

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ  
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ «НАЦИОНАЛЬНЫЙ  
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ «МИСиС»

*На правах рукописи*



**Хлопцов Дмитрий Валерьевич**

РАЗРАБОТКА МЕТОДА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ  
ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ  
ГАЗА В УСЛОВИЯХ ОГРАНИЧЕННОЙ ИНФОРМАЦИИ  
О СВОЙСТВАХ И НАПРЯЖЕННОМ СОСТОЯНИИ МАССИВА

Специальность: 25.00.20 – «Геомеханика, разрушение горных пород,  
рудничная аэрогазодинамика и горная теплофизика»

Диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук

**Научный руководитель**  
**доктор физ.-мат. наук,**  
**Винников В.А.**

Москва, 2019

## Оглавление

|                                                                                                                                 |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| ВВЕДЕНИЕ                                                                                                                        | 4  |
| 1 Анализ существующих исследований устойчивости эксплуатационных скважин подземных хранилищ газа и постановка задач диссертации | 10 |
| 1.1 Анализ современного состояния исследований устойчивости открытого ствола скважин .....                                      | 10 |
| 1.2 Анализ существующих исследований устойчивости крепи скважин                                                                 | 15 |
| 1.3 Анализ существующих исследований по учету неопределенности при оценке устойчивости горных выработок .....                   | 23 |
| 1.4 Постановка задач исследований .....                                                                                         | 29 |
| 2 Геомеханическое обоснование критических состояний открытого ствола скважин                                                    | 32 |
| 2.1 Анализ критических состояний открытого ствола вертикальных эксплуатационных скважин подземных хранилищ газа .....           | 32 |
| 2.2 Оценка влияния свойств и состояния вмещающих пород на формирование критических состояний открытого ствола скважин .....     | 45 |
| 2.2.1 Влияние пластового давления на устойчивость открытого ствола скважин .....                                                | 53 |
| 2.2.2 Влияние перепада температур на устойчивость открытого ствола скважин .....                                                | 57 |
| 2.3 Оценка устойчивости открытого ствола горизонтальной скважины                                                                | 62 |
| 2.4 Методические рекомендации по количественной оценке критических состояний открытого ствола скважин .....                     | 71 |
| 3 Геомеханическое обоснование критических состояний крепи скважин                                                               | 77 |
| 3.1 Анализ критических состояний крепи скважин .....                                                                            | 77 |
| 3.2 Определение давления горных пород на крепь скважины .....                                                                   | 80 |

|     |                                                                                                                                                    |     |
|-----|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 3.3 | Анализ условий разрушения элементов крепи скважины .....                                                                                           | 88  |
| 3.4 | Методические рекомендации по количественной оценке критических состояний крепи скважин .....                                                       | 111 |
| 4   | Количественная оценка вероятности наступления критических состояний конструкций скважин .....                                                      | 115 |
| 4.1 | Методология вероятностных оценок наступления критических состояний конструкций скважин .....                                                       | 115 |
| 4.2 | Оценка влияния случайных изменений свойств и состояния массива на формирование критических состояний и устойчивость открытого ствола скважин ..... | 120 |
| 4.3 | Оценка влияния случайных изменений свойств и состояния массива на формирование критических состояний и устойчивость крепи скважин .....            | 126 |
|     | ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....                                                                                                                                   | 137 |
|     | СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....                                                                                                             | 139 |
|     | ПРИЛОЖЕНИЕ А .....                                                                                                                                 | 145 |
|     | ПРИЛОЖЕНИЕ Б .....                                                                                                                                 | 160 |

## ВВЕДЕНИЕ

### **Актуальность работы.**

Подземные хранилища газа (ПХГ) играют чрезвычайно важную роль в обеспечении энергетической безопасности страны, во многом решая проблемы, связанные с неравномерным потреблением газа, удалённостью его месторождений от потребителей, возможным возникновением чрезвычайных ситуаций в газотранспортной инфраструктуре и т.д., Поскольку ПХГ представляет собой сложную природно-техническую систему, то её надёжность будет зависеть от надёжности всех составляющих её элементов. Одними из наиболее уязвимых из них являются эксплуатационные скважины, на устойчивость которых влияет широкий спектр горно-геологических и горно-технических факторов. Именно поэтому прогноз их состояния является необходимым условием экономически эффективной, экологически и технологически безопасной эксплуатации искусственно создаваемых в геологических структурах резервуаров. Надёжность такого прогноза определяется, прежде всего, качеством информации о строении вмещающего массива и его напряжённно-деформированном состоянии, свойствах слагающих массив горных пород и их динамике в процессе эксплуатации ПХГ. В силу принципиальной разномасштабной неоднородности породного массива, а также экономических и технологических ограничений при получении указанной информации, она всегда носит ограниченный и вероятностный характер, что неизбежно сказывается на качестве прогноза и требует обоснования новых методических подходов его реализации. В связи с изложенным представляется актуальной задача разработки метода прогнозирования устойчивости эксплуатационных скважин подземных хранилищ газа в условиях ограниченной информации о свойствах и состоянии вмещающего её породного массива.

**Целью работы** является повышение надёжности прогноза устойчивости эксплуатационных скважин подземных хранилищ газа в условиях недостаточной информации о свойствах и напряженном состоянии массива.

**Основная идея** работы состоит в использовании методов статистического моделирования для определения наиболее вероятных сочетаний свойств и состояния массива, приводящих к возникновению критических состояний элементов конструкции скважин, с целью недопущения указанных состояний на стадиях строительства и эксплуатации скважин.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Провести анализ существующих исследований, посвященных обеспечению устойчивости эксплуатационных скважин подземных хранилищ газа на этапе их строительства и дальнейшей эксплуатации, а также проанализировать исследования прогноза устойчивости скважин на этих этапах.
2. На основании изучения геомеханических процессов в прискважинной области массива во время строительства эксплуатационных скважин подземных хранилищ газа с учетом влияния прочностных свойств прискважинного массива, начального напряженного состояния вмещающих скважину горных пород и температурных напряжений, определить условия возникновения критических состояний открытого ствола скважин при бурении.
3. Определить условия возникновения критических состояний крепи эксплуатационных скважин подземных хранилищ газа, состоящей из обсадной колонны и цементного кольца, обусловленных геомеханическими процессами и внутритрубным давлением с учетом влияния механических свойств и состояния породного массива, а также конструктивных параметров крепи.
4. Оценить влияние случайных изменений свойств и состояния массива, конструктивных параметров скважин на возникновение критических состояний конструкции скважины по результатам имитационного моделирования.

5. Разработать метод прогнозирования устойчивости эксплуатационных скважин подземных хранилищ газа в условиях ограниченной информации о свойствах и напряженном состоянии массива.

**Основные научные положения, выносимые на защиту:**

1. Существует диапазон плотностей бурового раствора, при котором невозможно наступление критического состояния открытого ствола эксплуатационной скважины подземного хранилища газа. При этом указанный диапазон зависит от прочностных свойств пород в прискважинной области, пластового давления, начального напряженного состояния породного массива и технологических особенностей строительства.
2. Предельные значения глубины, на которой не наступает критическое состояние крепи скважин определяется давлением горных пород на крепь скважины с учетом замещения буферной жидкости цементным раствором и временем с момента вступления крепи в работу. Кроме того, от давления горных пород на крепь скважины зависят условия разрушения обсадной колонны и цементного кольца из-за избыточного внутреннего давления в скважине при испытаниях и эксплуатации эксплуатационных скважин подземных хранилищ газа.
3. С помощью имитационного моделирования были получены диапазоны плотностей бурового раствора, при которых обеспечивается устойчивость открытого ствола скважины, предельные величины избыточных внутреннего и внешнего давлений для различных типоразмеров обсадных колонн и скважин, в пределах которых обеспечивается устойчивость обсадной колонны и цементного камня.

**Методология и методы исследования:** анализ и обобщение научно-технической информации; математическое и компьютерное моделирование геомеханических процессов, протекающих при строительстве и креплении

скважин; натурные исследования при строительстве скважин по определению давления горных пород на стенки скважин.

**Обоснованность и достоверность научных положений, выводов и рекомендаций подтверждаются:**

- использованием апробированных методов геомеханики и механики подземных сооружений, методов статистического анализа, сертифицированных программных комплексов численного моделирования;
- сходимостью полученных результатов с результатами исследований других авторов, полученных, в частности, в ходе строительства и эксплуатации скважин подземных хранилищ газа;
- положительными результатами внедрения расчетных рекомендаций в практику проектирования и строительства скважин.

**Научная новизна работы:**

- с учетом прочностных свойств пород в прискважинной области, пластового давления, начального напряженного состояния породного массива и технологических особенностей строительства получена количественная оценка диапазона плотностей бурового раствора, при которых не наступают критические состояния открытого ствола скважин, обусловленные геомеханическими процессами;
- с учетом полученного аналитического выражения временной зависимости величины давления горных пород на крепь скважины установлены предельные значения глубин, при которых может наступать критическое состояние обсадной колонны;
- по результатам имитационного моделирования определены наиболее вероятные сочетания свойств и состояния массива, приводящих к возникновению критических состояний элементов конструкции скважин.

### **Теоретическая и практическая значимость работы:**

- предложены и обоснованы зависимости для определения границ допустимой плотности бурового раствора при строительстве скважин, учитывающие различные горно-геологические и технологические условия;
- предложены и обоснованы зависимости для определения критических состояний конструкций крепи скважин в различных горно-геологических условиях;
- разработаны рекомендации по количественной оценке устойчивости открытого ствола скважины с учетом различных горно-геологических и технологических факторов;
- разработаны рекомендации по количественной оценке устойчивости конструкций крепи скважин;
- разработаны рекомендации по оценке влияния неопределенности свойств горных пород, вмещающих скважину, и технологических факторов, влияющих на ее устойчивость как в процессе ее строительства, так и эксплуатации.

Реализация выводов и рекомендаций работы: разработанные рекомендации по количественной оценке устойчивости открытого ствола скважины с учетом различных горно-геологических и технологических факторов, рекомендации по количественной оценке устойчивости конструкций крепи скважин и рекомендации по оценке влияния неопределенности свойств горных пород, вмещающих скважину, и технологических факторов, влияющих на устойчивость скважины как в процессе ее строительства и эксплуатации приняты к использованию в ООО «Газпром геотехнологии».

### **Апробация работы:**

Основные положения диссертационной работы докладывались на Международных симпозиумах «Неделя горняка» (2017-2019 гг.), 72-й международной молодежной конференции «Нефть и газ – 2018», XIII Всероссийской конференции молодых ученых, специалистов и студентов «Новые технологии в газовой промышленности (газ, нефть, энергетика)» (2019), на



заседаниях кафедры физических процессов горного производства и геоконтроля, на конференции совета молодых ученых и специалистов ООО «Газпром геотехнологии» (2018 г.), на IX молодежной научно-практической конференции «Магистраль – 2019: Инициатива. Развитие. Потенциал» (2019).

**Публикации.** По теме диссертационной работы опубликовано 5 статей, включая 3 в изданиях, рекомендуемых ВАК Минобрнауки РФ, две из которых входят в библиографическую базу данных Scopus.

**Объем и структура работы.** Диссертация состоит из введения, 4 глав, заключения и 2 приложений, содержит 24 таблицы, 36 рисунков, список литературы из 82 наименований.

Автор выражает благодарность преподавательскому составу кафедры ФизГео и лично Шкуратнику Владимиру Лазаревичу за поддержку, ценные замечания и научно-методические консультации.

# **1 Анализ существующих исследований устойчивости эксплуатационных скважин подземных хранилищ газа и постановка задач диссертации**

## **1.1 Анализ современного состояния исследований устойчивости открытого ствола скважин**

Наиболее полным и обобщающим исследованием по устойчивости скважин на первом этапе является работа [1]. По мнению авторов, исследование устойчивости породных массивов, вмещающих скважины, имеет свои особенности, т.к. скважины обладают большой протяженностью и пересекают породные массивы с различными структурно-механическими особенностями строения. Помимо общепринятых нагрузок от горного давления, прискважинный массив испытывает нагрузки от внутреннего давления бурового раствора, нагрузки от температурного воздействия, а также избыточного пластового давления при пересечении пластов-коллекторов. Остановимся более подробно на изложенном в работе [1] методе количественной оценки указанных силовых факторов.

Начальное поле напряжений определяется вертикально направленным главным напряжением  $\sigma_z = q = \gamma h$ , величина которого на глубине  $h$  определяется полным весом перекрывающих пород со средним удельным весом  $\gamma$ , и компонентами горизонтальных главных напряжений  $\sigma_x = \lambda_x q$  и  $\sigma_y = \lambda_y q$ , где  $\lambda_x$ ,  $\lambda_y$  – коэффициенты бокового распора [2]. В общем случае предполагается анизотропия начального напряженного состояния в горизонтальной плоскости, т.е.  $\lambda_x \neq \lambda_y$ . В качестве доказательства возможности такой анизотропии приводятся результаты работ [3–7], в которых даны количественные оценки горизонтальных напряжений.

Давление бурового раствора, равное  $p_B = \gamma_B h$ , обеспечивает устойчивость прискважинного массива в процессе бурения скважины до установки обсадных труб и проведения тампонажных работ. Следует подчеркнуть, что давление бурового раствора является контролируемой нагрузкой, которую можно варьировать с помощью изменения плотности (удельного веса  $\gamma_B$ ) раствора.

В работе [8] рассматриваются разные подходы к описанию модели устойчивости открытого ствола скважин. Автор сравнивает четыре основных критерия прочности горных пород – Кулона-Мора, Могги-Кулона, критерий текучести Треска и измененный критерий Ладэ. На основании сравнения данных критериев с помощью метода конечных разностей, автор, не выделяя ни один из методов отдельно, делает вывод о том, что, несмотря на различающиеся значения минимально допустимой плотности бурового раствора, все упомянутые критерии могут быть использованы при оценке устойчивости открытого ствола скважин.

Температурные воздействия на прискважинный массив связаны с переносом тепла буровым раствором, который опускаясь по трубам до забоя скважины и далее поднимаясь по затрубному пространству, охлаждает породные стенки в нижней части скважины и нагревает их в верхней части. В результате, в нижней части скважины массив испытывает температурные напряжения растяжения, а в верхней части – сжатия. При этом, в средней части скважины существует нейтральная зона, где температурные напряжения практически отсутствуют. Проблема температурного воздействия бурового раствора на устойчивость скважин обсуждалась в отечественных публикациях гораздо раньше, чем за рубежом, например, в работах [9; 10]. Среди зарубежных публикаций следует указать работы [11–13], где рассматривается перераспределение напряжений в прискважинной области массива под влиянием градиентов температурного поля.

Оценка совместного действия начального поля напряжений и температурного градиента выполнена авторами работы [1] на основе решения плоской осесимметричной задачи теории упругости с использованием традиционной расчетной схемы, когда начальные изотропные напряжения  $\sigma_x = \sigma_y = \lambda \gamma h$  приложены на бесконечно удаленных от контура скважины границах, а на контуре действует давление бурового раствора  $p_B = \gamma_B h$  и температурный градиент  $\Delta T$  от охлаждения стенок скважины по отношению к температуре в глубине массива. В результате построено распределение напряжений на контуре скважины:

$$\sigma_{\theta} = (2\lambda\gamma - \gamma_{\epsilon})h - \frac{\alpha E}{1-\nu} \Delta T, \sigma_z = \gamma h - \frac{\alpha E}{1-\nu}, \sigma_r = \gamma_{\epsilon} h, \quad (1.1)$$

где  $E$ ,  $\nu$  – соответственно модуль упругости и коэффициент Пуассона вмещающих пород;  $\alpha$  – коэффициент линейного теплового расширения породы;  $\lambda$  – коэффициент бокового распора.

Ориентация сжимающих напряжений  $\sigma_{\theta}$ ,  $\sigma_z$ ,  $\sigma_r$ , которые являются главными, показана на рисунке 1.1.

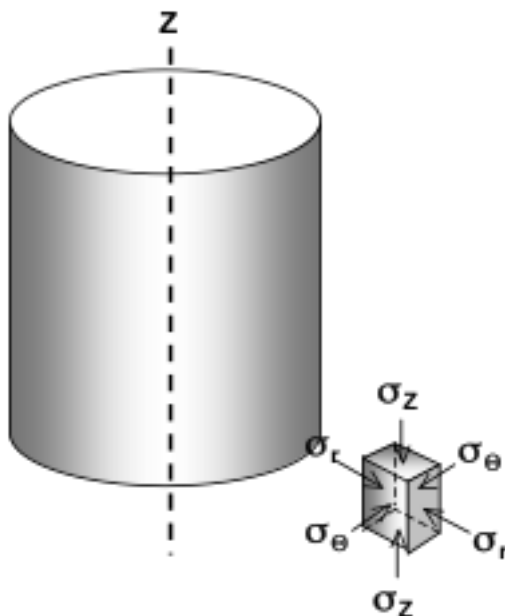


Рисунок 1.1 - Ориентация напряжений в прискважинном массиве ( $Z$  – ось скважины,  $\sigma_{\theta}$ ,  $\sigma_z$  и  $\sigma_r$  – главные напряжения)

Из выражений (1.1) следует, что в зависимости от удельного веса бурового раствора  $\gamma_b$ , температурного градиента  $\Delta T$  и коэффициента бокового распора  $\lambda$ , соотношения между главными напряжениями  $\sigma_{\theta}$ ,  $\sigma_z$  и  $\sigma_r$  могут быть различными:

1. Низкое внутреннее давление, малая величина  $\Delta T$  и большой коэффициент  $\lambda$  приводят к соотношению  $\sigma_{\theta} > \sigma_z > \sigma_r$  и тогда  $\sigma_1 = \sigma_{\theta}$ , а  $\sigma_3 = \sigma_r$ ;
2. При среднем по величине внутреннем давлении и средних величинах  $\Delta T$  и  $\lambda$   $\sigma_z > \sigma_{\theta} > \sigma_r$ , тогда  $\sigma_1 = \sigma_z$  и а  $\sigma_3 = \sigma_r$ ;

3. При большом внутреннем давлении, большой величине  $\Delta T$  и малой величине  $\lambda$   $\sigma_z > \sigma_r > \sigma_\theta$  и  $\sigma_1 = \sigma_z$ ,  $\sigma_3 = \sigma_\theta$ ;
4. Очень высокое внутреннее давление приводит к соотношению  $\sigma_r > \sigma_z > \sigma_\theta$ , тогда  $\sigma_1 = \sigma_r$ ,  $\sigma_3 = \sigma_\theta$ .

Достаточно полный обзор зарубежных исследований по устойчивости породных обнажений горных выработок приводится в работах [14–16], отечественных – в работе [2].

Для оценки устойчивости прискважинного массива необходимо воспользоваться условием прочности породы, в качестве которого может быть принято условие Кулона-Мора в виде:

$$\sigma_1 - \frac{\sigma_{сж}}{\sigma_p} \sigma_3 < \sigma_{сж}, \quad (1.2)$$

где  $\sigma_1$ ,  $\sigma_2$ ,  $\sigma_3$  – главные напряжения, причем,  $\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$ . Здесь и далее сжимающие напряжения считаются положительными, а растягивающие – отрицательными.

Из совместного анализа выражений (1.1) и (1.2) следует, что в первых трех случаях реализуется сдвиговый характер разрушения породных стенок скважины, а в четвертом – гидроразрыв породных стенок. Если исключить влияние температурного градиента, то при заданном коэффициенте бокового распора  $\lambda$  стенки скважины будут устойчивыми, если давление бурового раствора сохранится в пределах интервала, минимум которого соответствует сдвиговому разрушению, а максимум – гидроразрыву.

Таким образом, при нормальной эксплуатации скважин должен наблюдаться сдвиговый характер разрушения породных стенок с образованием сдвиговых трещин, пересекающих поверхность скважины. Исключением является режим гидроразрыва. Как показывает практика и лабораторные эксперименты, разрушение породных стенок скважины может происходить в результате развития трещин растяжения, ориентированных параллельно стенкам, или по терминологии [1] – трещин радиального растяжения.

Подробный анализ случаев разрушения от радиального растяжения приводится в работах [17; 18]. Упоминается аналогия со столбчатым разрушением породных образцов в условиях одноосного сжатия. Для объяснения такого механизма разрушения в работе [19] предлагается учитывать увеличение модуля упругости от контура скважины вглубь массива в зависимости от величины радиальных нормальных напряжений. При таком подходе на некотором удалении от контура, где нормальные тангенциальные напряжения достигают максимального значения, возможны разрушение прискважинного массива и последующее отслоение, что внешне соответствует разрушению от радиального растяжения. Этот же подход [19] к оценке напряженного состояния вокруг скважины объясняет, по мнению авторов, аномальные случаи устойчивости горных выработок, наблюдаемые на практике и в эксперименте [20], поскольку максимальные тангенциальные напряжения достигаются не на контуре выработки, а в глубине породного массива.

Подводя итог приведенному выше обзору существующих исследований по устойчивости незакрепленных скважин, можно отметить следующее.

Описанный в работе [19] механизм разрушения породных стенок скважины от радиального растяжения представляется не единственным и не очень убедительным, исходя из анализа соответствующих публикаций. Достаточно указать на объяснение столбчатого характера разрушения сжимаемых породных образцов в работе [2] и на последние исследования по траекториям сдвиговых трещин в поле сжимающих напряжений [21]. Более того, механизм разрушения от радиального растяжения получает прямое объяснение в рамках расчетной схемы, представленной в работе [22]. Данная расчетная схема позволяет оценить дополнительное напряженное состояние породного массива, которое соответствует наблюдаемому в массиве деформированному состоянию и определяет механизм разрушения. При использовании этой расчетной схемы массива следует учитывать начальное напряженное состояние, которое определяется по результатам лабораторных испытаний породных образцов, в условии прочности массива.

Поскольку в рекомендуемой расчетной схеме прочностные свойства массива прямо зависят от уровня его начального напряженного состояния, т.е. от глубины заложения выработок (прочностные параметры породного массива возрастают), появляется возможность объяснить механизма аномальной устойчивости выработок, в т.ч. буровых скважин.

Анализ устойчивости буровых скважин и образования зон разрушения в рамках рекомендуемой расчетной схемы позволяет оценить размеры оваллизации скважин в условиях анизотропного поля горизонтальных начальных напряжений. Это, в свою очередь, позволяет прогнозировать указанную анизотропию по результатам кавернометрии в буровых скважинах.

В дальнейшем следует различать анизотропию горизонтальных начальных напряжений и анизотропию горизонтальных дополнительных напряжений в деформированном массиве, перекрывающем подземное хранилище или разрабатываемое месторождение. Анизотропия дополнительных напряжений является причиной неравномерного нагружения системы «породный массив – эксплуатационная скважина» и возможного образования вертикальных трещин в затрубном пространстве, которые являются каналами миграции и нарушают равновесное состояние смежных флюидосодержащих породных пластов.

Следует заметить, что зарубежное исследование распределения напряжений вокруг скважины [19] во многом повторяет отечественное исследование [2]. В обеих публикациях рассматривается породный массив с переменным (возрастающим по увеличению глубины) модулем деформации. Приведенное в работе [2] распределение напряжений представляется более наглядным и простым с точки зрения анализа возможного разрушения и оценки устойчивости прискважинного породного массива.

## **1.2 Анализ существующих исследований устойчивости крепи скважин**

Как уже говорилось выше, основным грузонесущим элементом в конструкции скважины является крепь скважины, которую образуют обсадная колонна и цементное кольцо в затрубном пространстве. Устойчивость крепи к

восприятию внешних и внутренних нагрузок определяет основные функции скважины – изолирующую и технологическую.

Рассмотрим работы, посвященные устойчивости обсадных колонн и цементного кольца, т.е. обеспечению их прочности и герметичности.

Практика сооружения, эксплуатации и консервации скважин показывает [23], что нарушение герметичности обсадных труб происходит в основном в форме:

- смятия обсадных труб под воздействием избыточного наружного давления;
- разрыва по образующей под воздействием избыточного внутреннего давления;
- нарушения резьбовых соединений, которое особенно характерна для эксплуатационных скважин газовых и газоконденсатных месторождений.

Чтобы понять причины возникновения и механизм развития указанных аварийных ситуаций, необходимо рассмотреть нагрузки и их воздействие на обсадные трубы. В основном это те же нагрузки и воздействия, которые рассматривались при анализе устойчивости необсаженных скважин: горное давление со стороны вмещающего породного массива; давление флюида, заполняющего скважину; температурные воздействия; избыточное пластовое давление; дополнительно появляются нагрузка от собственного веса обсадных труб, давление от цементного раствора в затрубном пространстве и нагрузка от рабочего напорного давления в эксплуатируемых скважинах. В зависимости от сочетания этих нагрузок в пространстве (по глубине скважины, внутреннему или наружному контуру обсадных труб) и во времени (при сооружении, в начале или конце эксплуатации, при консервации) возможны различные механизмы возникновения аварийных ситуаций, связанных с нарушением прочности и последующим нарушением герметичности обсадных труб.

Горное давление со стороны вмещающего породного массива обсадные трубы воспринимают после твердения цементного раствора в затрубном пространстве и образования контактных условий взаимных смещений с



окружающим породным массивом. Поскольку начальные смещения массива, связанные с образованием выработанного пространства скважины, к этому моменту времени уже реализованы, обсадные трубы будут воспринимать смещения и соответствующие нагрузки от развивающихся во времени геомеханических процессов деформирования и разрушения, как это описано в работе [24], а также горизонтальные и вертикальные дополнительные нагрузки, обусловленные деформациями перекрывающего массива при эксплуатации подземных хранилищ или разработке месторождений. Эти нагрузки являются активными в отличие от реактивных нагрузок со стороны цементной оболочки и породного массива, которые появляются при избыточном внутреннем давлении в обсадных трубах [25; 26].

Давление флюидов (газа, воды, бурового и цементного растворов, нерастворителя и др.), если оно безнапорное, распределяется по гидростатическому закону и достигает максимального значения в нижней части скважины. Рабочее внутреннее напорное давление распределено равномерно по глубине скважины и обычно бывает максимальным в начале эксплуатации и минимальным в конце эксплуатации. Учитывая, что в нижней части скважины на обсадные трубы действует внешнее давление цементного раствора и, возможно, пластовое давление, избыточное суммарное (внутреннее и внешнее) давление в этой части скважины будет внешним и максимальным по глубине. В верхней части скважины избыточное суммарное давление при наличии рабочего давления будет внутренним и максимальным по глубине скважины.

Температурное воздействие на обсадные трубы, как и в рассмотренном выше воздействии на устойчивость породных стенок, связано с переносом тепла движущимися по трубе флюидами. Если при этом охлаждается нижняя часть скважины (обычно наблюдается в нагнетательных скважинах) в обсадных трубах возникает дополнительное растягивающее осевое усилие. При нагревании верхней части скважины, что обычно наблюдается при отборе газа, в обсадных трубах возникает дополнительное сжимающее осевое усилие, при закреплении труб на устье и в стволе скважины. В первом приближении температурное

воздействие в виде указанных осевых усилий  $P_t$  можно оценить следующим образом:

$$P_t = \alpha EF \Delta T, \quad (1.3)$$

где  $F$  – площадь поперечного сечения трубы,  $\Delta T$  – температурный градиент, т.е. разность температур флюида и обсадной трубы.

Осевое растягивающее усилие от собственного веса обсадных труб достигает максимального значения на устье скважины и распределяется по глубине скважины в зависимости от условий закрепления обсадных труб.

Тот или иной механизм возможных аварийных ситуаций реализуется в зависимости от сочетания действующих нагрузок и условий деформирования обсадных труб, под которыми понимаются условия свободного деформирования (например, в буровом или цементном растворе) и условия стесненного деформирования (например, в контакте с цементным камнем, вмещающим породным массивом).

Смятия обсадных труб следует ожидать в нижней части скважины, где избыточное давление является максимальным наружным. Разрыв обсадных труб наиболее вероятен в верхней части скважины, где избыточное давление является максимальным внутренним, разрыв по образующей обычно происходит при наличии дефектов в обсадных трубах.

Нарушение резьбовых соединений возможно как в нижней, так и в верхней частях скважины от воздействия осевых растягивающих усилий и при продольном изгибе колонны обсадных труб в стесненных условиях деформирования.

Практика эксплуатации скважин свидетельствует о том, что нарушение герметичности обсадных труб по причине их смятия и разрыва соединений имеет место даже в тех случаях, когда трубы были выбраны в соответствии с нормативными рекомендациями. Одной из причин такого отклонения фактической прочности труб от расчетной является принятая в расчетах идеализация действующих нагрузок и расчетных схем.

Большой объем теоретических и экспериментальных исследований посвящен уточнению расчетных нагрузок и расчетных схем обсадных труб [23–30]. Обзор этих работ и результаты отечественных исследований изложены в работах [23; 24].

В работе [23] скорректирована схема расчета обсадных труб на смятие при воздействии радиальных неравномерных нагрузок, распределенных по закону  $\cos 3\Theta$ , где  $\Theta$  – полярный угол. Исследовано влияние заводских дефектов в виде трещин при оценке прочности обсадных труб на разрыв. Выполнен анализ влияния температур на осевые усилия в трубах и взаимного влияния температурных осевых напряжений и окружных напряжений от радиального внутреннего и наружного давлений. Подробно рассмотрены случаи продольного изгиба в колонне обсадных труб и возникающие при этом напряженные состояния в стенках труб и резьбовых соединениях.

В этой же работе [23] выполнен анализ некоторых экспериментальных исследований. В результате анализа установлено, что внутреннее избыточное давление в трубах всегда меньше критического, при котором происходит разрыв труб. Таким образом, нарушение герметичности труб по причине их разрыва возможно только при наличии заводских дефектов.

При испытании обсадных труб диаметром 146 и 168 мм на смятие установлено уменьшение критического давления смятия при наличии осевых нагрузок: при осевых растягивающих усилиях до уровня 50% от предела текучести критическое сжимающее давление уменьшается на 16%. Однако, экспериментальные критические давления смятия в случае отсутствия осевых нагрузок всегда больше расчетных, поскольку обсадные трубы, как правило, имеют большие фактические допуски по толщине стенки и меньшую фактическую овальность труб по сравнению с ГОСТ 632-80 [31]. Более того, экспериментальные критические давления смятия труб в цементной оболочке всегда больше критических давлений смятия труб без цементной оболочки. Наличие цементной оболочки, совместно работающей с трубой, разгружает последнюю на 20-28%, а при отсутствии сцепления на контакте трубы и

цементного камня (при наличии глинистой корки) труба разгружается всего на 12%. Наличие контакта цементной оболочки с породным массивом также увеличивает разгрузку трубы. Влияние овальности и разностенности труб на сминающее давление практически исчезает в условиях совместной работы обсадных труб с цементной оболочкой. Цементная оболочка при увеличении внешнего давления разрушается раньше, чем происходит смятие трубы.

Таким образом, нарушение герметичности обсадных труб по причине их смятия и последующего развития в затрубном пространстве вертикальных трещин при наличии прочных контактов с цементной оболочкой представляется менее вероятным, чем трещинообразование за неразрушенной трубой на ее контакте с цементной оболочкой. Такой механизм трещинообразования и нарушения герметичности крепи скважины в большей степени возможен при наличии неравномерной нагрузки на всю конструкцию скважины со стороны породного массива.

Приведенные в работах [23; 32; 33] причины формирования неравномерной нагрузки на обсадные трубы – неоднородность горных пород, наличие каверн, неравномерность цементной оболочки и ошибки проектирования – являются важными, но не единственными. Еще одной, возможно определяющей, причиной формирования неравномерной нагрузки является анизотропия начальных и дополнительных горизонтальных напряжений в перекрывающем подземное хранилище породном массиве, как это отмечалось выше. Распределение этих напряжений и, следовательно, неравномерных нагрузок может быть описано по закону  $\cos 2\Theta$  [34].

Условия свободного деформирования обсадной трубы при неравномерном нагружении, рассмотренное в работе [23], не соответствует условиям стесненного деформирования на контакте с цементной оболочкой, которые требуют дополнительного анализа с точки зрения их влияния на разрушение обсадных труб по причине их смятия и образование в затрубном пространстве вертикальных трещин.

Наиболее реальным механизмом образования вертикальных трещин в затрубном пространстве является нарушение контактов между неразрушенной обсадной трубой и цементной оболочкой по причине проскальзывания или отрыва при воздействии неравномерной нагрузки со стороны породного массива. Этот механизм разрушения требует более подробного анализа.

Вертикальные трещины в затрубном пространстве могут образовываться в окрестности внутреннего контура цементной оболочки, что следует из результатов исследований процессов деформирования и разрушения цементной оболочки, как составного элемента конструкции скважины. Наиболее полный обзор существующих исследований этих процессов представлен в работе [35]. В этой же работе подробно анализируются процессы замещения в скважине бурового раствора цементным или тампонажным раствором, процессы твердения растворов и образование цементной (тампонажной) оболочки, сопровождающиеся растрескиванием последней и трещинообразованием.

Трещинообразование при механическом воздействии, т.е. под действием на цементную оболочку нагрузок, определяется механическими свойствами цементного камня. В качестве иллюстрации в таблице 1.1 приведены заимствованные из работы [35] механические характеристики портландцементного камня, полученные в результате испытаний на одноосное сжатие и растяжение: предел прочности при растяжении  $\sigma_p$ , предельная деформация при растяжении  $\varepsilon_p$ , модуль упругости при растяжении  $E_p$ , предел прочности при сжатии  $\sigma_{сж}$ , предельная деформация при сжатии  $\varepsilon_{сж}$ , модуль упругости при сжатии  $E_{сж}$ , коэффициент Пуассона  $\mu$ , предел адгезионной прочности на отрыв от металла  $\sigma_{от}$ . Испытания проводились для цементного камня при плотности  $\gamma_k = 1830 \text{ кг/м}^3$ , водоцементном соотношении В/Ц = 0.5, твердении при температуре 22°C под давлением 0.1 МПа.

Таблица 1.1 - Механические характеристики портландцементного камня, полученные в результате испытаний на одноосное сжатие и растяжение

| Время<br>твердения,<br>суток | $\sigma_p$ ,<br>МПа | $\varepsilon_p \cdot 10^4$ | $E_p \cdot 10^{-4}$ ,<br>МПа | $\sigma_{сж}$ ,<br>МПа | $\varepsilon_{сж} \cdot 10^4$ | $E_{сж} \cdot 10^{-4}$ ,<br>МПа | $\mu$ | $\sigma_{от}$ ,<br>МПа |
|------------------------------|---------------------|----------------------------|------------------------------|------------------------|-------------------------------|---------------------------------|-------|------------------------|
| 2                            | 1.2                 | 2.5                        | 0.5                          | 8                      | 27                            | 0.4                             | 0.2   | 0.5                    |
| 7                            | 1.8                 | 2.1                        | 0.9                          | 15                     | 19                            | 1.1                             | 0.3   | 0.6                    |
| 30                           | 2.7                 | 2.2                        | 1.3                          | 25                     | 21                            | 1.2                             | 0.2   | -                      |

В этой же работе [35] методами линейной теории упругости построено распределение напряжений и смещений в двухслойной конструкции скважины после твердения цементного раствора и установления контакта с окружающим породным массивом при росте внутреннего давления в обсадной трубе и появлении реактивного равномерно распределенного сопротивления окружающего породного массива. Приведены выражения для определения контактных давлений на контактах «обсадная труба - цементное кольцо» и «цементное кольцо – породный массив» в зависимости от деформационных параметров материала обсадных труб (модулей упругости  $E$  и коэффициентов Пуассона  $\mu$ ), цементного камня и горных пород, а также толщин труб и цементного кольца. Напряжения и смещения в произвольных точках обсадной трубы и цементного кольца определяются при этом по контактным давлениям по известным формулам Ламе.

Анализ напряженно-деформированного состояния конструкции скважины и возможных процессов разрушения цементной оболочки показал, что при определенных конструктивных параметрах скважины и силовом воздействии возможно появление остаточных деформаций в цементной оболочке и развитие в последней вертикальных трещин.

Следует отметить, что приведенная в работе картина осесимметричного деформирования и разрушения цементного камня с образованием вертикально развивающейся и кольцевой по контуру скважины трещины является упрощенной. Образование трещины более вероятно на ограниченных участках контура, где условия разрушения цементного камня наиболее благоприятны и где

имеются очаги зарождения трещины, сформировавшиеся в процессе твердения цементного раствора. Для анализа такого механизма образования трещин необходим учет неравномерности внешнего силового воздействия на конструкцию скважины по причине анизотропии дополнительного нагружения вмещающего скважину породного массива.

Для описания такого механизма трещинообразования в затрубном пространстве приведенное в работе решение осесимметричной задачи о деформировании и разрушении цементного кольца под воздействием избыточного внутреннего давления необходимо дополнить решением неосесимметричной задачи при внешнем силовом воздействии со стороны породного массива.

### **1.3 Анализ существующих исследований по учету неопределенности при оценке устойчивости горных выработок**

Исследования устойчивости открытого ствола и крепи скважин, представляющих собой протяженные горные выработки, выполняется, как правило, в детерминированной постановке, предполагающей существенную идеализацию собственно скважины, вмещающего породного массива и граничных условий.

Детерминированная постановка позволяет обоснованно применять методы механики сплошной среды и получать однозначные решения поставленных задач. Однако, высокая степень идеализации объекта исследований не позволяет учесть в используемой физической модели многие существенные факторы, влияющие на результаты исследований и носящих случайный характер. В качестве примера можно привести такой технологический фактор, как качество цементирования заколонного пространства, определяющее степень его заполнения цементом и, как следствие, формирование нагрузок на обсадную колонну со стороны породного массива. Или инженерно-геологический фактор – пространственную изменчивость геологического строения массива и его физико-механических свойств [36].

Эффективность технических и технологических решений при строительстве и эксплуатации скважин зависит от того, насколько полно учитываются все эти случайные влияющие факторы, вносящих в инженерные расчеты и проектные решения значительный уровень неопределенности.

Описание реальных природно-техногенных систем, к которым относятся подземные сооружения и вмещающие их породные массивы, и прогнозирование последствий принятия технических и технологических решений возможно на основе статистических моделей для описания случайных факторов, влияющих на работу подземных сооружений.

Вероятностные подходы применительно к задачам геомеханики и расчетам подземных сооружений развиты в работах [37–41], где рассмотрены некоторые практические задачи по оценке устойчивости горных выработок. В частности, задачи о распределении напряжений в окрестности незакрепленной горной выработки с учетом реального контура выработки и о вероятности ее разрушения, об определении нагрузок на крепь выработки по статистическим характеристикам областей разрушения на ее контуре, о статистических характеристиках напряжений в монолитной обделке выработки.

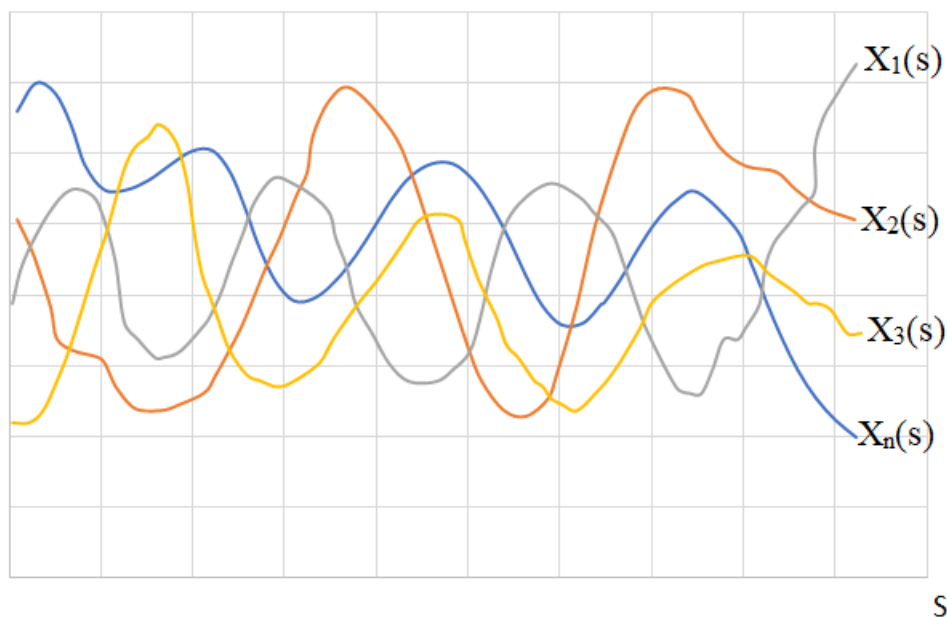
В работах [42; 43] описание горных выработок и оценка их устойчивости выполнена на основе специального раздела теории вероятностей – теории случайных функций, давно применяемой в строительной механике для оценки надежности конструкций и сооружений [44; 45], в частности для описания взаимодействия сооружений с неоднородными основаниями. В работах [42; 43] приведены постановка и решения ряда практических геомеханических задач на основе теории случайных функций, изложены соображения по развитию использованию этой теории применительно к геомеханике.

Случайной называется функция, которая в результате опыта принимает определенный, но заранее неизвестный вид. Конкретный вид, принимаемый случайной функцией в результате опыта, называется реализацией случайной функции. В результате группы опытов получается семейство реализаций случайной функции.



В качестве примера на рисунке 1.2 приведены результаты измерений нагрузок на крепь нескольких горизонтальных (а) и вертикальных (б) выработок, сооруженных в одних и тех же горно-геологических условиях [46].

