma_1$  определены в фиксированный момент, то:

$$E = \frac{\Delta \sigma}{\Delta \varepsilon} = \frac{\sigma}{\varepsilon} = \frac{50}{0,0033} = 1500 \text{ МПа}. \quad (4.10)$$

**Задача 4.3:** Тензодатчик, приклеенный поперек образца ( $l=60$  мм,  $d=30$  мм,  $\varepsilon=0,0033$ ), показал увеличение диаметра образца на 0,03 мм. Определите коэффициент Пуассона.

**Решение:** Коэффициент Пуассона:

$$\nu = \left| \frac{\varepsilon'}{\varepsilon} \right|, \quad (4.11)$$

где

$$\varepsilon' = \frac{\Delta d}{d} = \frac{0,03}{30} = 0,001, \quad (4.12)$$

$$\nu = \left| \frac{0,001}{0,0033} \right| = 0,3.$$

#### Содержание отчета

В отчете указывается название работы, её цель, выполнение задания по пунктам.

#### *Вопросы к практическому занятию 4*

1. Образец горной породы испытывается на неограниченное сжатие. Как называется такой тест?
2. В диаграмме полного деформирования горной породы первый участок отличается от следующего тем, что продольная относительная деформация растет больше, чем поперечная. Объясните причину.
3. На третьем участке полного деформирования зависимость относительной деформации от напряжения становится опять нелинейной, как и начальном этапе. Объясните причину.

## Практическое занятие 5

### Определение прочности цилиндрического образца по критерию Кулона

Цель: практически овладеть критерием прочности и разрушения Кулона-Мора, применяемого в практике геомеханических исследований при проектировании буровых работ, а также при определении критической депрессии при эксплуатации скважин.

Актуальность: Критерии прочности и разрушения имеют математическую запись, объединяющую компоненты тензора напряжений и прочностные свойства породы в единую формулу. Критерии прочности позволяют определить такое сочетание напряжений, при действии которых порода будет прочной, а критерий разрушения предсказывает сочетание напряжений, приводящих к разрушению.

#### Теоретическая часть

Одним из важных вопросов в оценке стабильности (устойчивости) стенок скважины является выбор надлежащих критериев прочности (разрушения). Наиболее широко распространенным на сегодняшний день является критерий Кулона-Мора, который, несмотря на то, что не учитывает влияние среднего главного напряжения, подтверждается на практике. Как показывают исследования, неучет среднего главного напряжения влияет на величину конечного результата не более, чем на 10-15 %.

Главное назначение критериев прочности – иметь в наличии результаты простых испытаний и предсказать, может ли произойти разрушение или же заданное напряженное состояние не опасно.

На основании допущения, что сопротивление породы сдвигу на некоторой площадке равно сумме сцепления и величины, пропорциональной нормальному напряжению на этой площадке, и принимая сжимающие напряжения положительными, математическая модель сдвигового разрушения такой породы записывается в виде:

$$|\tau_n| = \sigma_n \operatorname{tg} \rho + c, \quad (5.1)$$

где  $|\tau_n|$  - абсолютная величина предельного касательного напряжения при сдвиге на площадке сдвига;

$\sigma_n$  – нормальное напряжение на этой площадке;

$\operatorname{tg} \rho = k$  – коэффициент внутреннего трения;

$\rho$  – угол внутреннего трения.

В плоскости напряжений  $\sigma_1\sigma_3$  (рисунок 5.1) нормальное напряжение на наклонной площадке при  $0 < \alpha < \pi/2$  определяется из выражений:

$$\sigma_n = 0,5(\sigma_1 + \sigma_3) + 0,5(\sigma_1 - \sigma_3)\cos 2\alpha, \quad (5.2)$$

$$|\tau_n| = 0,5(\sigma_1 - \sigma_3)\sin 2\alpha. \quad (5.3)$$

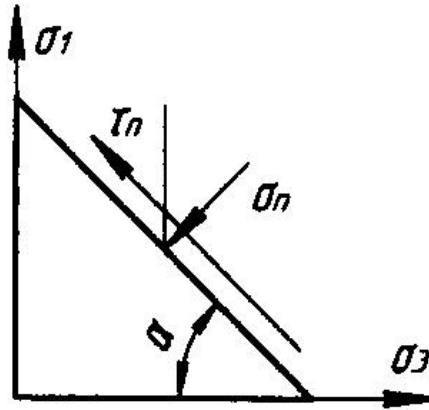


Рисунок 5.1 – Напряжения на наклонной площадке

Направление площадки, где будет выполняться условие (5.1) определяется из условия:

$$\frac{d}{d\alpha} [|\tau_n| - \sigma_n \operatorname{tg} \rho - c] = 0. \quad (5.4)$$

Подставляя (5.2) и (5.3) в (5.1) и (5.4), получим:

$$0,5(\sigma_1 - \sigma_3)\sin 2\alpha - 0,5(\sigma_1 + \sigma_3)k - 0,5(\sigma_1 - \sigma_3)k\cos 2\alpha = c, \quad (5.5)$$

$$(\sigma_1 - \sigma_3)\cos 2\alpha + (\sigma_1 - \sigma_3)k\sin 2\alpha = 0, \quad (5.6)$$

где  $k = \operatorname{tg} \rho$ .

Отсюда приходим к системе из двух уравнений:

$$\begin{cases} (\sigma_1 - \sigma_3)(\sin 2\alpha - k\cos 2\alpha) = 0 \\ \cos 2\alpha + k\sin 2\alpha = 0 \end{cases}. \quad (5.7)$$

Решением системы (5.7) выводится линейный критерий Кулона-Мора:

$$(\sigma_1 - \sigma_3) = 2c \cdot \cos \rho + (\sigma_1 + \sigma_3) \sin \rho. \quad (5.8)$$

Как известно, критерий Кулона-Мора не учитывает влияния промежуточного главного напряжения, а прочностными характеристиками для такого критерия являются сцепление и тангенс угла внутреннего трения. Сцепление обозначается через  $c$  (когезия). Представляет собой сопротивление породы чистому сдвигу по некоторой площадке, то есть при отсутствии на площадке нормальных напряжений.

Рассмотрим другой способ вывода линейного критерия Кулона-Мора.

[illegible]

Из треугольника ОСМ находим:

Учитывая, что

$$\text{OC} = \sigma_3 + \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} = \frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2}. \quad (5.11)$$

Если горная порода характеризуется не приведенными двумя прочностными параметрами  $\sigma_1$  и  $\text{tg}\varphi$ , а пределами прочности при одноосном растяжении  $\sigma_p$  и при одноосном сжатии  $\sigma_c$ , то с помощью (5.8) можно найти связь между этими параметрами. Действительно, при  $\sigma_1 = \sigma_c$  из (5.8) получим:

а при  $\sigma_3 = -\sigma_p$ :

$$\sigma_p = -\sigma_p \sin \rho + 2c \cdot \cos \rho. \quad (5.13)$$

24



$$\frac{\sigma_c - \sigma_p}{\sigma_c + \sigma_p} = \sin \rho, \quad (5.14)$$

$$c = \frac{\sigma_p (1 + \sin \rho)}{2 \cos \rho}. \quad (5.15)$$

Окончательно получим:

$$c = \frac{1}{2} \sqrt{\sigma_c \sigma_p}, \quad (5.16)$$

а критерий (5.8) будет иметь вид:

$$\chi \sigma_1 - \sigma_3 = \sigma_p, \quad (5.17)$$

где  $\chi = \sigma_p / \sigma_c$  называется коэффициентом хрупкости горной породы.

На практике критерий Мора-Кулона в форме (5.8), включающий  $c$  и  $\rho$ , применяется для оценки предельного состояния сильно пористых мягких пород, а в форме (5.12) и (5.13), включающий пределы прочности на неограниченное сжатие  $\sigma_c$  и на одноосное растяжение  $\sigma_p$  – для хрупких горных пород.

Полагая, что сопротивление сдвигу по некоторой площадке скольжения зависит от нормального напряжения в виде некоторой (не обязательно линейной, как в случае теории Кулона) функции, Отто Мор записал аналитическую зависимость в следующей форме:

$$|\tau_n| = f(\sigma_n). \quad (5.18)$$

Обычно теория Мора не задает математическую формулу  $f(\sigma_n)$ , а граница зоны прочности строится как огибающая предельных кругов напряжений по результатам испытаний в условиях трехосного сжатия. Эту границу называют огибающей кругов Мора, а в механике горных пород – паспортом прочности. Действительно, для каждой горной породы существует своя огибающая или свой паспорт прочности. Однако на практике это обстоятельство требует проведения ряда испытаний образцов для каждой породы, что не только трудоемко и затратно, но и нежелательно. Причина тому – разнообразие напряженных состояний породы на стенках скважины и в самом пласте.

Исходя из этого, предлагались различные упрощенные виды зависимости критерия Мора, наиболее простой является линейная форма, совпадающая по внешнему виду с критерием Кулона.

Рассмотрим положение кругов Мора при наличии и без наличия порового давления в скелете породы:

$$\sigma'_v = \sigma_v - \alpha P_n, \quad (5.19)$$

$$\sigma'_h = \sigma_h - \alpha P_n. \quad (5.20)$$

Проведя только два испытания на одноосное растяжение и на одноосное сжатие,

можно провести касательную к двум полученным кругам и принять ее как огибающую. Идею построения такой огибающей предложил сам Отто Мор, когда научная общественность критиковала теорию Мора, требующую проведения многочисленных испытаний образцов в сложном напряженном состоянии. Однако дальнейшее применение теории Мора доказало гениальность идеи, на основе которой построен критерий.

При рассмотрении критериев разрушения поровое давление учитывается посредством эффективных напряжений.

Увеличенное поровое давление формирует скелет породы. Так как поровое давление равно во всех направлениях, оно влияет на величину нормальных напряжений. Касательные напряжения при этом остаются неизменными. При увеличении порового давления круги Мора перемещаются влево, и при определенной его величине они пересекают предел огибающей линии, что равносильно разрушению (рисунок 5.3).

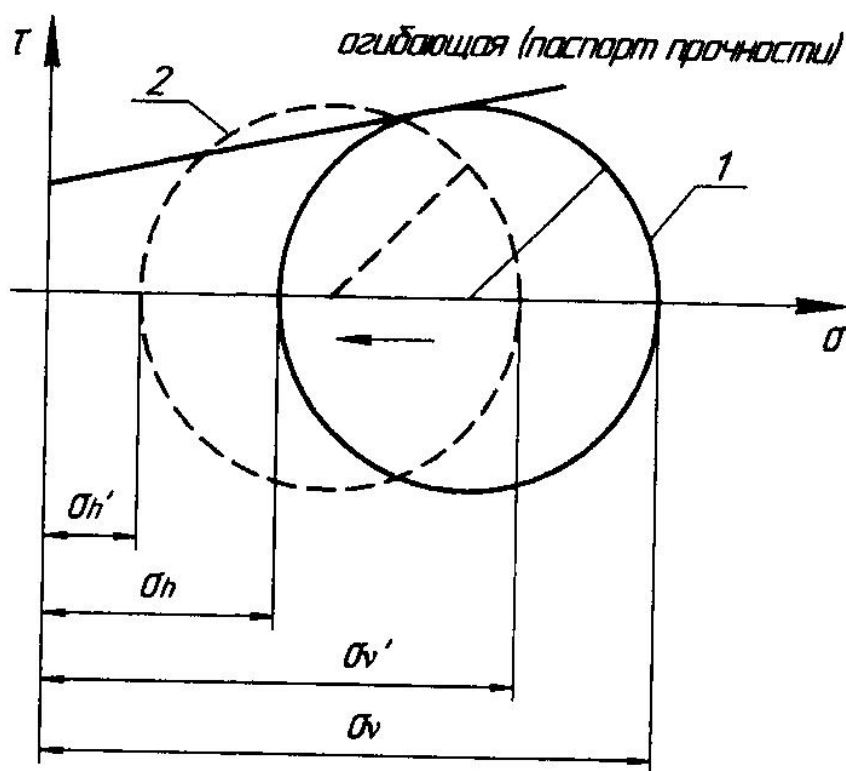


Рисунок 5.3 – Круги Мора, соответствующие прочному (круг 1) и разрушенному (круг 2) состоянию породы.

**Задача 5.1:** Горная порода имеет следующие геомеханические характеристики: прочность на одноосное сжатие 100 МПа, угол внутреннего трения  $30^\circ$ . Прочность горной породы может быть адекватно выражена с помощью критерия Кулона. Выдержит ли горная порода вертикальное давление в 250 МПа, если давление обжатия равно 70 МПа?