а)  $X(s)$



б)  $X(s)$

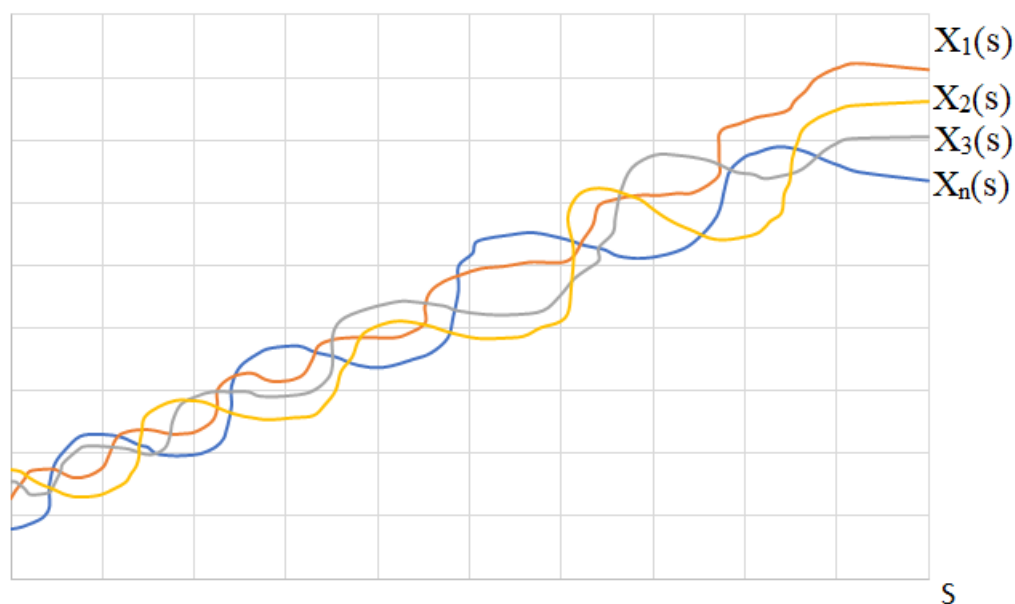


Рисунок 1.2 - Результаты измерений нагрузок в сечении крепи вдоль нескольких горизонтальных (а) и вертикальных (б) выработок

Измерение по каждой выработке дает одну кривую нагрузок – одну реализацию случайной функции нагрузок  $X(s)$ , где ось  $s$  совпадает с осью

выработки. Измерения по другим выработкам дают кривые, отличающиеся друг от друга, но представляющие одну и ту же случайную функцию  $X(s)$ . Зафиксируем некоторое значение аргумента  $s=S$ , в результате получим сечение семейства реализаций функции  $X(s)$  в точке  $S$ . В этом сечении случайная функция превращается в случайную величину  $x_i(S)$ ,  $i = 1, \dots, n$  (по числу реализаций). Т.е., каждое сечение случайной функции дает случайную величину, подчиняющуюся определенному закону распределения и для которой могут быть определены математическое ожидание и дисперсия.

Далее, определяются основные характеристики случайной функции  $x(s)$  по оси выработки – математическое ожидание и дисперсия, которые представляют собой неслучайные функции, которые для каждого фиксированного сечения равны математическому ожиданию и дисперсии данного сечения, также корреляционную – неслучайную функцию, характеризующую взаимосвязь между двумя различными сечениями [47].

Для оценки устойчивости горных выработок может быть использован коэффициент устойчивости  $K_y = \frac{q_{np}}{q}$ , равный отношению между несущей способностью крепи  $q_{np}$  и действующей нагрузкой  $q$ , которые по длине выработки в общем случае могут рассматриваться как случайные функции. Тогда коэффициент устойчивости также является случайной функцией по длине выработки  $K_y(S) = \frac{q_{np}(S)}{q(S)}$ , для которой через математические ожидания, дисперсии и корреляционные функции случайных функций  $q_{np}(S)$  и  $q(S)$  определяются соответствующие основные характеристики.

Устойчивость выработки в целом может быть оценена по относительному интервалу  $w = \frac{S_y}{S}$ , где  $S_y$  – интервал (часть выработки), который находится в устойчивом состоянии и для которого  $K_y(S)$  выше заданного уровня  $K_y^{np}$ , к общей длине выработки  $S$ , который является вероятностным показателем устойчивости выработки: при  $w = 1$  выработка обладает полной устойчивостью, при  $w = 0$  она полностью разрушена.

Авторами [42; 43] приведены аналитические зависимости для параметра  $w$  применительно к горизонтальным горным выработкам, для которых случайная функция является стационарной и характеризуется примерно равными по длине выработки математическими ожиданиями и дисперсиями. В качестве закона распределения для коэффициента устойчивости в сечениях выработки обоснованно используются нормальный и логарифмически нормальный законы.

Авторами оставлены без рассмотрения нестационарные случайные функции, характерные для вертикальных выработок, в том числе скважин.

Определяющим недостатком применения методов теории случайных функций является необходимость анализа большого объема статистического материала, накопление которого представляет основную и самую трудоемкую часть в исследовании устойчивости выработки и практически невозможно для скважин.

Альтернативным подходом к исследованию устойчивости горных выработок с учетом случайных влияющих факторов является имитационное моделирование, в основу которого положен метод Монте-Карло [46]. Метод Монте-Карло представляет собой метод формализованного описания неопределенности, позволяющий создавать множество сценариев, которые согласуются с заданными ограничениями на исходные параметры. Метод способен наиболее полно отразить неопределенности реального процесса и максимально учесть имеющуюся в распоряжении специалистов информацию.

В общем виде алгоритм имитационного моделирования с применением метода Монте-Карло приведен ниже на рисунке 1.3.



Рисунок 1.3 – Алгоритм выполнения имитационного моделирования с применением метода Монте-Карло

Имитационное моделирование с использованием метода Монте-Карло широко применяется в физике, экономике. В горнодобывающей промышленности и, в частности, при решении геомеханических задач имитационное моделирование в настоящее время имеет ограниченное применение [47–53], несмотря на то, что метод достаточно гибок и позволяет решать сложные задачи с большим числом влияющих случайных факторов с любыми законами распределения. А в качестве прогнозных моделей могут использоваться как аналитические, так и численные геомеханические модели.

В работах [49; 54] изложены методология и результаты имитационного моделирования при оценке нагрузок на крепи горизонтальных и вертикальных выработок, анализе устойчивости откосов, оценке оседаний земной поверхности над подземными сооружениями. В качестве прогнозных геомеханических моделей использованы положения нормативных документов и аналитические решения. Кроме того, показана эффективность реализации имитационного моделирования с использованием численного метода конечных элементов и метода Монте-Карло, когда генерация входной информации (механических свойств массива) осуществляется методом Монте-Карло, а затем выполняется многократное решение геомеханической методом конечных элементов.

В работе [50], которая является развитием работы [49], предложена обобщенная система имитационного моделирования кольцевых обделок городских транспортных подземных сооружений (горизонтальных и вертикальных выработок), методики, алгоритмы и программы для выполнения имитационного моделирования с применением метода Монте-Карло, нормативных расчетных положений и численных расчетов методом конечных элементов. Выполнено сопоставление имитационного моделирования и вероятностных оценок методами теории случайных функций, в результате чего показано преимущество имитационного моделирования.

#### **1.4 Постановка задач исследований**

Анализ существующих исследований в области устойчивости конструкций скважин, выполненный в предыдущих параграфах, позволяет сформулировать в качестве основной задачи диссертационных исследований разработку общих методических подходов к оценке критических состояний конструкций скважин, обусловленных геомеханическими процессами, и количественную оценку влияния геомеханических процессов на эксплуатационную надежность конструкций скважин.

Целью настоящего исследования является повышение надежности прогноза устойчивости эксплуатационных скважин подземных хранилищ газа в условиях недостаточной информации о свойствах и напряженном состоянии массива/

Для достижения сформулированной цели необходимо решить следующие задачи:

- Анализ геомеханических процессов в прискважинной области массива и возникновения критических состояний открытого ствола скважин при бурении и оценка влияния прочностных свойств, начального напряженного состояния вмещающих скважину пород и температурных напряжений формирования критических состояний открытого ствола скважин.
- Разработка методических рекомендаций по количественной оценке критических состояний открытого ствола скважин, обусловленных геомеханическими процессами.
- Анализ формирования нагрузок на элементы крепи скважин (обсадные колонны и цементное кольцо) и возникновения критических состояний элементов крепи скважин, обусловленных геомеханическими процессами и внутритрубным давлением и оценка влияния механических свойств и состояния вмещающего породного массива, конструктивных параметров крепи на формирование критических состояний конструкций скважин.
- Разработка методических рекомендаций по количественной оценке критических состояний крепи скважин при их эксплуатации.
- Оценка влияния случайных изменений свойств и состояния массива, конструктивных параметров скважин на возникновение критических состояний конструкции скважины по результатам имитационного моделирования и разработка методических рекомендаций по количественной оценке вероятности наступления критических состояний.
- Разработка метода прогнозирования устойчивости нефтегазовых скважин в условиях неопределенности свойств и состояния массива

Для решения поставленных диссертационных задач использованы аналитические и численные методы исследований геомеханических процессов и механического состояния подземных сооружений.

## **2 Геомеханическое обоснование критических состояний открытого ствола скважин**

### **2.1 Анализ критических состояний открытого ствола вертикальных эксплуатационных скважин подземных хранилищ газа**

Бурение скважин нарушает естественное состояние породного массива, сопровождается перераспределением напряжений в прискважинном массиве, процессами деформирования и разрушения стенок скважин и прилегающих пород.

В зависимости от свойств пород, состояния массива и свойств бурового раствора процессы деформирования и разрушения могут проявляться в кавернообразовании на стенках скважины, ее овализации и заплывании, а также трещинообразовании на стенках в результате гидроразрыва пород, что негативно сказывается на технико-экономических показателях бурения, приводит к неудовлетворительному качеству последующей цементации, другим нежелательным последствиям, вплоть до аварийных ситуаций.

Одним из способов управления состоянием стенок скважины и близлежащих пород при бурении является надлежащий подбор плотности бурового раствора.

Буровой раствор представляет собой сложную многокомпонентную дисперсную систему суспензионных, эмульсионных и аэрированных жидкостей, применяемых для промывки скважин в процессе бурения и создания необходимого противодействия на стенки скважины.

С точки зрения геомеханики, наиболее существенное влияние на эффективность бурения оказывает плотность бурового раствора. Плотность буровых растворов регулируется путем введения специальных утяжелителей (например, мела для утяжеления раствора до  $1500 \text{ кг/м}^3$ , барита и гематита - до  $2500 \text{ кг/м}^3$  и более). Снижение плотности буровых растворов до  $1000 \text{ кг/м}^3$  достигается за счет аэрации раствора или добавления к нему пенообразователей.



В газовой и нефтяной промышленности, а также в геологоразведке, есть два основных определения критических состояний, возникающих при бурении скважин – аварии и осложнения.

Авариями при бурении называют такие отклонения от нормального хода работ, которые приводят к преждевременному выходу из строя части или всего оборудования (инструмента) и к простое скважины в результате нарушения технологического процесса бурения. Аварии могут быть связаны с наземным оборудованием (с буровой вышкой, станком, двигателем, насосом, талевой системой), могут произойти внутри скважины. В результате аварии может частично или полностью выйти из строя оборудование и буровой инструмент. Иногда аварии приводят к потере скважины.

*Осложнением* при бурении называют такую ситуацию в скважине, при которой бурение продолжается, но резко снижается её углубление, а в некоторых ситуациях дальнейшая её проходка становится невозможной. Наиболее распространенные виды осложнений - осложнения, вызывающие нарушения целостности стенок скважины, поглощение бурового раствора, нефте-, газо- или водопрооявления.

Одним из видов осложнений может быть растворение с интенсивным кавернообразованием, которое происходит при прохождении соляных пород. Устойчивость стенок скважины в этом случае может быть достигнута при условии полного насыщения бурового раствора солью. При этом соль, содержащаяся в растворе, должна быть такой же, как и соль, из которой сложены стенки скважины. При небольшой мощности неоднородных солей основной мерой предупреждения их растворения является максимальное форсирование режима бурения с последующим спуском колонны и её цементирование. При большой мощности неоднородных солей наиболее надежное средство предотвращения их интенсивного растворения - бурение с применением безводных буровых растворов.

В таблице 2.1 приведены основные виды осложнений при бурении скважин, обусловленные критическими состояниями вмещающих пород на их стенках, а также последствия этих осложнений [1; 55].

Таблица 2.1 – Виды осложнений при бурении скважин, обусловленные критическими состояниями вмещающих пород.

| № п/п | Виды нарушения стенок скважин                     | Условия возникновения                                                                                                                                                                                    | Последствия                                                                                                                                                                                            |
|-------|---------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1     | Раскрытие естественных и образование новых трещин | Бурение пород с естественной трещиноватостью, а также пород любой разновидности при критических значениях гидродинамического давления в скважине                                                         | Поглощение, потеря циркуляции жидкости, нарушение устойчивости стенок скважин (осыпи, обвалы при сопутствующих условиях)                                                                               |
| 2     | Образование каверн                                | Бурение рыхлых слабосвязных пород, подверженных осыпанию ввиду незначительных сил сцепления между частицами и физико-химических процессов, происходящих при контакте стенок скважины с буровым раствором | Снижение скорости продвижения промывочной жидкости, образование застойных зон и скоплений шлама в зоне каверн, потеря ствола, некачественность цементирования обсадных колонн и большой расход цемента |
| 3     | Сужение ствола                                    | Бурение пластичных и склонных к ползучести пород                                                                                                                                                         | Уменьшение диаметра ствола, затяжки и посадки бурового снаряда, заклинивание его и обсадных колонн, прихват буровых труб                                                                               |
| 4     | Осыпание пород                                    | Бурение слабосвязанных и агрегатированных пород, разрушающихся и выпадающих в скважину в условиях колебания противодавления и перепада температур                                                        | Прихваты буровых труб, обсадных колонн и спускаемых в скважину приборов и устройств, невозможность постановки бурового снаряда на забой, рост каверн, увеличение затрат и снижение скорости бурения    |

Продолжение таблицы 2.1.

| №<br>п/п | Виды нарушения<br>стенок скважин | Условия возникновения                                                                                                              | Последствия                                                                                                                                                            |
|----------|----------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 5        | Обваливание пород                | Бурение перемятых в сильной степени трещиноватых пород, в особенности с крутым углом залегания в условиях, способствующих осыпанию | Пробкообразование и потеря циркуляции промывочной жидкости (прихваты носят тяжелый характер, образование опасных сводов и зависаний породы, потеря и отклонение ствола |

Оценим приведенные в таблице 2.1 осложнения при бурении скважин с точки зрения геомеханики. При этом воспользуемся расчетной схемой, предложенной и обоснованной в работах [56–58] и отличающейся от общепринятой учетом того, что породный массив еще до сооружения выработки (в данном случае скважины) находится в начальном напряженном состоянии, которому соответствует начальное поле деформаций и смещений. По контуру будущей выработки действуют начальные напряжения, представляющие собой не что иное, как распределенные по площади силы реакции породного массива, заключенного внутри контура, на остальной породный массив, в результате чего весь породный массив находится в исходном состоянии статического равновесия (рисунок 2.1а).

При сооружении выработки порода внутри контура выбирается и эти силы реакции снимаются (рисунок 2.1б). Именно эти снимаемые по контуру начальные напряжения и являются активным силовым фактором, вызывающим развитие геомеханических процессов в приконтурном массиве, его переход в новое состояние статического равновесия, который может происходить при неупругом деформировании и разрушении массива. В случае скважины развитию неупругих деформаций в массиве и процессов его разрушения препятствует гидростатическое давление бурового раствора, приложенное к стенкам скважины.

Таким образом, будем рассматривать невесомый породный массив в сечении, перпендикулярном вертикальной оси скважины; на удалении от контура скважины отсутствуют смещения и напряжения (при численных расчетах, например с использованием МКЭ, границы расчетного фрагмента массива, удаленные от кругового контура скважины, закрепляются в направлениях по соответствующим нормальям), а к контуру скважины приложены снимаемые начальные горизонтальные главные напряжения в массиве и противодействие бурового раствора.

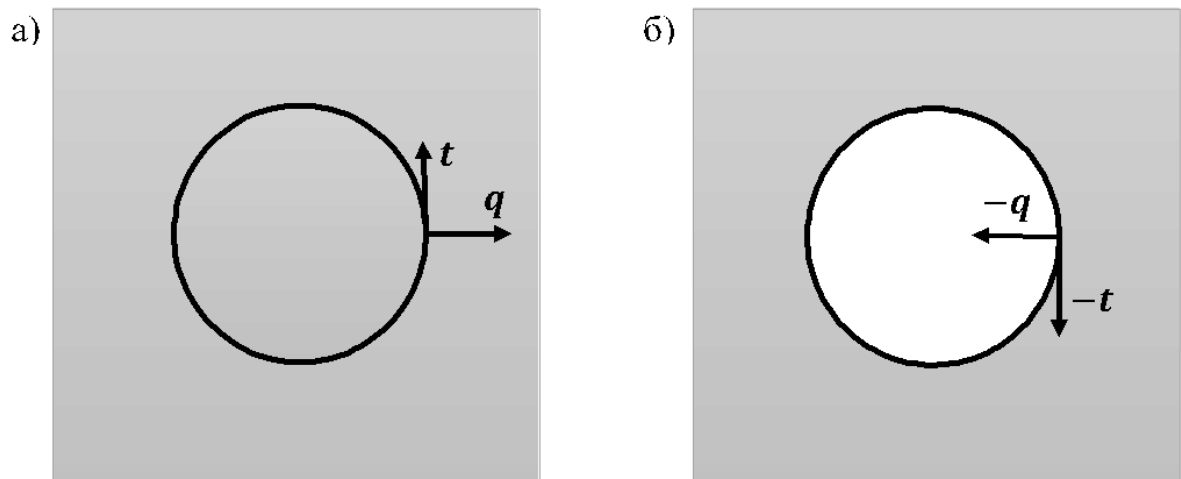


Рисунок 2.1 - Постановка задачи об устойчивости скважины в снимаемых напряжениях (а – нетронутый породный массив, б – массив после сооружения выработки;  $q$  – радиальные напряжения,  $t$  – тангенциальные напряжения)

Будем рассматривать сечение скважины и процесс естественного разрушения пород на ее стенках на удалении от забоя (на расстоянии, большем  $10r_0$ , где  $r_0$  – радиус скважины).

Будем считать начальное напряженное состояние массива фоновым, по отношению к которому условие предельного состояния породного массива, т.е. его перехода в стадию неупругого деформирования и разрушения, описывается некоторой поверхностью  $f(\sigma_z, \sigma_r, \sigma_\theta) = 0$  в пространстве дополнительных главных напряжений  $\sigma_z, \sigma_r, \sigma_\theta$  (рисунок 1.1) В качестве последней примем

поверхность, описываемую линейным уравнением Друккера-Прагера в инвариантах дополнительного напряженного состояния:

$$f = \sigma_i + \operatorname{tg} \beta \cdot \sigma_{cp} - d = 0 \text{ или } \sigma_i = d - \operatorname{tg} \beta \cdot \sigma_{cp}, \quad (2.1)$$

где  $\sigma_i = \frac{\sqrt{2}}{2} \sqrt{(\sigma_\theta - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_z)^2 + (\sigma_z - \sigma_\theta)^2}$  - интенсивность напряжений,

$\sigma_{cp} = \frac{1}{3}(\sigma_\theta + \sigma_r + \sigma_z)$ ,  $d$  и  $\beta$  - сцепление и угол внутреннего трения пород в

системе координат  $\sigma_{cp} \sigma_i$ , определяемые относительно фонового напряженного состояния массива (рисунок 2.2, а).

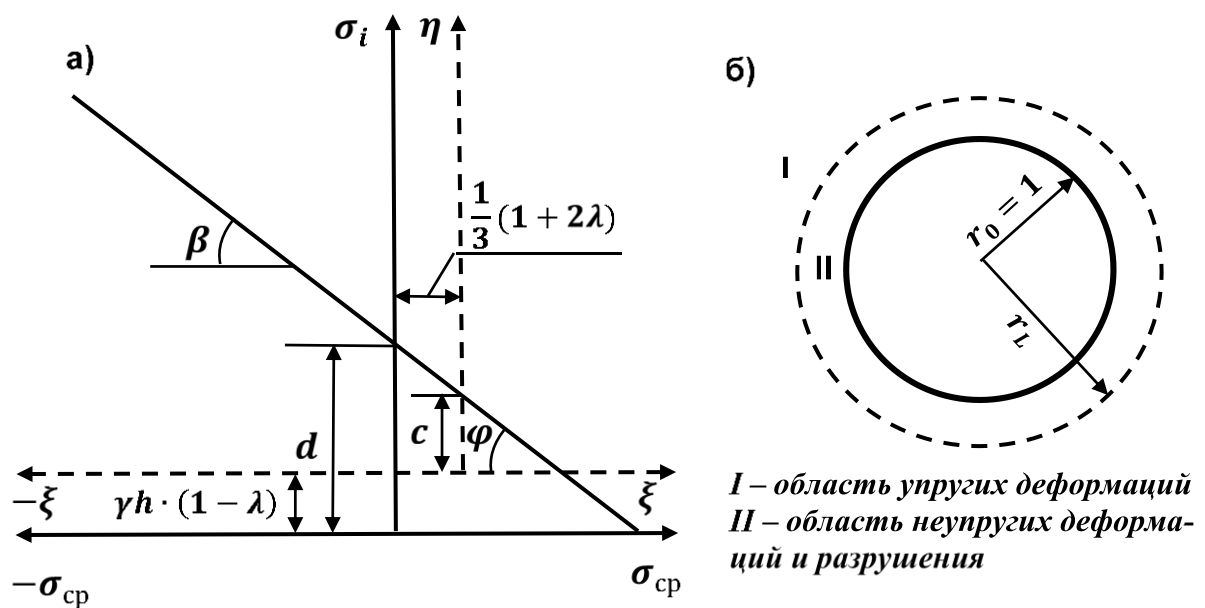


Рисунок 2.2 - Условие предельного состояния (а) и расчетная схема (б) решения задачи об устойчивости стенок вертикальной скважины в дополнительных напряжениях

Уравнение предельного состояния для результатов лабораторных испытаний образцов, которое используется в постановке задачи в полных напряжениях, имеет следующий вид:

$$\eta = c - \operatorname{tg} \varphi \cdot \xi, \quad (2.2)$$

где  $\eta$  - интенсивность напряжений,  $\xi$  - среднее напряжение, фиксируемые в

лабораторных экспериментах;  $c$  – сцепление,  $\varphi$  – угол внутреннего трения, определяемые по результатам лабораторных экспериментов.

Входящие в уравнение (2.1) сцепление  $d$  и угол внутреннего трения  $\beta$  связаны со сцеплением  $c$  и углом внутреннего трения  $\varphi$ , входящими в (2.2), связаны соотношениями [57]:

$$d = c + \gamma h \cdot (1 - \lambda) + \frac{1}{3} \operatorname{tg} \varphi \cdot \gamma h \cdot (1 + 2\lambda); \beta = \varphi. \quad (2.3)$$

Формирование в прискважинном массиве дополнительного напряженного состояния с компонентами  $\sigma_z$ ,  $\sigma_r$  и  $\sigma_\theta$  при их определенной комбинация (2.1) приводит к неупругому деформированию и разрушению пород (рисунок 2.2, б). Оценим это дополнительное напряженное состояние для следующих граничных условий: на удалении от скважины дополнительные напряжения будут стремиться к нулю, т.е. при  $r \rightarrow \infty$   $\sigma_r \rightarrow 0$  и  $\sigma_\theta \rightarrow 0$ . На контуре скважины с относительным радиусом  $r_0 = 1$  действуют распределенная снимаемая растягивающая нагрузка  $\lambda \rho g h = \lambda \gamma h$  и сжимающее противодействие бурового раствора  $-\rho_p g h = -\gamma_p h$ , где  $\rho$  и  $\rho_p$  – соответственно средняя плотность вышележащих пород и средняя плотность бурового раствора,  $g$  – ускорение свободного падения,  $h$  – глубина рассматриваемого сечения скважины,  $\lambda$  – коэффициент бокового распора. Т.е., при  $r = r_0 = 1$   $\sigma_r = (\lambda \gamma - \gamma_p)h$ .

В области упругих деформаций компоненты напряженного состояния равны:

$$\sigma_r = \frac{C_1}{r^2} + C_3, \quad \sigma_\theta = -\frac{C_1}{r^2} + C_3, \quad (2.4)$$

где константы  $C_1$  и  $C_3$  определяются из граничных условий на удалении от скважины и на границе раздела областей упругих и неупругих деформаций при  $r = r_L$  из условия непрерывности напряжений и смещений:  $C_3 = 0$  и  $C_1 = p_L \cdot r_L^2$ , где  $p_L$  – давление на границе раздела областей упругих и неупругих деформаций, подлежащее определению.

Таким образом, в области упругих деформаций компоненты напряжений равны:

$$\sigma_r = \frac{p_L \cdot r_L^2}{r^2}, \quad \sigma_\theta = -\frac{p_L \cdot r_L^2}{r^2}. \quad (2.5)$$

В области неупругих деформаций вплоть до ее границы можно без особой погрешности считать материал практически несжимаемым ( $\varepsilon_r + \varepsilon_\theta + \varepsilon_z = 0$ ). Тогда из условия плоской деформации ( $\varepsilon_z = 0$ ) получаем  $\sigma_z = \frac{1}{2}(\sigma_r + \sigma_\theta)$  и условие предельного состояния (2.1) переписывается в виде:

$$\frac{\sqrt{3}}{2}(\sigma_r - \sigma_\theta) = d - \operatorname{tg} \beta \cdot \frac{1}{2}(\sigma_r + \sigma_\theta). \quad (2.6)$$

Принимая  $r = r_L$  и подставляя (2.5) в (2.6) получим выражение для давления на границе раздела областей упругих и неупругих деформаций:

$$p_L = \frac{d}{\sqrt{3}}. \quad (2.7)$$

В области неупругих деформаций и разрушения деформаций физическое уравнение, определяющее поведение пород, будет иметь вид (2.6). Выразим компоненты напряжений через функцию напряжений:

$$\sigma_r = \frac{1}{r} \cdot \frac{d\Phi}{dr}; \quad \sigma_\theta = \frac{d^2\Phi}{dr^2}. \quad (2.8)$$

Подставим их в физическое уравнение (2.6). Решая дифференциальное уравнение, получим выражение для функции напряжений:

$$\Phi = \frac{d}{2\operatorname{tg} \beta} \cdot r^2 - C_1 \cdot \frac{\operatorname{tg} \beta - \sqrt{3}}{2\sqrt{3}} \cdot r^{\frac{2\sqrt{3}}{\operatorname{tg} \beta - \sqrt{3}}} + C_2. \quad (2.9)$$

Выразив напряжения через функцию напряжений, получим:

$$\sigma_r = \frac{d}{\operatorname{tg} \beta} + C_1 \cdot r^{-\frac{2\operatorname{tg} \beta}{\operatorname{tg} \beta - \sqrt{3}}}, \quad \sigma_\theta = \frac{d}{\operatorname{tg} \beta} - C_1 \left( \frac{\operatorname{tg} \beta + \sqrt{3}}{\operatorname{tg} \beta - \sqrt{3}} \right) \cdot r^{-\frac{2\operatorname{tg} \beta}{\operatorname{tg} \beta - \sqrt{3}}}. \quad (2.10)$$

Постоянную интегрирования  $C_1$  определим из граничного условия на границе раздела областей неупругих и упругих деформаций (при  $r = r_L$ ), где радиальное напряжение равно давлению  $p_L$  (2.7):

$$C_1 = d \cdot \frac{\operatorname{tg} \beta - \sqrt{3}}{\sqrt{3} \cdot \operatorname{tg} \beta} \cdot r_L^{\frac{2\operatorname{tg} \beta}{\operatorname{tg} \beta - \sqrt{3}}}. \quad (2.11)$$

Тогда:

$$\sigma_r = \frac{d}{\operatorname{tg} \beta} + d \cdot \frac{\operatorname{tg} \beta - \sqrt{3}}{\sqrt{3} \cdot \operatorname{tg} \beta} \cdot \left(\frac{r_L}{r}\right)^{\frac{2\operatorname{tg} \beta}{\operatorname{tg} \beta - \sqrt{3}}}, \quad \sigma_\theta = \frac{d}{\operatorname{tg} \beta} - d \cdot \frac{\operatorname{tg} \beta + \sqrt{3}}{\sqrt{3} \cdot \operatorname{tg} \beta} \cdot \left(\frac{r_L}{r}\right)^{\frac{2\operatorname{tg} \beta}{\operatorname{tg} \beta - \sqrt{3}}}. \quad (2.12)$$

Границу раздела областей упругих и неупругих деформаций определим из граничных условий на контуре скважины  $r = r_0 = 1$ , где  $\sigma_r = (\lambda\gamma - \gamma_p)h$ :

$$r_L^{\frac{2\operatorname{tg} \beta}{\operatorname{tg} \beta - \sqrt{3}}} = \frac{\gamma h \cdot \left(\lambda - \frac{\gamma_p}{\gamma}\right) - \frac{d}{\operatorname{tg} \beta}}{d \left(\frac{\operatorname{tg} \beta - \sqrt{3}}{\sqrt{3} \operatorname{tg} \beta}\right)}. \quad (2.13)$$

Рассмотрим условия разрушения пород на стенках скважины. Примем  $r_L = 1$  и из выражения (2.13) получим предельную минимальную величину плотности бурового раствора, обеспечивающую устойчивость стенок скважины:

$$\left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{\min} = \lambda - \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot \frac{d}{\gamma h}. \quad (2.14)$$

Предельную максимальную величину плотности бурового раствора, при которой обеспечивается устойчивость стенок скважины, получим аналогичным образом, приняв на границе областей упругих и неупругих деформаций при  $r = r_L$

$$\sigma_r = p_L = -\frac{d}{\sqrt{3}}:$$

$$\left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{\max} = \lambda + \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot \frac{d}{\gamma h}. \quad (2.15)$$

Для последующего анализа преобразуем выражения (2.14) и (2.15), перейдя к прочностным параметрам пород, определяемым по результатам лабораторных экспериментов и используя выражения (2.3):

$$\left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{\min} = \lambda - \frac{\sqrt{3}}{3} \left(\frac{c}{\gamma h} + (1 - \lambda) + \frac{1 + 2\lambda}{3} \operatorname{tg} \varphi\right), \quad (2.16)$$

$$\left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{\max} = \lambda + \frac{\sqrt{3}}{3} \left(\frac{c}{\gamma h} + (1 - \lambda) + \frac{1 + 2\lambda}{3} \operatorname{tg} \varphi\right). \quad (2.17)$$



Входящие в выражения (2.16) и (2.17) прочностные параметры – сцепление  $c$  и угол внутреннего трения  $\varphi$  – определяются по результатам лабораторных испытаний образцов в пространстве трех главных напряжений. Они связаны с прочностными параметрами пород – сцеплением  $k$  и углом внутреннего трения  $\delta$ , входящими в уравнение прямолинейной огибающей предельных кругов напряжений Мора

$$\frac{1}{\cos \delta} \cdot \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} = k - \operatorname{tg} \delta \cdot \frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2} \quad (2.18)$$

Соотношениями [59]:

$$c = k \frac{6 \cos \delta}{3 - \sin \delta}, \quad \varphi = \operatorname{arctg} \left( \frac{6 \sin \delta}{3 - \cos \delta} \right). \quad (2.19)$$

С учетом (2.18) выражения (2.16) и (2.17) могут быть переписаны в виде:

$$\left( \frac{\gamma_p}{\gamma} \right)_{\min} = \lambda - \frac{\sqrt{3}}{3} (1 - \lambda) - \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot \frac{6 \cos \delta}{3 - \sin \delta} \left( \frac{k}{\gamma h} + \frac{1}{3} (1 + 2\lambda) \cdot \operatorname{tg} \delta \right), \quad (2.20)$$

$$\left( \frac{\gamma_p}{\gamma} \right)_{\max} = \lambda + \frac{\sqrt{3}}{3} (1 - \lambda) + \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot \frac{6 \cos \delta}{3 - \sin \delta} \left( \frac{k}{\gamma h} + \frac{1}{3} (1 + 2\lambda) \cdot \operatorname{tg} \delta \right). \quad (2.21)$$

Выражения (2.20) и (2.21) целесообразно использовать для рыхлых и слабосцементированных пород типа песков, а также пластичных пород типа глин.

С учетом соотношения, связывающего предел прочности породы на одноосное сжатие с параметрами прямолинейной огибающей предельных кругов напряжений Мора  $\sigma_{сж} = \frac{2k \cdot \cos \delta}{1 - \sin \delta}$  [2], выражения (2.20) и (2.21) переписутся в

виде:

$$\left( \frac{\gamma_p}{\gamma} \right)_{\min} = \lambda - \frac{\sqrt{3}}{3} (1 - \lambda) - \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot \frac{6 \cos \delta}{3 - \sin \delta} \left( \frac{\sigma_{сж}}{\gamma h} \cdot \frac{1 - \sin \delta}{2 \cos \delta} + \frac{1}{3} (1 + 2\lambda) \cdot \operatorname{tg} \delta \right), \quad (2.22)$$

$$\left( \frac{\gamma_p}{\gamma} \right)_{\max} = \lambda + \frac{\sqrt{3}}{3} (1 - \lambda) + \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot \frac{6 \cos \delta}{3 - \sin \delta} \left( \frac{\sigma_{сж}}{\gamma h} \cdot \frac{1 - \sin \delta}{2 \cos \delta} + \frac{1}{3} (1 + 2\lambda) \cdot \operatorname{tg} \delta \right). \quad (2.23)$$

Выражения (2.22) и (2.23) целесообразно использовать для связных пород типа песчаников, аргиллитов, алевролитов, солей.

Выражения (2.20) и (2.21) ограничивают возможный интервал изменения плотности бурового раствора, при выходе из которого наступает неупругое деформирование прискважинной области массива и его разрушение. По существу, эти выражения описывают диаграмму устойчивости открытого ствола скважины в различных горно-геологических условиях.

Следует отметить, что выражения (2.20) и (2.21) идентичны аналогичным выражениям, полученным при решении осесимметричной задачи при использовании расчетной схемы в полных напряжениях.

Для сравнения оценим предельные плотности бурового раствора  $\left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{\min}$  и  $\left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{\max}$ , используя постановку задачи в снимаемых напряжениях и уравнение предельного состояния в виде прямолинейной огибающей предельных кругов напряжений Мора (2.17), которое перепишем следующим образом:

$$\frac{1}{\cos \delta} \cdot \frac{\sigma_r - \sigma_\theta}{2} = k - \operatorname{tg} \delta \cdot \frac{\sigma_r + \sigma_\theta}{2}; \quad (2.24)$$

$$\frac{1}{\cos \delta} \cdot \frac{\sigma_\theta - \sigma_r}{2} = k - \operatorname{tg} \delta \cdot \frac{\sigma_\theta + \sigma_r}{2}, \quad (2.25)$$

где выражение (2.24) используется для определения  $\left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{\min}$ , а выражение (2.25) – для определения  $\left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{\max}$ .

Решая аналогичным образом упругопластическую задачу и опуская промежуточные выкладки, запишем выражения для минимальной и максимальной плотностей бурового раствора:

$$\left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{\min} = \lambda - \frac{k}{\gamma h} \cdot \cos \delta, \quad (2.26)$$

$$\left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{\max} = \lambda + \frac{k}{\gamma h} \cdot \cos \delta \quad (2.27)$$

или:

$$\left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{\min} = \lambda - \frac{\sigma_{сж}}{\gamma h} \cdot \frac{1 - \sin \delta}{2}, \quad (2.28)$$

$$\left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{\max} = \lambda + \frac{\sigma_{с.ж.}}{\gamma h} \cdot \frac{1 - \sin \delta}{2}. \quad (2.29)$$

Выполним сравнительную оценку минимальной и максимальной плотностей бурового раствора, рассчитанных с использованием условия предельного состояния пород в инвариантах напряженного состояния (2.1) и огибающей предельных кругов Мора (2.18). Примем для определенности коэффициент бокового распора равным  $\lambda = 0.5, 1$ , а прочностные параметры горных пород равными [60]  $\delta = 20^\circ, 40^\circ$  и  $\frac{k}{\gamma h} = 0.17, 0.33$ .

Результаты вычислений по формулам (2.20), (2.21) и (2.22), (2.23) приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Сравнительный анализ использования различных условий предельного состояния при оценке устойчивости открытого ствола скважин при коэффициентах бокового распора 0,5 и 1.

| Условие предельного состояния в инвариантах напряжений (2.1)                 |                                   |                                   |                                   |                                   |                     |                                   |                                   |                                   |                                   |
|------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|---------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| $\lambda = 0.5$                                                              |                                   |                                   |                                   |                                   | $\lambda = 1.0$     |                                   |                                   |                                   |                                   |
| $\delta = 20^\circ$                                                          | $k/\gamma h = 0.17$               |                                   | $k/\gamma h = 0.33$               |                                   | $\delta = 20^\circ$ | $k/\gamma h = 0.17$               |                                   | $k/\gamma h = 0.33$               |                                   |
|                                                                              | $(\frac{\gamma_p}{\gamma})_{min}$ | $(\frac{\gamma_p}{\gamma})_{max}$ | $(\frac{\gamma_p}{\gamma})_{min}$ | $(\frac{\gamma_p}{\gamma})_{max}$ |                     | $(\frac{\gamma_p}{\gamma})_{min}$ | $(\frac{\gamma_p}{\gamma})_{max}$ | $(\frac{\gamma_p}{\gamma})_{min}$ | $(\frac{\gamma_p}{\gamma})_{max}$ |
|                                                                              | -                                 | 1.29                              | -                                 | 1.49                              |                     | 0.35                              | 1.65                              | 0.15                              | 1.85                              |
| $\delta = 40^\circ$                                                          | $k/\gamma h = 0.17$               |                                   | $k/\gamma h = 0.33$               |                                   | $\delta = 40^\circ$ | $k/\gamma h = 0.17$               |                                   | $k/\gamma h = 0.33$               |                                   |
|                                                                              | $(\frac{\gamma_p}{\gamma})_{min}$ | $(\frac{\gamma_p}{\gamma})_{max}$ | $(\frac{\gamma_p}{\gamma})_{min}$ | $(\frac{\gamma_p}{\gamma})_{max}$ |                     | $(\frac{\gamma_p}{\gamma})_{min}$ | $(\frac{\gamma_p}{\gamma})_{max}$ | $(\frac{\gamma_p}{\gamma})_{min}$ | $(\frac{\gamma_p}{\gamma})_{max}$ |
|                                                                              | -                                 | 1.60                              | -                                 | 1.78                              |                     | -                                 | 2.13                              | -                                 | 2.31                              |
| Условие предельного состояния в виде огибающей предельных кругов Мора (2.18) |                                   |                                   |                                   |                                   |                     |                                   |                                   |                                   |                                   |
| $\lambda = 0.5$                                                              |                                   |                                   |                                   |                                   | $\lambda = 1.0$     |                                   |                                   |                                   |                                   |
| $\delta = 20^\circ$                                                          | $k/\gamma h = 0.17$               |                                   | $k/\gamma h = 0.33$               |                                   | $\delta = 20^\circ$ | $k/\gamma h = 0.17$               |                                   | $k/\gamma h = 0.33$               |                                   |
|                                                                              | $(\frac{\gamma_p}{\gamma})_{min}$ | $(\frac{\gamma_p}{\gamma})_{max}$ | $(\frac{\gamma_p}{\gamma})_{min}$ | $(\frac{\gamma_p}{\gamma})_{max}$ |                     | $(\frac{\gamma_p}{\gamma})_{min}$ | $(\frac{\gamma_p}{\gamma})_{max}$ | $(\frac{\gamma_p}{\gamma})_{min}$ | $(\frac{\gamma_p}{\gamma})_{max}$ |
|                                                                              | 0.34                              | 0.66                              | 0.19                              | 0.81                              |                     | 0.84                              | 1.16                              | 0.69                              | 1.31                              |
| $\delta = 40^\circ$                                                          | $k/\gamma h = 0.17$               |                                   | $k/\gamma h = 0.33$               |                                   | $\delta = 40^\circ$ | $k/\gamma h = 0.17$               |                                   | $k/\gamma h = 0.33$               |                                   |
|                                                                              | $(\frac{\gamma_p}{\gamma})_{min}$ | $(\frac{\gamma_p}{\gamma})_{max}$ | $(\frac{\gamma_p}{\gamma})_{min}$ | $(\frac{\gamma_p}{\gamma})_{max}$ |                     | $(\frac{\gamma_p}{\gamma})_{min}$ | $(\frac{\gamma_p}{\gamma})_{max}$ | $(\frac{\gamma_p}{\gamma})_{min}$ | $(\frac{\gamma_p}{\gamma})_{max}$ |
|                                                                              | 0.37                              | 0.63                              | 0.25                              | 0.75                              |                     | 0.87                              | 1.13                              | 0.75                              | 1.25                              |

Как видно из таблицы, учет среднего напряжения при оценке устойчивости открытого ствола скважины существенно расширяет интервал устойчивого

состояния стенок скважины, определяемый минимальной и максимальной величинами плотности бурового раствора. Это объясняется упрочняющим действием среднего напряжения, что необходимо учитывать при оценке устойчивости стенок скважины. Поэтому, в дальнейшем при оценке влияния свойств и состояния породного массива на устойчивость открытого ствола скважины целесообразно использовать расчетные выражения (2.20), (2.21) и (2.22), (2.23), полученные из условия предельного состояния в инвариантах напряжений (2.1).

На рисунке 2.3 представлен характер разрушения прискважинного породного массива при значениях относительной плотности бурового раствора за границами диапазона, обозначенного выражениями (2.20) - (2.23).

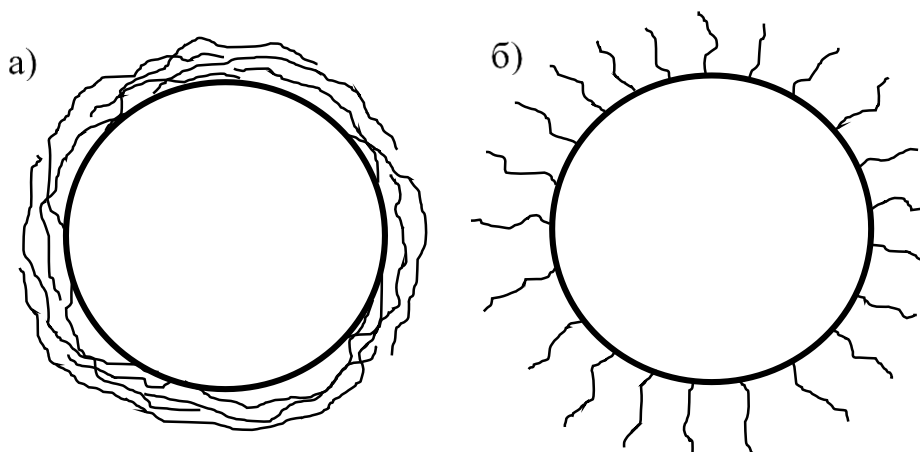


Рисунок 2.3 - Характер разрушения прискважинного массива при значениях относительной плотности бурового раствора а) меньше минимальной, б) больше максимальной

При относительной плотности бурового раствора  $\frac{\gamma_p}{\gamma} \leq (\frac{\gamma_p}{\gamma})_{min}$  разрушение стенок скважины имеет сдвиговый характер (рисунок 2.3, а). Следствием чего является осыпание пород, кавернообразование на стенках, заплывание скважины с прихватом бурового инструмента, что соответствует видам осложнений 2-6 из таблицы 2.1.