**Решение:** В системе координат  $\tau$ - $\sigma$  строим круг Мора для случая одноосного сжатия (круг 1 на рисунке 5.4). Для этого проводим окружность с центром на оси  $\sigma$  в точке  $0,5 \cdot 10 = 5$  единиц (50 МПа) - принят масштаб единицы длины по оси координат равный 10 МПа, радиус круга 5 единиц (50 МПа).

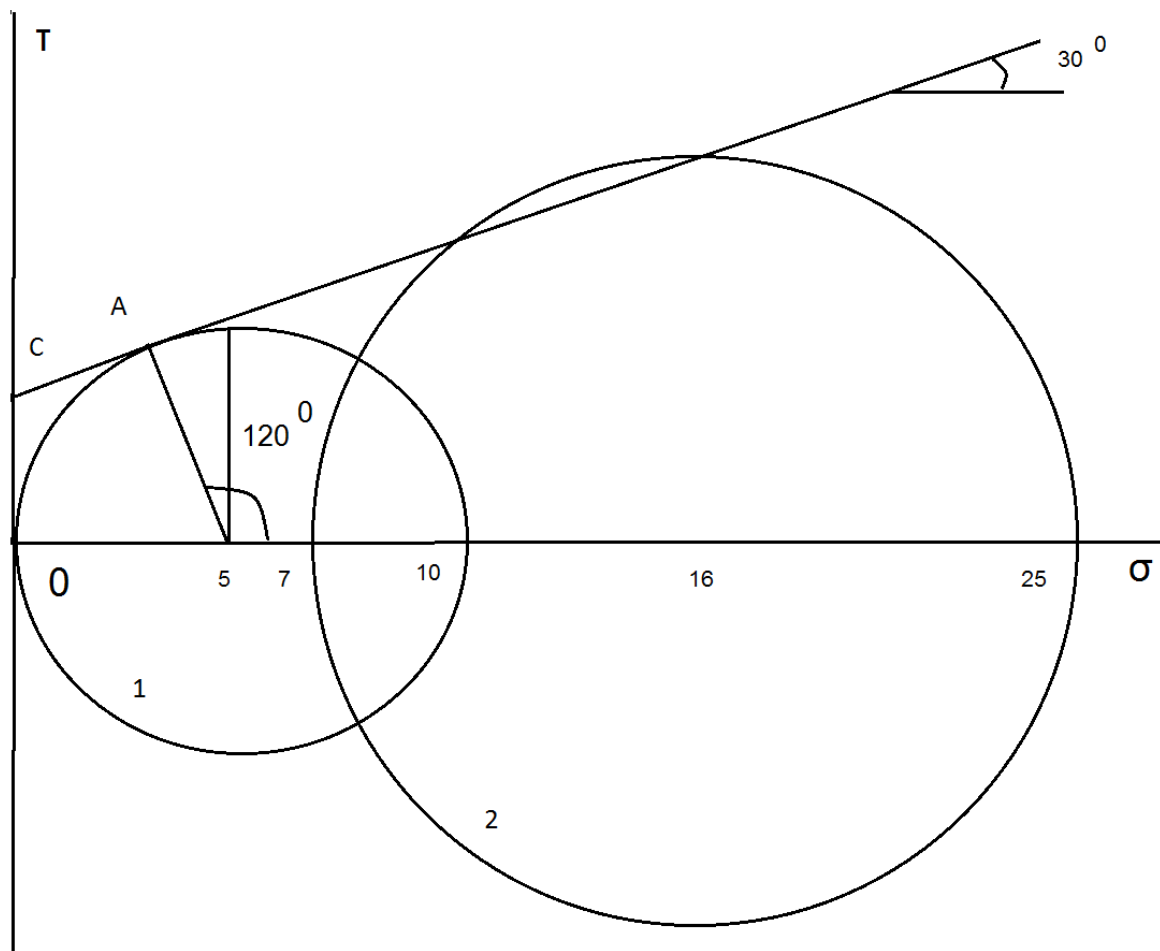


Рисунок 5.4 – Решение задачи

Для случая всестороннего сжатия строим круг Мора 2. Его центр расположен на оси  $\sigma$  в точке  $0,5(25+7)=16$  единиц (160 МПа). Радиус круга Мора 2 равен  $0,5(25-7)=9$  единиц (90 МПа).

В круге Мора 1 по углом  $120^\circ$  к направлению оси  $\sigma$  проводим радиус. Через полученную точку А под углом  $30^\circ$  к горизонтали (оси  $\sigma$ ) проводим касательную CD.

Так как касательная CD пересекает круг Мора 2, характеризующий напряженное состояние образца, то он разрушится.

#### Содержание отчета

В отчете указывается название работы, её цель, выполнение задания по пунктам.

*Вопросы к практическому занятию 5*

1. Охарактеризуйте критерий прочности и разрушения Кулона-Мора.
2. Охарактеризуйте критерий прочности и разрушения Отто Мора.
3. Охарактеризуйте графо-аналитический алгоритм решения задачи.

## Практическое занятие 6

### Определение безопасного окна бурового раствора из критерия Кулона-Мора

Цель: определение плотности бурового раствора, обеспечивающей устойчивость (стабильность) ствола скважины в процессе бурения.

Актуальность: для снижения риска осложнений при бурении требуется более точное прогнозирование условий, параметров, характеристик, связанных с геометрией ствола скважины и регулированием плотности бурового раствора. Традиционный выбор плотности бурового раствора основывается на создании гидростатического давления, большего, чем пластовое давление, но меньшего, чем давление гидроразрыва пород. При этом не учитывается наличие существующих и вновь созданных трещин. Определение плотности бурового раствора, соответствующей устойчивому состоянию скважины обеспечивает безаварийное ведение буровых работ.

#### Теоретическая часть

Графоаналитический метод определения плотности бурового раствора, соответствующий устойчивому состоянию вертикальной скважины, базируется на использовании критерия разрушения Кулона-Мора. При этом область прочного состояния породы на стенке скважины представляет собой многоугольник, который называют многоугольником устойчивости.

Многоугольник строится в координатной системе  $d-K_0$  ( $d=\rho_{бр}/\rho_r$  – нормализованная плотность бурового раствора по отношению к средней плотности вышележащих горных пород;  $\rho_{бр}$  и  $\rho_r$  – соответственно плотность бурового раствора и средняя плотность горной породы;  $K_0$  – коэффициент бокового распора, определяемый, как отношение общего горизонтального давления на общее вертикальное).