При относительной плотности бурового раствора  $\frac{\gamma_p}{\gamma} \geq (\frac{\gamma_p}{\gamma})_{max}$  разрушение стенок скважины происходит с раскрытием существующих и образованием

новых трещин отрыва в радиальном направлении в результате гидроразрыва пород (рисунок 2.3, б), следствием чего является поглощение бурового раствора, что соответствует виду осложнений 1 из таблицы 2.1.

## 2.2 Оценка влияния свойств и состояния вмещающих пород на формирование критических состояний открытого ствола скважин

Оценим влияние механических свойств и состояния породного массива на устойчивость открытого ствола скважин, определяемую интервалом изменения плотности бурового раствора  $\left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{min} \leq \frac{\gamma_p}{\gamma} \leq \left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{max}$ , используя при этом расчетные выражения (2.20) и (2.21).

Как следует из последних, критические состояния породных стенок скважин зависят от следующих факторов:

- прочностных свойств пород в прискважинной области, характеризующихся коэффициентом сцепления  $k$  (пределом прочности на одноосное сжатие  $\sigma_{сж}$ ) и углом внутреннего трения  $\delta$ ;

- начального напряженного состояния породного массива, характеризующегося вертикальным начальным напряжением  $\gamma h$  и коэффициентом бокового распора  $\lambda$ .

Рассмотрим последовательно влияние перечисленных факторов на устойчивость скважин и их критические состояния при выполнении буровых работ, проанализировав вначале наиболее простую ситуацию: вертикальная скважина пройдена в однородном породном массиве с гидростатическим полем начальных напряжений ( $\lambda = 1$ ), сложенным породами с близким к нулю относительным коэффициентом сцепления ( $k/\gamma h \approx 0$ ). В этом случае предельные величины плотности бурового раствора зависят только от угла внутреннего трения пород:

$$\left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{min} = 1 - \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot \frac{6 \sin \delta}{3 - \sin \delta}, \quad (2.30)$$

$$\left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{\max} = 1 + \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot \frac{6 \sin \delta}{3 - \sin \delta}. \quad (2.31)$$

Ниже на рисунке 2.4 представлены графические зависимости предельных относительных плотностей бурового раствора, построенные с использованием формул (2.30) и (2.31) для углов внутреннего трения в интервале [60]  $\delta = 20^\circ \div 40^\circ$ , что соответствует увеличению прочности горных пород. Здесь же показаны границы областей бурения: с глинистым раствором для  $0.4 < \frac{\gamma_p}{\gamma}$ ; с легкими жидкостями для  $0.28 < \frac{\gamma_p}{\gamma} < 0.4$ ; с воздушной продувкой для  $\frac{\gamma_p}{\gamma} < 0.28$ .

Как видно из рисунка 2.4, для начального напряженного состояния массива, близкого к гидростатическому, при условии близкого к нулю относительного коэффициента сцепления пород увеличение угла их внутреннего трения, что соответствует увеличению прочности пород, закономерно приводит к расширению интервала устойчивости стенок скважины, что выражается в снижении минимально допустимой и увеличению максимально допустимой плотностей бурового раствора. При этом устойчивость стенок скважины при углах внутреннего трения ниже  $26^\circ$ , что соответствует рыхлым, слабоцементированным и пластичным породам, обеспечивается только при использовании глинистых растворов. Для связных и прочных пород устойчивость стенок скважины обеспечивается при использовании легких жидкостей и воздушной продувки.

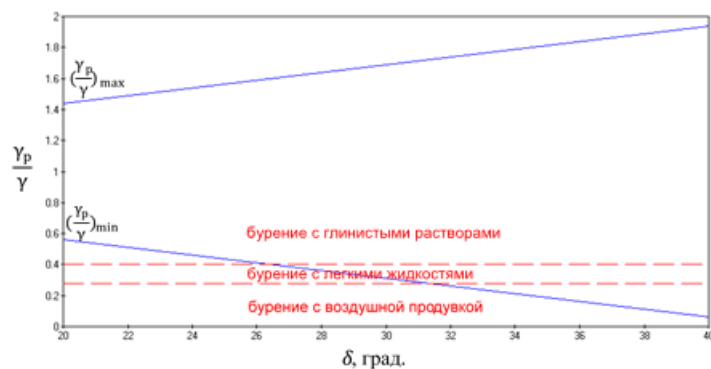


Рисунок 2.4 – зависимость величины относительного удельного веса бурового раствора от угла внутреннего трения горных пород

Рассмотрим влияние стенок скважины другой прочностной характеристики пород – их коэффициента сцепления  $k$ . Формулы для определения критических плотностей бурового раствора с учетом коэффициента сцепления запишутся в виде:

$$\left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{\min} = 1 - \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot \frac{6 \sin \delta}{3 - \sin \delta} - \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot \frac{6 \cos \delta}{3 - \sin \delta} \cdot \frac{k}{\gamma h}, \quad (2.32)$$

$$\left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{\max} = 1 + \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot \frac{6 \sin \delta}{3 - \sin \delta} + \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot \frac{6 \cos \delta}{3 - \sin \delta} \cdot \frac{k}{\gamma h}. \quad (2.33)$$

Результаты расчетов по формулам (2.32) и (2.33) приведены в таблице 2.3, где в числителе указаны величины минимальной относительной плотности бурового раствора, а в знаменателе – максимальной. Диапазон изменения коэффициента сцепления, нормированного по величине вертикального давления  $\frac{k}{\gamma h}$ , принят по данным, приведенным в работе [60],  $\frac{k}{\gamma h} = 0 \div 0.3$ . При этом величина вертикального начального напряжения принята по эмпирической зависимости для скважин глубиной более 500 м [61] равна  $\gamma h = 0.018h - 0.9$  (МПа).

Таблица 2.3 - Зависимость минимальной и максимальной величин относительного удельного веса бурового раствора от коэффициента сцепления, нормированного по величине вертикального давления

| $\frac{\gamma_p}{\gamma_{\min}} / \frac{\gamma_p}{\gamma_{\max}}$ |           |           |           |           |           |           |           |
|-------------------------------------------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| $\frac{k}{\gamma h} \backslash \delta$                            | 0.00      | 0.05      | 0.10      | 0.15      | 0.20      | 0.25      | 0.30      |
| 20°                                                               | 0.56/1.44 | 0.5/1.5   | 0.43/1.57 | 0.38/1.62 | 0.32/1.68 | 0.26/1.74 | 0.19/1.81 |
| 25°                                                               | 0.44/1.56 | 0.38/1.62 | 0.32/1.68 | 0.26/1.74 | 0.2/1.8   | 0.13/1.87 | 0.07/1.93 |
| 30°                                                               | 0.31/1.69 | 0.25/1.75 | 0.19/1.81 | 0.13/1.87 | 0.07/1.93 | 0.01/1.99 | 0/2.05    |
| 35°                                                               | 0.19/1.81 | 0.13/1.87 | 0.07/1.93 | 0.01/1.99 | 0/2.04    | 0/2.1     | 0/2.16    |
| 40°                                                               | 0.06/1.94 | 0/2.0     | 0/2.05    | 0/2.11    | 0/2.17    | 0/2.22    | 0/2.28    |

Ниже на рисунке 2.5 приведены графические зависимости критических плотностей бурового раствора от угла внутреннего трения для различных величин коэффициента сцепления горных пород, характеризующие влияние последнего на устойчивое состояние стенок скважины в условиях начального напряженного состояния, близкого к гидростатическому.

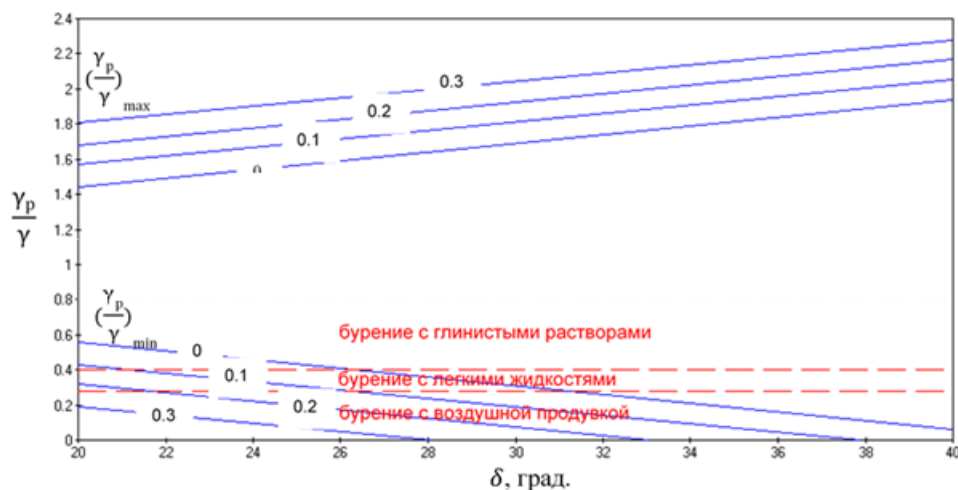


Рисунок 2.5 - Влияние коэффициента сцепления горных пород (значения указаны на графиках) на максимальную и минимальную величины относительного удельного веса бурового раствора при коэффициенте бокового распора равном 1

На рисунке 2.6 показаны границы применения буровых растворов с различными наполнителями, обеспечивающих устойчивость стенок скважин, для различных углов внутреннего трения и коэффициентов сцепления вмещающих пород.

Как видно из рисунка 2.6, коэффициент сцепления горных пород оказывает упрочняющее воздействие на прочность прискважинного массива и его влияние соизмеримо с влиянием угла внутреннего трения. С ростом коэффициента сцепления возрастает интервал устойчивости стенок скважин.



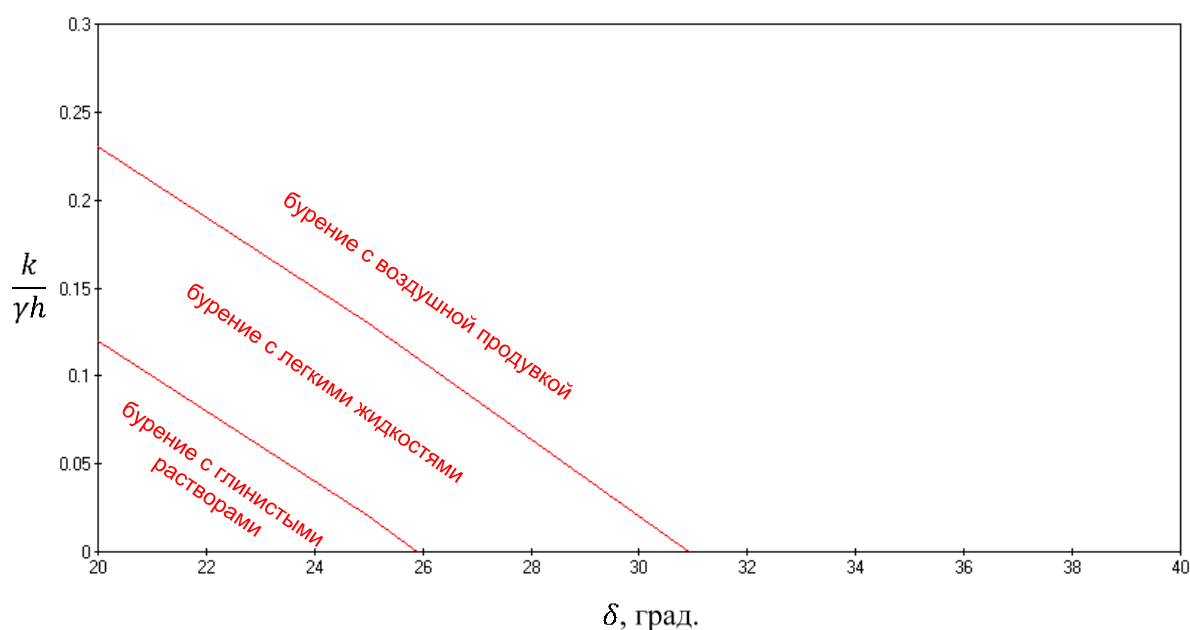


Рисунок 2.6 – Границы применения буровых растворов для пород с различными углами внутреннего трения и коэффициентами сцепления при коэффициенте бурового раствора, равном 1

В условиях начального напряженного состояния, близкого к гидростатическому, и отличном от нуля относительном коэффициенте сцепления устойчивость стенок скважин обеспечивается:

- в породах с  $\delta < 26^\circ$  и  $\frac{k}{\gamma h} < 0.12$  при бурении только с глинистыми буровыми растворами;
- в породах с  $26^\circ < \delta < 31^\circ$  и  $0.12 < \frac{k}{\gamma h} < 0.23$  при бурении с легкими жидкостями;
- в породах с  $\delta > 31^\circ$  и  $\frac{k}{\gamma h} > 0.23$  при бурении с воздушной продувкой.

Оценим устойчивость стенок скважины при ее бурении в условиях начального напряженного состояния массива, отличного от гидростатического и характеризующегося коэффициентом бокового распора  $\lambda$ , который может быть как меньше 1, что характерно для осадочных породных массивов со спокойным залеганием пород, так и больше 1 в условиях дополнительного тектонического воздействия.

Выполним сопоставительные оценки критических плотностей бурового раствора с использованием выражений (2.20) и (2.21) для  $\lambda = 0.7, 1$  и  $1.5$  при  $\frac{k}{\gamma h} = 0.05 \div 0.3$  и  $\delta = 20^\circ \div 40^\circ$ .

Ниже в таблице 2.4 приведены результаты расчетов минимальных (в числителе) и максимальных (в знаменателе) относительных плотностей бурового раствора для  $\lambda = 0.7$  и  $1.5$ ; результаты расчетов для  $\lambda = 0.5$  и  $1$  приведены выше в таблице 2.2.

Ниже на рисунке 2.7 приведены графические зависимости критических плотностей бурового раствора для коэффициентов бокового распора  $\lambda = 0.7$  (а) и  $1.5$  (б), аналогичные зависимости для коэффициента бокового распора  $\lambda = 1$  приведены на рисунке 2.5.

Таблица 2.4 - Влияние коэффициента бокового распора на минимальное и максимальное значения относительного удельного веса бурового раствора

| $\frac{\gamma_p}{\gamma_{min}} / \frac{\gamma_p}{\gamma_{max}}$ |           |           |           |           |           |           |           |
|-----------------------------------------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| $\lambda = 0.7$                                                 |           |           |           |           |           |           |           |
| $\frac{k}{\gamma h}$<br>$\delta, \text{град.}$                  | 0.00      | 0.05      | 0.10      | 0.15      | 0.20      | 0.25      | 0.30      |
| 20                                                              | 0.17/0.88 | 0.11/0.94 | 0.05/1.01 | 0/1.07    | 0/1.13    | 0/1.19    | 0/1.25    |
| 25                                                              | 0.07/0.98 | 0.01/1.04 | 0/1.1     | 0/1.16    | 0/1.22    | 0/1.29    | 0/1.35    |
| 30                                                              | 0/1.08    | 0/1.14    | 0/1.2     | 0/1.26    | 0/1.32    | 0/1.38    | 0/1.44    |
| 35                                                              | 0/1.18    | 0/1.24    | 0/1.3     | 0/1.36    | 0/1.42    | 0/1.47    | 0/1.53    |
| 40                                                              | 0/1.28    | 0/1.34    | 0/1.4     | 0/1.45    | 0/1.51    | 0/1.56    | 0/1.62    |
| $\lambda = 1.5$                                                 |           |           |           |           |           |           |           |
| 20                                                              | 1.19/2.38 | 1.13/2.44 | 1.07/2.51 | 1.01/2.56 | 0.95/2.63 | 0.89/2.69 | 0.83/2.75 |
| 25                                                              | 1.03/2.55 | 0.97/2.61 | 0.91/2.67 | 0.85/2.73 | 0.79/2.79 | 0.73/2.85 | 0.67/2.91 |
| 30                                                              | 0.86/2.71 | 0.8/2.77  | 0.74/2.83 | 0.68/2.89 | 0.62/2.95 | 0.56/3.01 | 0.5/3.07  |
| 35                                                              | 0.7/2.88  | 0.64/2.94 | 0.58/3    | 0.52/3.06 | 0.46/3.11 | 0.4/3.17  | 0.35/3.23 |
| 40                                                              | 0.53/3.05 | 0.47/3.1  | 0.42/3.16 | 0.36/3.22 | 0.3/3.27  | 0.25/3.33 | 0.19/3.39 |

Как видно из результатов расчетов, уменьшение коэффициента бокового распора ведет к снижению критических плотностей бурового раствора, как минимальной, так и максимальной плотностей (рисунок 2.7, а). То есть, повышается устойчивость скважин в отношении сдвиговых разрушений их стенок (рисунок 2.3, а) – устойчивость стенок скважин обеспечивается при бурении с воздушной продувкой практически во всех диапазонах изменения угла внутреннего трения и коэффициента сцепления. При этом возрастает риск реализации разрушения вмещающих пород вследствие их гидроразрыва (рисунок 2.3, б), что особенно важно для водонасыщенных пластов горных пород, о чем будет сказано ниже.

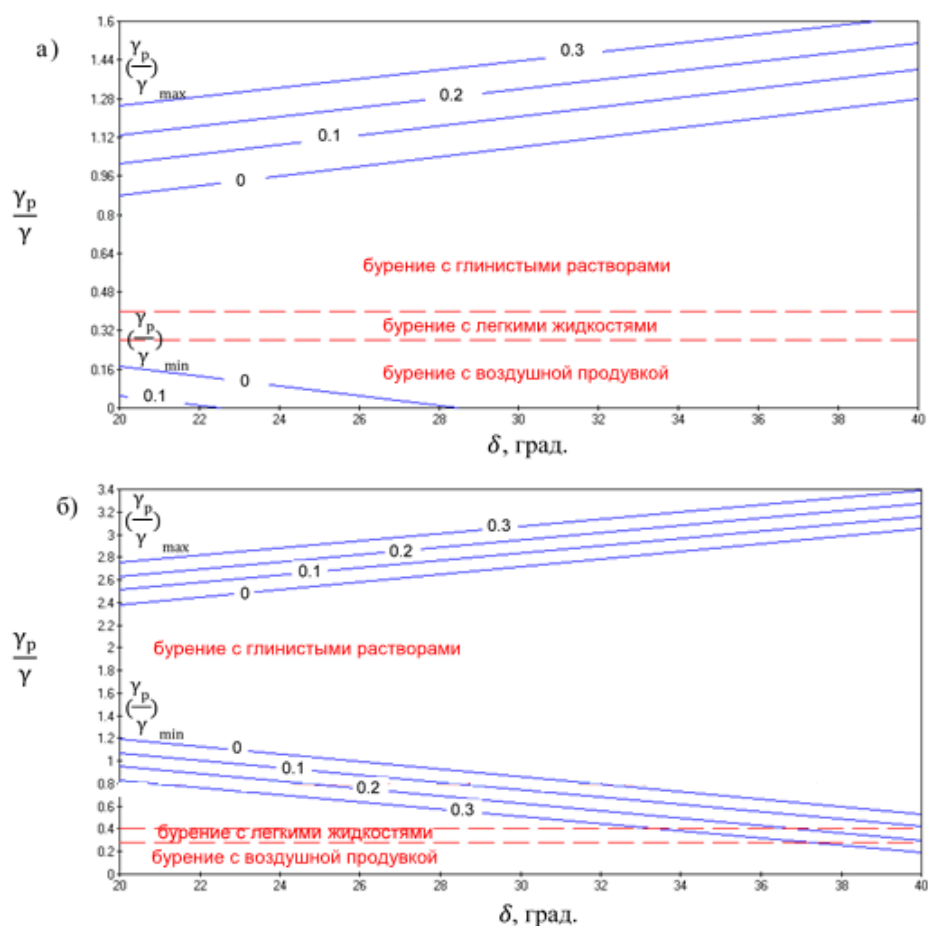


Рисунок 2.7 - зависимости критических значений относительного удельного веса бурового раствора от значений коэффициента бокового распора: а) 0.7, б) 1.5

Уменьшение коэффициента бокового распора ведет к снижению критических плотностей бурового раствора, как минимальной, так и максимальной плотностей

(рисунок 2.7, а). То есть, повышается устойчивость скважин в отношении сдвиговых разрушений их стенок (рисунок 2.3, а) – устойчивость стенок скважин обеспечивается при бурении с воздушной продувкой практически во всех диапазонах изменения угла внутреннего трения и коэффициента сцепления. При этом возрастает риск реализации разрушения вмещающих пород вследствие их гидроразрыва (рисунок 2.3, б), что особенно важно для водонасыщенных пластов горных пород, о чем будет сказано ниже.

При наличии тектонического воздействия, которое учитывается через коэффициент бокового распора  $\lambda > 1$  (1.5), наблюдается обратная картина (рисунок 2.7, б). Повышается устойчивость скважин по отношению реализации разрушения их стенок вследствие гидроразрыва пород, что выражается в увеличении максимально допустимой плотности бурового раствора. И наоборот, происходит снижение устойчивости по отношению к реализации сдвиговых разрушений на их стенках: устойчивость стенок скважин обеспечивается:

- в породах с  $\delta < 40^\circ$  и  $\frac{k}{\gamma h} < 0.74$  только при бурении с глинистыми растворами;

- в породах с  $\delta > 40^\circ$  и  $\frac{k}{\gamma h} > 0.74$  при бурении с легкими жидкостями и воздушной продувкой.

На рисунке 2.8 показаны границы применения буровых растворов с различными наполнителями для величины коэффициента бокового распора  $\lambda = 1.5$  при различных сочетаниях угла внутреннего трения и коэффициента сцепления горных пород, границы применения буровых раствором для коэффициента бокового распора  $\lambda = 1$  показаны на рисунке 2.6.

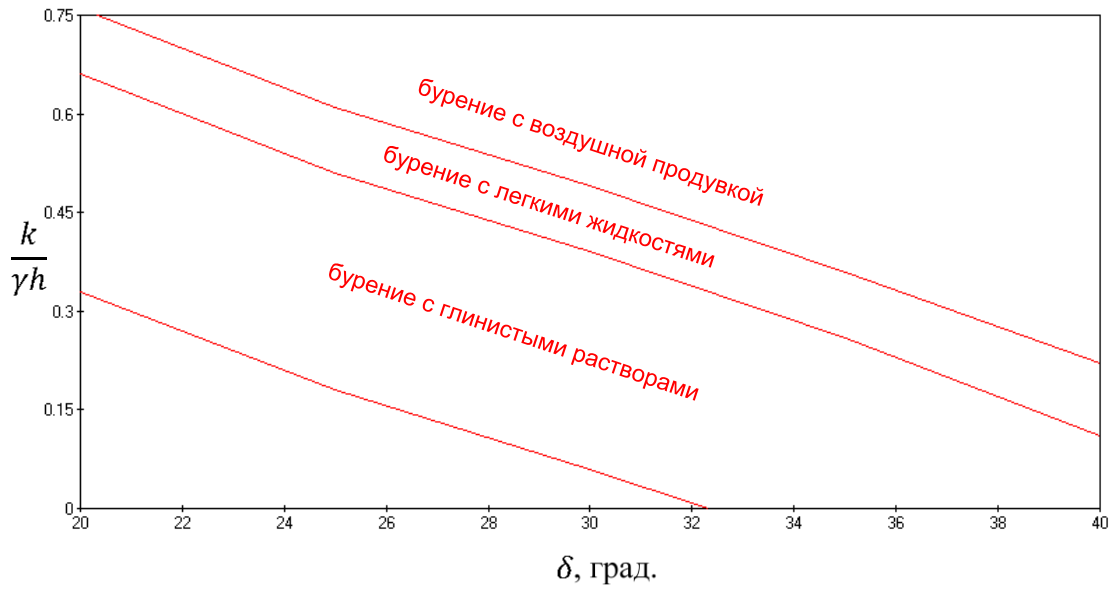


Рисунок 2.8 - зависимости критических значений относительного удельного веса бурового раствора от значений коэффициента бокового распора: а) 0.7, б) 1.5

### 2.2.1 Влияние пластового давления на устойчивость открытого ствола скважин

Для водонасыщенных пластов, пересекаемых скважиной, начальное напряженное состояние массива, учитываемое уравнением предельного состояния (2.1), в общем виде могут быть выражены в инвариантах напряженного состояния следующим образом [59]:

$$\sigma_{cp} = \sigma_{\phi} = -\left(\frac{1}{3}\gamma h(1+2\lambda) - \omega p_{пл}\right), \quad \sigma_i = \gamma h(1-\lambda), \quad (2.34)$$

где  $p_{пл}$  – давление насыщающей воды,  $0 \leq \omega \leq 1$  – безразмерный коэффициент, учитывающий степень воздействия пластового давления на скелет породы.

Выражения (2.3) для сцепления и угла внутреннего трения, входящих в условие предельного состояния (2.1), с учетом (2.24) и (2.25) переписутся в виде:

$$d = c + \gamma h(1-\lambda) + \frac{1}{3}tg\varphi \cdot \gamma h \cdot (1+2\lambda) - tg\omega \cdot p_{пл}, \quad \beta = \varphi. \quad (2.35)$$

Кроме изменения (2.38), в изложенном выше решении задачи изменяется также граничное условие на контуре скважины при  $r = r_0 = 1$ , где  $\sigma_r = (\lambda\gamma - \gamma_p)h - \omega \cdot p_{пл}$ , при котором граница выражение для определения границы

раздела между областями упругих и неупругих деформаций (2.13) перепишется следующим образом:

$$r_L^{\frac{2tg\beta}{tg\beta-\sqrt{3}}} = \frac{\gamma h(\lambda - \frac{\gamma_p}{\gamma}) - \frac{d}{tg\beta} - \omega p_{nl}}{d(\frac{tg\beta - \sqrt{3}}{\sqrt{3}tg\beta})}, \quad (2.36)$$

откуда, приравнявая  $r_L = 1$ , получим измененное выражение для минимальной плотности бурового раствора:

$$\left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{\min} = \lambda - \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot \frac{d}{\gamma h} - \omega \frac{p_{nl}}{\gamma h}. \quad (2.37)$$

Положив на границе областей упругих и неупругих деформаций при  $r = r_L$   $\sigma_r = p_L = -\frac{d}{\sqrt{3}}$ , получим измененное выражение для максимальной плотности бурового раствора:

$$\left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{\max} = \lambda + \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot \frac{d}{\gamma h} - \omega \frac{p_{nl}}{\gamma h}. \quad (2.38)$$

С учетом (2.35), (2.37) и (2.38) получим следующие выражения для критических плотностей бурового раствора, в которых, по сравнению с (2.16) и (2.17) добавляются члены  $\omega \frac{p_{nl}}{\gamma h} (1 \mp \frac{tg\varphi}{\sqrt{3}})$ , определяющие влияние пластического давления на устойчивость стенок скважин и выбор бурового раствора:

$$\left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{\min} = \lambda - \frac{\sqrt{3}}{3} \left(\frac{c}{\gamma h} + (1 - \lambda) + \frac{1}{3}tg\varphi(1 + 2\lambda)\right) - \omega \frac{p_{nl}}{\gamma h} \left(1 - \frac{tg\varphi}{\sqrt{3}}\right), \quad (2.39)$$

$$\left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{\max} = \lambda + \frac{\sqrt{3}}{3} \left(\frac{c}{\gamma h} + (1 - \lambda) + \frac{1}{3}tg\varphi(1 + 2\lambda)\right) - \omega \frac{p_{nl}}{\gamma h} \left(1 + \frac{tg\varphi}{\sqrt{3}}\right). \quad (2.40)$$

С учетом этих добавочных членов выражения (2.20) и (2.21) перепишутся в виде:

$$\left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{\min} = \lambda - \frac{\sqrt{3}}{3}(1 - \lambda) - \frac{\sqrt{3}}{3} \frac{6\cos\delta}{3 - \sin\delta} \left(\frac{k}{\gamma h} + \frac{1}{3}(1 + 2\lambda)tg\delta\right) - \omega \frac{p_{nl}}{\gamma h} \left(1 - \frac{\sqrt{3}}{3} \frac{6\sin\delta}{3 - \sin\delta}\right), \quad (2.41)$$

$$\left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{\max} = \lambda + \frac{\sqrt{3}}{3}(1 - \lambda) + \frac{\sqrt{3}}{3} \frac{6\cos\delta}{3 - \sin\delta} \left(\frac{k}{\gamma h} + \frac{1}{3}(1 + 2\lambda)tg\delta\right) - \omega \frac{p_{nl}}{\gamma h} \left(1 + \frac{\sqrt{3}}{3} \frac{6\sin\delta}{3 - \sin\delta}\right), \quad (2.42)$$

а выражения (2.22) и (2.23) – в виде:

$$\left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{\min} = \lambda - \frac{\sqrt{3}}{3}(1-\lambda) - \frac{\sqrt{3}}{3} \frac{6\cos\delta}{3-\sin\delta} \left(\frac{\sigma_{\text{сжс}}}{\gamma h} \frac{1-\sin\delta}{2\cos\delta} + \frac{1}{3}(1+2\lambda)\text{tg}\delta\right) - \omega \frac{p_{\text{пл}}}{\gamma h} \left(1 - \frac{\sqrt{3}}{3} \frac{6\sin\delta}{3-\sin\delta}\right), \quad (2.43)$$

$$\left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{\max} = \lambda + \frac{\sqrt{3}}{3}(1-\lambda) + \frac{\sqrt{3}}{3} \frac{6\cos\delta}{3-\sin\delta} \left(\frac{\sigma_{\text{сжс}}}{\gamma h} \frac{1-\sin\delta}{2\cos\delta} + \frac{1}{3}(1+2\lambda)\text{tg}\delta\right) - \omega \frac{p_{\text{пл}}}{\gamma h} \left(1 + \frac{\sqrt{3}}{3} \frac{6\sin\delta}{3-\sin\delta}\right). \quad (2.44)$$

В дальнейшем, при оценке влияния пластового давления на устойчивость стенок скважин будем рассматривать нормальное пластовое давление, когда давление пластовой жидкости приблизительно равно гидростатическому давлению столба воды плотностью  $1000 \text{ кг/м}^3$  от кровли водонасыщенного пласта до поверхности, т.е.  $p_{\text{пл}}^H = \rho_{\text{в}}gh$  и  $\frac{p_{\text{пл}}}{\gamma h} = \frac{\gamma_{\text{в}}}{\gamma}$ . Для приближенных расчетов можно принять [59]  $\omega = 1$ , а среднюю плотность перекрывающих пород равной  $2200 \div 2300 \text{ кг/м}^3$ . Тогда  $\frac{p_{\text{пл}}}{\gamma h} = \frac{\gamma_{\text{в}}}{\gamma} \approx 0.45$ .

В таблице 2.5 приведены результаты расчетов минимальных (в числителе) и максимальных (в знаменателе) относительных плотностей бурового раствора для  $\lambda = 0.7, 1$  и  $1.5$  с учетом влияния нормального пластового давления.

Как видно из таблицы, наличие пластового давления существенно снижает вероятность сдвигового разрушения стенок скважин, что выражается в уменьшении минимально допустимой плотности бурового раствора. В то же время минимальная плотность бурового раствора должна предотвращать поступление в скважину пластовой жидкости, что возможно при соблюдении соотношения  $\left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{\min} > \frac{\gamma_{\text{в}}}{\gamma} \approx 0.45$ . Таким образом, при коэффициентах бокового распора в интервале  $0.7 \leq \lambda \leq 1$ , который характерен для пород осадочного чехла, не подверженных тектоническому воздействию, при пересечении скважиной водонасыщенных пластов для всех диапазонов изменения коэффициента сцепления и угла внутреннего трения пород должно соблюдаться соотношение  $\left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{\min} > 0.45$ .

В то же время, в водонасыщенных породах снижается устойчивость стенок скважин в отношении реализации разрушения вследствие гидроразрыва, что

выражается в уменьшении максимально допустимой плотности бурового раствора.

Таблица 2.5 – критические плотности бурового раствора с учетом влияния пластового давления

| $\frac{\gamma_p}{\gamma_{min}} / \frac{\gamma_p}{\gamma_{max}}$ |           |           |           |           |           |           |           |
|-----------------------------------------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| $\lambda = 0.7$                                                 |           |           |           |           |           |           |           |
| $k/\gamma h$<br>$\delta$ , град.                                | 0.00      | 0.05      | 0.10      | 0.15      | 0.20      | 0.25      | 0.30      |
| 20                                                              | 0/0.58    | 0/0.64    | 0/0.7     | 0/0.76    | 0/0.82    | 0/0.89    | 0/0.95    |
| 25                                                              | 0/0.62    | 0/0.68    | 0/0.74    | 0/0.8     | 0/0.87    | 0/0.93    | 0/0.99    |
| 30                                                              | 0/0.67    | 0/0.73    | 0/0.79    | 0/0.85    | 0/0.91    | 0/0.97    | 0/1.03    |
| 35                                                              | 0/0.71    | 0/0.77    | 0/0.83    | 0/0.89    | 0/0.94    | 0/1.0     | 0/0.1.06  |
| 40                                                              | 0/0.75    | 0/0.81    | 0/0.87    | 0/0.92    | 0/0.98    | 0/1.03    | 0/1.09    |
| $\lambda = 1.0$                                                 |           |           |           |           |           |           |           |
| 20                                                              | 0.31/0.8  | 0.24/0.86 | 0.18/0.92 | 0.12/0.98 | 0.06/1.04 | 0/1.1     | 0/1.16    |
| 25                                                              | 0.24/0.86 | 0.18/0.92 | 0.12/0.98 | 0.06/1.05 | 0/1.11    | 0/1.17    | 0/1.23    |
| 30                                                              | 0.17/0.93 | 0.11/0.99 | 0.05/1.05 | 0/1.11    | 0/1.17    | 0/1.23    | 0/1.29    |
| 35                                                              | 0.1/1.0   | 0.04/1.06 | 0/1.12    | 0/1.18    | 0/1.23    | 0/1.29    | 0/1.35    |
| 40                                                              | 0.03/1.07 | 0/1.13    | 0/1.18    | 0/1.24    | 0/1.29    | 0/1.35    | 0/1.41    |
| $\lambda = 1.5$                                                 |           |           |           |           |           |           |           |
| 20                                                              | 0.95/1.16 | 0.88/1.22 | 0.82/1.28 | 0.76/1.34 | 0.7/1.4   | 0.64/1.46 | 0.58/1.52 |
| 25                                                              | 0.84/1.25 | 0.78/1.32 | 0.72/1.39 | 0.65/1.46 | 0.59/1.51 | 0.53/1.57 | 0.47/1.63 |
| 30                                                              | 0.73/1.37 | 0.67/1.43 | 0.61/1.49 | 0.55/1.55 | 0.49/1.61 | 0.43/1.67 | 0.37/1.73 |
| 35                                                              | 0.62/1.48 | 0.56/1.54 | 0.5/1.6   | 0.44/1.66 | 0.38/1.72 | 0.32/1.78 | 0.27/1.84 |
| 40                                                              | 0.51/1.6  | 0.45/1.65 | 0.39/1.71 | 0.34/1.76 | 0.28/1.82 | 0.22/1.88 | 0.17/1.93 |



## 2.2.2 Влияние перепада температур на устойчивость открытого ствола скважин

При бурении скважин поступающий с поверхности буровой раствор охлаждает стенки скважин; поднимаясь к поверхности, нагретый буровой раствор увеличивает температуру окружающих пород. Таким образом, циркуляция бурового раствора по скважине приводит к изменению температуры пород в прискважинной области и возникновению здесь температурных напряжений, которые суммируются с напряжениями от воздействия горного давления. Выполним оценку температурных напряжений и их влияния на устойчивость открытого ствола скважины.

Для осесимметричной задачи и условий плоской деформации в области упругих деформаций соотношения между деформациями и напряжениями запишутся в виде [62]:

$$\varepsilon_r - (1 + \mu)\alpha T = \frac{1 - \mu^2}{E} \left( \sigma_r - \frac{\mu}{1 - \mu} \sigma_\theta \right), \quad (2.45)$$

$$\varepsilon_\theta - (1 + \mu)\alpha T = \frac{1 - \mu^2}{E} \left( \sigma_\theta - \frac{\mu}{1 - \mu} \sigma_r \right), \quad (2.46)$$

$$\varepsilon_z = 0 \rightarrow \sigma_z = \mu(\sigma_r + \sigma_\theta) - \alpha E T, \quad (2.47)$$

где  $E$  и  $\mu$  – соответственно модуль упругости и коэффициент Пуассона вмещающих пород;  $\alpha$  – коэффициент линейного расширения пород,  $T$  – приращение температуры на стенках скважины.

Выражая деформации через радиальные перемещения  $u$ , используя соотношения Коши:

$$\varepsilon_r = \frac{du}{dr}, \quad \varepsilon_\theta = \frac{u}{r}, \quad (2.48)$$

и подставляя их в уравнение равновесия:

$$\frac{d\sigma_r}{dr} + \frac{\sigma_r - \sigma_\theta}{r} = 0, \quad (2.49)$$

получаем уравнение:

$$\frac{d^2u}{dr^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{du}{dr} - \frac{u}{r^2} = (1 + \mu)\alpha \frac{dT}{dr}. \quad (2.50)$$

Положим, что вблизи контура скважины при циркуляции бурового раствора установилась постоянная по отношению к радиальной координате температура, т.е.  $\frac{dT}{dr} \rightarrow 0$ . Тогда интегрирование уравнения (2.50) дает чисто упругое приращение смещений:

$$u = C_1 r + \frac{C_2}{r}. \quad (2.51)$$

При  $r \gg 1$  ( $r \rightarrow \infty$ )  $u \rightarrow 0$ , откуда получаем  $C_1 = 0$ .

Компоненты напряжений находятся подстановкой (2.51) в (2.48) и последующей подстановкой в (2.49). Получаем:

$$\sigma_r = -\frac{C_2}{r^2}, \quad \sigma_\theta = \frac{C_2}{r^2} - \frac{\alpha ET}{1 - \mu}, \quad \sigma_z = \frac{\alpha ET}{1 - \mu}. \quad (2.52)$$

Постоянную интегрирования  $C_2$  определим из условия на границе раздела областей упругого и неупругого деформирования при  $r = r_L$ , где  $\sigma_r = p_L$ :  $C_2 = p_L \cdot r_L^2$ .

Таким образом, на границе раздела областей упругих и неупругих деформаций при  $r = r_L$  компоненты напряжений будут равны:

$$\sigma_r = -p_L, \quad \sigma_\theta = p_L - \frac{\alpha ET}{1 - \mu}, \quad \sigma_z = -\frac{\alpha ET}{1 - \mu}. \quad (2.53)$$

Подставляя выражения (2.53) в уравнение предельного состояния (2.1) и принимая во внимание условие несжимаемости пород на границе раздела областей ( $\mu = 0.5$ ), получим уравнение для определения давления  $p_L$ :

$$\sqrt{(p_L - \alpha ET)^2 - \left(\frac{\alpha ET}{9}\right)^2} = \frac{d}{\sqrt{3}} + \frac{4tg\beta}{3\sqrt{3}} \cdot \alpha ET. \quad (2.54)$$

Учитывая, что  $\frac{\alpha ET}{9} \ll \alpha ET$ , выражение (2.54) с незначительной погрешностью преобразуется к виду:

$$p_L - \alpha ET = \frac{d}{\sqrt{3}} + \frac{4tg\beta}{3\sqrt{3}} \cdot \alpha ET, \quad (2.55)$$

откуда:

$$p_L = \frac{d}{\sqrt{3}} + \frac{4tg\beta + 3\sqrt{3}}{3\sqrt{3}} \cdot \alpha ET. \quad (2.56)$$

Для определения минимально допустимой плотности бурового раствора примем радиальные напряжения на контуре скважины при  $r = r_0 = 1$  направленными против радиальной координаты и равными  $\sigma_r = -(\lambda\gamma - \gamma_p)h$ . Приравнявая  $r_L = 1$ , получим выражение для определения минимальной плотности бурового раствора:

$$\left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{\min} = \lambda - \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot \frac{d}{\gamma h} - \frac{4tg\beta}{3\sqrt{3}} \cdot \frac{\alpha ET}{\gamma h}. \quad (2.57)$$

Для определения максимально допустимой плотности бурового раствора примем радиальные напряжения на контуре скважины направленными по радиальной координате, т.е. равными  $\sigma_r = (\lambda\gamma - \gamma_p)h$ . Приравнявая  $r_L = 1$ , получим следующее выражение для определения максимальной плотности бурового раствора:

$$\left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{\max} = \lambda + \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot \frac{d}{\gamma h} + \frac{4tg\beta}{3\sqrt{3}} \cdot \frac{\alpha ET}{\gamma h}. \quad (2.58)$$

Анализ выражений (2.57) и (2.58) показывает, что охлаждение стенок скважин при циркуляции бурового раствора ( $T = T_p - T_n < 0$ , где  $T_p$  и  $T_n$  – соответственно температуры бурового раствора и вмещающих пород) снижает их устойчивость, увеличивая минимальную и уменьшая максимальную плотности бурового раствора. Физический смысл такого снижения заключается в том, что при охлаждении происходит укорочение сторон элементарного породного объема и, соответственно, уменьшение его всестороннего обжатия и, как следствие, объемной прочности.

При нагревании стенок скважин ( $T = T_p - T_n > 0$ ) наблюдается обратная картина – устойчивость стенок скважин возрастает за счет линейного расширения элементарного породного объема и увеличения степени его обжатия, ведущего к увеличению объемной прочности.