В отличие от коэффициента бокового распора, определяемого, как обычно, в виде:

$$K_0 = \frac{\nu}{1-\nu}, \quad (6.1)$$

где  $\nu$  – коэффициент Пуассона,

$K_0$  – является более общим коэффициентом, который учитывает и структурную особенность месторождения и тектоническую обстановку.

Прочностными характеристиками, входящими в линейный критерий Кулона-Мора:

$$\sigma_1 - \sigma_3 = (\sigma_1 + \sigma_3) \sin \rho + 2c \cdot \cos \rho \quad (6.2)$$

являются сцепление породы и тангенс угла внутреннего трения (здесь  $\sigma_1$  и  $\sigma_3$  – главные напряжения).

Считается, что сжимающие напряжения положительны.

Рассмотрим возможные схемы разрушения вокруг скважины.

*Разрушение типа А.*

Промежуточным является напряжение  $\sigma_z$ , а  $\sigma_\theta > \sigma_r$  ( $\sigma_\theta$  – тангенциальное (касательное),  $\sigma_r$  – радиальное,  $\sigma_z$  – осевое напряжение в стенках скважины). Такой вид напряжений соответствует сдвигу по простиранию.

Тогда критерий (6.2) приводится к виду:

$$\sigma_\theta - \sigma_r = (\sigma_\theta + \sigma_r) \sin \rho + 2c \cdot \cos \rho. \quad (6.3)$$

$$\begin{cases} \sigma'_r = d - \alpha u_0 \\ \sigma'_\theta = 2K_0 - d - \alpha u_0, \\ \sigma'_z = 1 - \alpha u_0 \end{cases} \quad (6.4)$$

где  $u_0 = P_{II}/P_r$ .

Подставляя (6.4) в (6.3) и учитывая, что

$$\sigma_r = \sigma'_r + \alpha u_0 \quad \text{и} \quad \sigma_\theta = \sigma'_\theta + \alpha u_0$$

получим:

$$2K_0 - d(K_p + 1) = S_c - \alpha u_0(K_p - 1), \quad (6.5)$$

где:

$$K_p = \frac{1 + \sin \rho}{1 - \sin \rho},$$

$$S_c = \frac{2c \cos \rho}{\rho_r g z} = \frac{2c \cos \rho}{P_r}.$$

*Разрушение типа В.*

В этом случае между напряжениями существует связь  $\sigma_z > \sigma_\theta > \sigma_r$ , а критерий (6.2) приводится к виду:

$$d = \frac{1}{K_p} \left[ 1 - S_c + \alpha u_0 (K_p - 1) \right]. \quad (6.6)$$

*Разрушение типа С.*

При таком разрушении  $\sigma_\theta > \sigma_r > \sigma_z$ , тогда из критерия (6.2) получим:

$$2K_0 - d = K_a(1 - S_c) + \alpha u_0(1 - K_a), \quad (6.7)$$

где  $K_a = 1/K_p$ .

Такой вид разрушения соответствует взбросу. Соотношения в виде (6.5), (6.6) и (6.7) являются уравнениями прямых в координатной системе  $d-K_0$ , среди которых (6.6) является линией, параллельной к оси  $K_0$ , так как правая часть представляет собой постоянную величину. Две другие линии наклонены под различными углами к координатным осям. Линия (6.5) имеет угловой коэффициент, равный  $2/(K_p+1)$ , и отсекает от координаты  $d$  расстояние, равное:

$$d = \frac{S_c - \alpha u_0 (K_p + 1)}{K_p - 1}. \quad (6.8)$$

Третья прямая имеет угловой коэффициент, равный двум, и отсекает от оси  $d$  отрезок длиной:

$$d = K_\alpha(1 - S_c) + \alpha u_0(1 - K_\alpha). \quad (6.9)$$

При заданных значениях сцепления  $s$  и угла внутреннего трения  $\rho$ , коэффициента Био, порового давления  $P_\Pi$ , соответствующих заданной глубине после определения  $K_0$ , вычисляется плотность бурового раствора по трем уравнениям.

**Задача 6.1:** Определить окно безопасности плотность бурового раствора при следующих исходных данных:

Сцепление  $s=10$  МПа;

Угол внутреннего трения  $\rho=20^\circ$ ;

Коэффициент Био  $\alpha=0,4$ ;

Отношение пластового (порового) давления к вертикальному давлению  $u_0=P_\Pi/P_r=0,4$ ;

Координата точки на стенке скважины  $z=2000$  м;

Средний объемный вес горной породы  $\gamma=25000$  Н/м<sup>3</sup>.

**Решение:** Вертикальное давление составляет:

$$P_r = \gamma z = 25000 \cdot 2000 = 50 \text{ МПа.}$$

Параметр  $S_c$  составляет:

$$S_c = \frac{2s \cos \rho}{P_r} = \frac{2 \cdot 10 \cdot \cos 20^\circ}{50} = 0,375.$$

Параметр  $K_p$  составляет:

$$K_p = \frac{1 + \sin 20^\circ}{1 - \sin 20^\circ} = 2,04.$$

Параметр  $K_\alpha$  составляет:

$$K_{\alpha} = \frac{1}{K_p} = \frac{1}{2,04} = 0,49.$$

Минимальное давление бурового раствора:

$$\rho_{\text{брmin}} = 0,469 \cdot 2500 = 1173 \text{ кг/м}^3.$$

Плотность, приводящая к гидроразрыву при  $K_0=0,5$ :

$$\rho_{\text{брmax}} = 0,53 \cdot 2500 = 1325 \text{ кг/м}^3.$$

Окно безопасности находится в пределах от  $1173 \text{ кг/м}^3$  до  $1325 \text{ кг/м}^3$ .

**Задача 6.2:** Определить окно безопасности плотности бурового раствора, используя исходные данные задачи 6.1 при  $K_0=0,6$ .

**Решение:** Плотность, приводящая к гидроразрыву при  $K_0=0,6$ :

$$\rho_{\text{брmax}} = 0,73 \cdot 2500 = 1825 \text{ кг/м}^3.$$

Окно безопасности расширяется и находится в пределах от  $1173 \text{ кг/м}^3$  до  $1825 \text{ кг/м}^3$ .

**Задача 6.3:** Определить окно безопасности плотности бурового раствора, используя исходные данные задачи 6.1 при сцеплении породы  $c=15 \text{ МПа}$  и  $K_0=0,5$ .

**Решение:** При  $K_0=0,5$  окно безопасности получим в пределах  $(940-1557) \text{ кг/м}^3$ .

**Задача 6.4:** Определить окно безопасности плотности бурового раствора, используя исходные данные задачи 6.1 при сцеплении породы  $c=15 \text{ МПа}$  и  $K_0=0,6$ .

**Решение:** При  $K_0=0,5$  окно безопасности получим в пределах  $(940-2058) \text{ кг/м}^3$ .

**Задача 6.5:** Определить окно безопасности плотности бурового раствора, используя исходные данные задачи 6.1 при сцеплении породы  $c=5 \text{ МПа}$  и  $K_0=0,5$ .

**Решение:** При любой плотности произойдет обрушение породы.

**Задача 6.6:** Определить окно безопасности плотности бурового раствора, используя исходные данные задачи 6.1 при сцеплении породы  $c=5 \text{ МПа}$  и  $K_0=0,6$ .

**Решение:** При  $K_0=0,6$  окно безопасности получим в пределах  $(1402-1598) \text{ кг/м}^3$ .



**Задача 6.7:** Построить многоугольник устойчивости, используя исходные данные задачи 6.1 при  $K_0=0,5$ .

**Решение:** Многоугольник устойчивости изображен на рисунке 6.1.

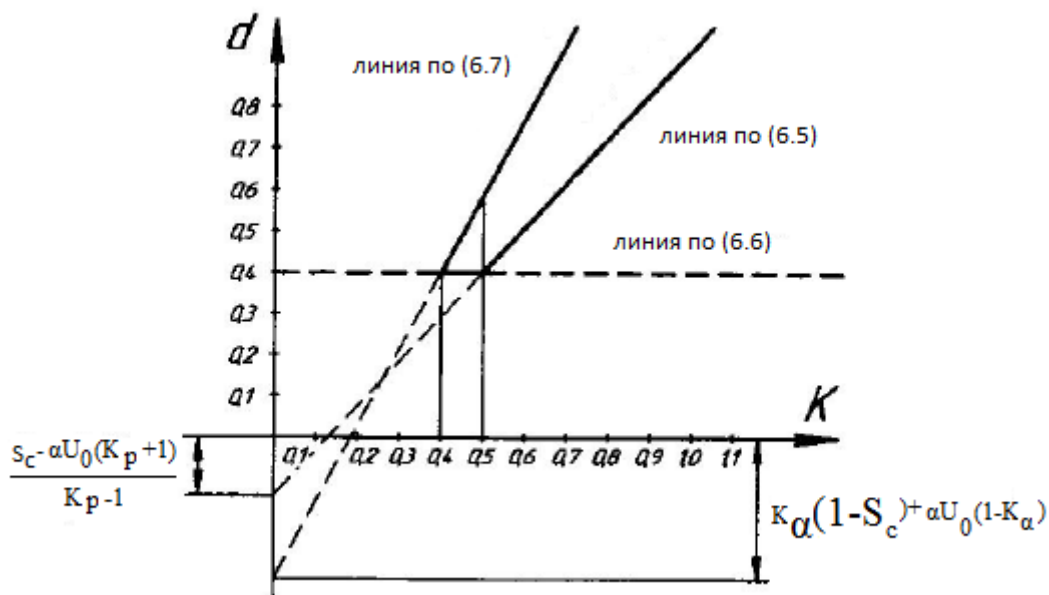


Рисунок 6.1 – Многоугольник устойчивости

Плотность бурового раствора:

- Минимум обрушения

$$\rho_{\text{брmin}} = 0,4 \cdot 2500 = 1000 \text{ кг/м}^3;$$

- Максимум гидроразрыва:

$$\rho_{\text{брmax}} = 0,75 \cdot 2500 = 1875 \text{ кг/м}^3.$$

Окно безопасности бурового раствора от  $1000 \text{ кг/м}^3$  до  $1875 \text{ кг/м}^3$ .

Содержание отчета

В отчете указывается название работы, её цель, выполнение задания по пунктам.

#### Вопросы к практическому занятию 6

1. Дайте определение безопасного окна бурового раствора.
2. Какие схемы разрушения возможны вокруг скважины?
3. Какие исходные данные используются для расчета минимальной и максимальной плотности бурового раствора?

## Практическое занятие 7

### Геомеханическое сопровождение бурения

Цель: ознакомление с этапами геомеханического сопровождения бурения скважины.

Актуальность: Одним из актуальных вопросов при проектировании и ведении буровых работ является оценка устойчивости ствола скважины с целью снижения рисков, связанных с обвалами, поглощениями бурового раствора и гидроразрывом горных пород.

#### Теоретическая часть

Геомеханическое сопровождение бурения скважины включает построение предбуровых моделей механических свойств, напряжений и поровых давлений, а также устойчивости ствола скважины и их пошаговое обновление по геолого-технических и геофизических исследований в процессе строительства скважины. По полученной информации строится модель механических свойств пород разреза, включающая профили прочностных и пластических констант горных пород и модель естественного напряженно-деформированного состояния. Эта модель включает распределение вертикального  $\sigma_v$ , максимального  $\sigma_H$  и минимального  $\sigma_h$  горизонтальных напряжений, а также азимут максимального горизонтального напряжения.

Модель механических свойств строится на основании многомерных корреляций керн-ГИС с использованием данных лабораторных исследований образцов керна, результатов геофизических исследований скважин и геолого-технических исследований в процессе бурения с учетом литологического расчленения разреза.

В случае, если корреляционные зависимости дают существенный разброс результатов, прибегают к отбору и исследованию кернов.

Поровое давление прогнозируется по методике кривых нормального уплотнения глин – закономерности изменения свойств пород в результате их уплотнения в результате осадконакопления.

Вертикальное горное давление рассчитывается интегрированием плотности по формуле:

$$\sigma_z = \sigma_v = \int_0^z \rho(z') g(z') dz'. \quad (7.1)$$

Горизонтальные напряжения рассчитываются с использованием пороупругой модели.  $\sigma_h$  обычно соответствует давлению закрытия трещины гидроразрыва.  $\sigma_h$  из условия инициирования трещины гидроразрыва обычно определяется по формуле:

$$P_{гр} = 3\sigma_h - \sigma_h - P_p. \quad (7.2)$$

Азимут максимального горизонтального напряжения  $\sigma_h$  определяется по данным азимутального электрического микроимиджера или sonic scanner (азимут распространения быстрой поперечной горизонтально поляризованной волны).

Для определения величины  $\sigma_h$  используют следующие подходы:

- по ширине (азимут раскрытия) техногенных вывалов по имидже FMI;
- по графику забойного давления при гидравлическом разрыве пород;
- по овализации открытого ствола в области вывалов согласно записи многорычажкового каверномера.