С учетом добавочных членов  $\frac{4tg\beta}{3\sqrt{3}} \cdot \frac{\alpha ET}{\gamma h}$  в выражениях (2.57) и (2.58),

которые определяют влияние температурных напряжений, а также с учетом второго выражения (2.19), выражения (2.20) и (2.21) перепишутся в виде:

$$\left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{\min} = \lambda - \frac{\sqrt{3}}{3}(1-\lambda) - \frac{\sqrt{3}}{3} \frac{6\cos\delta}{3-\sin\delta} \left(\frac{k}{\gamma h} + \frac{1}{3}(1+2\lambda)tg\delta\right) - \frac{8\sin\delta}{\sqrt{3}(3-\sin\delta)} \frac{\alpha ET}{\gamma h}, \quad (2.59)$$

$$\left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{\max} = \lambda + \frac{\sqrt{3}}{3}(1-\lambda) + \frac{\sqrt{3}}{3} \frac{6\cos\delta}{3-\sin\delta} \left(\frac{k}{\gamma h} + \frac{1}{3}(1+2\lambda)tg\delta\right) + \frac{8\sin\delta}{\sqrt{3}(3-\sin\delta)} \frac{\alpha ET}{\gamma h}, \quad (2.60)$$

а выражения (2.22) и (2.23) – в виде:

$$\left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{\min} = \lambda - \frac{\sqrt{3}}{3}(1-\lambda) - \frac{\sqrt{3}}{3} \frac{6\cos\delta}{3-\sin\delta} \left(\frac{\sigma_{сж}}{\gamma h} \cdot \frac{1-\sin\delta}{2\cos\delta} + \frac{1}{3}(1+2\lambda)tg\delta\right) - \frac{8\sin\delta}{\sqrt{3}(3-\sin\delta)} \frac{\alpha ET}{\gamma h}, \quad (2.61)$$

$$\left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{\max} = \lambda + \frac{\sqrt{3}}{3}(1-\lambda) + \frac{\sqrt{3}}{3} \frac{6\cos\delta}{3-\sin\delta} \left(\frac{\sigma_{сж}}{\gamma h} \cdot \frac{1-\sin\delta}{2\cos\delta} + \frac{1}{3}(1+2\lambda)tg\delta\right) + \frac{8\sin\delta}{\sqrt{3}(3-\sin\delta)} \frac{\alpha ET}{\gamma h}. \quad (2.62)$$

Как видно из приведенных выше формул, изменение критических плотностей буровых растворов вследствие возникновения термоупругих напряжений зависит от упругих и прочностных параметров вмещающих скважину горных пород, определяемых соответственно отношением  $E/\gamma h$  и  $\sin\delta$ .

Для количественной оценки влияния термоупругих напряжений примем коэффициент линейного расширения пород равным  $\alpha = 0.7 \cdot 10^{-5} \text{ } 1/град.С$  и рассмотрим породы различной прочности и жесткости.

Для пород малой прочности и жесткости при  $\delta \approx 20^\circ$  ( $k/\gamma h \approx 0$ ) и  $E/\gamma h \approx 5$  изменение критических плотностей бурового раствора составит:

$$\Delta\left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{\max}^{\min} \approx \pm 2.1 \cdot 10^{-5} \cdot T; \quad (2.63)$$

для пород средней прочности и жесткости при  $\delta \approx 30^\circ$  ( $k/\gamma h \approx 0.15$ ) и  $E/\gamma h \approx 1000$ :

$$\Delta\left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{\max}^{\min} \approx \pm 0.006 \cdot T; \quad (2.64)$$

для пород с высокими прочностью и жесткостью при  $\delta \approx 40^\circ$  ( $k/\gamma h \approx 0.3$ ) и  $E/\gamma h \approx 3000$ :

$$\left( \frac{\gamma_p}{\gamma} \right)_{\max}^{\min} \approx \pm 0.03 \cdot T. \quad (2.65)$$

С увеличением глубины скважины температура горных пород возрастает. Нисходящий поток бурового раствора внутри бурильной колонны, выходя из отверстия долота, охлаждает стенки скважин. В то же время восходящий поток, получая тепло от горных пород, отдает тепло нисходящему потоку через бурильные трубы. Анализ теплообмена между буровым раствором и стенками скважины, расчет распределения температуры бурового раствора и стенок скважины во время бурения достаточно сложен и является предметом многочисленных исследований, в последнее время – с использованием численных методов.

Для практического применения можно воспользоваться эмпирической зависимостью для расчета температуры вблизи забоя скважины на глубине  $h$  (м) после нескольких циклов циркуляции бурового раствора [63]:

$$T_z = 0.33T_0 + 0.67T_{II}, \quad (2.66)$$

где  $T_0$  – температура нейтрального слоя Земли,  $T_0 \approx 7^\circ\text{C}$  [64];  $T_{II} \approx 0.03h$  ( $^\circ\text{C}$ ), где  $0.03$   $^\circ\text{C}/\text{м}$  – геотермический градиент.

Для скважины глубиной 2000 м температура в ее нижнем интервале вблизи забоя составит  $T_z \approx 43^\circ\text{C}$ , т.е. изменение температуры пород на стенках скважины по сравнению начальной температурой пород составит  $T \approx -17^\circ\text{C}$ .

Ниже в таблице 2.6 приведены результаты расчетов критических плотностей бурового раствора для данной величины температуры охлаждения и различных типов пород; в числителе указана минимальная, а в знаменателе – максимальная плотности бурового раствора.

Таблица 2.6 – Зависимость критических значений относительного удельного веса бурового раствора от термоупругих напряжений

| $\frac{\gamma_p}{\gamma_{min}} / \frac{\gamma_p}{\gamma_{max}}$                                                      |                           |                 |                           |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------|-----------------|---------------------------|
| $\lambda = 0.7$                                                                                                      |                           | $\lambda = 1$   |                           |
| $T_p - T_n = 0$                                                                                                      | $T_p - T_n = -17^\circ C$ | $T_p - T_n = 0$ | $T_p - T_n = -17^\circ C$ |
| породы малой прочности и жесткости ( $\delta \approx 20^\circ, k/\gamma h \approx 0, E/\gamma h \approx 5$ )         |                           |                 |                           |
| 0.17/0.88                                                                                                            | 0.17/0.88                 | 0.56/1.44       | 0.56/1.44                 |
| породы средней прочности и жесткости ( $\delta \approx 30^\circ, k/\gamma h \approx 0.15, E/\gamma h \approx 1000$ ) |                           |                 |                           |
| 0/1.16                                                                                                               | 0/1.06                    | 0.13/1.87       | 0.23/1.36                 |
| породы средней прочности и жесткости ( $\delta \approx 40^\circ, k/\gamma h \approx 0.3, E/\gamma h \approx 3000$ )  |                           |                 |                           |
| 0/1.62                                                                                                               | 0/1.11                    | 0/2.28          | 0.22/1.77                 |

Как видно из выполненных количественных оценок, снижение устойчивости стенок скважин при их охлаждении в результате циркуляции бурового раствора наиболее интенсивно проявляется в прочных и жестких породах (ангидриты), и не проявляется в породах с низкими прочностью и жесткостью (глины, пески).

### 2.3 Оценка устойчивости открытого ствола горизонтальной скважины

Эксплуатационные скважины при эксплуатации подземных хранилищ могут быть как вертикальные, так и наклонно-направленные и, в частности, горизонтальные.

Выше рассматривался вертикальный участок скважины, когда ее поперечное сечение расположено в плоскости действия горизонтальных начальных напряжений  $\sigma_x = \sigma_y = -\lambda\gamma h$  и задача решалась в осесимметричной постановке.

Рассмотрим другой крайний случай горизонтального участка скважины, когда ее поперечное сечение расположено в плоскости действия вертикального  $\sigma_y = -\gamma h$  и горизонтального  $\sigma_x = -\lambda\gamma h$  напряжений, а ось  $z$  совпадает с осью скважины.

При использовании расчетной схемы в снимаемых напряжениях на контуре скважины при  $r = r_0 = 1$  будут действовать снимаемые растягивающие радиальные напряжения и сжимающее противодействие бурового раствора  $\sigma_r = \gamma h \cdot \left(\frac{1+\lambda}{2} - \frac{1-\lambda}{2} \cdot \cos 2\theta\right) - \gamma_p h$ , а также снимаемые касательные напряжения  $\tau_{r\theta} = \gamma h \cdot \frac{1-\lambda}{2} \cdot \sin 2\theta$  (угол  $\theta$  отсчитывается от горизонтальной оси  $x$ ).

В этом случае нельзя воспользоваться предположением о независимости функции напряжений от угла  $\theta$  в области неупругих деформаций, принятым в известной работе [37] для расчетной схемы в полных напряжениях, для которой контур выработки свободен от напряжений.

Таким образом, уравнение предельного состояния в области неупругих деформаций будет выглядеть следующим образом:

$$\frac{\sqrt{3}}{2} \sqrt{(\sigma_r - \sigma_\theta)^2 + 4\tau_r^2} = d - \operatorname{tg} \beta \cdot \frac{1}{2}(\sigma_r + \sigma_\theta). \quad (2.67)$$

Ввиду значительных математических трудностей, возникающих при решении задачи с использованием расчетной схемы в снимаемых напряжениях и условия прочности (2.67), в котором в подкоренном выражении для интенсивности напряжений появляется квадрат касательных напряжений, будем использовать численный метод конечных элементов, реализованный в программном комплексе Simulia Abaqus.

Расчетная схема при решении данной задачи в Simulia Abaqus выглядит следующим образом: на удалении от контура скважины, ось которой совпадает с осью  $z$ , а также на осях симметрии границы расчетной области закреплены в направлениях координатных осей, т.е.  $u_x = 0$  и  $u_y = 0$ ; на контуре скважины к границе расчетной области приложены снимаемые нормальное  $\sigma_v = \sigma_x \cos^2 \theta + \sigma_y \sin^2 \theta$  и касательное  $\tau_v = \sqrt{(\sigma_x \cos \theta)^2 + (\sigma_y \sin \theta)^2 - (\sigma_x \cos^2 \theta + \sigma_y \sin^2 \theta)^2}$ , где  $\sigma_y = \gamma h$ ,  $\sigma_x = \lambda \gamma$  и  $\theta$  – угол между нормалью  $v$  и осью  $x$ , а также противодействие бурового раствора  $p = \gamma_p h$ .

В случае численного решения неосесимметричной задачи в полных напряжениях расчетная схема выглядит следующим образом: по осям симметрии границы расчетной области закреплены в направлениях координатных осей, к горизонтальной и вертикальной границам расчетной области приложены начальные напряжения соответственно  $\sigma_y = \gamma h$  и  $\sigma_x = \lambda \gamma$ , а по контуру скважины – противодействие бурового раствора  $p = \gamma_p h$ .

Оценим влияние анизотропии напряженного состояния на формирование области неупругих деформаций, приняв для определенности  $\delta = 20^\circ$  и  $k = 0.1\gamma h$ .

На рисунке 2.9 приведены картины разрушения стенок скважины при плотностях бурового раствора  $\frac{\gamma_p}{\gamma} \leq \left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{min}$  (а) и  $\frac{\gamma_p}{\gamma} \geq \left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{max}$  (б). Область разрушения на рисунке выделена красным цветом. Как видно из рисунка, при плотности бурового раствора, меньшей минимально, разрушение стенки скважины реализуется в направлении действия максимального начального напряжения. А при плотности бурового раствора, большей максимальной, - в направлении действия минимального главного напряжения.

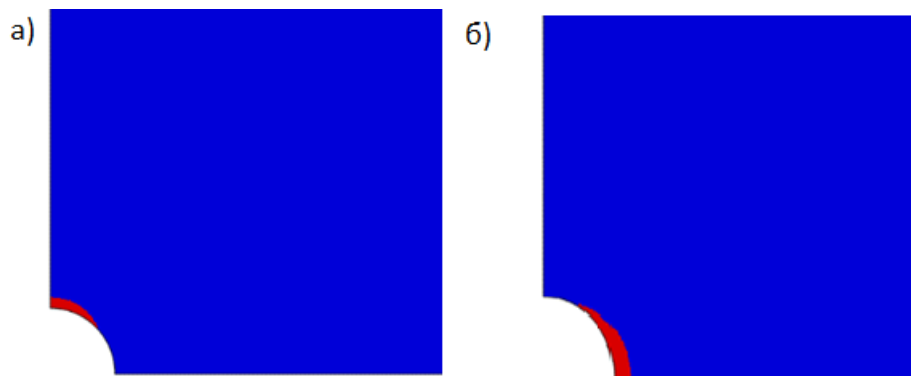


Рисунок 2.9 - Картина разрушения стенок горизонтальной скважины для неравнокомпонентного начального напряженного состояния массива при использовании расчетной схемы в снимаемых напряжениях: а) – при использовании раствора с плотностью меньше минимально допустимой; б) – при использовании раствора с плотностью больше максимально допустимой



Использование традиционной расчетной схемы в полных напряжениях [37] с условием предельного состояния (2.2) дает противоположную картину разрушения, представленную на рисунке 2.10, где при  $\frac{\gamma_p}{\gamma} \leq \left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{min}$  (а) разрушение стенки скважины реализуется в направлении действия минимального напряжения, а при  $\frac{\gamma_p}{\gamma} \geq \left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{max}$  (б) – в направлении действия максимального напряжения.

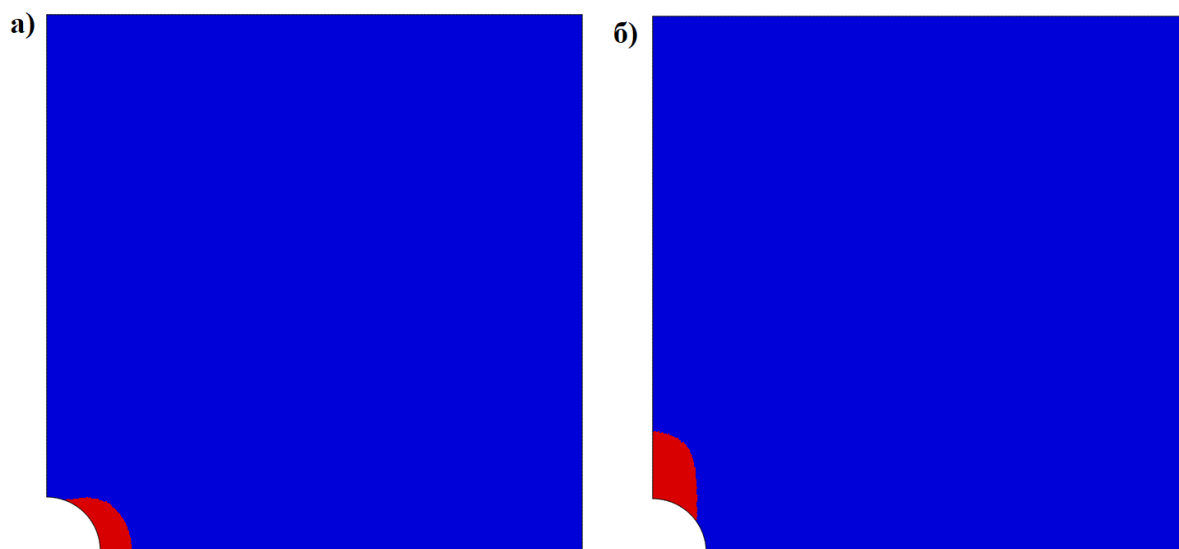


Рисунок 2.10 - Картина разрушения стенок горизонтальной скважины для неравнокомпонентного начального напряженного состояния массива при использовании расчетной схемы в полных напряжениях: а) при использовании раствора с плотностью меньше минимально допустимой; б) при использовании раствора с плотностью больше максимально допустимой

На рисунках 2.11 и 2.12 представлены распределения инвариантов напряженного состояния прискважинного массива  $\sigma_i$  и  $\sigma_{ср}$ , входящих в условие прочности (2.1) и нормированных по  $\gamma h$ , при  $\frac{\gamma_p}{\gamma} \leq \left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{min}$  и  $\frac{\gamma_p}{\gamma} \geq \left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{max}$  (знак «+» для  $\sigma_{ср}$  соответствует сжатию, знак «-» - растяжению).

При плотности бурового раствора  $\frac{\gamma_p}{\gamma} \leq \left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{min}$  в области неупругих деформаций, формирующейся в направлении действия максимального по величине начального напряжения, возникает дополнительное объемное

растяжение, т.е. разуплотнение пород в направлении действия максимального растягивающего дополнительного напряжения  $\sigma_r$  при сжимающих тангенциальных дополнительных напряжениях  $\sigma_\theta$ . Неупругое деформирование реализуется с возникновением в тангенциальном направлении трещин скольжения, переходящих в трещины отрыва, что приводит к вывалообразованию и овализации скважины в направлении действия максимального начального напряжения.

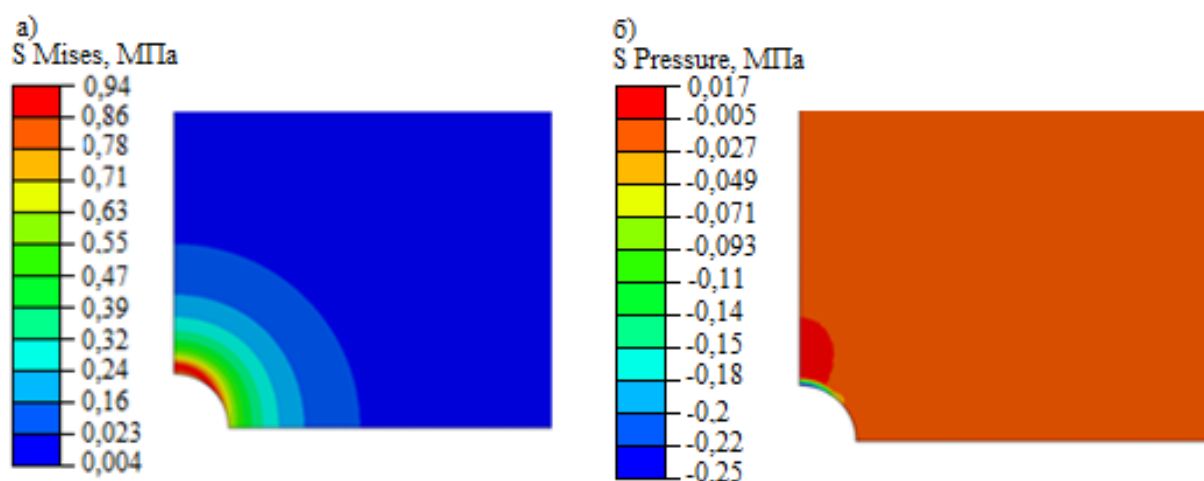


Рисунок 2.11 - Инварианты напряженного состояния прискважинного массива

при  $\frac{\gamma_p}{\gamma} \leq \left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{min}$  : а) напряжения по Мизесу; б) нормальные напряжения

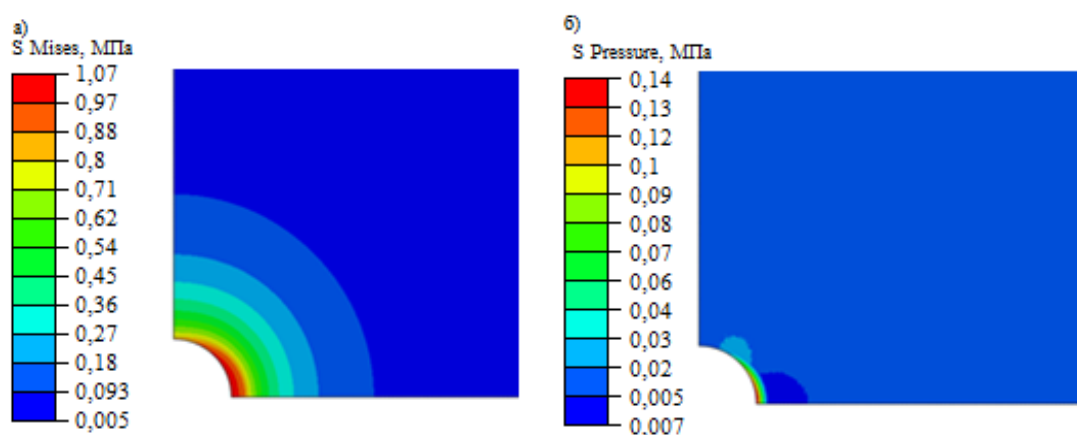


Рисунок 2.12 - Инварианты напряженного состояния прискважинного

массива при  $\frac{\gamma_p}{\gamma} \geq \left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{max}$  : а) напряжения по Мизесу; б) нормальные напряжения

При плотности бурового раствора  $\frac{\gamma_p}{\gamma} \geq \left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{max}$  в области неупругих деформаций, формирующейся в направлении действия минимального начального напряжения, возникает дополнительное объемное сжатие, т.е. уплотнение пород в направлении действия сжимающего дополнительного напряжения  $\sigma_r$  при растягивающих тангенциальных дополнительных напряжениях  $\sigma_\theta$ . В этом случае неупругое деформирование реализуется с формированием трещин гидроразрыва в радиальном направлении, т.е. в направлении действия минимального по величине начального напряжения.

Численные расчеты выполнялись для различных значений  $\lambda$ ,  $\frac{k}{\gamma h}$  и  $\delta$ . В результате расчетов определялись величины  $\left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{min}$  и  $\left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{max}$ , при которых на контуре скважины возникали области неупругого деформирования и разрушения. Результаты расчетов приведены в таблицах 2.7, 2.8. Здесь же, в знаменателе, для сопоставления приведены результаты расчетов по формулам (2.20) и (2.21) для вертикальных скважин при тех же исходных данных.

Анализ табличных данных показывает, что максимальная плотность бурового раствора  $\left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{max}$ , обеспечивающая устойчивость открытого ствола скважины, одинакова как для вертикального, так и для горизонтального участков скважины. Таким образом, для определения максимальной плотности бурового раствора при бурении горизонтальной скважины можно использовать соответствующие выражения (2.20), (2.21) и (2.22), (2.23).

Таблица 2.7 – Минимальные плотности бурового раствора для горизонтальной скважины

| $(\gamma_p/\gamma)_{min}$ |                         |       |       |       |                       |           |          |     |
|---------------------------|-------------------------|-------|-------|-------|-----------------------|-----------|----------|-----|
| $\lambda = 0.5$           |                         |       |       |       |                       |           |          |     |
| $\delta$ ,<br>град.       | горизонтальная скважина |       |       |       | вертикальная скважина |           |          |     |
|                           | $k/\gamma h$            |       |       |       | $k/\gamma h$          |           |          |     |
|                           | 0                       | 0.1   | 0.2   | 0.3   | 0                     | 0.1       | 0.2      | 0.3 |
| 20                        | 0.4                     | 0.27  | 0.14  | 0.01  | 0/0                   | 0/0       | 0/0      | 0/0 |
| 25                        | 0.32                    | 0.19  | 0.06  | -0.08 | 0/0                   | 0/0       | 0/0      | 0/0 |
| 30                        | 0.23                    | 0.11  | -0.03 | 0     | 0/0                   | 0/0       | 0/0      | 0/0 |
| 35                        | 0.14                    | 0.04  | -0.06 | 0     | 0/0                   | 0/0       | 0/0      | 0/0 |
| 40                        | 0.06                    | -0.04 | 0     | 0     | 0/0                   | 0/0       | 0/0      | 0/0 |
| $\lambda = 0.7$           |                         |       |       |       |                       |           |          |     |
| $\delta$ ,<br>град.       | горизонтальная скважина |       |       |       | вертикальная скважина |           |          |     |
|                           | $k/\gamma h$            |       |       |       | $k/\gamma h$          |           |          |     |
|                           | 0                       | 0.1   | 0.2   | 0.3   | 0                     | 0.1       | 0.2      | 0.3 |
| 20                        | 0.45                    | 0.32  | 0.20  | 0.07  | 0.16/0.18             | 0.04/0.05 | 0/0      | 0/0 |
| 25                        | 0.36                    | 0.23  | 0.11  | 0     | 0.06/0.08             | 0/0       | 0/0      | 0/0 |
| 30                        | 0.25                    | 0.13  | 0.02  | 0     | 0/0                   | 0/0       | 0/0      | 0/0 |
| 35                        | 0.16                    | 0.04  | 0     | 0     | 0/0                   | 0/0       | 0/0      | 0/0 |
| 40                        | 0.07                    | 0     | 0     | 0     | 0/0                   | 0/0       | 0/0      | 0/0 |
| $\lambda = 0.85$          |                         |       |       |       |                       |           |          |     |
| $\delta$ ,<br>град.       | горизонтальная скважина |       |       |       | вертикальная скважина |           |          |     |
|                           | $k/\gamma h$            |       |       |       | $k/\gamma h$          |           |          |     |
|                           | 0                       | 0.1   | 0.2   | 0.3   | 0                     | 0.1       | 0.2      | 0.3 |
| 20                        | 0.50                    | 0.37  | 0.25  | 0.12  | 0.36/0.37             | 0.24/0.24 | 0.1/0.12 | 0/0 |
| 25                        | 0.39                    | 0.26  | 0.14  | 0.003 | 0.25/0.25             | 0.1/0.12  | 0/0      | 0/0 |
| 30                        | 0.28                    | 0.15  | 0.03  | 0     | 0.13/0.14             | 0.02/0.02 | 0/0      | 0/0 |
| 35                        | 0.17                    | 0.04  | 0     | 0     | 0.04/0.05             | 0/0       | 0/0      | 0/0 |
| 40                        | 0.06                    | 0     | 0     | 0     | 0/0                   | 0/0       | 0/0      | 0/0 |

Таблица 2.8 – Максимальные плотности бурового раствора для горизонтальной скважины

| $(\gamma_p/\gamma)_{max}$ |                         |      |      |      |                       |           |           |           |
|---------------------------|-------------------------|------|------|------|-----------------------|-----------|-----------|-----------|
| $\lambda = 0.5$           |                         |      |      |      |                       |           |           |           |
| $\delta$ ,<br>град.       | горизонтальная скважина |      |      |      | вертикальная скважина |           |           |           |
|                           | $k/\gamma h$            |      |      |      | $k/\gamma h$          |           |           |           |
|                           | 0                       | 0.1  | 0.2  | 0.3  | 0                     | 0.1       | 0.2       | 0.3       |
| 20                        | 1.11                    | 1.23 | 1.36 | 1.49 | 1.11/1.09             | 1.23/1.21 | 1.36/1.33 | 1.49/1.45 |
| 25                        | 1.18                    | 1.31 | 1.43 | 1.55 | 1.19/1.17             | 1.31/1.29 | 1.43/1.41 | 1.55/1.53 |
| 30                        | 1.28                    | 1.4  | 1.52 | 1.64 | 1.28/1.25             | 1.4/1.37  | 1.53/1.49 | 1.65/1.61 |
| 35                        | 1.37                    | 1.47 | 1.6  | 1.73 | 1.37/1.34             | 1.48/1.45 | 1.6/1.57  | 1.73/1.69 |
| 40                        | 1.45                    | 1.55 | 1.68 | 1.8  | 1.45/1.42             | 1.56/1.53 | 1.68/1.64 | 1.8/1.76  |
| $\lambda = 0.7$           |                         |      |      |      |                       |           |           |           |
| $\delta$ ,<br>град.       | горизонтальная скважина |      |      |      | вертикальная скважина |           |           |           |
|                           | $k/\gamma h$            |      |      |      | $k/\gamma h$          |           |           |           |
|                           | 0                       | 0.1  | 0.2  | 0.3  | 0                     | 0.1       | 0.2       | 0.3       |
| 20                        | 1.25                    | 1.38 | 1.52 | 1.64 | 1.25/1.23             | 1.38/1.35 | 1.52/1.48 | 1.64/1.6  |
| 25                        | 1.34                    | 1.47 | 1.59 | 1.72 | 1.34/1.33             | 1.48/1.45 | 1.59/1.57 | 1.72/1.69 |
| 30                        | 1.45                    | 1.58 | 1.7  | 1.83 | 1.45/1.43             | 1.58/1.55 | 1.71/1.67 | 1.83/1.79 |
| 35                        | 1.56                    | 1.69 | 1.8  | 1.92 | 1.56/1.53             | 1.69/1.65 | 1.8/1.76  | 1.92/1.88 |
| 40                        | 1.66                    | 1.78 | 1.88 | 2.0  | 1.66/1.63             | 1.78/1.74 | 1.89/1.85 | 2.0/1.97  |
| $\lambda = 0.85$          |                         |      |      |      |                       |           |           |           |
| $\delta$ ,<br>град.       | горизонтальная скважина |      |      |      | вертикальная скважина |           |           |           |
|                           | $k/\gamma h$            |      |      |      | $k/\gamma h$          |           |           |           |
|                           | 0                       | 0.1  | 0.2  | 0.3  | 0                     | 0.1       | 0.2       | 0.3       |
| 20                        | 1.36                    | 1.49 | 1.61 | 1.75 | 1.36/1.34             | 1.49/1.46 | 1.61/1.58 | 1.74/1.71 |
| 25                        | 1.46                    | 1.6  | 1.71 | 1.84 | 1.46/1.45             | 1.61/1.57 | 1.71/1.69 | 1.84/1.81 |
| 30                        | 1.59                    | 1.71 | 1.83 | 1.96 | 1.59/1.56             | 1.71/1.68 | 1.83/1.8  | 1.95/1.92 |
| 35                        | 1.7                     | 1.82 | 1.94 | 2.07 | 1.7/1.67              | 1.83/1.79 | 1.93/1.9  | 2.05/2.02 |
| 40                        | 1.82                    | 1.93 | 2.05 | 2.16 | 1.82/1.79             | 1.94/1.9  | 2.04/2.01 | 2.15/2.12 |

Горизонтальная скважина является менее устойчивой по сравнению с вертикальной, о чем свидетельствуют намного большие величины минимальной

плотности бурового раствора  $\left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{min}$ , обеспечивающей деформирование пород в приконтурной области в допредельной стадии деформирования. Соответствующие графические зависимости для диапазонов изменения  $\frac{k}{\gamma h} = 0 \div 0.3$  и  $\delta = 20^\circ \div 40^\circ$  при коэффициентах бокового распора  $\lambda = 0.5, 0.7$  и  $0.85$  приведены на рисунке 2.13, графические зависимости для коэффициента бокового распора  $\lambda = 1$  приведены на рисунке 2.5.

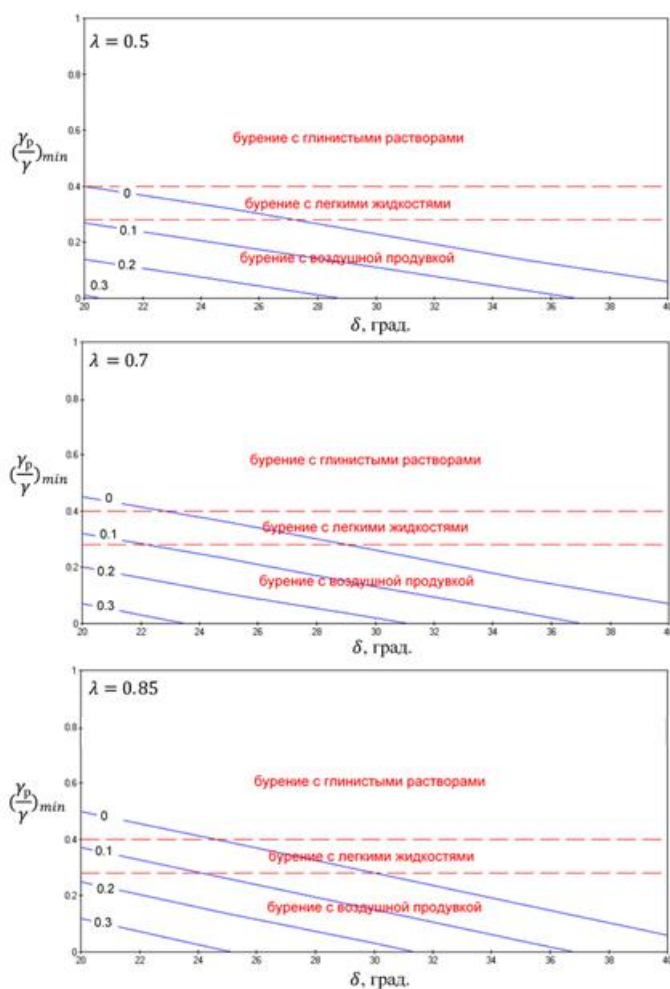


Рисунок 2.13 – Минимальные плотности бурового раствора, обеспечивающие устойчивость открытого ствола горизонтальной скважины для различных значений коэффициента бокового распора горных пород

## **2.4 Методические рекомендации по количественной оценке критических состояний открытого ствола скважин**

Как уже говорилось выше, скважина представляет собой вертикальную горную выработку, т.е. подземное сооружение.

Ориентируясь на существующие в теории подземных сооружений [65] методические подходы, следует рассматривать в качестве критических состояний конструкций подземных сооружений такие состояния, при которых подземные сооружения перестают удовлетворять заданным эксплуатационным требованиям или требованиям при их строительстве.

Наступление критических состояний может быть обусловлено различными причинами, в зависимости от которых следует рассматривать две группы критических состояний. Первая группа включает критические состояния, наступающие в результате потери несущей способности конструкций подземных сооружений, т.е. разрушений вследствие силовых воздействий с учетом неблагоприятного влияния внешней среды. Вторая группа – в результате непригодности конструкций подземных сооружений к нормальной эксплуатации по технологическим условиям.

Очевидно, что в процессе бурения скважины основными являются критические состояния первой группы, т.е. разрушение конструкции скважины при силовом воздействии и неблагоприятном влиянии окружающего породного массива и наполнителя скважины. Под разрушением конструкции скважины в процессе бурения следует понимать разрушения породных стенок от влияния напряженно-деформированного состояния окружающего породного массива или горного давления, проявления которых приводят к осложнениям при выполнении буровых работ, приведенным в таблице 2.1.

Как было показано выше, при бурении скважины могут реализовываться два типа разрушения ее стенок (рисунок 2.3), приводящих к различным видам осложнений:

- сдвиговое разрушение с образованием плоскостей скольжения и трещин, ориентированных параллельно стенкам, приводящее к осыпанию пород, кавернообразованию на стенках, заплыванию скважины с прихватом бурового инструмента;

- разрушение с раскрытием существующих и образованием новых трещин отрыва в радиальном направлении, приводящее к поглощению бурового раствора.

Первый тип разрушения реализуется при условии:

$$\frac{\gamma_p}{\gamma} \leq \left( \frac{\gamma_p}{\gamma} \right)_{\min}, \quad (2.68)$$

где  $\gamma_p = \rho_p g$  и  $\gamma = \rho g$ ,  $\rho_p$  и  $\rho$  – соответственно средняя плотность бурового раствора и средняя плотность вышележащих пород,  $g$  – ускорение свободного падения.

Второй тип разрушения реализуется при условии:

$$\frac{\gamma_p}{\gamma} \leq \left( \frac{\gamma_p}{\gamma} \right)_{\max}. \quad (2.69)$$

Минимальная  $\left( \frac{\gamma_p}{\gamma} \right)_{\min}$  и максимальная  $\left( \frac{\gamma_p}{\gamma} \right)_{\max}$  плотности бурового раствора, ограничивающие область устойчивого состояния открытого ствола скважины, определяются из решения упругопластической задачи с использованием расчетной схемы в снимаемых напряжениях, предполагающей нагружение вмещающего породного массива «снимаемой» с контура скважины нагрузкой, эквивалентной напряженному состоянию ненарушенного скважиной массива. В результате определяется дополнительное поле напряжений в окрестности скважины, инварианты тензора которого используются в условии предельного состояния пород.

Минимальная и максимальная плотности бурового раствора определяются по формулам (2.20) и (2.21) или (2.22) и (2.23) и зависят:

- от начального напряженного состояния массива, определяемого вертикальной  $\sigma_v = \gamma h$  и горизонтальной  $\sigma_h = \lambda \gamma h$  составляющей горного давления;



- от прочностных свойств вмещающих горных пород, определяемых параметрами прямолинейной огибающей кругов Мора – коэффициентом сцепления  $k$  (или пределом прочности на одноосное сжатие  $\sigma_{сж}$ ) и углом внутреннего трения  $\delta$ .

Вертикальная составляющая горного давления на глубине  $h$  определяется через плотности слагающих разрез пород  $\rho_i$  по формуле:

$$\sigma_v = \sum_{i=1}^n \rho_i dh_i. \quad (2.70)$$

В таблице 2.9 приведены плотности некоторых осадочных пород [66].

Таблица 2.9 – Плотность осадочных пород

| Горная порода | Плотность, кг/м <sup>3</sup> | Горная порода | Плотность, кг/м <sup>3</sup> |
|---------------|------------------------------|---------------|------------------------------|
| Песчаники     | 2320-3200                    | Алевриты      | 2340-3040                    |
| Глины         | 1850-2200                    | Известняки    | 2360-2980                    |
| Аргиллиты     | 2630-2860                    | Доломиты      | 2460-3190                    |
| Мергели       | 2370-2920                    | Каменная соль | 2100-2200                    |

При увеличении глубины скважины за счет роста горного давления происходит уплотнение пород, смятие пор и пустот, поэтому объемная масса возрастает. Горные породы осадочного комплекса до глубин 3000 м, как правило, имеют плотность в диапазоне 1800-2500 кг/м<sup>3</sup> [67]. Для предварительных расчетов для этих глубин можно вертикальное горное давление можно определять по формуле (в МПа):

$$\sigma_v = (0.022 \div 0.023) \cdot h, \quad (2.71)$$

где  $(0.022 \div 0.023)$  МПа/м – геостатический градиент.

Для рыхлых несвязных пород типа влажных песков коэффициент бокового распора может быть определен по формуле [68]:

$$\lambda = \frac{1 - \sin \delta}{1 + \sin \delta}, \quad (2.72)$$

которая при  $\delta \approx 20^\circ$  дает величину бокового распора  $\lambda \approx 0.5$ .

В твердых связных породах типа песчаников, известняков, аргиллитов, алевролитов и доломитов для определения коэффициента бокового распора может использоваться гипотеза А.Н. Динника, в соответствии с которой:

$$\lambda = \frac{\mu}{1 - \mu}, \quad (2.73)$$

где  $\mu$  – коэффициент Пуассона, который для пород осадочного чехла лежит в пределах  $0.3 \leq \mu \leq 0.4$ . Без большой погрешности для этих пород коэффициент бокового распора может быть принят равным  $\lambda \approx 0.7$ .

Для пластичных и склонных к ползучести пород типа глин и солей коэффициент бокового распора может быть принят равным  $\lambda \approx 1$ .

Предварительный выбор прочностных параметров для расчетов критических плотностей буровых растворов целесообразно осуществлять на основе Единой классификации горных пород по буримости, в которой категории пород соответствуют определенным коэффициентам крепости  $f$  по шкале М.М. Протодяконова и, следовательно, пределам прочности на одноосное сжатие  $\sigma_{сж}$  (МПа) с поправкой Л.И. Барона [69]:

$$f = \frac{\sigma_{сж}}{30} + \sqrt{\frac{\sigma_{сж}}{3}}. \quad (2.74)$$

В таблице 2.10 приведены рекомендуемые прочностные свойства некоторых пород осадочного чехла, рассчитанные по коэффициенту крепости, с учетом данных работы [70] и нормативного документа [71] в части четвертичных отложений.

Таблица 2.10 – Прочностные свойства осадочных пород

| Категория пород по буримости | Наиболее характерные породы                               | $f$   | $\sigma_{сж}$ , МПа | $k^*$ , МПа | $\delta$ , град. |
|------------------------------|-----------------------------------------------------------|-------|---------------------|-------------|------------------|
| I                            | Торф, лесс, слабый мел, песок и супеси без гальки и щебня | 0.3-1 | 0.3-2.5             | 0-0.02      | 20-25            |

Продолжение таблицы 2.10

| Категория пород по буримости | Наиболее характерные породы                                                                                                                                                    | $f$   | $\sigma_{сж}$ , МПа | $k^*$ , МПа | $\delta$ , град. |
|------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|---------------------|-------------|------------------|
| II                           | Торф, растительный слой; песок плотный, глина средней плотности; суглинок плотный, мергель, мел, плывун безнапорный                                                            | 1-2   | 2.5-8.7             | 0.02-0.08   | 25-30            |
| III                          | Слабо сцементированные песчаники; каменная соль; мергель, известняк-ракушечник; плотная глина; песчано-глинистые грунты с содержанием свыше 20% мелкой гальки; плывун напорный | 2-4   | 8.7-29.7            | 2.4-8.3     | 30-35            |
| IV                           | Сланцы глинистые, песчано-глинистые; слабые песчаники, плотные мергели, неплотные известняки                                                                                   | 4-6   | 20.7-52.8           | 5.2-13.2    | 35-40            |
| V                            | Галечно-щебнистые грунты; аргиллиты; известняки, мергелистые доломиты; ангидрит                                                                                                | 6-7   | 52.8-67.1           | 13.2-16.8   | 35-40            |
| VI                           | Полевошпатовые песчаник; конгломераты осадочных пород на известковом цементе                                                                                                   | 7-8   | 67.1-82.3           | 16.8-18.1   | 40-45            |
| VII                          | Окварцованные известняки; конгломераты с галькой (до 50%) изверженных пород                                                                                                    | 8-10  | 82.3-116.0          | 18.1-25.5   | 40-45            |
| VIII                         | Песчаники кварцевые                                                                                                                                                            | 11-14 | 132.0-184.0         | 22.4-31.3   | 50-55            |
| IX                           | Сильно окремненные известняки; конгломераты изверженных пород                                                                                                                  | 14-16 | 184.0-221.0         | 31.3-37.6   | 50-55            |

\* – для пород I и II категорий взято из [72], для остальных – рассчитано по формуле  $k = \sigma_{сж} \cdot \frac{1-\sin\delta}{2\cos\delta}$

Наличие пластового давления при бурении скважин в водонасыщенных породах повышает устойчивость стенок в отношении возникновения сдвигового разрушения пород, что выражается в уменьшении минимально допустимой плотности бурового раствора. В то же время, в этих условиях снижается увеличивается риск реализации другого механизма разрушения стенок – в результате возникновения трещин гидроразрыва, о чем свидетельствует снижение максимальной плотности бурового раствора. Для определения критических плотностей бурового раствора в условиях наличия пластового давления используются формулы (2.41) и (2.42) или (2.43) и (2.44), в которых коэффициент, учитывающий степень воздействия пластового давления на скелет породы, может принят равным  $\omega = 1$ .

Циркуляция бурового раствора приводит к охлаждению горных пород на стенках скважины вблизи ее забоя и, как следствие, к снижению их устойчивости, что выражается в увеличению минимальной и уменьшению максимальной плотностей бурового раствора. Снижение устойчивости стенок скважины наиболее интенсивно проявляется в прочных и жестких породах (III – IX категории буримости), и не проявляется в породах с низкими прочностью и жесткостью (I – II категории буримости). Величины увеличения минимальной и снижения максимальной плотностей бурового раствора для прочных и жестких пород могут быть определены по формуле (2.64) для пород III – IV категорий и (2.65) для пород V – IX категорий, где:  $T = T_z - T_0 < 0$ ;  $T_z$  – температура пород на забое, определяемая по формуле (2.66);  $T_0$  – начальная температура пород.