В перечень задач устойчивости обычно входят:

- расчет окна буримости и оптимальной плотности бурового раствора (эквивалентной циркуляционной плотности) для заданной траектории скважины (кратковременная и длительная стабильность) – прямая задача;
- расчет предельного зенитного угла прохождения интервалов при заданной плотности бурового раствора – обратная задача.

На основании построенной 1D геомеханической модели производится расчет напряженно-деформированного состояния горных пород в околоскважинном пространстве с применением решений задач Кирша и Ламе (о растяжении полосы с отверстием и о толстостенной трубе). Внешние силы складываются из геостатического и геодинамического давления жидкостей в скважине (буровой раствор), а также порового давления.

Полученные напряжения подставляются в модель (критерий) прочности, выбранной и оцененной как наиболее достоверной для горной породы, интервала.

Базовое аналитическое решение задачи Кирша с включением температурных и фильтрационных напряжений обобщается простым методом суперпозиции. Учитывая то, что разрушающими напряжениями являются не полные, а эффективные, которые воспринимаются скелетом породы, применяется закон Терцаги-Био.

Полученные эффективные напряжения подставляются в уравнение предельного равновесия (паспорт прочности), которое кроме компонентов напряжения содержит

прочностные параметры, такие как пределы прочности на неограниченное сжатие, на разрыв или сцепление (когезия) и угол внутреннего трения.

Кратковременная устойчивость определяется из критерия прочности, содержащего прочностные параметры, определяемые при кратковременных испытаниях, а длительная устойчивость оценивается из критерия, включающего характеристики длительного сопротивления. Например, предел прочности на одноосное сжатие определяется по формуле:

$$\sigma_c(t) = \sigma_c^0 e^{-\alpha t} \quad (7.3)$$

или

$$\sigma_c(t) = \sigma_{\infty} + (\sigma_c - \sigma_{\infty} e^{-\alpha_0 t}), \quad (7.4)$$

где  $\alpha_0$  – параметр аппроксимации;

$\sigma_c$  – предел прочности на сжатие при кратковременном действии сжимающей нагрузки;

$\sigma_{\infty}$  – предел прочности на сжатие при  $t \rightarrow \infty$ ;

Далее, принимая  $k = \sigma_{\infty} / \sigma_c$ , уравнение (7.4) можно привести к виду:

$$\sigma_c(t) = \sigma_c (k + (1 - k) e^{-\alpha_0 t}). \quad (7.5)$$

Если прочность окружающих ствол пород изменяется вследствие воздействия бурового раствора, то учитываются их реологические и фильтрационные свойства.

Давление гидроразрыва определяется из условия  $\sigma_\theta = \sigma_p$ , которое определяет давление инициаций трещины в ближней зоне вокруг скважины.

Минимальное горизонтальное напряжение можно определить по формуле Итона (для изотропной породы) и ее модификаций (для анизотропной породы). Полученное значение давления позволяет определить требуемое давление, необходимое для продолжения трещины в дальней зоне от ствола скважины.

При выборе плотности бурового раствора необходимо учитывать наличие добавок в виде шлама и избыточного давления, необходимого для продавливания жидкости по заколонному пространству (эквивалентная циркуляционная плотность). Для расчета дополнительных перепадов давлений необходимо знать компоновку низа бурильной колонны, реологические параметры бурового раствора, подачу буровых насосов.

При спуско-подъемных операциях возникают дополнительные гидродинамические давления, способные вызвать обвал стенок скважины или гидроразрыв. В потенциально устойчивых интервалах, где фактически наблюдаются осложнения, при известной плотности бурового раствора необходимо знание следующих данных:

- параметры бурового раствора и режимы циркуляции и спуско-подъемных операций при бурении;
- журналы бурения и цементирования (станции контроля цементирования);
- фракционный анализ шлама;
- запись каверномера/профилемера;
- интерпретация FMI для выявления техногенных трещин и вывалов;
- рейсограмма – время от первичного вскрытия до исследования;
- свод осложнений (интервалы поглощений, газонефтеводопроявления, посадок, затяжек, обрушений, рост давления на забое).

Составляется окно буримости с фактическими данными осложнений, вывалами по каверномеру и FMI, техногенными трещинами по FMI, давлением разрыва пласта и закрытия трещины. На основании модели устойчивости выявляются проблемные интервалы и уточняется 1D модель механических свойств, напряженно-деформированное состояние и поровое давление.

Таким образом, геомеханическое сопровождение бурения состоит из следующих этапов:

- построение предбуровых моделей механических свойств, определение напряжений, поровых давлений и расчет устойчивости ствола скважины;
- построение трехмерной секторной модели площади бурения скважины на основе имеющейся в наличии трехмерной геологической модели месторождения;
- перенос механических свойств и напряжений из трехмерной модели на траекторию скважины;
- сопровождение модели механических свойств, напряжений, поровых давлений и расчета устойчивости ствола скважины с использованием данных геолого-технических исследований и LWD;
- обновление модели по мере передачи данных от буровой до отдела моделирования.

### **Задание.**

1. Изучить блок-схему построения геомеханической модели согласно рисунку 7.1.