Горизонтальная скважина является менее устойчивой по сравнению с вертикальной, о чем свидетельствуют намного большие величины минимальной плотности бурового раствора, обеспечивающей деформирование пород в приконтурной области в допредельной стадии. Для ее определения может быть использована таблица 2.7. Максимальная плотность бурового раствора может быть определена также по таблице 2.7 или по соответствующим формулам (2.20), (2.21) или (2.22),(2.23)

### **3 Геомеханическое обоснование критических состояний крепи скважин**

#### **3.1 Анализ критических состояний крепи скважин**

После окончания бурения скважины необходимо сформировать герметичный, обладающий пространственной устойчивостью, способный сохранить свои геометрические размеры канал от земной поверхности до подземной выработки-емкости подземного хранилища газа в каменной соли. Кроме того, крепь скважины необходима для изоляции вскрытых в процессе бурения пластов.

Таким образом, крепь должна обладать определенными свойствами, которые необходимо сохранять в течение заданного срока эксплуатации скважины как подземного сооружения.

Из сказанного следует, что критическое состояние крепи скважины можно охарактеризовать как потерю ею способности сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров в заданных режимах и условиях эксплуатации.

Критериями выхода из строя крепи скважины являются:

- потеря ею герметичности, прежде всего зацементированного кольцевого пространства и обсадной колонны;
- потеря геометрической формы вследствие смятия или пространственного искривления обсадной колонны.

Рассмотрим возможные критические состояния и причины их возникновения для отдельных элементов крепи скважины.

В период обустройства скважины (спуска обсадных колонн и их цементирования) и ее эксплуатации обсадные колонны испытывают различные нагрузки. Условия нагружения колонн и сочетания нагрузок достаточно сложны, при этом не все нагрузки на колонну могут быть определены точно. Основными нагрузками считаются [26; 73; 74]:

- растягивающие усилия от собственного веса труб;
- избыточное наружное давление;

- избыточное внутреннее давление.

Поскольку растягивающие усилия в основном создаются силами собственного веса труб при спуске колонны в скважину, ниже будет рассматриваться воздействие двух последних нагрузок.

Наружное давление на обсадную колонну создается силами горного давления, а также гидростатическим давлением буферной жидкости в нецементируемом интервале скважины. Наибольшую опасность представляет давление на обсадную колонну, создаваемое вмещающими горными породами и передаваемое на колонну либо через цементный камень, либо непосредственно при отсутствии цемента в интервале залегания неустойчивых пород. Наиболее распространенными повреждениями от избыточного наружного давления являются их смятие и потеря герметичности труб в местах их соединений [72].

Избыточное внутреннее давление на обсадную колонну возникает, как правило, при опрессовке колонны, выполняемой в соответствии с [75], а также при эксплуатации скважины в условиях аномально высоких пластовых давлений (АВПД), когда внутреннее давление превышает наружное давление на колонну. Разрушение колонн по телу трубы от избыточного внутреннего давления при отсутствии внутренних дефектов в трубе маловероятно. Например, для обсадных труб диаметром 244.5 мм с толщиной стенки 10 мм, изготовленных из стали марки Д с пределом текучести 379 МПа и временным сопротивлением на растяжение 655 МПа, внутреннее давление, при котором наступает пластическое деформирование и разрушение составляет  $34 \div 58$  МПа при отсутствии реактивного отпора со стороны породного массива либо буферной жидкости. Поэтому, наиболее вероятной является потеря герметичности труб в местах их соединений.

Основной причиной возникновения критического состояния цементного кольца в затрубном пространстве обсадной колонны, которое выражается в потере им герметичности, является избыточное внутреннее давление в скважине [76; 77], которое возникает при опрессовке цементного кольца в соответствии с [75] или в условиях АВПД. Потеря герметичности цементного кольца

обусловлена силовыми факторами, действующими на стенки и крепь скважины при опрессовке или в условиях АВПД.

Превышение давления флюида в скважине над реактивным отпором, создающимся вмещающими горными породами, создает условия для возникновения вертикальных микротрещин от «башмака» обсадной колонны до устья скважины вследствие нарушения сцепления, прежде всего по контакту цемент/порода.

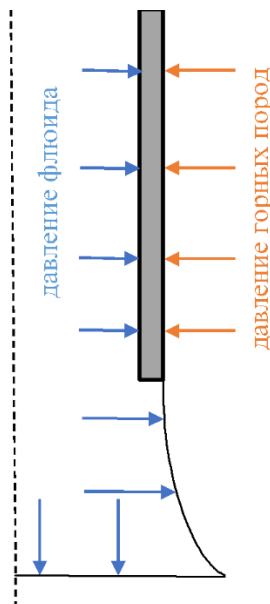


Рисунок 3.1 - Силовые факторы, действующие на конструкцию скважины при опрессовке или в условиях АВПД

Избыточное внешнее давление также может являться причиной потери герметичности цементного кольца в случае смятия обсадной колонны и изменения геометрии ее сечения, которые влекут за собой нарушение сцепления по контакту цемент/колонна и возникновение микротрещин в интервале смятия.

Еще одной причиной возникновения критического состояния цементного кольца и потери им герметичности являются температурные деформации обсадной колонны, приводящие к ее перемещениям относительно цементного кольца, имеющего отличный от стали коэффициент теплового расширения. Следствием температурных деформаций обсадной колонны могут являться нарушение сцепления и образование вертикальных микротрещин в цементном кольце на контакте цемент/колонна.

### 3.2 Определение давления горных пород на крепь скважины

Из анализа критических состояний крепи скважин следует вывод о том, что важнейшим фактором в формировании условий наступления их критических состояний является давление горных пород. С одной стороны, давление горных пород является причиной возникновения избыточного наружного давления на крепь, с другой стороны, давление горных пород создает реактивный отпор при избыточном внутреннем давлении в скважине.

Для определения давления горных пород на крепь скважины воспользуемся подходом, предложенным в работе [78], где впервые раскрыт фактор последовательности приложения отдельных видов нагрузки к массиву. Впоследствии этот подход был уточнен и использован в работах [38; 79].

Суть данного подхода заключается в следующем. В породном массиве проходится цилиндрическая выработка, в которой на некотором расстоянии от забоя устанавливается крепь. К моменту ввода крепи в работу (к моменту образования твердого цементного кольца) в сечениях, где она установлена, успевают развиться смещения стенок выработки, которые назовем начальными и обозначим  $u_0$ . После того, как крепь введена в работу, она начинает препятствовать смещению стенок. В общем случае эти смещения продолжают нарастать, так как крепь имеет определенную податливость. Рост смещений обусловлен двумя причинами – уходом забоя от места расположения крепи и ползучестью пород. В свою очередь крепь деформируется передаваемым на нее давлением массива  $p$  на величину  $u(p)$ . По истечении некоторого времени  $t$  на контуре выработки устанавливается смещение  $u_\infty(p)$ , которое связано с деформациями крепи соотношением:

$$u_\infty(p) - u_0 = u(p). \quad (3.1)$$

Это уравнение, описывающее условие совместности смещений породного массива и крепи, является основным для определения давления на крепь горной выработки, в том числе скважины.



Примем, что крепь является абсолютно жесткой по отношению к вмещающим породам, то есть  $u(p) = 0$ , что идет в запас прочности, так как приводит к некоторому увеличению давления горных пород. Из этого условия получим формулу для определения давления пород на крепь скважины:

$$u_{\infty}(p) = u_0. \quad (3.2)$$

Начальное смещение породного контура  $u_0$  в первом приближении определяется по формуле:

$$u_0 = \frac{3}{2} \cdot \frac{\lambda \gamma h - \gamma_{\text{ц}} h}{E_0} R_0 \cdot f\left(\frac{l}{2R_0}\right), \quad (3.3)$$

где  $\lambda \gamma h$  и  $\gamma_{\text{ц}} h$  – соответственно горизонтальная составляющая начального напряженного состояния ненарушенного массива и противодействие столба цементного раствора на расчетной глубине;  $E_0$  – мгновенный (начальный) модуль деформации горных пород;  $R_0$  – радиус скважины;  $f\left(\frac{l}{2R_0}\right)$  – функция влияния забоя [79];  $l$  – длина незакрепленного участка скважины или расстояние от «башмака» обсадной колонны до ее забоя.

Решение методом конечных элементов пространственной упругой задачи показывает (рисунок 3.2), что уже непосредственно на забое скважины реализуется 50% от величины смещений стенок скважины, а на удалении от забоя на пять диаметров скважины – 99% от величины смещений в условиях плоской деформации. Поэтому в дальнейшем можно принимать  $f\left(\frac{l}{2R_0}\right) = 1$ .

Формула (3.3) верна при условии поднятия цементного раствора до устья скважины и полного замещения буферной жидкости, которая прокачивается предварительно перед цементированием колонны для вытеснения бурового раствора. Полнота замещения буферной жидкости цементным раствором характеризуется коэффициентом замещения  $k_3$ , равным отношению объема вытесненной буферной жидкости к ее исходному объему в заколонном пространстве. При полном замещении  $k_3 = 1$ .

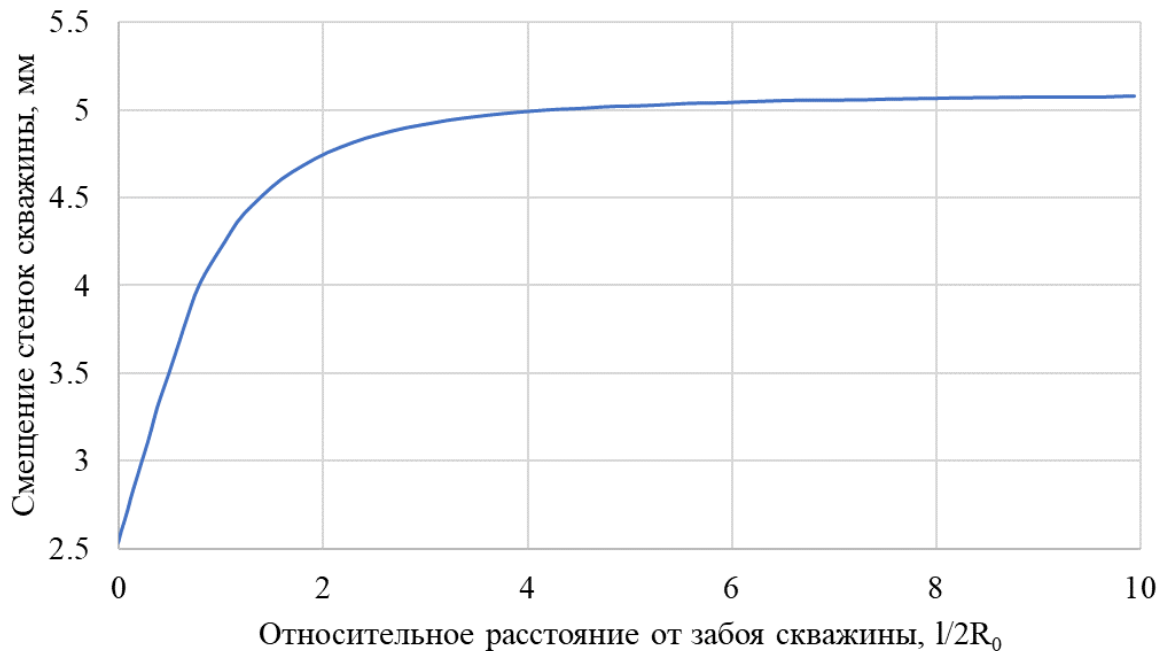


Рисунок 3.2 - Смещение стенок скважины по мере удаления от ее забоя

Однако, коэффициент замещения всегда меньше 1 из-за несовершенства заколонного пространства, обусловленного наличием каверн, застойных зон, коркообразованием на стенках скважины. Кроме того, коэффициент замещения зависит от режима (скорости течения цементного раствора в заколонном пространстве. В работе [76] на основе экспериментальных данных приводятся следующие средние величины коэффициентов замещения для различных режимов движения цементного раствора: для турбулентного режима (скорость потока свыше 2.4 м/сек.)  $k_3 \approx 0.9$ ; для ламинарного режима скорость потока 0.3 м/сек. до 1.6 м/сек.)  $k_3 = 0.85$ ; для структурного режима (скорость потока менее 0.3 м/сек.)  $k_3 = 0.7$ . Таким образом, на стенки скважины будет воздействовать столб жидкости с давлением  $k_3\gamma_p h + (1 - k_3)\gamma_6 h$ , где  $\gamma_6 = \rho_6 g$ ,  $\rho_6$  – плотность буферной жидкости.

На основании изложенного, формула для начальных смещений стенок скважины переписывается следующим образом:

$$u_0 = \frac{3}{2} \cdot \frac{\lambda \gamma h - (k_3 \gamma_u + (1 - k_3) \gamma_6) h}{E_0} R_0. \quad (3.4)$$

Смещение породного контура скважины после ввода крепи в работу  $u_{\infty}(p)$  с достаточной точностью может быть определена по формуле:

$$u_{\infty}(p) = \frac{3}{2} \cdot \frac{\lambda \gamma h - p_{кр}}{E_{\infty}} R_0, \quad (3.5)$$

где  $p_{кр}$  – реакция крепи, равная давлению горных пород на крепь;  $E_{\infty}$  – длительный модуль деформации горных пород, связанный с мгновенным (начальным) модулем деформации  $E_0$  зависимостью [80]:

$$E_{\infty} = \frac{E_0}{1 + \varphi(t)}, \quad (3.6)$$

где  $\varphi(t)$  – функция ползучести, равная:

$$\varphi(t) = \frac{\delta}{1 - \alpha} t^{1-\alpha}, \quad (3.7)$$

где  $\delta$  и  $\alpha$  – параметры аппроксимации кривых ползучести.

Подставляя (3.4) и (3.5) с учетом (3.6) и (3.7) в уравнение (3.2), получим уравнение для определения давления горных пород на крепь скважины:

$$p_{кр} = (1 - \frac{1 - k_3 \frac{\gamma_u}{\gamma} - (1 - k_3) \frac{\gamma_{\delta}}{\gamma}}{1 + \frac{\delta}{1 - \alpha} t^{1-\alpha}}) \lambda \gamma h. \quad (3.8)$$

Оценим справедливость полученной формулы (3.8), выполнив соответствующие вычисления и сопоставив их с результатами опрессовки скважины № 8Т Калининградского ПХГ в каменной соли.

Скважина пробурена на глубину 1030 метров, «башмак» эксплуатационной колонны 324 мм установлен в пласте каменной соли на глубине 878 метров.

После окончания бурения скважины на проектную глубину была проведена опрессовка скважины воздухом с испытательным давлением на устье, равным 14 МПа или 142.6 атм., результаты которой приведены на рисунке 3.3. Среднее падение давления за 148 часов испытания составило 0.22 атм./час, что более, чем в 3 раза превысило нормативные (0.07 атм./час). По результатам опрессовки скважина признана негерметичной.

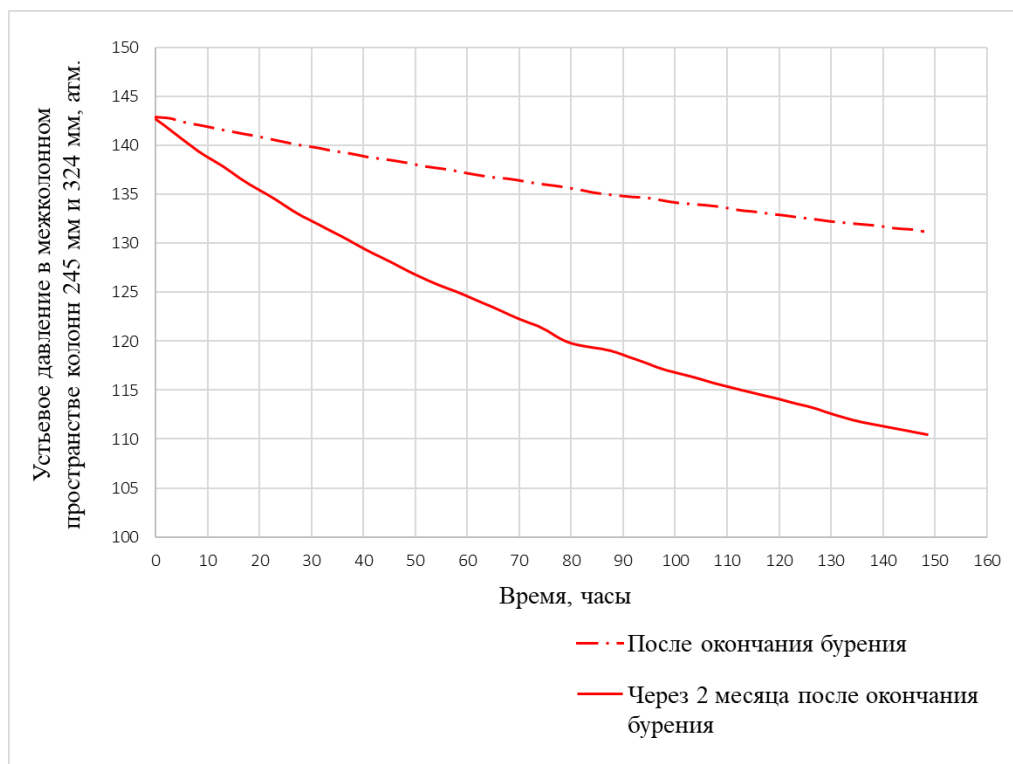


Рисунок 3.3 – Результаты опрессовки скважины № 8Т Калининградского ПХГ

Через два месяца после окончания бурения скважины на проектную глубину была проведена повторная опрессовка скважины воздухом с испытательным давлением на устье 142.9 атм., результаты которой приведены на рисунке 3.2. За 148 часов испытания среднее падение давления составило 0.07 атм./час и не превысило нормативное. По результатам испытаний скважина признана герметичной.

Выполним оценку давлений горных пород на крепь скважины в интервале установки «башмака» обсадной колонны после окончания цементирования колонны, положив в формуле (3.8)  $t \approx 0$ ; при выполнении опрессовки скважины после окончания бурения скважины на проектную глубину, положив  $t \approx 1100$  часов (1.5 месяца); при выполнении опрессовки скважины через 2 месяца после окончания ее бурения, положив  $t \approx 2500$  часов.

При средней плотности перекрывающих пород  $2200 \text{ кг/м}^3$  и при условии гидростатического начального напряженного состояния ( $\lambda \approx 1$ ) горизонтальная

составляющая начального напряженного состояния на глубине установки «башмака» эксплуатационной колонны составит:

$$\lambda \gamma h = 1 \cdot 10^{-3} \cdot 9.81 \cdot 2200 \cdot 878 = 19.0 \text{ МПа.}$$

Величину коэффициента замещения для структурного режима закачки цементного раствора примем равной  $k_3 = 0.7$ . При плотности цементного раствора  $1650 \text{ кг/м}^3$  и плотности буферной жидкости  $1300 \text{ кг/м}^3$  из формулы (3.8) получаем следующую величину давления на крепь скважины после окончания цементирования и ОЗЦ (ожидания затвердевания цемента) при  $t \approx 0$ :

$$p_{кр} = 0.7 \cdot 19.0 = 13.3 \text{ МПа.}$$

Для определения величин давлений при опрессовках скважины, соответствующих различным интервалам времени работы крепи, необходимо предварительно определить коэффициенты аппроксимации в функции ползучести.

Коэффициенты аппроксимации примем по результатам обработки кривых ползучести каменной соли, приведенных на рисунке 3.4, в рамках модели линейной наследственной ползучести [80], используя уравнение ползучести вида:

$$\varepsilon(t) = \varepsilon_0 \left( 1 + \frac{\delta}{1 - \alpha} t^{1 - \alpha} \right). \quad (3.9)$$

Параметры аппроксимации, входящие в функцию ползучести (3.7) и уравнение ползучести (3.9) определяются следующим образом: по оси абсцисс откладываются величины  $\ln t$  для различных моментов времени  $t$ , а по оси ординат соответствующие им величины  $\ln(\varepsilon(t) - \varepsilon_0)/\varepsilon_0$  (рисунок 3.5). В результате получается прямая  $y = \ln(\delta/(1 - \alpha)) + (1 - \alpha) \cdot \ln t$ , из которой определяются искомые параметры.

Для кривых ползучести, приведенных на рисунке 3.4, усредненные параметры аппроксимации будут равны  $\alpha = 0.65$  и  $\delta = 0.011 \frac{1}{\text{час}^{(1-\alpha)}}$  (рисунок 3.6), а функция ползучести будет иметь вид  $\varphi(t) = 0.031 \cdot t^{0.35}$  (рисунок 3.7).

При проведении опрессовки скважины после окончания ее бурения и по истечении 1.5 месяцев после вступления крепи в работу давление горных пород

на крепь в интервале установки «башмака» эксплуатационной колонны составило:

$$p_{кр} = 19.0 \cdot \left(1 - \frac{1 - 0.7 \cdot 0.75 - 0.3 \cdot 0.59}{1 + 0.031 \cdot 1100^{0.35}}\right) = 14.8 \text{ МПа.}$$

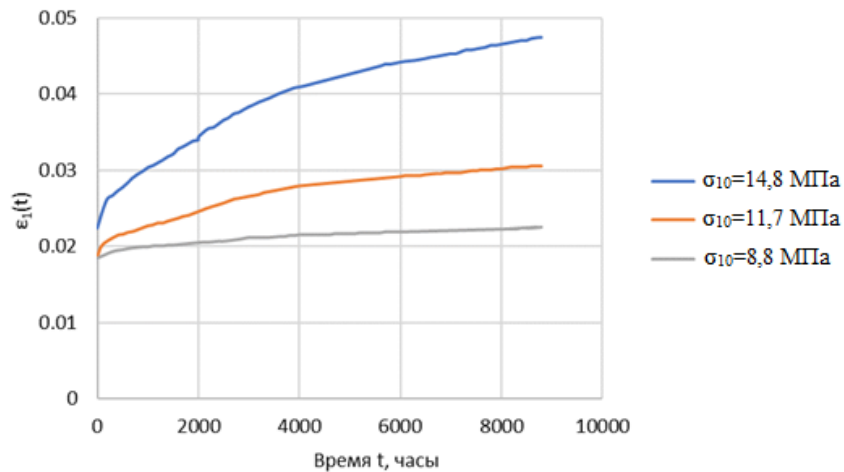


Рисунок 3.4 – Кривые ползучести, полученные в ходе экспериментов

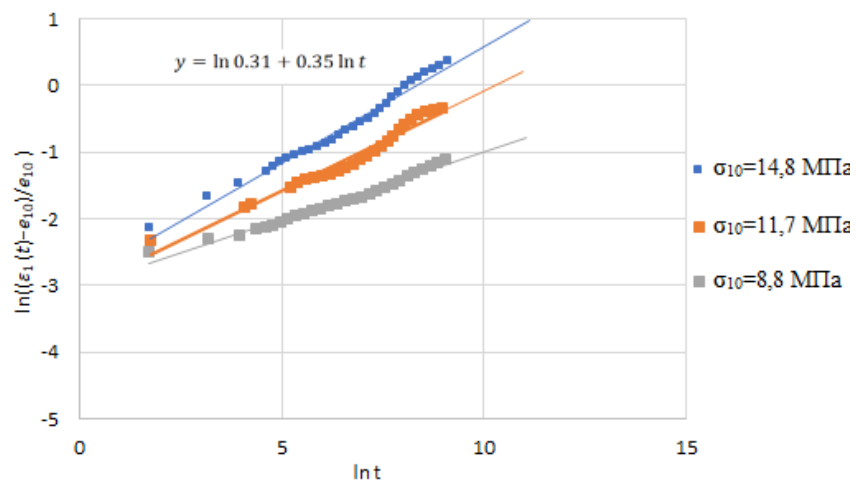


Рисунок 3.5 – Определение параметров аппроксимации, входящих в функцию ползучести и уравнение ползучести

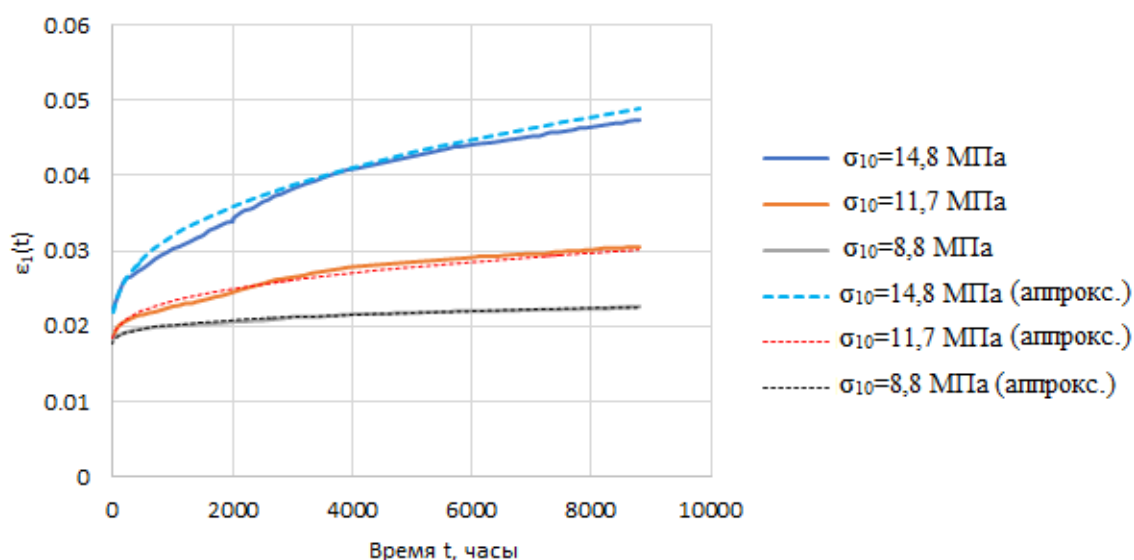


Рисунок 3.6 – Сравнение экспериментальных данных с уравнением ползучести, содержащем параметры аппроксимации

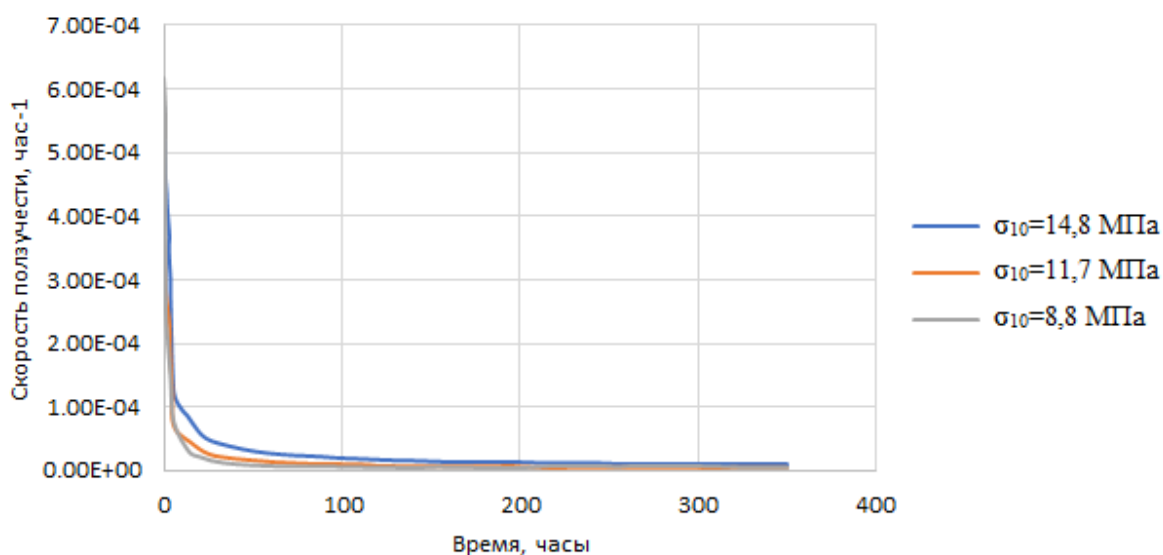


Рисунок 3.7 – Функция ползучести с полученными параметрами аппроксимации

При испытательном давлении на устье 14 МПа давление в интервале «башмака» эксплуатационной колонны с учетом веса столба воздуха составляет около 15.3 МПа и превышает давление горных пород на крепь. При этом скважина будет негерметична, что и показали результаты опрессовки.

При проведении опрессовки скважины через 2 месяца после окончания ее бурения и по истечении 3.5 месяцев после вступления крепи в работу давление

горных пород на крепь в интервале установки «башмака» эксплуатационной колонны составило:

$$p_{кр} = 19.0 \cdot \left(1 - \frac{1 - 0.7 \cdot 0.75 - 0.3 \cdot 0.59}{1 + 0.031 \cdot 2500^{0.35}}\right) = 15.2 \text{ МПа.}$$

При испытательном давлении 14 МПа, давление горных пород на крепь скважины практически равно испытательному давлению в интервале установки «башмака» эксплуатационной колонны. В этих условиях скважина должна быть герметична, что и подтверждается результатами опрессовки.

Выполненные расчеты и их сопоставление с результатами испытаний скважины на герметичность показывают хорошую сходимость расчетных и фактических величин давлений горных пород на крепь скважины, что говорит об адекватности предложенного подхода к их оценке и справедливости формулы (3.8) (3.8), несмотря на ее приближенный характер.

### 3.3 Анализ условий разрушения элементов крепи скважины

Проанализируем механизм формирования критических состояний крепи скважины, состоящей из обсадной колонны и цементного кольца, используя общий метод решения задачи о многослойной крепи подземной горной выработки [81].

Рассмотрим произвольный слой многослойной круговой конструкции крепи, представленный на рисунке 3.8. В пределах  $i$ -ого слоя, ограниченного внешним  $r_i$  и внутренним  $r_{i-1}$  радиусами и характеризуемого безразмерной геометрической характеристикой  $k_i = r_i/r_{i-1}$ , материал имеет модуль упругости  $E_i$  и коэффициент Пуассона  $\mu_i$ . В общем случае слой нагружен нормальными (радиальными) нагрузками  $q_{i-1} + s_{i-1} \cdot \cos 2\theta$  на внутреннем и  $q_i + s_i \cdot \cos 2\theta$  на внешнем контурах и касательными  $t_{i-1} \cdot \sin 2\theta$  на внутреннем и  $t_i \cdot \sin 2\theta$  на внешнем контурах.



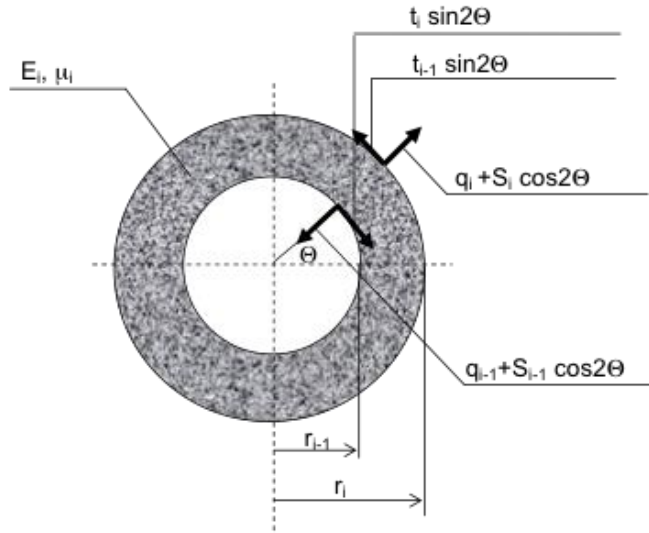


Рисунок 3.8 - Расчетная схема к определению напряженно-деформированного состояния многослойной крени скважины

В общем случае напряжения в  $i$ -ом слое в точке с координатой  $r$  определяются выражениями:

$$\begin{aligned} \sigma_r = -a_i \left( \frac{r_i}{r} \right)^2 + b_i + \left[ c_i \left( \frac{r_i}{r} \right)^4 + 2d_i \left( \frac{r_i}{r} \right)^2 + e_i \right] \cdot \cos 2\theta, \quad \sigma_\theta = a_i \left( \frac{r_i}{r} \right)^2 + b_i + \\ + \left[ -c_i \left( \frac{r_i}{r} \right)^4 + 2f_i \left( \frac{r_i}{r_{i-1}} \right)^2 - e_i \right] \cdot \cos 2\theta, \quad \tau_{r\theta} = \left[ c_i \left( \frac{r_i}{r} \right)^4 + d_i \left( \frac{r_i}{r} \right)^2 - e_i + f_i \left( \frac{r_i}{r_{i-1}} \right)^2 \right]. \end{aligned} \quad (3.10)$$

Радиальные смещения в  $i$ -ом слое в точке с координатой  $r$  определяются выражением:

$$\begin{aligned} u = \frac{1}{E_i^*} \left[ (1 + \mu_i^*) a_i \left( \frac{r_i}{r} \right)^2 + (1 - \mu_i^*) \cdot b_i - \frac{1}{3E_i} - (1 - \mu_i^*) c_i \left( \frac{r_i}{r} \right)^4 - \right. \\ \left. - 6d_i \left( \frac{r_i}{r} \right)^2 + 3(1 + \mu_i^*) e_i - 2\mu_i f_i \left( \frac{r}{r_i} \right)^2 \right], \end{aligned} \quad (3.11)$$

где  $E_i^* = \frac{E_i}{1 - \mu_i^2}$ ,  $\mu_i^* = \frac{\mu_i}{1 - \mu_i}$  – приведенные деформационные характеристики материала  $i$ -ого слоя для условия плоской деформации,  $E_i$  и  $\mu_i$  – соответственно его модуль упругости и коэффициент Пуассона.

Коэффициенты  $a_i$ ,  $b_i$ ,  $c_i$ ,  $d_i$ ,  $e_i$  и  $f_i$  в формулах (3.10) (3.10) и (3.11) определяются через параметры граничных условий  $q_i$ ,  $s_i$ ,  $t_i$  и  $q_{i-1}$ ,  $s_{i-1}$ ,  $t_{i-1}$ .

Для вертикальной скважины с вертикальной осью  $z$  и плоскостью  $r\theta$ , совпадающей с рассматриваемым сечением, пробуренной в породном массиве с изотропным в плоскости  $r\theta$  напряженным состоянием, нагрузки на отдельные слои крепи не будут зависеть от угла  $\theta$ . Выражения для определения напряжений и радиальных смещений упростятся и будут выглядеть следующим образом:

$$\sigma_r = -a_i \left(\frac{r_i}{r}\right)^2 + b_i, \quad \sigma_\theta = a_i \left(\frac{r_i}{r}\right)^2 + b_i, \quad \tau_{r\theta} = 0, \quad (3.12)$$

$$u = \frac{1}{E_i^*} \left[ (1 + \mu_i^*) \cdot a_i \cdot \left(\frac{r_i}{r}\right)^2 + (1 - \mu_i^*) \cdot b_i \right], \quad (3.13)$$

в которых коэффициенты  $a_i$ ,  $b_i$  выражаются через параметры граничных условий следующим образом:

$$a_i = \frac{q_i - q_{i-1}}{k_i^2 - 1}, \quad b_i = \frac{k_i^2 q_i - q_{i-1}}{k_i^2 - 1}. \quad (3.14)$$

В дальнейшем будем рассматривать смещения и напряжения на границах элементов конструкции. Поэтому, последовательно подставляя коэффициенты  $a_i$  и  $b_i$  в выражения (3.12) и (3.13) и полагая  $r = r_i$ , получим соответствующие расчетные выражения для смещений и напряжений на наружной границе  $i$ -ого элемента крепи скважины:

$$u = \frac{1}{E_i^*} \left[ -2 \frac{q_{i-1}}{k_i^2 - 1} + \left( -\mu_i^* + \frac{k_i^2 + 1}{k_i^2 - 1} \right) q_i \right] r_i, \quad (3.15)$$

$$\sigma_r = q_i, \quad \sigma_\theta = -2 \frac{q_{i-1}}{k_i^2 - 1} + \frac{k_i^2 + 1}{k_i^2 - 1} q_i, \quad (3.16)$$

и на внутренней границе  $i$ -ого элемента крепи:

$$u = \frac{1}{E_i^*} \left[ -\left( \mu_i^* + \frac{k_i^2 + 1}{k_i^2 - 1} \right) q_{i-1} + 2 \frac{k_i^2}{k_i^2 - 1} q_i \right] r_{i-1}, \quad (3.17)$$

$$\sigma_r = q_{i-1}, \quad \sigma_\theta = -\frac{k_i^2 + 1}{k_i^2 - 1} q_{i-1} + 2 \frac{k_i^2}{k_i^2 - 1} q_i. \quad (3.18)$$

Выпишем приведенные расчетные выражения для каждого элемента крепи с учетом граничных условий. В обсадной колонне  $i = 1$ , где на внутренней границе при  $r = r_0$   $q_{i-1} = -q_0$  и на наружной границе при  $r = r_1$   $q_i = q_1$ , напряжения и смещения будут равны:

на внутренней границе при  $r = r_0$ :

$$\sigma_r = -q_0, \quad \sigma_\theta = \frac{k_1^2 + 1}{k_1^2 - 1} q_0 - 2 \frac{k_1^2}{k_1^2 - 1} q_1; \quad (3.19)$$

$$u = \frac{1}{E_1^*} \left[ \left( \mu_1^* + \frac{k_1^2 + 1}{k_1^2 - 1} \right) q_0 - 2 \frac{k_1^2}{k_1^2 - 1} q_1 \right] r_0; \quad (3.20)$$

на внешней границе при  $r = r_1$ :

$$\sigma_r = -q_1, \quad \sigma_\theta = 2 \frac{1}{k_1^2 - 1} q_0 - \frac{k_1^2 + 1}{k_1^2 - 1} q_1; \quad (3.21)$$

$$u = \frac{1}{E_1^*} \left[ 2 \frac{1}{k_1^2 - 1} q_0 - \left( -\mu_1^* + \frac{k_1^2 + 1}{k_1^2 - 1} \right) q_1 \right] r_1. \quad (3.22)$$

В цементном кольце  $i = 2$ , где на внутренней границе  $r = r_1$  действует нагрузка  $q_{i-1} = -q_1$  и на внешней  $r = r_2$  – нагрузка  $q_i = -q_2$ , напряжения и смещения будут равны:

на внутренней границе при  $r = r_1$ :

$$\sigma_r = -q_1, \quad \sigma_\theta = \frac{k_2^2 + 1}{k_2^2 - 1} q_1 - 2 \frac{k_2^2}{k_2^2 - 1} q_2; \quad (3.23)$$

$$u = \frac{1}{E_2^*} \left[ \left( \mu_2^* + \frac{k_2^2 + 1}{k_2^2 - 1} \right) q_1 - 2 \frac{k_2^2}{k_2^2 - 1} q_2 \right] r_1. \quad (3.24)$$

на внешней границе  $r = r_2$ :

$$\sigma_r = -q_2, \quad \sigma_\theta = 2 \frac{1}{k_2^2 - 1} q_1 - \frac{k_2^2 + 1}{k_2^2 - 1} q_2; \quad (3.25)$$

$$u = \frac{1}{E_2^*} \left[ 2 \frac{1}{k_2^2 - 1} q_1 - \left( -\mu_2^* + \frac{k_2^2 + 1}{k_2^2 - 1} \right) q_2 \right] r_2. \quad (3.26)$$

Кроме радиальных  $\sigma_r$  и окружных  $\sigma_\theta$  напряжений в элементах крепи в условиях плоской деформации возникают осевые напряжения  $\sigma_z$ , равные:

$$\sigma_z = \mu_i(\sigma_r + \sigma_\theta). \quad (3.27)$$

Положим нагрузку на внутренней границе обсадной колонны равной внутритрубному давлению  $q_0 = p_{вт}$ , а нагрузку на внешней границе цементного кольца – равной давлению горных пород на крепь  $q_2 = p_{кр}$ , где  $p_{кр}$  определяется из уравнения (3.8). Таким образом, для определения напряженного состояния элементов крепи необходимо определить неизвестную радиальную нагрузку  $q_1$ , для чего следует приравнять радиальные смещения в обсадной колонне на ее внешней границе (3.22) и в цементном кольце на его внутренней границе (3.24). В результате получаем уравнение:

$$\frac{1}{E_1^*} \left[ 2 \frac{1}{k_1^2 - 1} p_{вт} - \left( -\mu_1^* + \frac{k_1^2 + 1}{k_1^2 - 1} \right) q_1 \right] = \frac{1}{E_2^*} \left[ \left( \mu_2^* + \frac{k_2^2 + 1}{k_2^2 - 1} \right) q_1 - 2 \frac{k_2^2}{k_2^2 - 1} p_{кр} \right]. \quad (3.28)$$

Введем следующие обозначения для геометрических характеристик элементов крепи:

$$\varphi_1 = \frac{k_1^2 + 1}{k_1^2 - 1}; \quad \varphi_2 = \frac{k_2^2 + 1}{k_2^2 - 1}. \quad (3.29)$$

С учетом введенных обозначений и после незначительных преобразований уравнение (3.28) переписывается в виде:

$$\frac{1}{E_1^*} \left[ (\varphi_1 - 1) p_{вт} + (\mu_1^* - \varphi_1) q_1 \right] = \frac{1}{E_2^*} \left[ (\mu_2^* + \varphi_2) q_1 - (\varphi_2 + 1) p_{кр} \right], \quad (3.30)$$

откуда:

$$q_1 = \frac{(\varphi_1 - 1) p_{вт} + \frac{E_1^*}{E_2^*} (\varphi_2 + 1) p_{кр}}{\frac{E_1^*}{E_2^*} (\mu_2^* + \varphi_2) + (\varphi_1 - \mu_1^*)}. \quad (3.31)$$

Оценим величины геометрических и деформационных параметров элементов крепи скважины, входящих в (3.31).

В таблицах 3.1 и 3.2 приведены величины геометрических параметров  $\varphi_1$  для различных обсадных труб и  $\varphi_2$  для цементного кольца при различных обсадных трубах и номинальных диаметрах скважин, заимствованные из работы [76]. Как

следует из таблиц, величины указанных характеристик находятся в интервалах  $5.54 \leq \varphi_1 \leq 19.00$  и  $2.49 \leq \varphi_2 \leq 5.55$ .

Таблица 3.1 - Геометрический параметр  $\varphi_1$  для обсадных труб

| Диаметр колонны, мм | Толщина стенки, мм |       |       |       |       |       |       |      |
|---------------------|--------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|
|                     | 6                  | 7     | 8     | 9     | 10    | 11    | 12    | 14   |
| 114                 | 9.03               | 7.68  | 6.67  | 5.88  | -     | -     | -     | -    |
| 127                 | 10.11              | 8.61  | 7.47  | 6.59  | -     | -     | -     | -    |
| 140                 | 11.20              | 9.51  | 8.27  | 7.31  | 6.54  | 5.90  | -     | -    |
| 146                 | -                  | 9.95  | 8.66  | 7.65  | 6.84  | 6.18  | -     | -    |
| 168                 | -                  | 11.53 | 10.01 | 8.86  | 7.93  | 7.17  | 6.54  | 5.55 |
| 194                 | -                  | 13.34 | 11.64 | 10.30 | 9.23  | 8.35  | 7.62  | 6.48 |
| 219                 | -                  | 15.19 | 13.20 | 11.70 | 10.48 | 9.47  | 8.66  | 7.35 |
| 245                 | -                  | 17.00 | 14.80 | 13.12 | 11.75 | 10.66 | 9.73  | 8.27 |
| 273                 | -                  | 19.02 | 16.63 | 14.70 | 13.20 | 11.93 | 10.90 | -    |
| 299                 | -                  | -     | 18.24 | 16.15 | 14.42 | 13.12 | 11.99 | -    |
| 324                 | -                  | -     | -     | 17.53 | 15.71 | 14.25 | 13.05 | -    |

Таблица 3.2 - Геометрический параметр  $\varphi_2$  для цементного кольца

| Диаметр колонны, мм | Номинальный диаметр скважины, мм |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|---------------------|----------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
|                     | 140                              | 161  | 190  | 214  | 243  | 269  | 295  | 320  | 346  | 395  | 445  |
| 114                 | 4.94                             | 3.02 | -    | -    | -    | -    | -    | -    | -    | -    | -    |
| 127                 | -                                | 4.28 | 2.60 | -    | -    | -    | -    | -    | -    | -    | -    |
| 140                 | -                                | -    | 3.35 | 2.49 | -    | -    | -    | -    | -    | -    | -    |
| 146                 | -                                | -    | 3.90 | 2.72 | -    | -    | -    | -    | -    | -    | -    |
| 168                 | -                                | -    | -    | 4.21 | 2.82 | -    | -    | -    | -    | -    | -    |
| 194                 | -                                | -    | -    | -    | 4.52 | 3.15 | -    | -    | -    | -    | -    |
| 219                 | -                                | -    | -    | -    | -    | 4.93 | 3.44 | 2.77 | -    | -    | -    |
| 245                 | -                                | -    | -    | -    | -    | -    | 5.45 | 3.83 | 3.01 | -    | -    |
| 273                 | -                                | -    | -    | -    | -    | -    | -    | -    | 4.30 | 2.84 | -    |
| 299                 | -                                | -    | -    | -    | -    | -    | -    | -    | -    | 3.69 | 2.65 |
| 324                 | -                                | -    | -    | -    | -    | -    | -    | -    | -    | -    | 3.26 |

Для стальных обсадных труб примем следующие деформационные характеристики:  $E_1 \approx 2 \cdot 10^5$  МПа и  $\mu_1 = 0.25 \div 0.33 \approx 0.3$ . Механические, в том

числе деформационные, характеристики цементного кольца примем по результатам испытаний портландцементного камня при плотности  $\gamma_k = 1830 \text{ кг/м}^3$ , водоцементном соотношении В/Ц = 0.5, твердении при температуре 22°C под давлением 0.1 МПа, приведенным в таблице 3.3 [35], где:  $\sigma_p$  и  $\sigma_{сж}$  – соответственно пределы прочности на растяжение и сжатие,  $E_p$  и  $E_{сж}$  – соответственно модули упругости при растяжении и сжатии,  $\mu$  – коэффициент Пуассона при сжатии и  $\sigma_{отр}$  – адгезионная прочности на отрыв от металла. По приведенным в таблице результатам для цементного кольца примем  $E_2 \approx 1.2 \cdot 10^4$  и  $\mu_2 \approx 0.25$ . В дальнейшем без большой погрешности можно считать  $\mu_1^* \approx \mu_2^* \approx \mu^* \approx 0.4$ ,  $\frac{E_2^*}{E_1^*} \approx \frac{E_2}{E_1} \approx 0.06$ .

Таблица 3.3 - Механические свойства цементного камня

| Время<br>твердения,<br>суток | $\sigma_p$ ,<br>МПа | $E_p \cdot 10^{-4}$ ,<br>МПа | $\sigma_{сж}$ ,<br>МПа | $E_{сж} \cdot 10^{-4}$ ,<br>МПа | $\mu$ | $\sigma_{отр}$ ,<br>МПа |
|------------------------------|---------------------|------------------------------|------------------------|---------------------------------|-------|-------------------------|
| 2                            | 1.2                 | 0.5                          | 8                      | 0.4                             | 0.2   | 0.5                     |
| 7                            | 1.8                 | 0.9                          | 15                     | 1.1                             | 0.3   | 0.6                     |
| 30                           | 2.7                 | 1.3                          | 25                     | 1.2                             | 0.2   | -                       |

Перепишем (3.31) в виде:

$$q_1 = \frac{\varphi_1 - 1}{\varphi_1} \cdot \frac{\frac{E_2}{E_1} p_{\text{вн}} + \frac{\varphi_2 + 1}{\varphi_1 - 1} p_{\text{кр}}}{\frac{\mu_1^*}{\varphi_1} + \frac{\varphi_2}{\varphi_1} + \frac{E_2}{E_1} (1 - \frac{\mu^*}{\varphi_1})}. \quad (3.32)$$

В последнем выражении  $0.02 \leq \frac{\mu^*}{\varphi_1} \leq 0.07$  и  $\frac{E_2}{E_1} (1 - \frac{\mu^*}{\varphi_1}) \approx 0.06$ . Отношение  $\frac{\varphi_2}{\varphi_1}$  для различных типоразмеров обсадных колонн и соответствующих им номинальных диаметров скважин находится в пределах  $0.14 \leq \frac{\varphi_2}{\varphi_1} \leq 0.77$ , а соответствующие им величины  $0.02 \leq \frac{\mu^*}{\varphi_1} \leq 0.07$ . Таким образом, без существенной погрешности выражение (3.33) может быть записано в виде:

$$q_1 = \frac{(\varphi_1 - 1)}{\varphi_1} \cdot \frac{0.06 p_{em} + \frac{\varphi_2 + 1}{\varphi_1 - 1} p_{кр}}{\frac{\varphi_2}{\varphi_1} + 0.1}. \quad (3.33)$$

Тангенциальные напряжения на границах элементов крепи получим, подставив (3.33) в соответствующие выражения (3.19) и (3.21), (3.23) и (3.25) с учетом (3.29).

Тангенциальные напряжения в обсадной колонне на ее внутренней границе при  $r = r_0$  с учетом неравенства  $\varphi_1^2 \gg 1$  будут равны:

$$\sigma_\theta = \varphi_1 \left( p_{em} - \frac{0.06 p_{em} + \frac{\varphi_2 + 1}{\varphi_1 - 1} p_{кр}}{\frac{\varphi_2}{\varphi_1} + 0.1} \right); \quad (3.34)$$

на внешней границе при  $r = r_1$ :

$$\sigma_\theta = (\varphi_1 - 1) \left( p_{em} - \frac{0.06 p_{em} + \frac{\varphi_2 + 1}{\varphi_1 - 1} p_{кр}}{\frac{\varphi_2}{\varphi_1} + 0.1} \right). \quad (3.35)$$

Тангенциальные напряжения в цементном кольце на ее внутренней границе при  $r = r_1$  будут равны:

$$\sigma_\theta = (\varphi_1 - 1) \frac{\varphi_2}{\varphi_1} \cdot \frac{0.06 p_{em} + \frac{\varphi_2 + 1}{\varphi_1 - 1} p_{кр}}{\frac{\varphi_2}{\varphi_1} + 0.1} - (\varphi_2 + 1) p_{кр}; \quad (3.36)$$

на внешней границе при  $r = r_2$ :

$$\sigma_\theta = \frac{(\varphi_2 - 1)(\varphi_1 - 1)}{\varphi_1} \cdot \frac{0.06 p_{em} + \frac{\varphi_2 + 1}{\varphi_1 - 1} p_{кр}}{\frac{\varphi_2}{\varphi_1} + 0.1} - \varphi_2 p_{кр}. \quad (3.37)$$

Выполним анализ условий формирования критических состояний крепи скважины при воздействии избыточного внешнего воздействия со стороны породного массива, рассматривая случай, когда  $p_{кр} \gg p_{вт}$ . При условии

выполнения соотношения  $p_{\text{вт}}/p_{\text{кр}} \rightarrow 0$  выражения для тангенциальных напряжений в цементном кольце запишем в виде:

- на его внутренней границе при  $r = r_1$ :

$$\sigma_{\theta} = -0.1 p_{\text{кр}} \cdot \frac{\varphi_2 + 1}{\frac{\varphi_2}{\varphi_1} + 0.1} = -p_{\text{кр}} \psi_2^{\text{int}}, \quad (3.38)$$

- на его внешней границе при  $r = r_2$ :

$$\sigma_{\theta} = - \left( \varphi_2 - \frac{(\varphi_2^2 - 1)}{\varphi_1 \left( \frac{\varphi_2}{\varphi_1} + 0.1 \right)} \right) p_{\text{кр}} = -p_{\text{кр}} \psi_2^{\text{ext}}, \quad (3.39)$$

где  $\psi_2^{\text{int}} = 0.1 \frac{\varphi_2 + 1}{\frac{\varphi_2}{\varphi_1} + 0.1}$ ,  $\psi_2^{\text{ext}} = \varphi_2 - \frac{\varphi_2^2 - 1}{\varphi_1 \left( \frac{\varphi_2}{\varphi_1} + 0.1 \right)}$ .

Выражения для тангенциальных напряжений в обсадной колонне запишутся в виде:

- на ее внутренней границе при  $r = r_0$ :

$$\sigma_{\theta} = -p_{\text{кр}} \frac{\varphi_1(\varphi_2 + 1)}{(\varphi_1 - 1) \left( \frac{\varphi_2}{\varphi_1} + 0.1 \right)} = -p_{\text{кр}} \psi_1^{\text{int}}; \quad (3.40)$$

- на ее внешней границе при  $r = r_1$ :

$$\sigma_{\theta} = -p_{\text{кр}} \frac{(\varphi_2 + 1)}{\frac{\varphi_2}{\varphi_1} + 0.1} = -p_{\text{кр}} \psi_1^{\text{ext}}, \quad (3.41)$$

где  $\psi_1^{\text{int}} = \frac{\varphi_1(\varphi_2 + 1)}{(\varphi_1 - 1) \left( \frac{\varphi_2}{\varphi_1} + 0.1 \right)}$ ,  $\psi_1^{\text{ext}} = \frac{\varphi_2 + 1}{\frac{\varphi_2}{\varphi_1} + 0.1}$ .

Коэффициенты  $\psi_2^{\text{int}}$ ,  $\psi_2^{\text{ext}}$  и  $\psi_1^{\text{int}}$ ,  $\psi_1^{\text{ext}}$  в формулах (3.38), (3.39), (3.40) и (3.41) представляют собой коэффициенты концентрации тангенциальных напряжений в элементах крепи по отношению к избыточному внешнему давлению со стороны горных пород. Их численные значения для различных



типоразмеров обсадных труб и номинальных диаметров скважин приведены в таблицах 3.3 и 3.4.

Анализ таблиц 3.4 и 3.5 показывает, что элементы крепи скважины находятся в области сжимающих напряжений.

При этом, максимальные по абсолютной величине тангенциальные напряжения в обсадной колонне достигаются на ее внутренней границе и определяются выражением (3.40).

Таблица 3.4 - Коэффициенты концентрации тангенциальных напряжений в цементном кольце по отношению к избыточному внешнему давлению

| Диаметр колонны, мм | Диаметр скважины, мм | Толщина стенки обсадной колонны, мм |      |      |      |      |      |      |      |
|---------------------|----------------------|-------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|
|                     |                      | 6                                   | 7    | 8    | 9    | 10   | 11   | 12   | 14   |
| $\psi_2^{int}$      |                      |                                     |      |      |      |      |      |      |      |
| 114                 | 140                  | 0.93                                | 0.81 | 0.72 | 0.65 | -    | -    | -    | -    |
|                     | 161                  | 0.93                                | 0.81 | 0.73 | 0.66 | -    | -    | -    | -    |
| 127                 | 161                  | 1.02                                | 0.89 | 0.79 | 0.71 | -    | -    | -    | -    |
|                     | 190                  | 1.01                                | 0.90 | 0.80 | 0.73 | -    | -    | -    | -    |
| 140                 | 190                  | 1.09                                | 0.96 | 0.86 | 0.75 | 0.71 | 0.68 | -    | -    |
|                     | 214                  | 1.08                                | 0.97 | 0.87 | 0.76 | 0.72 | 0.67 | -    | -    |
| 146                 | 190                  | -                                   | 0.99 | 0.89 | 0.80 | 0.74 | 0.67 | -    | -    |
|                     | 214                  | -                                   | 0.99 | 0.90 | 0.82 | 0.75 | 0.69 | -    | -    |
| 168                 | 214                  | -                                   | 1.12 | 1.00 | 0.91 | 0.83 | 0.76 | 0.70 | 0.61 |
|                     | 243                  | -                                   | 1.11 | 1.00 | 0.91 | 0.84 | 0.78 | 0.72 | 0.63 |
| 194                 | 243                  | -                                   | 1.26 | 1.14 | 1.03 | 0.93 | 0.86 | 0.80 | 0.69 |
|                     | 269                  | -                                   | 1.24 | 1.12 | 1.03 | 0.94 | 0.87 | 0.81 | 0.71 |
| 219                 | 269                  | -                                   | 1.41 | 1.28 | 1.15 | 1.04 | 0.96 | 0.89 | 0.79 |
|                     | 295                  | -                                   | 1.37 | 1.25 | 1.13 | 1.04 | 0.96 | 0.89 | 0.81 |
|                     | 320                  | -                                   | 1.35 | 1.24 | 1.13 | 1.04 | 0.97 | 0.90 | 0.81 |
| 245                 | 295                  | -                                   | 1.54 | 1.37 | 1.25 | 1.15 | 1.09 | 0.97 | 0.86 |
|                     | 320                  | -                                   | 1.49 | 1.34 | 1.23 | 1.14 | 1.09 | 0.97 | 0.86 |
|                     | 346                  | -                                   | 1.45 | 1.32 | 1.22 | 1.13 | 1.08 | 0.97 | 0.87 |
| 273                 | 346                  | -                                   | 1.61 | 1.48 | 1.35 | 1.24 | 1.16 | 1.08 | -    |
|                     | 395                  |                                     | 1.53 | 1.42 | 1.31 | 1.22 | 1.14 | 1.07 | -    |
| 299                 | 395                  | -                                   | -    | 1.60 | 1.43 | 1.33 | 1.23 | 1.16 | -    |
|                     | 445                  | -                                   | -    | 1.52 | 1.38 | 1.30 | 1.21 | 1.14 | -    |
| 324                 | 445                  | -                                   | -    | -    | 1.48 | 1.38 | 1.32 | 1.21 | -    |

Продолжение таблицы 3.4.

| Диаметр колонны, мм | Диаметр скважины, мм | Толщина стенки обсадной колонны, мм |      |      |      |      |      |      |      |
|---------------------|----------------------|-------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|
|                     |                      | 6                                   | 7    | 8    | 9    | 10   | 11   | 12   | 14   |
| $\psi_2^{ext}$      |                      |                                     |      |      |      |      |      |      |      |
| 114                 | 140                  | 0.95                                | 0.86 | 0.80 | 0.75 | -    | -    | -    | -    |
|                     | 161                  | 0.95                                | 0.88 | 0.82 | 0.77 | -    | -    | -    | -    |
| 127                 | 161                  | 1.01                                | 0.93 | 0.87 | 0.82 | -    | -    | -    | -    |
| 127                 | 190                  | 1.01                                | 0.94 | 0.88 | 0.83 | -    | -    | -    | -    |
| 140                 | 190                  | 1.06                                | 0.97 | 0.90 | 0.82 | 0.80 | 0.76 | -    | -    |
|                     | 214                  | 1.05                                | 0.98 | 0.92 | 0.86 | 0.83 | 0.80 | -    | -    |
| 146                 | 190                  | -                                   | 0.99 | 0.92 | 0.85 | 0.80 | 0.76 | -    | -    |
|                     | 214                  | -                                   | 0.99 | 0.94 | 0.88 | 0.84 | 0.80 | -    | -    |
| 168                 | 214                  | -                                   | 1.09 | 1.00 | 0.93 | 0.87 | 0.82 | 0.78 | 0.70 |
|                     | 243                  | -                                   | 1.07 | 1.00 | 0.94 | 0.90 | 0.86 | 0.82 | 0.76 |
| 194                 | 243                  | -                                   | 1.21 | 1.11 | 1.03 | 0.95 | 0.89 | 0.84 | 0.76 |
|                     | 269                  | -                                   | 1.16 | 1.09 | 1.02 | 0.96 | 0.91 | 0.87 | 0.80 |
| 219                 | 269                  | -                                   | 1.33 | 1.22 | 1.12 | 1.03 | 0.97 | 0.91 | 0.84 |
|                     | 295                  | -                                   | 1.26 | 1.18 | 1.09 | 1.03 | 0.97 | 0.92 | 0.86 |
|                     | 320                  | -                                   | 1.22 | 1.15 | 1.08 | 1.02 | 0.98 | 0.94 | 0.88 |
| 245                 | 295                  | -                                   | 1.44 | 1.30 | 1.21 | 1.12 | 1.08 | 0.97 | 0.88 |
|                     | 320                  | -                                   | 1.37 | 1.25 | 1.17 | 1.10 | 1.06 | 0.98 | 0.90 |
|                     | 346                  | -                                   | 1.30 | 1.21 | 1.14 | 1.09 | 1.05 | 0.98 | 0.91 |
| 273                 | 346                  | -                                   | 1.46 | 1.36 | 1.28 | 1.18 | 1.12 | 1.06 | -    |
|                     | 395                  | -                                   | 1.34 | 1.27 | 1.20 | 1.14 | 1.09 | 1.05 | -    |
| 299                 | 395                  | -                                   | -    | 1.43 | 1.31 | 1.24 | 1.17 | 1.12 | -    |
|                     | 445                  | -                                   | -    | 1.33 | 1.24 | 1.18 | 1.13 | 1.09 | -    |
| 324                 | 445                  | -                                   | -    | -    | 1.34 | 1.26 | 1.22 | 1.15 | -    |

Таблица 3.5 - Коэффициенты концентрации тангенциальных напряжений в обсадной колонне по отношению к избыточному внешнему давлению

| Диаметр колонны, мм | Диаметр скважины, мм | Толщина стенки обсадной колонны, мм |       |      |      |      |      |    |    |
|---------------------|----------------------|-------------------------------------|-------|------|------|------|------|----|----|
|                     |                      | 6                                   | 7     | 8    | 9    | 10   | 11   | 12 | 14 |
| $\psi_1^{int}$      |                      |                                     |       |      |      |      |      |    |    |
| 114                 | 140                  | 10.40                               | 9.30  | 8.48 | 7.83 | -    | -    | -  | -  |
|                     | 161                  | 10.43                               | 9.35  | 8.56 | 7.91 | -    | -    | -  | -  |
| 127                 | 161                  | 11.27                               | 10.03 | 9.07 | 8.34 | -    | -    | -  | -  |
|                     | 190                  | 11.25                               | 10.15 | 9.28 | 8.61 | -    | -    | -  | -  |
| 140                 | 190                  | 11.97                               | 10.76 | 9.77 | 8.71 | 8.37 | 7.88 | -  | -  |
|                     | 214                  | 11.89                               | 10.79 | 9.87 | 8.88 | 8.55 | 8.08 | -  | -  |

Продолжение таблицы 3.5.

| Диаметр колонны, мм | Диаметр скважины, мм | Толщина стенки обсадной колонны, мм |       |       |       |       |       |       |      |
|---------------------|----------------------|-------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|
|                     |                      | 6                                   | 7     | 8     | 9     | 10    | 11    | 12    | 14   |
| 146                 | 190                  | -                                   | 11.03 | 10.07 | 9.24  | 8.61  | 8.01  | -     | -    |
|                     | 214                  | -                                   | 11.04 | 10.16 | 9.39  | 8.80  | 8.23  | -     | -    |
| 168                 | 214                  | -                                   | 12.25 | 11.11 | 10.21 | 9.46  | 8.83  | 8.51  | 7.38 |
|                     | 243                  | -                                   | 12.12 | 11.11 | 10.29 | 9.61  | 9.02  | 8.50  | 7.65 |
| 194                 | 243                  | -                                   | 13.65 | 12.41 | 11.42 | 10.48 | 9.77  | 9.19  | 8.18 |
|                     | 269                  | -                                   | 13.38 | 12.29 | 11.40 | 10.53 | 9.87  | 9.33  | 8.37 |
| 219                 | 269                  | -                                   | 15.09 | 13.77 | 12.51 | 11.51 | 10.73 | 10.03 | 9.14 |
|                     | 295                  | -                                   | 14.68 | 13.51 | 12.39 | 11.48 | 10.76 | 10.10 | 9.27 |
|                     | 320                  | -                                   | 14.41 | 13.34 | 12.31 | 11.45 | 10.78 | 10.16 | 9.36 |
| 245                 | 295                  | -                                   | 16.39 | 14.72 | 13.54 | 12.55 | 12.00 | 10.82 | 9.72 |
|                     | 320                  | -                                   | 15.86 | 14.39 | 13.34 | 12.44 | 11.93 | 10.84 | 9.81 |
|                     | 346                  | -                                   | 15.44 | 14.12 | 13.17 | 12.34 | 11.87 | 10.85 | 9.88 |
| 273                 | 346                  | -                                   | 16.96 | 15.70 | 14.83 | 13.40 | 12.61 | 11.87 | -    |
|                     | 395                  | -                                   | 16.13 | 15.09 | 14.06 | 13.13 | 12.45 | 11.80 | -    |
| 299                 | 395                  | -                                   | -     | 16.84 | 15.20 | 14.28 | 13.31 | 12.63 | -    |
|                     | 445                  | -                                   | -     | 16.08 | 14.70 | 13.92 | 13.07 | 12.47 | -    |
| 324                 | 445                  | -                                   | -     | -     | 15.73 | 14.74 | 14.15 | 13.22 | -    |
| $\psi_1^{ext}$      |                      |                                     |       |       |       |       |       |       |      |
| 114                 | 140                  | 9.26                                | 8.09  | 7.21  | 6.50  | -     | -     | -     | -    |
|                     | 161                  | 9.28                                | 8.13  | 7.27  | 6.57  | -     | -     | -     | -    |
| 127                 | 161                  | 10.16                               | 8.87  | 7.85  | 7.08  | -     | -     | -     | -    |
|                     | 190                  | 10.14                               | 8.98  | 8.04  | 7.31  | -     | -     | -     | -    |
| 140                 | 190                  | 10.90                               | 9.63  | 8.58  | 7.46  | 7.09  | 6.55  |       |      |
|                     | 214                  | 10.83                               | 9.66  | 8.67  | 7.60  | 7.24  | 6.72  | -     | -    |
| 146                 | 190                  | -                                   | 9.92  | 8.91  | 8.04  | 7.37  | 6.72  | -     | -    |
|                     | 214                  | -                                   | 9.93  | 8.99  | 8.17  | 7.53  | 6.91  |       |      |
| 168                 | 214                  | -                                   | 11.18 | 10.00 | 9.06  | 8.27  | 7.60  | 7.01  | 6.05 |
|                     | 243                  | -                                   | 11.07 | 10.00 | 9.13  | 8.40  | 7.70  | 7.20  | 6.27 |
| 194                 | 243                  | -                                   | 12.63 | 11.35 | 10.33 | 9.34  | 8.60  | 7.99  | 6.92 |
| 194                 | 269                  | -                                   | 12.39 | 11.24 | 10.00 | 9.39  | 8.69  | 8.11  | 7.08 |
| 219                 | 269                  | -                                   | 14.11 | 12.75 | 11.45 | 10.41 | 9.61  | 8.87  | 7.94 |
|                     | 295                  | -                                   | 13.73 | 12.51 | 11.34 | 10.38 | 9.63  | 8.94  | 8.05 |
|                     | 320                  | -                                   | 13.47 | 12.35 | 11.26 | 10.36 | 9.65  | 8.99  | 8.13 |

Продолжение таблицы 3.5.

| Диаметр колонны, мм | Диаметр скважины, мм | Толщина стенки обсадной колонны, мм |       |       |       |       |       |       |      |
|---------------------|----------------------|-------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|
|                     |                      | 6                                   | 7     | 8     | 9     | 10    | 11    | 12    | 14   |
| 245                 | 295                  | -                                   | 15.43 | 13.72 | 12.51 | 11.48 | 10.92 | 9.69  | 8.56 |
|                     | 320                  | -                                   | 14.94 | 13.41 | 12.32 | 11.38 | 10.86 | 9.71  | 8.63 |
|                     | 346                  | -                                   | 14.53 | 13.16 | 12.16 | 11.29 | 10.80 | 9.73  | 8.70 |
| 273                 | 346                  | -                                   | 16.05 | 14.76 | 13.50 | 12.37 | 11.56 | 10.80 | -    |
|                     | 395                  | -                                   | 15.27 | 14.18 | 13.11 | 12.13 | 10.41 | 10.72 | -    |
| 299                 | 395                  | -                                   | -     | 15.95 | 14.25 | 13.30 | 12.29 | 11.58 | -    |
|                     | 445                  | -                                   | -     | 15.23 | 13.79 | 12.96 | 12.07 | 11.44 | -    |
| 324                 | 445                  | -                                   | -     | -     | 14.83 | 13.79 | 13.18 | 12.21 | -    |

Если в качестве критической величины тангенциальных напряжений принять предел текучести стали  $\sigma_T$ , можно получить предельное соотношение между величиной горного давления и конструктивными параметрами элементов крепи скважины, определяющее условие наступления критического состояния обсадной колонны:

$$p_{кр} \geq \frac{\sigma_m}{\psi_1^{int}}, \quad (3.42)$$

в котором предел текучести стали можно принять равным  $\sigma_m=300$  МПа, а коэффициент концентрации напряжений – по таблице 3.4 в зависимости от типоразмера обсадной колонны и номинального диаметра скважины.

Иная картина наблюдается в цементном кольце. Как видно из таблицы 3.4, для некоторых типоразмеров обсадных колонн и номинальных диаметров скважин максимальные по абсолютной величине тангенциальные напряжения возникают на внешнем контуре цементного кольца, что, казалось бы, противоречит решению задачи Ламе. Однако, как будет показано ниже, противоречия в этом нет.

Согласно известному решению задачи Ламе, тангенциальные напряжения в толстостенной трубе определяются выражением:

$$\sigma_{\theta} = \frac{p_a a^2 - p_b b^2}{b^2 - a^2} - \frac{a^2 b^2 (p_b - p_a)}{r^2 (b^2 - a^2)}, \quad (3.43)$$

где  $a$  и  $b$  – соответственно внутренний и внешний радиусы трубы,  $p_a$  и  $p_b$  – соответственно внутреннее и внешнее давления на трубу.

Радиальные смещения в толстостенной трубе определяются выражением:

$$u = Ar + \frac{B}{r}, \quad (3.44)$$

где  $A = \frac{1 - \mu^*}{E^*} \cdot \frac{p_a a^2 - p_b b^2}{b^2 - a^2}$ ,  $B = \frac{1 + \mu^*}{E^*} \cdot \frac{(p_a - p_b) a^2 b^2}{b^2 - a^2}$ ,  $\mu^* = \frac{\mu}{1 - \mu}$  и  $E^* = \frac{E}{1 - \mu^2}$  –

приведенные для условия плоского деформированного состояния деформационные характеристики материала трубы.

Принимая в формуле (3.44)  $r = a$  и приравнявая смещения на внутренней границе нулю, т.е.  $u_{r=a} = 0$ , получим следующее выражение для внутреннего давления на трубу:

$$p_a = \frac{2 p_b}{(1 - \mu^*) \frac{a^2}{b^2} + \mu^* + 1}. \quad (3.45)$$

Принимая далее  $\mu^* \approx 0.4$ , из (3.45) получаем:

$$p_a = \frac{2 p_b}{0.6 \frac{a^2}{b^2} + 1.4}.$$

Таким образом, при  $\frac{a}{b} < 1$  и  $\frac{a^2}{b^2} < 1$  справедливо неравенство  $p_a > p_b$ , которое означает, что если обсадная колонна выступает по отношению к цементному кольцу как абсолютно жесткое тело, контактное давление на границе «цементное кольцо-обсадная колонна» превышает внешнее давление на кольцо.

Выполнив некоторые преобразования (3.43) и учитывая неравенство  $p_a > p_b$ , запишем выражения для тангенциальных напряжений на внутренней и внешней границах толстостенной трубы:

- на внутренней границе при  $r = a$ :

$$\sigma_{\theta} = -\frac{p_b - \frac{a^2}{b^2} p_a}{1 - \frac{a^2}{b^2}} + \frac{(p_a - p_b)}{1 - \frac{a^2}{b^2}};$$

- на внешней границе при  $r = b$ :

$$\sigma_{\theta} = -\frac{p_b - \frac{a^2}{b^2} p_a}{1 - \frac{a^2}{b^2}} + \frac{a^2}{b^2} \cdot \frac{(p_a - p_b)}{1 - \frac{a^2}{b^2}}.$$

Таким образом, для некоторых типоразмеров обсадных колонн последние выступают по отношению к цементному кольцу как абсолютно жесткое тело. Как следует из последних двух выражений, в этих условиях максимальные по абсолютной величине тангенциальные напряжения могут возникать на внешней границе цементного кольца при том, что тангенциальные напряжения остаются отрицательными по всей его толщине.

Изложенные выше соображения подтверждаются соответствующими расчетами по формуле (3.34), результаты которых в виде величин концентраций радиальных контактных напряжений, определяемых по формуле:

$$\psi_{q_1} = \frac{q_1}{P_{кр}} = \frac{\varphi_2 + 1}{\varphi_1 \left( \frac{\varphi_2}{\varphi_1} + 0.1 \right)}, \quad (3.46)$$

приведены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 - Коэффициент концентрации контактных напряжений  $\frac{q_1}{P_{кр}}$

| Диаметр колонны, мм | Диаметр скважины, мм | Толщина стенки обсадной колонны, мм |      |      |      |      |      |    |    |
|---------------------|----------------------|-------------------------------------|------|------|------|------|------|----|----|
|                     |                      | 6                                   | 7    | 8    | 9    | 10   | 11   | 12 | 14 |
| 114                 | 140                  | 1.02                                | 1.06 | 1.08 | 1.10 | -    | -    | -  | -  |
|                     | 161                  | 1.02                                | 1.06 | 1.09 | 1.11 | -    | -    | -  | -  |
| 127                 | 161                  | 1.00                                | 1.03 | 1.06 | 1.07 | -    | -    | -  | -  |
|                     | 190                  | 0.99                                | 1.04 | 1.07 | 1.10 | -    | -    | -  | -  |
| 140                 | 190                  | 0.97                                | 1.01 | 1.05 | 1.08 | 1.09 | 1.15 | -  | -  |
|                     | 214                  | 0.96                                | 1.02 | 1.06 | 1.10 | 1.10 | 1.13 | -  | -  |
| 146                 | 190                  | -                                   | 1.00 | 1.03 | 1.05 | 1.07 | 1.08 | -  | -  |
|                     | 214                  | -                                   | 1.00 | 1.04 | 1.07 | 1.09 | 1.11 | -  | -  |

Продолжение таблицы 3.6.

| Диаметр колонны, мм | Диаметр скважины, мм | Толщина стенки обсадной колонны, мм |      |      |      |      |      |      |      |
|---------------------|----------------------|-------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|
|                     |                      | 6                                   | 7    | 8    | 9    | 10   | 11   | 12   | 14   |
| 168                 | 214                  | -                                   | 0.97 | 1.00 | 1.03 | 1.04 | 1.06 | 1.07 | 1.10 |
|                     | 243                  | -                                   | 0.97 | 1.00 | 1.03 | 1.06 | 1.08 | 1.10 | 1.14 |
| 194                 | 243                  | -                                   | 0.94 | 0.97 | 0.99 | 1.01 | 1.03 | 1.05 | 1.06 |
|                     | 269                  | -                                   | 0.93 | 0.96 | 0.99 | 1.02 | 1.04 | 1.06 | 1.10 |
| 219                 | 269                  | -                                   | 0.92 | 0.95 | 0.98 | 0.99 | 1.01 | 1.03 | 1.04 |
|                     | 295                  | -                                   | 0.89 | 0.93 | 0.96 | 0.99 | 1.01 | 1.03 | 1.06 |
|                     | 320                  | -                                   | 0.88 | 0.92 | 0.96 | 0.99 | 1.02 | 1.04 | 1.06 |
| 245                 | 295                  | -                                   | 0.90 | 0.93 | 0.95 | 0.97 | 0.98 | 1.01 | 1.03 |
|                     | 320                  | -                                   | 0.87 | 0.91 | 0.94 | 0.97 | 0.98 | 1.01 | 1.03 |
|                     | 346                  | -                                   | 0.85 | 0.90 | 0.93 | 0.96 | 0.97 | 1.01 | 1.04 |
| 273                 | 346                  | -                                   | 0.86 | 0.89 | 0.92 | 0.95 | 0.97 | 0.98 | -    |
|                     | 395                  |                                     | 0.82 | 0.86 | 0.89 | 0.93 | 0.95 | 0.97 | -    |
| 299                 | 395                  | -                                   | -    | 0.84 | 0.89 | 0.91 | 0.94 | 0.96 | -    |
|                     | 445                  | -                                   | -    | 0.80 | 0.86 | 0.89 | 0.92 | 0.94 | -    |
| 324                 | 445                  | -                                   | -    | -    | 0.85 | 0.88 | 0.90 | 0.92 | -    |

Примем в качестве условия объемной прочности цементного кольца уравнение в инвариантах напряжений:

$$\sigma_i = c_u - \operatorname{tg} \phi_u \cdot \sigma_{cp}, \quad (3.47)$$

где  $\sigma_i$  и  $\sigma_{cp}$  – соответственно интенсивность напряжений и среднее напряжение в цементном кольце;  $c_u$  и  $\phi_u$  – соответственно сцепление и угол внутреннего трения цементного камня в пространстве трех главных напряжений, связанных с параметрами огибающей кругов Мора соотношениями  $c_u = k_u \frac{6 \cos \delta_u}{3 - \sin \delta_u}$  и

$$\phi_u = \operatorname{arctg} \left( \frac{6 \sin \delta_u}{3 - \cos \delta_u} \right), \text{ где } k = \frac{\sigma_{сж}^u (1 - \sin \delta_u)}{2 \cos \delta_u} \text{ и } \delta_u = \operatorname{arctg} \left( \frac{\sigma_{сж}^u - \sigma_p^u}{2 \sqrt{\sigma_{сж}^u \cdot \sigma_p^u}} \right) [2]; \sigma_{сж}^u \text{ и } \sigma_p^u$$

– соответственно пределы прочности цементного камня на одноосные сжатие и растяжение.

Если положить  $\sigma_{сж}^u / \sigma_p^u \approx 10$  и при переходе в цементного камня в предельное состояние в условиях плоской деформации  $\sigma_2 = 0.5 \cdot (\sigma_1 + \sigma_3)$ , уравнение (3.47) с учетом всех приведенных выше соотношений переписывается в виде:

$$\sigma_1 - \sigma_3 = 0.3\sigma_{сж}^u - 1.3(\sigma_1 + \sigma_3), \quad (3.48)$$

где  $\sigma_1$  и  $\sigma_3$  – соответственно максимальное и минимальное главные напряжения в цементном камне.

Для обсадных колонн диаметром 114 мм; диаметром 127 мм с толщиной стенки 7, 8 и 9 мм; диаметром 140 мм с толщиной стенки более 6 мм; диаметром 146 мм с толщиной стенки более 7 мм; диаметром 168 мм с толщиной стенки более 8 мм; диаметром 194 мм с толщиной стенки более 9 мм; диаметром 219 мм с толщиной стенки более 10 мм; диаметром 245 мм с толщиной стенки более 11 мм условие прочности (3.48) должно достигаться на внешней границе цементного кольца. При этом главные максимальное и минимальное напряжения соответственно равны  $\sigma_1 = \sigma_\theta = -p_{кр} \cdot \psi_2^{ext}$  и  $\sigma_3 = -p_{кр}$ , а условие наступления критического состояния цементного кольца запишется в виде:

$$p_{кр}(1 - \psi_2^{ext}) \geq 0.3\sigma_{сж}^u + 1.3(1 + \psi_2^{ext})p_{кр},$$

или

$$-p_{кр}(0.3 + 2.3\psi_2^{ext}) \geq 0.3\sigma_{сж}^u.$$

Для других типоразмеров обсадных колонн условие прочности (3.48) достигается на внутренней границе цементного кольца. При этом максимальное и минимальное главные напряжения равны  $\sigma_1 = -q_1 = -p_{кр} \cdot \psi_{q_1}$  и  $\sigma_3 = \sigma_\theta = -p_{кр} \cdot \psi_2^{int}$ . Условие наступления критического состояния цементного кольца для этих типоразмеров обсадных колонн запишется в виде:

$$p_{кр}(\psi_2^{int} - \psi_{q_1}) \geq 0.3\sigma_{сж}^u + 1.3(\psi_2^{int} - \psi_{q_1})p_{кр},$$

или

$$-p_{кр}(0.3\psi_2^{int} + 2.3\psi_{q_1}) \geq 0.3\sigma_{сж}^u.$$



При положительных величинах давлений на крепь  $p_{кр}$  выполнение неравенств невозможно, то есть наступление критических состояний цементного кольца, находящегося при избыточном внешнем давлении в условиях объемного сжатия, невозможно.

Выполним анализ условий формирования критических состояний крепи скважины при воздействии избыточного внутреннего воздействия со стороны породного массива, рассматривая случай, когда  $p_{вт} \gg p_{кр}$ .

При условии выполнения соотношения  $p_{кр}/p_{вт} \rightarrow 0$  выражения для максимальных растягивающих тангенциальных напряжений в цементном кольце, которые достигаются на его внутренней границе при  $r = r_1$  (3.36), запишутся в виде:

$$\sigma_{\theta} = p_{em} \cdot \chi_2, \quad (3.49)$$

где  $\chi_2 = (\varphi_2 - 1) \frac{\varphi_2}{\varphi_1} \cdot \frac{0.06}{\frac{\varphi_2}{\varphi_1} + 0.1}$  – коэффициент концентрации тангенциальных

напряжений в цементном кольце при избыточном внутреннем давлении.

Выражения для максимальных растягивающих тангенциальных напряжений в обсадной колонне, которые также достигаются на ее внутренней границе при  $r = r_0$  (3.34), запишутся в виде:

$$\sigma_{\theta} = p_{em} \cdot \chi_1, \quad (3.50)$$

где  $\chi_1 = \varphi_1 \cdot (1 - \frac{0.06}{\frac{\varphi_2}{\varphi_1} + 0.1})$  – коэффициент концентрации тангенциальных

напряжений в обсадной колонне при избыточном внутреннем давлении.

Величины коэффициентов концентрации тангенциальных напряжений при избыточном внутреннем давлении  $\chi_1$  и  $\chi_2$  для различных типоразмеров обсадных колонн и номинальных диаметров скважин приведены в таблицах 3.7 и 3.8.