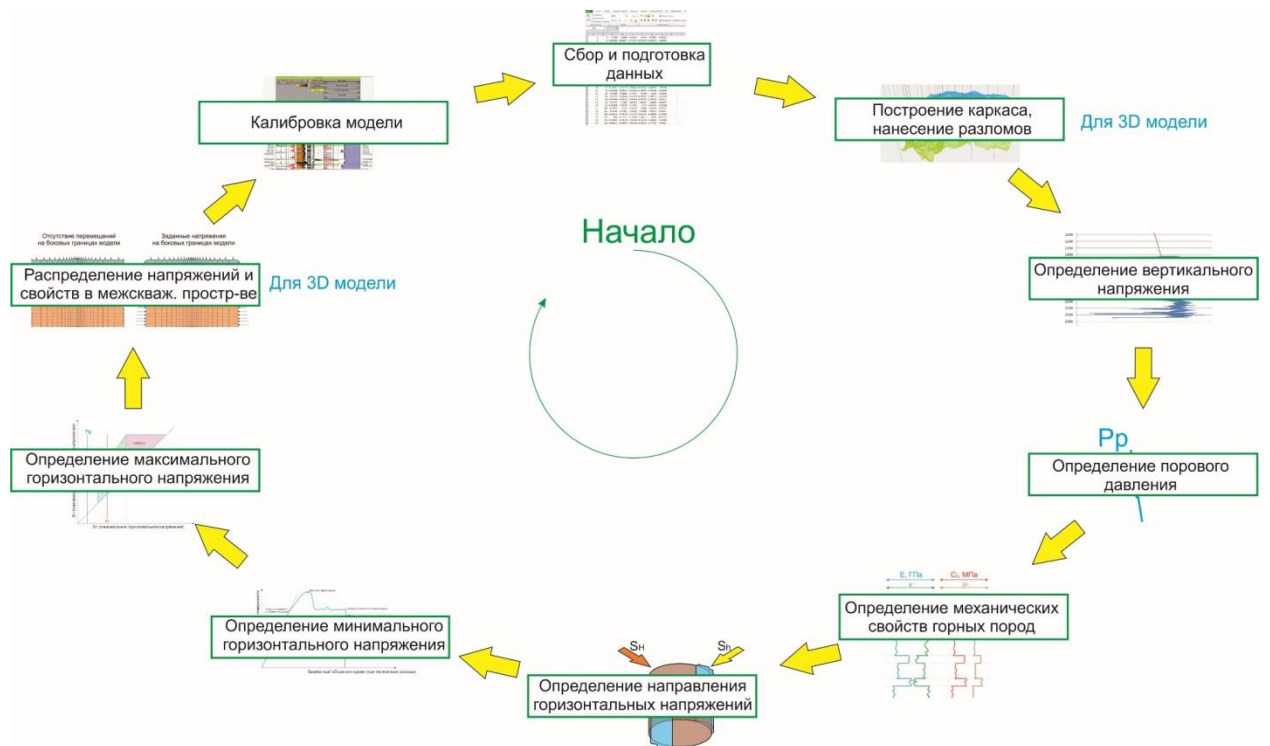


Рисунок 7.1 – Блок-схема построения геомеханической модели

2. Сформулировать исходные данные для построения геомеханической модели.
3. Сформулировать задачи, решаемые на каждом этапе построения геомеханической модели.
4. Сформулировать смысл этапа калибровка геомеханической модели.

#### Содержание отчета

В отчете указывается название работы, её цель, выполнение задания по пунктам.

#### Вопросы к практическому занятию 7

1. Перечислите основные исходные данные для построения геомеханической модели.
2. Перечислите этапы строительства скважины, для которых разрабатываются геомеханические модели.
3. Какие задачи оценки устойчивости ствола скважины относятся к прямым?
4. Дайте определение эквивалентной циркуляционной плотности бурового раствора.
5. В чем заключается калибровка геомеханической модели?

## Практическое занятие 8

### Изучение демо-версии программы «Геомеханика 3.0»

Цель: изучение функциональных возможностей и приобретение практических навыков работы с программным обеспечением, используемым для построения 1-D геомеханических моделей.

Актуальность: построение 1-D геомеханических моделей требует обработки значительного объема информации, в том числе с использованием методов математической статистики. При этом существует постоянная необходимость ввода актуализируемых исходных данных с повторением расчетных процедур (корректировка и апробация модели в режиме реального времени). Использование комплексного программного обеспечения автоматизирует и повышает оперативность расчетов с выводом результатов в удобной для восприятия визуализированной форме.

#### Теоретическая часть

Российский программный комплекс «Геомеханика» предназначен для геомеханического моделирования около скважинного пространства с целью определения механических свойств и напряженного состояния горных пород на основании данных каротажа, пластовых испытаний и исследования керна. ПО «Геомеханика» позволяет прогнозировать поведение скважины «до», «во время» и «после бурения». ПО «Геомеханика» включает весь комплекс инструментария для выполнения следующих задач:

1. Снижение рисков бурения за счет достоверной оценки безопасного окна плотности бурового раствора, в том числе с учетом зон неустойчивости, АВПД, поглощений и т.д.
2. Предотвращение осложнений во время бурения, нефтегазоводопроявлений, выбросов, прихватов, обвалообразований, пескопроявлений, затяжек, посадок и т.п.
3. Оптимизация конструкции скважины и коррекция глубины спуска обсадной колонны;
4. Определение оптимального направления бурения и угла входа в продуктивный пласт;

5. Сопровождение бурения в режиме реального времени для увеличения скорости проходки;

6. Оптимизация дизайна ГРП;

7. Качественный и количественный анализ проводимости трещин;

8. Оценка изменения устойчивости скважины к перепаду давления на забое для предотвращения пескопроявлений и поглощения бурового раствора.

ПО «Геомеханика» позволяет загружать и анализировать во время загрузки все данные, необходимые для геомеханического моделирования. Интеллектуальный загрузчик дает возможность пакетного ввода исходных данных с заданием нескольких критериев: скважина, глубина, тип информации и т.п.

Данные по стратиграфии, исследованиям керна, испытаниям скважины, литологии, механическим фациям, инклинометрии, осложнениям при бурении вводятся через буфер обмена с использованием наиболее распространенных офисных пакетов. Форматы поддерживаемых файлов – LAS, DLIS, CSV, XML, TXT.

В ПО «Геомеханика» имеется полный набор утилит, позволяющих правильно подготовить различные данные перед процессом моделирования:

1. Сшивка, увязка, сглаживание кривых ГИС;

2. Расчет петрофизических характеристик пород  $K_p$ ,  $K_{гп}$  и т.п.;

3. Синтез каротажных кривых (RHOV, DT, DTS и др.) с использованием наиболее распространенных методик;

4. Конвертация значений акустического метода в скорость распространения волны, давления в градиенты и наоборот;

5. Скрипты – собственный язык программирования на основе C#;

Для визуализации всех типов данных в ПО «Геомеханика» используются:

1. Планшеты (односкважинные и многоскважинные) для отображения данных ГИС, керна, результатов испытаний, конструкций скважин, стратиграфии, литологии, насыщения и т.п.

2. Кросс-плоты – для отображения зависимостей керн-керн, керн-ГИС и расчета коэффициентов корреляции между ними, проведения статистического анализа.

3. Схемы межскважинной корреляции для выделения по данным ГИС стратиграфических, литологических, геомеханических границ и прослеживания их по площади работ.