Таблица 3.7 - Коэффициенты концентрации тангенциальных напряжений в обсадной колонне по отношению к избыточному внутреннему давлению  $\chi_1$

| Диаметр колонны, мм | Диаметр скважины, мм | Толщина стенки обсадной колонны, мм |       |       |       |       |       |       |      |
|---------------------|----------------------|-------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|
|                     |                      | 6                                   | 7     | 8     | 9     | 10    | 11    | 12    | 14   |
| 114                 | 140                  | 7.93                                | 6.82  | 6.02  | 5.38  | -     | -     | -     | -    |
|                     | 161                  | 7.81                                | 6.73  | 5.95  | 5.32  | -     | -     | -     | -    |
| 127                 | 161                  | 9.02                                | 7.77  | 6.81  | 6.10  | -     | -     | -     | -    |
|                     | 190                  | 8.48                                | 7.35  | 6.48  | 5.82  | -     | -     | -     | -    |
| 140                 | 190                  | 9.52                                | 8.26  | 7.26  | 6.22  | 5.88  | 5.40  | -     | -    |
|                     | 214                  | 9.12                                | 7.95  | 7.00  | 6.03  | 5.71  | 5.25  | -     | -    |
| 146                 | 190                  | -                                   | 8.70  | 7.72  | 6.90  | 6.28  | 5.69  | -     | -    |
|                     | 214                  | -                                   | 8.32  | 7.41  | 6.64  | 6.06  | 5.51  | -     | -    |
| 168                 | 214                  | -                                   | 10.04 | 8.86  | 7.95  | 7.20  | 6.58  | 6.03  | 5.16 |
|                     | 243                  | -                                   | 9.50  | 8.43  | 7.59  | 6.90  | 6.32  | 5.81  | 4.99 |
| 194                 | 243                  | -                                   | 11.58 | 10.27 | 9.24  | 8.28  | 7.57  | 6.99  | 6.00 |
|                     | 269                  | -                                   | 11.00 | 9.80  | 8.85  | 7.96  | 7.29  | 6.75  | 5.82 |
| 219                 | 269                  | -                                   | 13.20 | 11.76 | 10.43 | 9.39  | 8.60  | 7.89  | 7.01 |
|                     | 295                  | -                                   | 12.54 | 11.22 | 9.99  | 9.03  | 8.29  | 7.62  | 6.79 |
|                     | 320                  | -                                   | 12.10 | 10.85 | 9.69  | 8.77  | 8.07  | 7.43  | 6.63 |
| 245                 | 295                  | -                                   | 14.68 | 12.85 | 11.60 | 10.56 | 9.99  | 8.78  | 7.69 |
|                     | 320                  | -                                   | 13.97 | 12.29 | 11.12 | 10.16 | 9.62  | 8.49  | 7.46 |
|                     | 346                  | -                                   | 13.39 | 11.81 | 10.72 | 9.81  | 9.31  | 8.24  | 7.26 |
| 273                 | 346                  | -                                   | 15.29 | 13.82 | 12.45 | 11.26 | 10.42 | 9.65  | -    |
|                     | 395                  |                                     | 14.27 | 12.95 | 11.71 | 10.64 | 9.88  | 9.17  | -    |
| 299                 | 395                  | -                                   | -     | 15.14 | 13.18 | 12.13 | 11.05 | 10.31 | -    |
|                     | 445                  | -                                   | -     | 14.23 | 12.44 | 11.48 | 10.49 | 9.81  | -    |
| 324                 | 445                  | -                                   | -     | -     | 13.77 | 12.58 | 11.90 | 10.85 | -    |

Таблица 3.8 - Коэффициенты концентрации тангенциальных напряжений в цементном кольце по отношению к избыточному внутреннему давлению  $\chi_2$

| Диаметр колонны, мм | Диаметр скважины, мм | Толщина стенки обсадной колонны, мм |      |      |      |    |    |    |    |
|---------------------|----------------------|-------------------------------------|------|------|------|----|----|----|----|
|                     |                      | 6                                   | 7    | 8    | 9    | 10 | 11 | 12 | 14 |
| 114                 | 140                  | 0.38                                | 0.33 | 0.29 | 0.25 | -  | -  | -  | -  |
|                     | 161                  | 0.37                                | 0.32 | 0.28 | 0.25 | -  | -  | -  | -  |
| 127                 | 161                  | 0.45                                | 0.38 | 0.33 | 0.29 | -  | -  | -  | -  |
|                     | 190                  | 0.40                                | 0.34 | 0.30 | 0.27 | -  | -  | -  | -  |

Продолжение таблицы 3.8.

| Диаметр колонны, мм | Диаметр скважины, мм | Толщина стенки обсадной колонны, мм |      |      |      |      |      |      |      |
|---------------------|----------------------|-------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|
|                     |                      | 6                                   | 7    | 8    | 9    | 10   | 11   | 12   | 14   |
| 140                 | 190                  | 0.46                                | 0.40 | 0.35 | 0.30 | 0.28 | 0.25 | -    | -    |
|                     | 214                  | 0.42                                | 0.37 | 0.33 | 0.28 | 0.26 | 0.24 | -    | -    |
| 146                 | 190                  | -                                   | 0.43 | 0.38 | 0.33 | 0.30 | 0.27 | -    | -    |
|                     | 214                  | -                                   | 0.39 | 0.35 | 0.31 | 0.28 | 0.25 | -    | -    |
| 168                 | 214                  | -                                   | 0.50 | 0.44 | 0.39 | 0.35 | 0.32 | 0.29 | 0.24 |
|                     | 243                  | -                                   | 0.45 | 0.40 | 0.36 | 0.33 | 0.30 | 0.27 | 0.23 |
| 194                 | 243                  | -                                   | 0.58 | 0.51 | 0.46 | 0.41 | 0.37 | 0.34 | 0.29 |
|                     | 269                  | -                                   | 0.52 | 0.47 | 0.42 | 0.38 | 0.35 | 0.32 | 0.27 |
| 219                 | 269                  | -                                   | 0.66 | 0.59 | 0.52 | 0.47 | 0.43 | 0.39 | 0.34 |
|                     | 295                  | -                                   | 0.60 | 0.54 | 0.48 | 0.44 | 0.40 | 0.37 | 0.33 |
|                     | 320                  | -                                   | 0.56 | 0.50 | 0.45 | 0.41 | 0.38 | 0.35 | 0.31 |
| 245                 | 295                  | -                                   | 0.74 | 0.65 | 0.59 | 0.53 | 0.51 | 0.44 | 0.38 |
|                     | 320                  | -                                   | 0.67 | 0.60 | 0.54 | 0.50 | 0.47 | 0.42 | 0.36 |
|                     | 346                  | -                                   | 0.62 | 0.55 | 0.51 | 0.47 | 0.44 | 0.39 | 0.35 |
| 273                 | 346                  | -                                   | 0.74 | 0.67 | 0.61 | 0.56 | 0.52 | 0.48 | -    |
|                     | 395                  |                                     | 0.64 | 0.59 | 0.54 | 0.50 | 0.47 | 0.43 | -    |
| 299                 | 395                  | -                                   | -    | 0.71 | 0.63 | 0.59 | 0.54 | 0.50 | -    |
|                     | 445                  | -                                   | -    | 0.63 | 0.56 | 0.53 | 0.49 | 0.46 | -    |
| 324                 | 445                  | -                                   | -    | -    | 0.64 | 0.59 | 0.56 | 0.52 | -    |

Выше рассмотрен случай полного отсутствия реактивного отпора породного массива, то есть выполнения условия  $p_{кр}/p_{вт} \rightarrow 0$ , которое дает завышенные оценки величин концентраций тангенциальных напряжений в элементах крепи. Наличие даже незначительного реактивного отпора породного массива приводит к существенному снижению концентрации растягивающих тангенциальных напряжений. Перепишем выражение для максимальных растягивающих тангенциальных напряжений в обсадной колонне на ее внутренней границе (3.34) следующим образом:

$$\sigma_{\theta} = p_{\text{вм}} (\chi_1 - \chi_1^{\text{омн}} \cdot \frac{p_{\text{кр}}}{p_{\text{вм}}}), \quad (3.51)$$

где  $\chi_1^{\text{омн}} = \frac{\varphi_1(\varphi_2 + 1)}{(\varphi_1 - 1)\frac{\varphi_2}{\varphi_1} + 0.1}$  – коэффициент снижения концентрации

тангенциальных напряжений в обсадной колонне вследствие реактивного отпора породного массива, величины которого для различных типоразмеров обсадных колонн и номинальных диаметров скважин приведены в таблице 3.9.

Переписав выражение (3.36) аналогичным образом, получим следующее выражение для максимальных растягивающих тангенциальных напряжений в цементном кольце на его внутренней границе:

$$\sigma_{\theta} = p_{\text{вм}} (\chi_2 - \chi_2^{\text{омн}} \cdot \frac{p_{\text{кр}}}{p_{\text{вм}}}), \quad (3.52)$$

где  $\chi_2^{\text{омн}} = (\varphi_2 + 1)(1 - \frac{\varphi_2}{\varphi_1(\frac{\varphi_2}{\varphi_1} + 0.1)})$  – коэффициент снижения концентрации

тангенциальных напряжений в цементном кольце вследствие реактивного отпора породного массива, величины которого для различных типоразмеров обсадных колонн и номинальных диаметров скважин приведены в таблице 3.10.

Таблица 3.9 - Коэффициент снижения концентрации тангенциальных напряжений в обсадной колонне при реактивном отпоре горных пород  $\chi_1^{\text{отп}}$

| Диаметр колонны, мм | Диаметр скважины, мм | Толщина стенки обсадной колонны, мм |       |      |      |      |      |    |    |
|---------------------|----------------------|-------------------------------------|-------|------|------|------|------|----|----|
|                     |                      | 6                                   | 7     | 8    | 9    | 10   | 11   | 12 | 14 |
| 114                 | 140                  | 10.40                               | 9.30  | 8.48 | 7.83 | -    | -    | -  | -  |
|                     | 161                  | 10.43                               | 9.36  | 8.55 | 7.91 | -    | -    | -  | -  |
| 127                 | 161                  | 11.27                               | 10.03 | 9.07 | 8.34 | -    | -    | -  | -  |
|                     | 190                  | 11.25                               | 10.16 | 9.28 | 8.61 | -    | -    | -  | -  |
| 140                 | 190                  | 11.97                               | 10.76 | 9.77 | 8.71 | 8.37 | 7.88 | -  | -  |
|                     | 214                  | 11.89                               | 10.79 | 9.87 | 8.88 | 8.55 | 8.08 | -  | -  |

Продолжение таблицы 3.9.

| Диаметр<br>колонны,<br>мм | Диаметр<br>скважины,<br>мм | Толщина стенки обсадной колонны, мм |       |       |       |       |       |       |      |
|---------------------------|----------------------------|-------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|
|                           |                            | 6                                   | 7     | 8     | 9     | 10    | 11    | 12    | 14   |
| 146                       | 190                        | -                                   | 11.03 | 10.07 | 9.24  | 8.61  | 8.01  | -     | -    |
|                           | 214                        | -                                   | 11.04 | 10.16 | 9.39  | 8.80  | 8.23  | -     | -    |
| 168                       | 214                        | -                                   | 12.25 | 11.11 | 10.21 | 9.46  | 8.83  | 8.36  | 7.39 |
|                           | 243                        | -                                   | 12.12 | 11.11 | 10.29 | 9.61  | 9.02  | 8.50  | 7.65 |
| 194                       | 243                        | -                                   | 13.65 | 12.41 | 11.42 | 10.48 | 9.77  | 9.19  | 8.18 |
|                           | 269                        | -                                   | 13.38 | 12.29 | 11.40 | 10.53 | 9.87  | 9.33  | 8.37 |
| 219                       | 269                        | -                                   | 15.09 | 13.77 | 12.51 | 11.50 | 10.73 | 10.03 | 9.14 |
|                           | 295                        | -                                   | 14.68 | 13.52 | 12.39 | 11.48 | 10.76 | 10.10 | 9.27 |
|                           | 320                        | -                                   | 14.41 | 13.34 | 12.31 | 11.45 | 10.78 | 10.16 | 9.36 |
| 245                       | 295                        | -                                   | 16.39 | 14.72 | 13.54 | 12.55 | 12.00 | 10.82 | 9.72 |
|                           | 320                        | -                                   | 15.86 | 14.39 | 13.34 | 12.44 | 11.93 | 10.84 | 9.81 |
|                           | 346                        | -                                   | 15.44 | 14.12 | 13.17 | 12.34 | 11.87 | 10.85 | 9.88 |
| 273                       | 346                        | -                                   | 16.96 | 15.70 | 14.48 | 13.40 | 12.61 | 11.88 | -    |
|                           | 395                        |                                     | 16.13 | 15.09 | 14.07 | 13.13 | 12.45 | 11.80 | -    |
| 299                       | 395                        | -                                   | -     | 16.84 | 15.20 | 14.28 | 13.31 | 12.63 | -    |
|                           | 445                        | -                                   | -     | 16.08 | 14.70 | 13.92 | 13.07 | 12.47 | -    |
| 324                       | 445                        | -                                   | -     | -     | 15.73 | 14.74 | 14.15 | 13.22 | -    |

Таблица 3.10 - Коэффициент снижения концентрации тангенциальных напряжений в цементном кольце при реактивном отпоре горных пород  $\chi_2^{\text{отп}}$

| Диаметр<br>колонны,<br>мм | Диаметр<br>скважины,<br>мм | Толщина стенки обсадной колонны, мм |      |      |      |      |      |    |    |
|---------------------------|----------------------------|-------------------------------------|------|------|------|------|------|----|----|
|                           |                            | 6                                   | 7    | 8    | 9    | 10   | 11   | 12 | 14 |
| 114                       | 140                        | 0.93                                | 0.81 | 0.72 | 0.65 | -    | -    | -  | -  |
|                           | 161                        | 0.93                                | 0.81 | 0.73 | 0.66 | -    | -    | -  | -  |
| 127                       | 161                        | 1.02                                | 0.89 | 0.79 | 0.71 | -    | -    | -  | -  |
|                           | 190                        | 1.01                                | 0.90 | 0.80 | 0.73 | -    | -    | -  | -  |
| 140                       | 190                        | 1.09                                | 0.96 | 0.86 | 0.75 | 0.71 | 0.66 | -  | -  |
|                           | 214                        | 1.08                                | 0.97 | 0.87 | 0.76 | 0.72 | 0.67 | -  | -  |

Продолжение таблицы 3.10.

| Диаметр<br>колонны,<br>мм | Диаметр<br>скважины,<br>мм | Толщина стенки обсадной колонны, мм |      |      |      |      |      |      |      |
|---------------------------|----------------------------|-------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|
|                           |                            | 6                                   | 7    | 8    | 9    | 10   | 11   | 12   | 14   |
| 146                       | 190                        | -                                   | 0.99 | 0.89 | 0.80 | 0.74 | 0.67 | -    | -    |
|                           | 214                        | -                                   | 0.99 | 0.90 | 0.82 | 0.75 | 0.69 | -    | -    |
| 168                       | 214                        | -                                   | 1.12 | 1.00 | 0.91 | 0.83 | 0.76 | 0.70 | 0.61 |
|                           | 243                        | -                                   | 1.11 | 1.00 | 0.91 | 0.84 | 0.78 | 0.72 | 0.63 |
| 194                       | 243                        | -                                   | 1.26 | 1.14 | 1.03 | 0.93 | 0.86 | 0.80 | 0.69 |
|                           | 269                        | -                                   | 1.24 | 1.12 | 1.03 | 0.94 | 0.87 | 0.81 | 0.71 |
| 219                       | 269                        | -                                   | 1.41 | 1.28 | 1.15 | 1.04 | 0.96 | 0.89 | 0.79 |
|                           | 295                        | -                                   | 1.37 | 1.25 | 1.13 | 1.04 | 0.96 | 0.89 | 0.81 |
|                           | 320                        | -                                   | 1.35 | 1.24 | 1.13 | 1.04 | 0.97 | 0.90 | 0.81 |
| 245                       | 295                        | -                                   | 1.54 | 1.37 | 1.25 | 1.15 | 1.09 | 0.97 | 0.86 |
|                           | 320                        | -                                   | 1.49 | 1.34 | 1.23 | 1.14 | 1.09 | 0.97 | 0.86 |
|                           | 346                        | -                                   | 1.45 | 1.32 | 1.22 | 1.13 | 1.08 | 0.97 | 0.87 |
| 273                       | 346                        | -                                   | 1.61 | 1.48 | 1.35 | 1.24 | 1.16 | 1.08 | -    |
|                           | 395                        | -                                   | 1.53 | 1.42 | 1.31 | 1.21 | 1.14 | 1.07 | -    |
| 299                       | 395                        | -                                   | -    | 1.60 | 1.43 | 1.33 | 1.23 | 1.16 | -    |
|                           | 445                        | -                                   | -    | 1.52 | 1.38 | 1.30 | 1.21 | 1.14 | -    |
| 324                       | 445                        | -                                   | -    | -    | 1.48 | 1.38 | 1.32 | 1.22 | -    |

Если в качестве критической величины тангенциальных напряжений (3.51) рассматривать предел текучести стали  $\sigma_T$ , можно записать следующее предельное соотношение, связывающее величину избыточного давления, при котором происходит разрушение тела обсадной колонны, и конструктивные параметры элементов крепи скважины:

$$p_{em} \geq \frac{\sigma_m}{\chi_1 - \chi_1^{omn} \cdot \frac{p_{kp}}{p_{em}}} . \quad (3.53)$$

В наиболее неблагоприятном случае отсутствия реактивного отпора горных пород ( $p_{kp}/p_{BT} \rightarrow 0$ ) последнее соотношение преобразуется к виду:

$$p_{\text{вн}} \geq \frac{\sigma_m}{\chi_1}. \quad (3.54)$$

Разрушение цементного кольца при избыточном внутреннем давлении происходит при достижении тангенциальными напряжениями критической величины, в качестве которой можно принять предел прочности цементного камня на растяжение  $\sigma_p^u$ . Тогда из (3.53) получим следующее предельное соотношение, при котором происходит разрушение цементного кольца в результате действия избыточного внутреннего давления:

$$p_{\text{вн}} \geq \frac{\sigma_p^u}{\chi_2 - \chi_2^{\text{омн}} \frac{p_{\text{кр}}}{p_{\text{вн}}}}. \quad (3.55)$$

и которое в наиболее неблагоприятном случае отсутствия реактивного отпора горных пород ( $p_{\text{кр}}/p_{\text{вн}} \rightarrow 0$ ) преобразуется к виду:

$$p_{\text{вн}} \geq \frac{\sigma_p^u}{\chi_2}. \quad (3.56)$$

### 3.4 Методические рекомендации по количественной оценке критических состояний крепи скважин

Критические состояния, рассмотренные выше, согласно теории подземных сооружений [65], являются критическими состояниями второй группы, то есть приводящими к нарушениям нормальной эксплуатации подземного сооружения по технологическим причинам – возникновению перетоков флюидов из подземных резервуаров в вышележащие пласты и на земную поверхность вследствие потери герметичности элементов крепи, уменьшению или закрытию проходного сечения скважины вследствие смятия обсадной колонны.

Смятие обсадных колонн обусловлено избыточным внешним давлением крепь скважины, создаваемым вмещающими горными породами. Давление горных пород на крепь скважины определяется по формуле (3.8), в которой следует положить  $t \rightarrow \infty$ . В этом случае:

$$p_{\text{кр}} = \lambda \gamma h, \quad (3.57)$$

откуда из (3.42) можно определить глубины, при которых следует ожидать наступления критического состояния крепи скважины из условия смятия обсадной колонны:

$$h \geq \frac{1}{\psi_1^{int}} \cdot \frac{\sigma_m}{\lambda \gamma}, \quad (3.58)$$

где  $\sigma_T$  – предел текучести стали, МПа;  $\gamma = \rho \cdot 9.81 \cdot 10^{-6}$ ,  $\rho$  – средняя плотность вышележащих пород, кг/м<sup>3</sup>;  $\lambda$  – коэффициент бокового распора, принимаемый равным: для рыхлых несвязных пород типа влажных песков  $\lambda \approx 0.5$ ; для твердых связных пород типа песчаников, известняков, аргиллитов, алевролитов и доломитов  $\lambda \approx 0.7$ ; для пластичных и склонных к ползучести пород типа глин и солей  $\lambda \approx 1$ ;  $\psi_1^{int}$  – геометрический параметр, определяемый по таблице 3.5.

Оценим глубину наступления критического состояния скважины из условия смятия обсадной колонны диаметром 245 мм с толщиной стенки 12 мм при номинальном диаметре скважины 295 мм для условий подземного хранилища газа в каменной соли, приняв геометрический параметр  $\psi_1^{int}$  по таблице 3.5 и  $\sigma_T = 300$  МПа. При средней плотности вышележащих пород  $\rho = 2200$  кг/м<sup>3</sup> и коэффициенте бокового распора  $\lambda \approx 1$  получаем:

$$h \geq \frac{1}{10.82} \cdot \frac{300}{1 \cdot 2200 \cdot 9.81 \cdot 10^{-6}} = 1285 \text{ (м)}.$$

То есть, для типовой скважины подземного хранилища газа в каменной соли на глубинах, превышающих 1285 м, можно ожидать смятия обсадной колонны с уменьшением проходного сечения скважины.

Критические состояния крепи скважины из условия потери герметичности элементов крепи возможны вследствие избыточного внутреннего (внутритрубного) давления.

Избыточное внутреннее давление, приводящее к разрушению обсадной колонны по телу трубы, определяется из следующего предельного соотношения, полученного из (3.53):

$$p_{вт} \geq \frac{\sigma_m + \chi_1^{omn} p_{кр}}{\chi_1}, \quad (3.59)$$



в котором коэффициенты концентрации напряжений  $\chi_1$  и  $\chi_1^{\text{отп}}$  принимаются по таблицам 3.7 и 3.9 соответственно.

Избыточное внутреннее давление, приводящее к разрушению цементного кольца, определяется из следующего предельного соотношения, полученное из соотношения (3.55):

$$p_{\text{вн}} \geq \frac{\sigma_p^u + \chi_2^{\text{отп}} p_{\text{кр}}}{\chi_2}, \quad (3.60)$$

в котором коэффициенты концентрации напряжений  $\chi_2$  и  $\chi_2^{\text{отп}}$  принимаются по таблицам 3.8 и 3.10 соответственно, а величину предела прочности цементного камня на растяжение можно принять равной  $\sigma_p^u = 0.1\sigma_{\text{сж}}^u$ , где  $\sigma_{\text{сж}}^u$  – предел прочности цементного камня на одноосное сжатие.

Входящее в формулы (3.59) и (3.60) давление горных пород на крепь определяется следующим образом:

- при опрессовке скважины, выполняемой после завершения ее бурения на проектную глубину, в формуле (3.8) следует положить  $t = 0$ , при котором:

$$p_{\text{кр}} = \lambda \gamma h \cdot \left( k_3 \frac{\gamma_u}{\gamma} + (1 - k_3) \frac{\gamma_6}{\gamma} \right), \quad (3.61)$$

где  $\gamma_u = \rho_u \cdot 9.81 \cdot 10^{-6}$ ,  $\gamma_6 = \rho_6 \cdot 9.81 \cdot 10^{-6}$ ,  $\rho_u$  и  $\rho_6$  – плотности цементного раствора и буферной жидкости соответственно, кг/м<sup>3</sup>;  $k_3$  – коэффициент замещения, принимаемый равным  $k_3 \approx 0.7 \div 0.9$  в зависимости от режима цементирования;

- для скважины, находящейся в эксплуатации, давление на крепь определяется по формуле (3.57).

Оценим величины избыточного внутреннего давления, при которых наступают критические состояния для рассмотренной выше типовой скважины подземного хранилища газа в каменной соли на глубинах  $h = 500 \div 1000$  м при ее опрессовке, имея ввиду, что при ее эксплуатации критические избыточные давления меньше. Давление на крепь скважины в этом интервале глубин составит при опрессовке скважины для  $\rho_u = 1650$  кг/м<sup>3</sup>,  $\rho_6 = 1300$  кг/м<sup>3</sup> и  $k_3 = 0.7$   $p_{\text{кр}} =$

(7.7 ÷ 15.4) МПа. Предел прочности цементного камня на одноосное сжатие примем равным  $\sigma_{сж}^ц = 25$  МПа.

При опрессовке скважины из условия разрушения обсадной колонны по телу трубы, приняв  $\chi_1$  и  $\chi_1^{отп}$  по таблицам 3.7 и 3.9, получим:

$$p_{em} \geq \frac{300 + 10.82 \cdot 7.7}{8.78} = 43.7 \text{ МПа};$$

$$p_{em} \geq \frac{300 + 10.82 \cdot 15.4}{8.78} = 53.2 \text{ МПа},$$

а из условия разрушения цементной оболочки, приняв  $\chi_2$  и  $\chi_2^{отп}$  по таблицам 3.8 и 3.10, получим:

$$p_{em} \geq \frac{2.5 + 0.97 \cdot 7.7}{0.44} = 22.7 \text{ МПа};$$

$$p_{em} \geq \frac{2.5 + 0.97 \cdot 15.4}{0.44} = 39 \text{ МПа}.$$

Минимальные критические избыточные внутренние давления определим для наиболее неблагоприятного случая отсутствия реактивного отпора горных пород. Принимая  $p_{кр} \rightarrow 0$ , получим следующие избыточные внутренние давления:

- из условия разрушения обсадной колонны по телу трубы:

$$p_{em} \geq \frac{300}{8.78} = 34.2 \text{ МПа};$$

- из условия разрушения цементного кольца:

$$p_{em} \geq \frac{2.5}{0.44} = 5.7 \text{ МПа}.$$

## **4 Количественная оценка вероятности наступления критических состояний конструкций скважин**

### **4.1 Методология вероятностных оценок наступления критических состояний конструкций скважин**

Оценка наступления критических состояний конструкций скважин как подземного сооружения относится к проблематике оценки надежности сооружений.

Оценка надежности сооружений базируется на количественной оценке запаса прочности конструкции  $K$ , который в детерминированной постановке определяется следующим образом:

$$K = R - Q, K > 0, \quad (4.1)$$

где  $Q$  – обобщенная нагрузка на конструкцию сооружения,  $R$  – обобщенное сопротивление или обобщенная прочность конструкции сооружения,  $K$  – запас прочности конструкции сооружения.

В общем случае обобщенная нагрузка и обобщенная прочность конструкции скважины представляют собой функции изменчивых параметров, которые следует рассматривать как случайные величины. Таким образом нагрузка и прочность также являются случайными величинами. Тогда надежность конструкции следует оценивать по вероятностям наступления событий:

$$P_y = P(K > 0) = P(R - Q > 0), P_p = P(K < 0) = P(R - Q < 0), \quad (4.2)$$

где  $P_y$  – вероятность устойчивого состояния конструкции, а  $P_p$  – вероятность ее разрушения, причем  $P_y + P_p = 1$ .

Примем, что распределения случайных величин  $Q$  и  $R$  задаются соответствующими функциями плотностей вероятностей  $f_Q(Q)$  и  $f_R(R)$ .

Наступление критического состояния или исчерпание запаса прочности конструкции можно представить как пересечение двух функций плотностей вероятностей  $f_Q(Q)$  и  $f_R(R)$ , как это показано на рисунке 4.1.

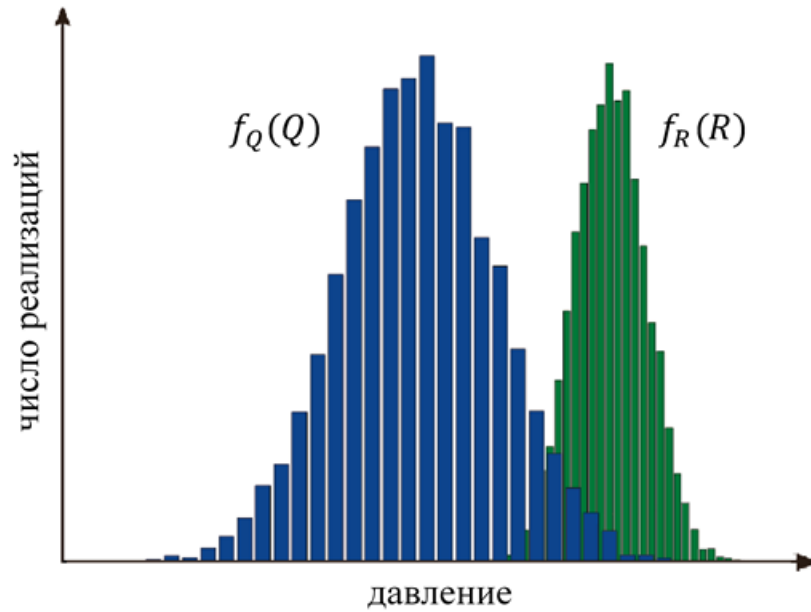


Рисунок 4.1 - Наступление критического состояния конструкции

Плотность вероятности запаса прочности конструкции  $f_K(K)$  может быть определена через свертку функций плотностей вероятностей  $f_Q(Q)$  и  $f_R(R)$  следующим образом:

$$f_K(K) = \int_{-\infty}^{\infty} f_R(R) \cdot f_Q(K - R) dR = \int_{-\infty}^{\infty} f_R(K + Q) \cdot f_Q(Q) dQ. \quad (4.3)$$

Вероятности устойчивого состояния конструкции или ее разрушения, то есть выполнения условий  $K > 0$  и  $K < 0$  соответственно, определяются как:

$$\begin{aligned} P_y &= \int_0^{\infty} f_K(K) dK = \int_0^{\infty} \int_0^{\infty} f_R(R) \cdot f_Q(K - R) dR dK = \\ &= \int_0^{\infty} \int_0^{\infty} f_R(K + Q) \cdot f_Q(Q) dQ dK, P_p = 1 - P_y. \end{aligned} \quad (4.4)$$

Рассмотрим последовательно возможные критические состояния скважины при ее строительстве и эксплуатации.

При бурении скважины возможны два критических состояния в результате реализации двух механизмов разрушения, представленных на рисунке 2.3 и определяемых условиями  $\frac{\gamma_p}{\gamma} \leq \left( \frac{\gamma_p}{\gamma} \right)_{\min}$  (I) и  $\frac{\gamma_p}{\gamma} \geq \left( \frac{\gamma_p}{\gamma} \right)_{\max}$  (II), в которых  $\left( \frac{\gamma_p}{\gamma} \right)_{\min}$  и

$\left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{\max}$  определяются по формулам (2.20) и (2.21) или, при наличии в разрезе скважины водонасыщенных пластов, по формулам (2.41) и (2.42).

При анализе условий наступления критического состояния (I), определяемого соотношением  $\frac{\gamma_p}{\gamma} \leq \left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{\min}$ , следует положить, что:

- активная безразмерная нагрузка на конструкцию скважины будет определяться горизонтальной составляющей начального напряженного состояния:

$$Q_1 = \lambda; \quad (4.5)$$

- обобщенное безразмерное сопротивление конструкции скважины будет определяться прочностью горных пород в условиях объемного сжатия и противодействием столба бурового раствора:

$$R_1 = \frac{\sqrt{3}}{3}(1-\lambda) + \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot \frac{6\cos\delta}{3-\sin\delta} \left( \frac{k}{\rho gh} + \frac{1}{3}(1+2\lambda)\operatorname{tg}\delta \right) + \frac{\rho_p}{\rho}. \quad (4.6)$$

При анализе условий наступления критического состояния (II), определяемого соотношением  $\frac{\gamma_p}{\gamma} \geq \left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{\max}$ , следует положить, что:

- активная безразмерная нагрузка на конструкцию скважины будет определяться относительным давлением столба бурового раствора:

$$Q_2 = \frac{\rho_p}{\rho}; \quad (4.7)$$

- обобщенное безразмерное сопротивление конструкции скважины будет определяться прочностью горных пород в условиях объемного сжатия и горизонтальной составляющей начального напряженного состояния:

$$R_2 = \lambda + \frac{\sqrt{3}}{3}(1-\lambda) + \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot \frac{6\cos\delta}{3-\sin\delta} \left( \frac{k}{\rho gh} + \frac{1}{3}(1+2\lambda)\operatorname{tg}\delta \right). \quad (4.8)$$

При эксплуатации скважины возможно наступление трех ее критических состояний вследствие нарушения эксплуатационных качеств крепи скважины:

- в результате воздействия избыточного внешнего давления, приводящего к смятию обсадной колонны (III);

- в результате воздействия внутреннего (внутритрубного) избыточного давления, приводящего к разрушению обсадной колонны по телу трубы (IV);

- в результате воздействия внутреннего (внутритрубного) избыточного давления, приводящего к разрушению цементного кольца в заколонном пространстве (V).

При анализе условий наступления критического состояния (III) следует положить, что:

- активная нагрузка на обсадную колонну будет определяться горизонтальной составляющей начального напряженного состояния  $\lambda g \rho h$  с учетом геометрических параметров элементов крепи  $\varphi_1$  и  $\varphi_2$ :

$$Q_3 = \frac{\lambda \rho g h (\varphi_2 + 1) \varphi_1}{(\varphi_1 - 1) \left( \frac{\varphi_2}{\varphi_1} + 0.1 \right)}; \quad (4.9)$$

- обобщенное сопротивление обсадной колонны будет определяться пределом текучести стали  $\sigma_m$ :

$$R_3 = \sigma_m. \quad (4.10)$$

При анализе условий наступления критического состояния (IV) следует положить, что:

- активная нагрузка на обсадную колонну будет определяться внутритрубным давлением  $p_{вт}$ :

$$Q_4 = p_{вт}; \quad (4.11)$$

- обобщенное сопротивление обсадной колонны будет определяться пределом текучести стали  $\sigma_T$ , реактивным отпором горных пород, обусловленным горизонтальной составляющей начального напряженного состояния  $\lambda g \rho h$ , и геометрическими параметрами элементов крепи  $\varphi_1$  и  $\varphi_2$ :

$$R_4 = \frac{\sigma_m \left( \frac{\varphi_2}{\varphi_1} + 0.1 \right) (\varphi_1 - 1) + \varphi_1 (\varphi_2 + 1) \lambda \rho g h}{(\varphi_1 - 1) (\varphi_2 + 0.04 \varphi_1)} \quad (4.12)$$

При анализе условий наступления критического состояния (V) следует положить, что:

- активная нагрузка на обсадную колонну будет определяться внутритрубным давлением  $p_{вт}$ :

$$Q_5 = p_{em} \quad (4.13)$$

- обобщенное сопротивление обсадной колонны будет определяться пределом прочности цемента на растяжение  $\sigma_p^u$ , реактивным отпором горных пород, обусловленным горизонтальной составляющей начального напряженного состояния  $\lambda g \rho h$ , и геометрическими параметрами элементов крепи  $\varphi_1$  и  $\varphi_2$ :

$$R_5 = \frac{\sigma_p^u \left( \frac{\varphi_2}{\varphi_1} + 0.1 \right) + (\varphi_2 + 1) \left( \varphi_1 \left( \frac{\varphi_2}{\varphi_1} + 0.1 \right) - \frac{\varphi_2}{\varphi_1} \right) \lambda g \rho h}{0.06 \frac{\varphi_2}{\varphi_1} (\varphi_1 - 1)}. \quad (4.14)$$

При опрессовке цементного кольца в интервале «башмака» эксплуатационной колонны перед пуском скважины в эксплуатацию возможно наступление критического состояния (VI), обусловленного нарушением контакта «цементное кольцо-породный массив» и приводящего к потере герметичности заколонного пространства (рисунок 3.1). При анализе условий наступления этого критического состояния следует положить, что:

- активная нагрузка на конструкцию скважины будет определяться внутритрубным давлением  $p_{вт}$ :

$$Q_6 = p_{em}; \quad (4.15)$$

- обобщенное сопротивление конструкции скважины будет определяться давлением горных пород на крепь скважины при времени ее эксплуатации  $t \rightarrow 0$ :

$$R_6 = \lambda \gamma h \left( k_3 \frac{\gamma_u}{\gamma} + (1 - k_3) \frac{\gamma_6}{\gamma} \right). \quad (4.16)$$

## 4.2 Оценка влияния случайных изменений свойств и состояния массива на формирование критических состояний и устойчивость открытого ствола скважин

Выполним оценку влияния случайных факторов на формирование критических состояний и устойчивость открытого ствола скважины, оценив вероятности устойчивого состояния ее стенок:

$$P_{y1} = P(R_1 - Q_1 > 0) = 1 \quad (4.17)$$

$$P_{y2} = P(R_2 - Q_2 > 0) = 1 \quad (4.18)$$

Равенства (4.17) и (4.18) достигаются при выполнении соотношений  $\frac{\gamma_p}{\gamma} > \left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{min}$  и  $\frac{\gamma_p}{\gamma} < \left(\frac{\gamma_p}{\gamma}\right)_{max}$ . Используя (4.5) - (4.8), перепишем (4.17) и (4.18) следующим образом:

$$P_{y1} = P\left(\lambda - \frac{\sqrt{3}}{3}(1 - \lambda) - \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot \frac{6 \cos \delta}{3 - \sin \delta} \left(\frac{k}{\rho gh} + \frac{1}{3}(1 + 2\lambda)tg\delta\right) < \frac{\gamma_p}{\gamma}\right) = 1 \quad (4.19)$$

$$P_{y2} = P\left(\lambda + \frac{\sqrt{3}}{3}(1 - \lambda) + \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot \frac{6 \cos \delta}{3 - \sin \delta} \left(\frac{k}{\rho gh} + \frac{1}{3}(1 + 2\lambda)tg\delta\right) > \frac{\gamma_p}{\gamma}\right) = 1 \quad (4.20)$$

Таким образом, из соотношений (4.19) и (4.20) могут быть определены вероятности устойчивого состояния открытого ствола скважины при различных относительных плотностях бурового раствора.

Как видно из (4.19) и (4.20), указанные вероятности зависят от напряженного состояния породного массива, характеризуемого величинами его вертикальной составляющей  $\rho gh$  и коэффициента бокового распора  $\lambda$ , и прочностных свойств вмещающих пород, характеризуемых величинами их коэффициента сцепления  $k$  и коэффициента внутреннего трения  $tg\delta$  (и производных последнего  $\cos\delta$  и  $\sin\delta$ ).

Величина вертикальной составляющей начального напряженного состояния массива (литостатическое давление) определяется средневзвешенной плотностью вышележащих пород. При отсутствии зон аномальной плотности горных пород, которые связаны с зонами тектонических нарушений, литостатическое давление



монотонно возрастает с глубиной, в том числе и по причине нормального уплотнения горных пород. При этом смена литологического состава не оказывает существенного влияния на средневзвешенную плотность горных пород. В качестве примера можно привести результаты исследований распределения литостатического давления в породах осадочного чехла, приведенные в работе [82]. Ниже на рисунке 4.2 приведены графики осредненных литостатических давлений в зависимости от глубины для пород осадочного чехла для месторождений о. Сахалин, заимствованные из работы [82].

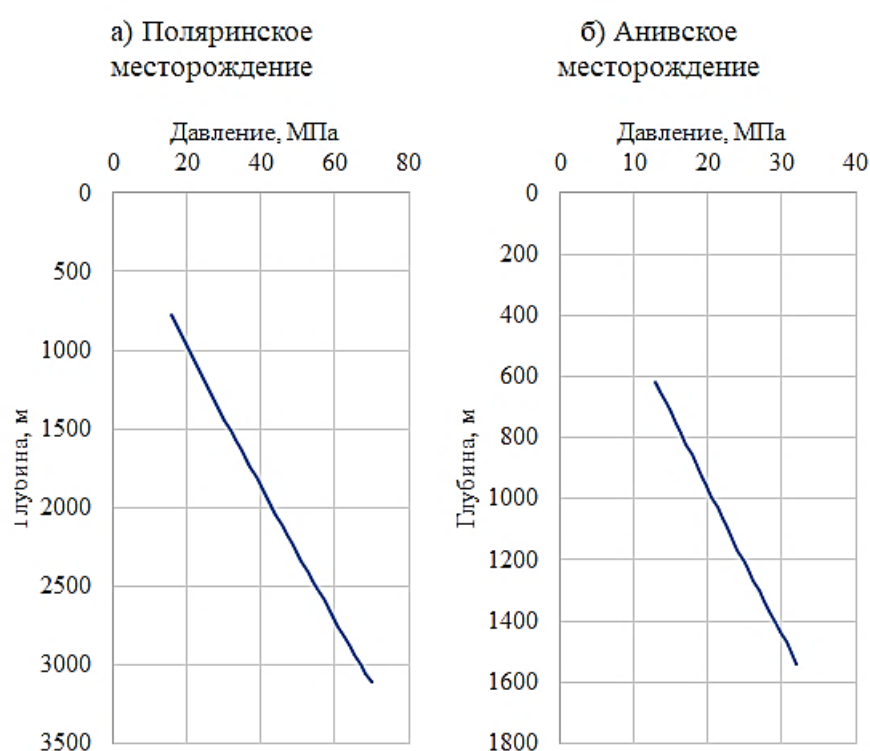


Рисунок 4.2 - Графики осредненных значений литостатического давления в зависимости от глубины

Обработка указанных графиков дает следующие эмпирические зависимости для определения литостатического давления для различных глубин  $h$ :

- для глубин  $h \leq 1000$  м:

$$\rho gh = 0.021h \text{ (МПа);}$$

- для глубин  $1000 < h \leq 2000$  м:

$$\rho gh = 0.022h \text{ (МПа);}$$

- для глубин  $2000 < h \leq 3000$  м:

$$\rho gh = 0.023h \text{ (МПа)}.$$

Как уже отмечалось выше, величина коэффициента бокового распора зависит от литологического состава горных пород и, при отсутствии тектонической составляющей, может изменяться от  $\lambda = 0.5$  для рыхлых несвязных пород типа песков до  $\lambda = 1$  для пластичных и склонных к ползучести пород типа глин и солей.

Случайные величины бокового распора  $\lambda$  генерировались из предположения о его нормальном распределении в диапазоне изменения  $0.5 \leq \lambda \leq 1$  на языке Python с помощью модуля из библиотеки Numpy. В результате получено нормальное распределение  $\lambda$  со следующими параметрами: среднее  $\lambda_{\text{ср}} = 0.75$  и среднее квадратичное отклонение  $\sigma_{\lambda} = 0.083$ , приведенное на рисунке 4.3.

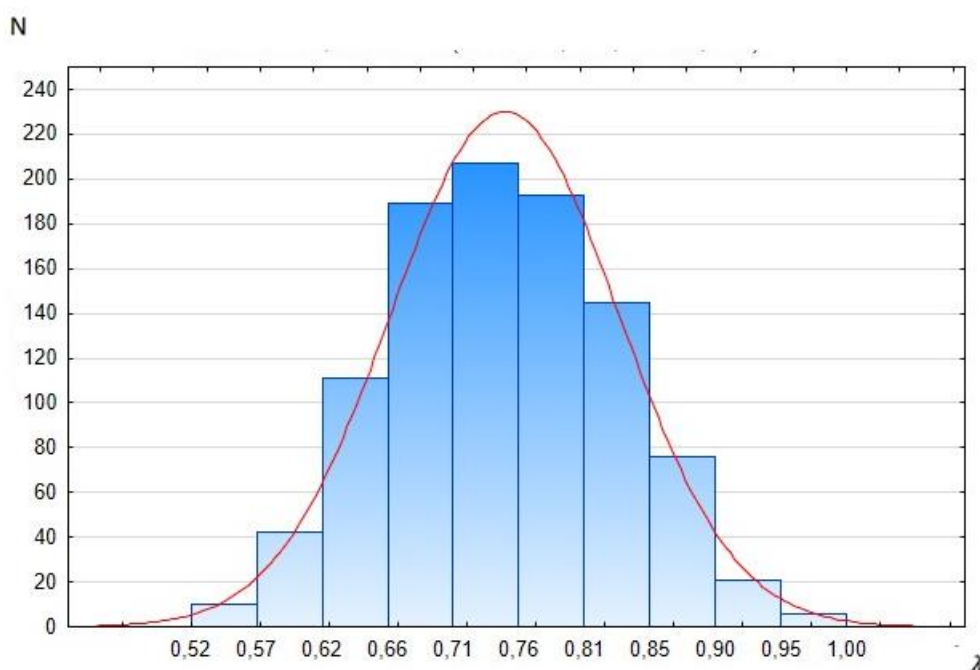


Рисунок 4.3 - Распределение коэффициента бокового распора

Генерация случайных величин коэффициента сцепления  $k$  и коэффициента внутреннего трения  $tg\delta$  также выполнялась из предположения об их нормальном распределении. При этом рассматривались породы II и III категорий буримости, как наиболее распространенные для скважин подземных хранилищ газа глубиной

до 3000 метров. Диапазоны изменений этих прочностных характеристик принимались по таблице 2.10: для пород II категории буримости  $0.02 \leq k \leq 0.08$  (МПа) и  $0.47 \leq tg\delta \leq 0.58$ , для пород III категории буримости  $2.4 \leq k \leq 8.3$  и  $0.58 \leq tg\delta \leq 0.70$ . В результате получены нормальные распределения  $k$  и  $tg\delta$  со следующими параметрами: для пород II категории буримости  $k_{cp} = 0.05$  МПа,  $\sigma_k = 0.01$  и  $tg\delta_{cp} = 0.41$ ,  $\sigma_{tg\delta} = 0.02$ ; для пород III категории буримости  $k_{cp} = 5.4$  МПа,  $\sigma_k = 0.94$  и  $tg\delta_{cp} = 0.64$ ,  $\sigma_{tg\delta} = 0.02$ . Распределения указанных прочностных параметров приведены на рисунках 4.4 и 4.5.