ПО «Геомеханика» при моделировании позволяет получать следующие результаты:



1. Профили давлений и напряжений (горное давление, пластовое давление, давление гидроразрыва, давление начала поглощения, давление обвалообразования стенок скважины);

2. Корреляционные зависимости между динамическими и статическими упругими свойствами, профили распределения статических свойств по разрезу с учетом различных литологических/стратиграфических интервалов;

3. Динамические упругие свойства горных пород (модуль Юнга, коэффициент Пуассона);

4. Модель стабильности стенок ствола скважины (в соответствии с критериями разрушения Мора-Кулона и др.);

5. Безопасное окно плотности бурового раствора с учетом графика совмещенных давлений;

6. Стереогаммы плотности бурового раствора, позволяющие определять оптимальную плотность бурового раствора с учетом угла наклона и азимута бурения скважины;

7. Схемы межскважинной корреляции напряжений и механических параметров.

Среди наиболее востребованных модулей:

1. Анализ давлений – дает возможность выделять пласты с АВПД/АНПД, зоны возможной потери циркуляции бурового раствора, поглощений бурового раствора;

2. Анализ разрушений – позволяет выделять интервалы нестабильности стенок скважины, зоны возможного обвалообразования при бурении;

3. Стереогаммы – позволяют скорректировать плотность бурового раствора с учетом магнитуд и направлений главных напряжений, определить оптимальный угол входа в пласт и направление заложения наклонных и горизонтальных скважин;

4. Параметр хрупкости – выделяет наиболее перспективные области для проведения ГРП и барьеры трещин с точки зрения механических свойств пород;

5. Проведение оценки риска геологических осложнений и выработка рекомендаций по безаварийному бурению, представление требований к данным для дальнейшего сопровождения расчетов в процессе бурения (карта управления рисками);

6. Автоматический расчет плотности бурового раствора – предоставляет возможность на основе стратиграфии, литологического строения и значений градиентов давления составлять план ГТМ на заложение скважины;

7. Анализ пескопроявления – дает анализ потенциального выноса песка и давлений, что позволяет правильно подобрать методы по борьбе с разрушением коллектора;

8. Паспорт прочности (Мора-Кулона) – основан на зависимости между касательными и нормальными напряжениями в каждой точке породы, позволяет определить наиболее оптимальный критерий разрушения горных пород на основе результатов исследования кернового материала.

9. Перенос геомеханических свойств на проектные скважины с учетом их траектории (специальный мастер).

Учет геологических рисков – учет осложнений, происходящих во время бурения скважин, что позволяет оценить происхождение геологических рисков и скорректировать модель. Моделирование в ПО «Геомеханика» минимизирует возможные риски, связанные с нестабильностью интервалов, определением глубин спуска обсадных колонн, возникновением выбросов, прихватов, поглощений.

Специальный мастер позволяет оперативно интерпретировать результаты лабораторных исследований керна и использовать их для калибровки зависимости типа динамика-статика, плотность-прочность и т.д.

Для удобства расчета упруго-прочностных параметров в программу встроены эмпирические корреляционные зависимости для горных пород.

Геомеханическое моделирование в режиме реального времени – для интеграции с системами сопровождения бурения скважин в режиме реального времени реализовано сопряжение со станциями ГТИ по протоколу WITSML. По результатам сопровождения готовится суточный рапорт и проводится сопоставление геомеханической модели с реальными данными.

Мультискважинный режим упрощает работу с большим объемом данных.

Преимущества ПО «Геомеханика»:

1. Определение безопасного окна плотности бурового раствора;
2. Анализ устойчивости стенки ствола скважины;
3. Оптимизация конструкции скважины, определение глубины спуска обсадных колонн;
4. Оценка оптимальной траектории ствола скважины;
5. Определение оптимального направления горизонтальной секции с целью последующего ГРП;
6. Контроль осложнений в процессе бурения;
7. Оптимизация дизайна ГРП;
8. Возможность построения моделей в рамках одного проекта для разных скважин, разных месторождений;

9. Расчет поля давления (горное, поровое, давление ГРП, минимальное/максимальное горизонтальное напряжение);
10. Петрофизическое обеспечение геомеханической модели (в том числе синтезирование DT, DTS, RНОВ);
11. Построение моделей около скважинного распределения по Киршу;
12. Межскважинная корреляция;
13. Анализ пескопроявления;
14. Построение паспортов прочности Мора-Кулона;
15. Режим автоматизации работы со скважинами;
16. Регрессионный анализ (построение кросс-плотов);
17. Геомеханическое сопровождение в режиме реального времени;
18. Возможность сопряжения со станциями ГТИ по протоколу WITSML;
19. Возможность оперативного сопровождения геомеханической модели в режиме реального времени;
20. Сопровождение методическим рекомендациям и стандартам в области геомеханического моделирования;
21. Русскоязычный интерфейс;
22. Наличие оперативной поддержки;
23. Наличие подробной документации на русском языке;
24. Антикризисная цена ПО;
25. Аккредитация в Российских государственных органах.

#### **Задание.**

1. Скачать с сайта <https://geomechsoft.ru> демо-версию ПО «Геомеханика 3.0» и видео-файлы, поясняющие порядок пользования ПО.
2. Изучить руководство пользователя ПО «Геомеханика 3.0» и видео-файлы, поясняющие порядок пользования ПО.
3. Используя тестовый пример (размещен на сайте <https://geomechsoft.ru>) выполнить действия по построению 1-D демонстрационной геомеханической модели.

#### **Содержание отчета**

В отчете указывается название работы, её цель, выполнение задания по пунктам.

*Вопросы к практическому занятию 8*

1. Перечислите основных разработчиков программного обеспечения для решения задач нефтегазовой геомеханики.
2. Перечислите основные задачи, решаемые программным обеспечением для нефтегазовой геомеханики.
3. Перечислите преимущества ПО «Геомеханика 3.0».
4. Какие функции недоступны в демо-версии ПО «Геомеханика 3.0».

## Список рекомендуемой литературы

### Основная литература:

1. Алиев А.М., Лутфуллин А.А., Исмаилова З.Ф. Нефтегазовая геомеханика: учебное пособие. – М.; Вологда: Инфра-Инженерия, 2020. – 160 с.

### Дополнительная литература:

1. Зобак М.Д. Геомеханика нефтяных залежей. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. – 480 с.
2. Справочник инженера-нефтяника. Том II. Инжиниринг бурения / под ред. Р. Митчелла. – М.; Ижевск, 2014. – 1064 с.
3. Коношонкин Д.В. Основы геомеханики: учебное пособие для курсов повышения квалификации. – Томск: Томский политехнический университет, 2021. – 286 с.

**Перечень ресурсов информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», необходимых для освоения дисциплины:**

1. <https://geomechsoft.ru>