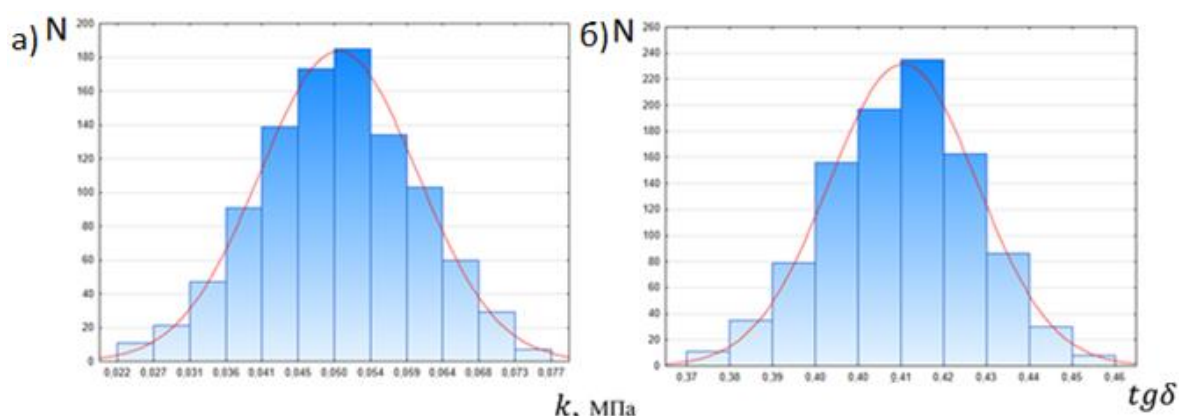


Рисунок 4.4 - Распределения сцепления (а) и коэффициента внутреннего трения (б) для пород II категории буримости

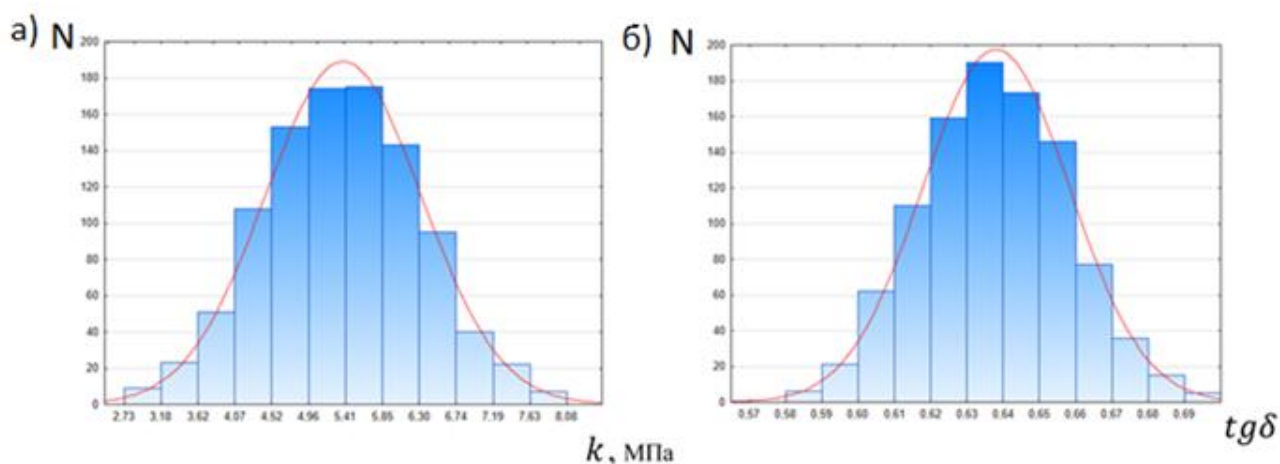


Рисунок 4.5 – Распределения сцепления (а) и коэффициента внутреннего трения (б) для пород III категории буримости

В результате многовариантных расчетов, выполненных с использованием приведенных выше распределений и эмпирических зависимостей для скважин глубиной 1000, 2000 и 3000 метров получены кривые вероятностей устойчивого

состояния стенок скважин для пород II и III категорий по буримости, приведенные на рисунках 4.6 и 4.7.

Для пород II категории по буримости устойчивость открытого ствола скважины с вероятностью 100% достигается в диапазоне относительных плотностей бурового раствора:

$$0.5 \leq \frac{\gamma_p}{\gamma} \leq 1.0. \quad (4.21)$$

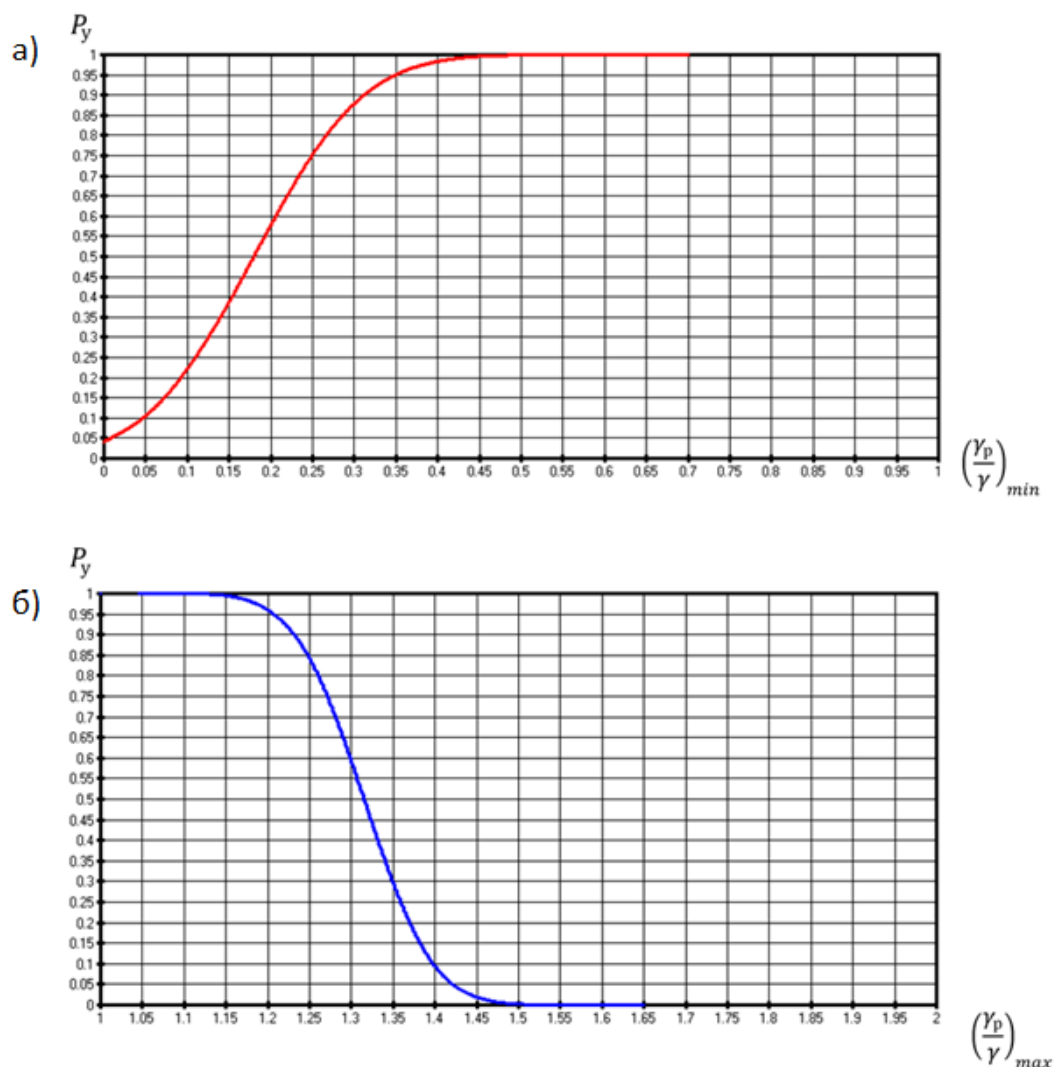


Рисунок 4.6 - Вероятности устойчивого состояния открытого ствола скважин глубиной 1000-3000 м для пород II категории буримости при различных минимальных (а) и максимальных (б) относительных плотностях бурового раствора

При этом указанный диапазон справедлив для скважин глубиной 1000, 2000 и 3000 метров, что отражает факт незначительного влияния на прочность пород отношения  $\frac{k}{\rho h}$  ввиду малых величин коэффициента сцепления  $k$ .

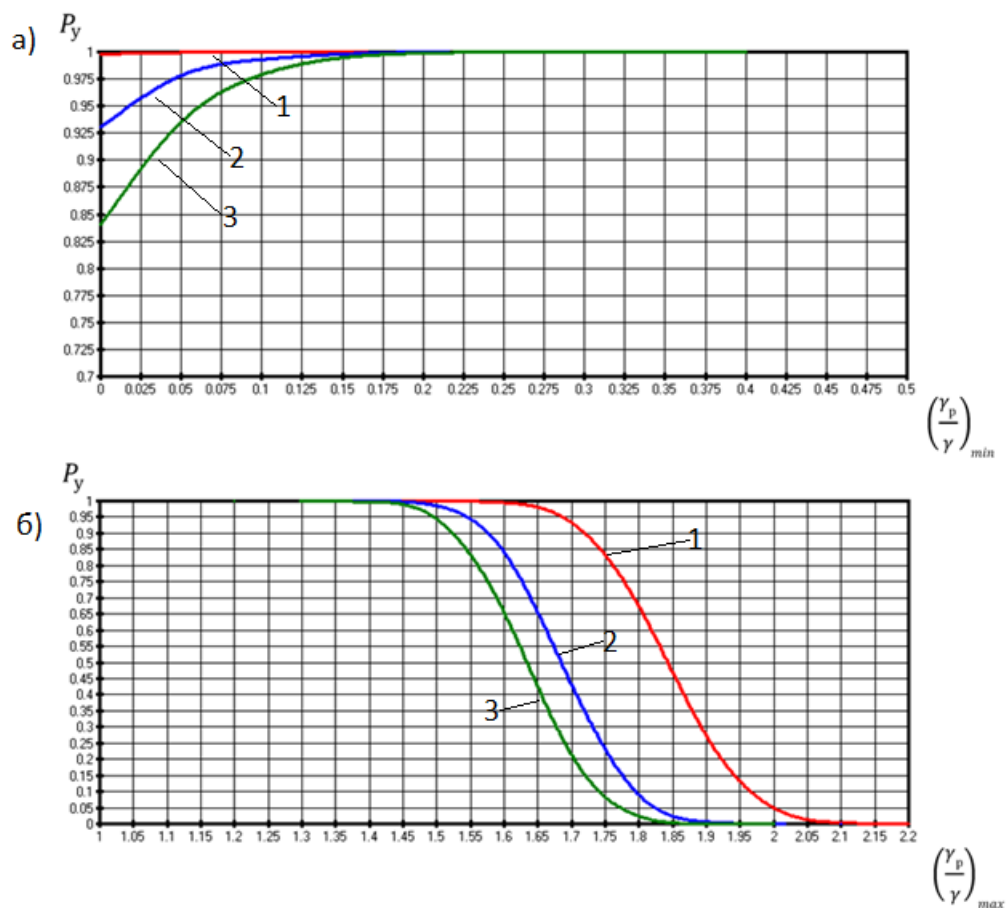


Рисунок 4.7 - Вероятности устойчивого состояния открытого ствола скважин глубиной: 1 – 1000м, 2 – 2000 м, 3 – 3000 м, для пород III категории буримости при различных минимальных (а) и максимальных (б) относительных плотностях бурового раствора

Для пород III категории буримости устойчивость открытого ствола скважины с вероятностью 100% достигается в следующих диапазонах относительных плотностей бурового раствора:

- для глубин  $h \leq 1000$  м

$$0.2 \leq \frac{\gamma_p}{\gamma} \leq 1.4$$

- для глубин  $1000 < h \leq 2000$  м

$$0.3 \leq \frac{\gamma_p}{\gamma} \leq 1.3$$

- для глубин  $2000 < h \leq 3000$  м

$$0.4 \leq \frac{\gamma_p}{\gamma} \leq 1.2$$

Таким образом, по результатам расчетов можно констатировать, что относительная плотность бурового раствора, лежащая в диапазоне (4.21), включает в себя диапазоны для пород III категории буримости и обеспечивает устойчивость открытого ствола скважин в породах II и III категорий по буримости. Кроме того, диапазон (4.21) может быть распространен и на более высокие категории вследствие большей прочности пород.

#### **4.3 Оценка влияния случайных изменений свойств и состояния массива на формирование критических состояний и устойчивость крепи скважин**

Выполним оценку влияния случайных факторов на формирование критического состояния обсадной колонны вследствие воздействия избыточного внешнего давления, оценив вероятность ее устойчивого состояния:

$$P_{yz} = P(R_3 - Q_3 > 0) = 1. \quad (4.22)$$

Используя (4.9) и (4.10), перепишем (4.20) следующим образом:

$$P_{yz} = P \left( \frac{\sigma_m \cdot (\varphi_1 - 1) \left( \frac{\varphi_2}{\varphi_1} + 0.1 \right)}{\lambda \cdot (\varphi_2 + 1) \cdot \varphi_1} > \rho g h \right) = 1. \quad (4.23)$$

Положим, что входящие в выражение (4.21) предел текучести стали  $\sigma_T$  и геометрический параметр колонны  $\varphi_1$  не относятся к случайным параметрам и определяются характеристиками обсадных труб. Геометрический параметр цементного кольца  $\varphi_2$  определяется внешним диаметром обсадной колонны и диаметром скважины. Фактический диаметр скважины, как правило, больше ее номинального диаметра, что обусловлено механическим воздействием промывочной жидкости и долота на породу. Увеличение диаметра скважин приводит к уменьшению параметра  $\varphi_2$ . Генерация случайных величин отношения

$\frac{\varphi_{2\phi}}{\varphi_{2H}}$ , где  $\varphi_{2\phi}$  – геометрический параметр для фактического диаметра скважины и  $\varphi_{2H}$  – геометрический параметр для номинального диаметра скважины (таблица 3.2), выполнялась из предположения о нормальном распределении отношения  $\frac{\varphi_{2\phi}}{\varphi_{2H}}$  для диапазона его изменения  $0.7 \leq \frac{\varphi_{2\phi}}{\varphi_{2H}} \leq 1$ . В результате получено нормальное распределение с параметрами  $(\frac{\varphi_{2\phi}}{\varphi_{2H}})_{\text{ср}} = 0.67$  и  $\sigma_{\frac{\varphi_{2\phi}}{\varphi_{2H}}} = 0.11$ , приведенное на рисунке 4.8. Распределение коэффициента бокового распора  $\lambda$  приведено на рисунке 4.3.

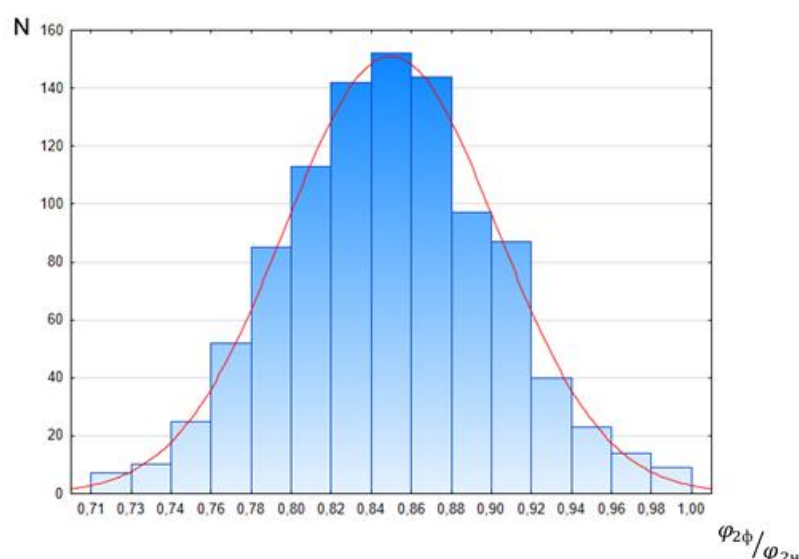


Рисунок 4.8 - Распределение относительного геометрического параметра  
цементного кольца  $\frac{\varphi_{2\phi}}{\varphi_{2H}}$

В результате многовариантных расчетов с использованием распределений  $\frac{\varphi_{2\phi}}{\varphi_{2H}}$  и  $\lambda$  получены вероятностные оценки предельных величин литостатического давления  $(\sigma_v)_{\text{пр}} = (g\rho h)_{\text{пр}}$  и предельных глубин  $h_{\text{пр}}$ , до которых с вероятностью 100% достигается устойчивое состояние обсадных колонн при воздействии избыточного внешнего воздействия при отсутствии или малых величин внутритрубного давления. Результаты расчетов приведены в таблице 4.1, где указаны предельные величины литостатического давления  $(\sigma_v)_{\text{пр}}$  в МПа, а в

скобках – предельные глубины  $h_{пр}$  в метрах, рассчитанные с использованием эмпирических зависимостей.

Таблица 4.1 – Предельные величины литостатического давления  $(\sigma_v)_{пр}$  (МПа) и глубин  $h_{пр}$  (м), до которых достигается устойчивое состояние обсадных колонн при воздействии избыточного внешнего воздействия

| Диаметр колонны, мм | Диаметр скважины, мм | Толщина стенки обсадной колонны, мм |                |                |                |                |                |                |                |
|---------------------|----------------------|-------------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
|                     |                      | 6                                   | 7              | 8              | 9              | 10             | 11             | 12             | 14             |
| 114                 | 140                  | 25.5<br>(1190)                      | 28.7<br>(1335) | 31.6<br>(1470) | 35.9<br>(1630) | -              | -              | -              | -              |
|                     | 161                  | 25.2<br>(1170)                      | 28.1<br>(1310) | 30.4<br>(1410) | 32.9<br>(1530) | -              | -              | -              | -              |
| 127                 | 161                  | 23.5<br>(1095)                      | 26.4<br>(1230) | 29.0<br>(1350) | 31.6<br>(1470) | -              | -              | -              | -              |
|                     | 190                  | 23.5<br>(1095)                      | 25.9<br>(1205) | 28.2<br>(1310) | 30.5<br>(1420) | -              | -              | -              | -              |
| 140                 | 190                  | 22.3<br>(1040)                      | 24.7<br>(1450) | 26.9<br>(1250) | 29.1<br>(1355) | 30.8<br>(1435) | 33.0<br>(1535) | -              | -              |
|                     | 214                  | 22.2<br>(1035)                      | 24.5<br>(1140) | 26.5<br>(1235) | 28.6<br>(1330) | 30.5<br>(1420) | 32.2<br>(1500) | -              | -              |
| 146                 | 190                  | -                                   | 23.9<br>(1110) | 26.2<br>(1220) | 28.4<br>(1320) | 30.4<br>(1415) | 32.7<br>(1520) | -              | -              |
|                     | 214                  | -                                   | 23.9<br>(1110) | 25.8<br>(1200) | 28.0<br>(1300) | 29.8<br>(1385) | 31.6<br>(1470) | -              | -              |
| 168                 | 214                  | -                                   | 21.6<br>(1030) | 23.8<br>(1110) | 25.8<br>(1200) | 27.8<br>(1295) | 29.8<br>(1385) | 31.5<br>(1465) | 35.2<br>(1640) |
|                     | 243                  | -                                   | 21.8<br>(1040) | 23.8<br>(1110) | 25.6<br>(1190) | 27.4<br>(1275) | 29.1<br>(1355) | 30.7<br>(1430) | 33.9<br>(1580) |
| 194                 | 243                  | -                                   | 19.5<br>(930)  | 21.5<br>(1025) | 23.3<br>(1085) | 25.1<br>(1170) | 26.9<br>(1250) | 28.6<br>(1330) | 32.0<br>(1490) |
|                     | 269                  | -                                   | 19.9<br>(950)  | 21.6<br>(1030) | 23.3<br>(1085) | 25.0<br>(1165) | 26.6<br>(1240) | 28.1<br>(1310) | 31.2<br>(1450) |
| 219                 | 269                  | -                                   | 17.8<br>(850)  | 19.6<br>(935)  | 21.3<br>(1015) | 23.0<br>(1070) | 24.7<br>(1150) | 26.2<br>(1220) | 29.5<br>(1370) |
|                     | 295                  | -                                   | 18.3<br>(870)  | 20.0<br>(950)  | 21.4<br>(1020) | 23.0<br>(1070) | 24.6<br>(1145) | 26.0<br>(1210) | 29.0<br>(1350) |
| 219                 | 320                  | -                                   | 18.7<br>(890)  | 20.2<br>(960)  | 21.7<br>(1035) | 23.1<br>(1075) | 24.5<br>(1140) | 25.9<br>(1205) | 28.6<br>(1330) |



Продолжение таблицы 4.1

| Диаметр колонны, мм | Диаметр скважины, мм | Толщина стенки обсадной колонны, мм |               |               |               |                |                |                |                |
|---------------------|----------------------|-------------------------------------|---------------|---------------|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
|                     |                      | 6                                   | 7             | 8             | 9             | 10             | 11             | 12             | 14             |
| 245                 | 295                  | -                                   | 16.4<br>(780) | 18.0<br>(860) | 19.6<br>(935) | 21.2<br>(1030) | 22.7<br>(1055) | 24.2<br>(1125) | 27.2<br>(1265) |
|                     | 320                  | -                                   | 17.0<br>(810) | 18.5<br>(880) | 19.9<br>(950) | 21.4<br>(1020) | 22.8<br>(1060) | 24.2<br>(1125) | 26.9<br>(1250) |
|                     | 346                  | -                                   | 17.4<br>(830) | 18.8<br>(895) | 20.1<br>(960) | 21.5<br>(1025) | 22.8<br>(1060) | 24.2<br>(1125) | 26.7<br>(1240) |
| 273                 | 346                  | -                                   | 15.6<br>(745) | 17.0<br>(810) | 18.4<br>(880) | 19.7<br>(940)  | 21.1<br>(1005) | 22.4<br>(1040) | -              |
|                     | 395                  | -                                   | 16.5<br>(785) | 17.8<br>(850) | 19.0<br>(905) | 20.1<br>(955)  | 21.4<br>(1020) | 22.6<br>(1050) | -              |
| 299                 | 395                  | -                                   | -             | 16.3<br>(775) | 17.6<br>(840) | 18.8<br>(895)  | 19.9<br>(950)  | 21.1<br>(1005) | -              |
|                     | 445                  | -                                   | -             | 17.1<br>(815) | 18.1<br>(860) | 19.3<br>(920)  | 20.3<br>(965)  | 21.4<br>(1020) | -              |
| 324                 | 445                  | -                                   | -             | -             | 17.0<br>(810) | 18.1<br>(860)  | 19.1<br>(910)  | 20.1<br>(955)  | -              |

Приведенные в таблице 4.1 предельные величины литостатического давления  $(\sigma_v)_{пр}$  предполагают нулевое внутритрубное давление. После достижения предельной глубины  $h_{пр}$  для обеспечения устойчивости обсадной колонны к воздействию избыточного внешнего давления необходимо создание и поддержание внутритрубного давления. Необходимую для обеспечения устойчивости колонны величину внутритрубного давления определим суммированием концентраций напряжений в обсадной колонне от воздействия внешнего давления при нулевом внутреннем (3.41) и внутреннего при нулевом внешнем (3.51).

В результате преобразований получим:

$$\frac{p_{вм}}{\rho gh} = \left( \frac{300}{(\sigma_v)_{пр}} - \frac{300}{\rho gh} \right) \frac{1}{\chi_1}, \quad (4.24)$$

где

$$\chi_1 = \varphi_1 \left( 1 - \frac{0.06}{\frac{0.7\varphi_2}{\varphi_1} + 0.1} \right), \quad (4.25)$$

в котором принята нижняя граница диапазона изменения отношения  $\frac{\varphi_{2\phi}}{\varphi_{2H}} = 0.7$ ;  $\varphi_2$  и  $(\sigma_v)_{\text{пр}}$  – определяются соответственно по таблице 3.2 и таблице 4.1.

Выполним вероятностную оценку наступления критических состояний IV и V, исходя из условия обеспечения 100% - ого устойчивого состояния обсадной колонны и цементного кольца в соответствии с равенствами:

$$P_{y4} = P(R_4 - Q_4 > 0) = 1 \quad (4.26)$$

$$P_{y5} = P(R_5 - Q_5 > 0) = 1 \quad (4.27)$$

которые с учетом (4.11), (4.12), (4.13) и (4.14) можно переписать следующим образом:

$$P_{y4} = P \left( p_{\text{см}} < \frac{\sigma_m \cdot \left( \frac{\varphi_2}{\varphi_1} + 0.1 \right) (\varphi_1 - 1) + \varphi_1 (\varphi_2 + 1) \lambda \rho g h}{(\varphi_1 - 1)(\varphi_2 + 0.04\varphi_1)} \right) = 1, \quad (4.28)$$

$$P_{y5} = P \left( p_{\text{см}} < \frac{\sigma_p^u \cdot \left( \frac{\varphi_2}{\varphi_1} + 0.1 \right) + (\varphi_2 + 1) \left( \varphi_1 \left( \frac{\varphi_2}{\varphi_1} + 0.1 \right) - \frac{\varphi_2}{\varphi_1} \right) \lambda \rho g h}{0.06 \frac{\varphi_2}{\varphi_1} (\varphi_1 - 1)} \right) = 1 \quad (4.29)$$

Будем учитывать, что формирование в процессе твердения цемента в некоторых интервалах скважины фильтрационной глинистой корки приводит к значительному снижению контактного давления и, как следствие, реактивного отпора горных пород [82]. Поэтому, при оценке устойчивого состояния колонны с точки зрения возникновения критических состояний IV и V будем исходить из условия отсутствия реактивного отпора крепи, то есть:

$$P_{y4} = P \left( p_{см} < \frac{\sigma_m \left( \frac{\varphi_2}{\varphi_1} + 0.1 \right) (\varphi_1 - 1)}{(\varphi_1 - 1)(\varphi_2 + 0.04\varphi_1)} \right) = 1 \quad (4.30)$$

$$P_{y5} = P \left( p_{см} < \frac{\sigma_p^u \left( \frac{\varphi_2}{\varphi_1} + 0.1 \right)}{0.06 \frac{\varphi_2}{\varphi_1} (\varphi_1 - 1)} \right) = 1 \quad (4.31)$$

В расчетах примем, что предел прочности цементного камня составляет  $\sigma_p^u = 0.1\sigma_{сж}^u$  и изменяется в диапазоне  $2.0 \leq \sigma_p^u \leq 3.0$  МПа. Нормальное распределение, полученное в результате генерации случайных чисел в указанном диапазоне с параметрами  $(\sigma_p^u)_{ср} = 2.5$  и  $\sigma_{\sigma_p^u} = 0.16$  приведено на рисунке 4.9.

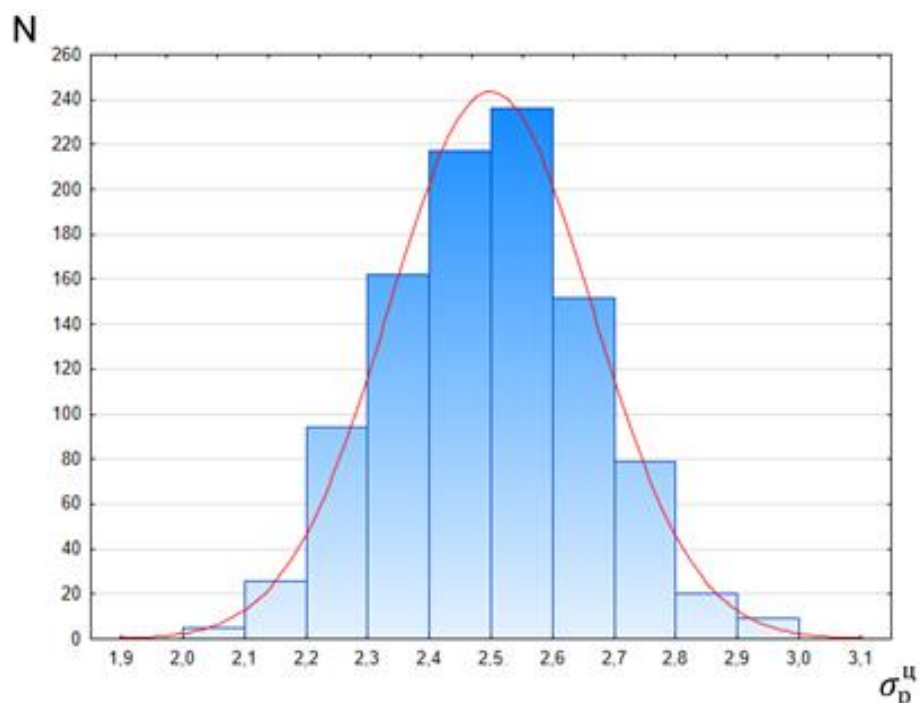


Рисунок 4.9 - Распределение прочности цементного камня на растяжение  $\sigma_p^u$

Предельные значения величин внутренних давлений  $(p_{вт})_{пр}^k$  и  $(p_{вт})_{пр}^u$ , при которых обеспечиваются устойчивые состояния соответственно обсадной колонны и цементного кольца при воздействии внутреннего избыточного давления, полученные в результате многовариантных расчетов с учетом

распределений  $\frac{\varphi_{2\phi}}{\varphi_{2H}}$  (рисунок 4.8) и  $\sigma_p^H$  (рисунок 4.9), приведены в таблицах 4.2 и 4.3.

Таблица 4.2 - Предельные величины избыточного внутреннего давления  $(p_{вт})_{пр}^K$  в МПа, при которых обеспечивается устойчивость обсадной колонны

| Диаметр колонны, мм | Диаметр скважины, мм | Толщина стенки обсадной колонны, мм |      |      |      |      |      |      |      |
|---------------------|----------------------|-------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|
|                     |                      | 6                                   | 7    | 8    | 9    | 10   | 11   | 12   | 14   |
| 114                 | 140                  | 37.7                                | 43.6 | 49.6 | 55.7 | -    | -    | -    | -    |
|                     | 161                  | 39.7                                | 45.6 | 51.7 | 57.7 | -    | -    | -    | -    |
| 127                 | 161                  | 34.6                                | 39.8 | 45.2 | 50.7 | -    | -    | -    | -    |
|                     | 190                  | 36.8                                | 42.1 | 47.5 | 53.0 | -    | -    | -    | -    |
| 140                 | 190                  | 32.6                                | 37.5 | 42.3 | 47.1 | 52.1 | 57.0 | -    | -    |
|                     | 214                  | 34.0                                | 38.9 | 43.8 | 48.7 | 53.6 | 58.6 | -    | -    |
| 146                 | 190                  | -                                   | 35.4 | 39.9 | 44.6 | 49.3 | 54.1 | -    | -    |
|                     | 214                  | -                                   | 37.0 | 41.6 | 46.3 | 51.1 | 55.8 | -    | -    |
| 168                 | 214                  | -                                   | 30.9 | 34.9 | 38.9 | 42.9 | 47.0 | 51.1 | 59.3 |
|                     | 243                  | -                                   | 32.6 | 36.6 | 40.6 | 44.7 | 48.8 | 52.9 | 61.2 |
| 194                 | 243                  | -                                   | 27.1 | 30.4 | 33.9 | 37.3 | 40.8 | 44.2 | 51.2 |
|                     | 269                  | -                                   | 28.4 | 31.8 | 35.2 | 38.7 | 42.2 | 45.8 | 52.8 |
| 219                 | 269                  | -                                   | 24.0 | 27.1 | 30.0 | 33.1 | 36.1 | 39.2 | 45.4 |
|                     | 295                  | -                                   | 23.9 | 28.3 | 31.3 | 34.4 | 37.5 | 40.5 | 46.8 |
|                     | 320                  | -                                   | 26.1 | 29.2 | 32.3 | 35.3 | 38.5 | 41.6 | 47.8 |
| 245                 | 295                  | -                                   | 21.6 | 24.3 | 27.0 | 29.6 | 32.3 | 35.0 | 40.5 |
|                     | 320                  | -                                   | 22.7 | 25.4 | 28.0 | 30.7 | 33.4 | 36.2 | 41.7 |
|                     | 346                  | -                                   | 23.5 | 26.2 | 29.0 | 31.8 | 34.4 | 37.2 | 42.8 |
| 273                 | 346                  | -                                   | 20.3 | 22.7 | 25.1 | 27.5 | 30.0 | 32.4 | -    |
|                     | 395                  | -                                   | 21.7 | 24.1 | 26.7 | 29.1 | 31.6 | 34.1 | -    |
| 299                 | 395                  | -                                   | -    | 21.5 | 23.7 | 26.0 | 28.1 | 30.4 | -    |
|                     | 445                  | -                                   | -    | 22.7 | 25.0 | 27.4 | 29.6 | 31.9 | -    |
| 324                 | 445                  | -                                   | -    | -    | 22.6 | 24.7 | 26.8 | 28.8 | -    |

Таблица 4.3 - Предельные величины избыточного внутреннего давления  $(p_{\text{вт}})_{\text{пр}}^{\text{ц}}$  в МПа, при которых обеспечивается устойчивость цементного кольца

| Диаметр колонны, мм | Диаметр скважины, мм | Толщина стенки обсадной колонны, мм |     |     |     |     |     |     |     |
|---------------------|----------------------|-------------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
|                     |                      | 6                                   | 7   | 8   | 9   | 10  | 11  | 12  | 14  |
| 114                 | 140                  | 4.8                                 | 5.7 | 6.6 | 7.5 | -   | -   | -   | -   |
|                     | 161                  | 5.3                                 | 6.2 | 7.1 | 8.1 | -   | -   | -   | -   |
| 127                 | 161                  | 4.5                                 | 5.2 | 6.0 | 6.8 | -   | -   | -   | -   |
|                     | 190                  | 5.1                                 | 5.8 | 6.6 | 7.5 | -   | -   | -   | -   |
| 140                 | 190                  | 4.3                                 | 5.0 | 5.7 | 6.4 | 7.1 | 7.9 | -   | -   |
|                     | 214                  | 4.8                                 | 5.4 | 6.1 | 6.8 | 7.6 | 8.4 | -   | -   |
| 146                 | 190                  | -                                   | 4.7 | 5.3 | 5.9 | 6.6 | 7.4 | -   | -   |
|                     | 214                  | -                                   | 5.1 | 5.7 | 6.4 | 7.1 | 7.8 | -   | -   |
| 168                 | 214                  | -                                   | 4.0 | 4.5 | 5.1 | 5.6 | 6.2 | 6.9 | 8.2 |
|                     | 243                  | -                                   | 4.5 | 5.0 | 5.6 | 6.1 | 6.7 | 7.4 | 8.7 |
| 194                 | 243                  | -                                   | 3.5 | 3.9 | 4.4 | 4.9 | 5.3 | 5.8 | 6.9 |
|                     | 269                  | -                                   | 3.9 | 4.3 | 4.7 | 5.2 | 5.7 | 6.2 | 7.3 |
| 219                 | 269                  | -                                   | 3.0 | 3.5 | 3.8 | 4.2 | 4.6 | 5.1 | 5.9 |
|                     | 295                  | -                                   | 3.3 | 3.8 | 4.2 | 4.6 | 5.0 | 5.5 | 6.3 |
|                     | 320                  | -                                   | 3.6 | 4.1 | 4.4 | 4.9 | 5.3 | 5.7 | 6.6 |
| 245                 | 295                  | -                                   | 2.8 | 3.1 | 3.4 | 3.8 | 4.1 | 4.5 | 5.5 |
|                     | 320                  | -                                   | 3.0 | 3.4 | 3.7 | 3.8 | 4.1 | 4.5 | 5.5 |
|                     | 346                  | -                                   | 3.2 | 3.6 | 3.9 | 4.3 | 4.7 | 5.0 | 5.8 |
| 273                 | 346                  | -                                   | 2.7 | 2.9 | 3.3 | 3.5 | 3.9 | 4.2 | -   |
|                     | 395                  | -                                   | 3.1 | 3.4 | 3.7 | 4.0 | 4.3 | 4.6 | -   |
| 299                 | 395                  | -                                   | -   | 2.9 | 3.2 | 3.5 | 3.7 | 4.0 | -   |
|                     | 445                  | -                                   | -   | 3.3 | 3.5 | 3.9 | 4.2 | 4.4 | -   |
| 324                 | 445                  | -                                   | -   | -   | 3.1 | 3.4 | 3.6 | 3.9 | -   |

Выполним вероятностную оценку наступления критического состояния VI, исходя из условия обеспечения 100% - ого устойчивого состояния цементного кольца в интервале башмака обсадной колонны при опрессовке скважины в соответствии с равенством:

$$P_{y6} = P(R_6 - Q_6 > 0) = 1, \quad (4.32)$$

перепишав его следующим образом:

$$P_{y6} = P\left(\frac{p_{em}}{\rho gh} < \lambda \left(k_3 \frac{\rho_u}{\rho} + (1 - k_3) \frac{\rho_o}{\rho}\right)\right) = 1. \quad (4.33)$$

В расчетах примем, что плотность буферной жидкости составляет  $\gamma_6 = 1300$  кг/м<sup>3</sup>, плотность цементного раствора составляет  $\rho_{ц} = 1800$  кг/м<sup>3</sup> и  $\rho_{ц} = 1600$  кг/м<sup>3</sup>, а распределение коэффициент замещения  $k_3$  изменяется в диапазоне  $0.7 \leq k_3 \leq 0.9$  и подчиняется нормальному закону распределения с параметрами  $(k_3)_{cp} = 0.8$  и  $\sigma_{k_3} = 0.03$ , приведенному на рисунке 4.10.

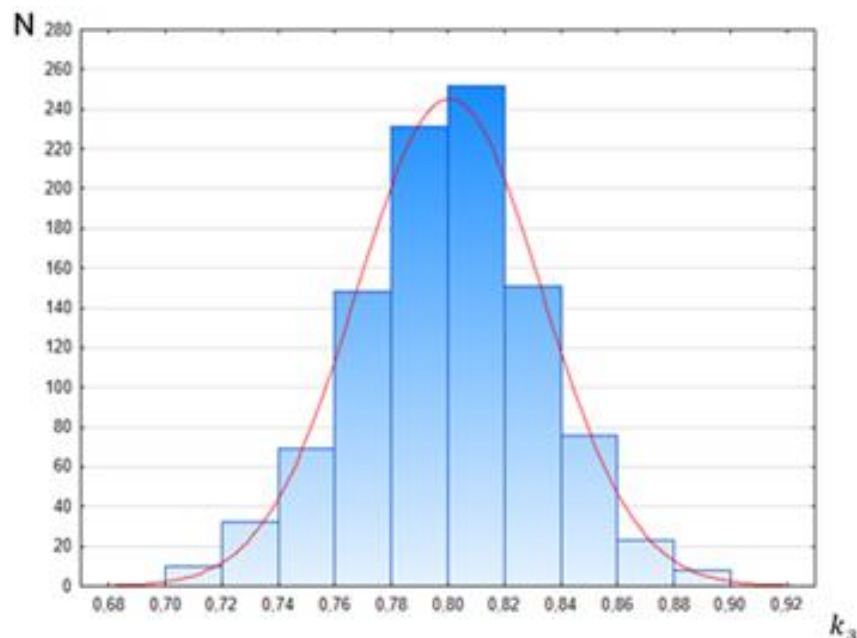


Рисунок 4.10 - Распределение коэффициента замещения  $k_3$

Ниже на рисунке 4.11 и 4.12 приведены кривые вероятностей устойчивого состояния цементного кольца при различных давлениях опрессовки скважин глубиной  $h = 1000, 2000$  и  $3000$  метров, полученные в результате многовариантных расчетов с учетом распределения коэффициента бокового распора  $\lambda$ , приведенного на рисунке 4.3, и эмпирических зависимостей (4.17).

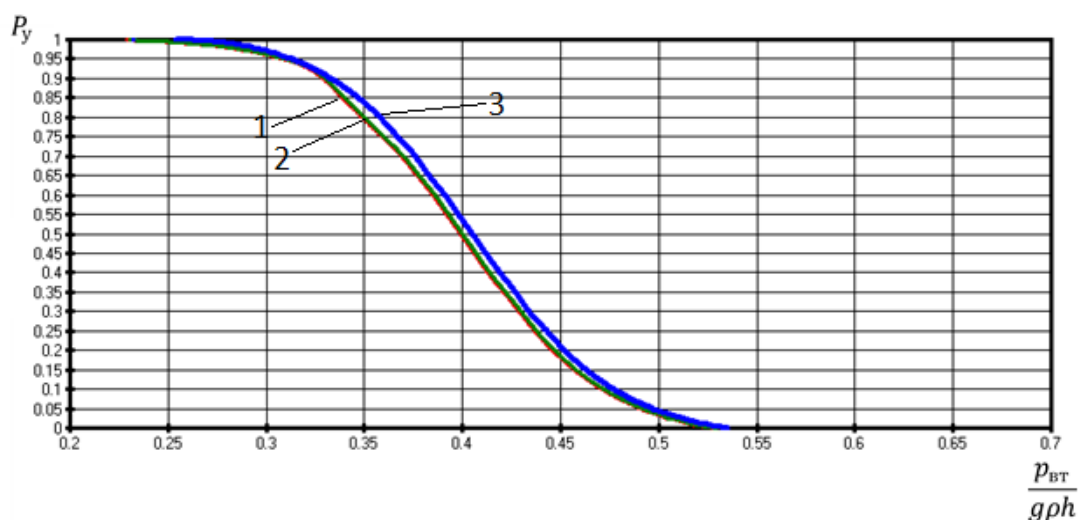


Рисунок 4.11 - Вероятности устойчивого состояния цементного кольца при опрессовке скважины для различных внутритрубных давлений  $\frac{p_{вт}}{g\rho h}$  при плотности цементного раствора  $\rho_{ц} = 1800 \text{ кг/м}^3$  и глубинах : 1 – 1000м, 2 – 2000 м, 3 – 3000 м

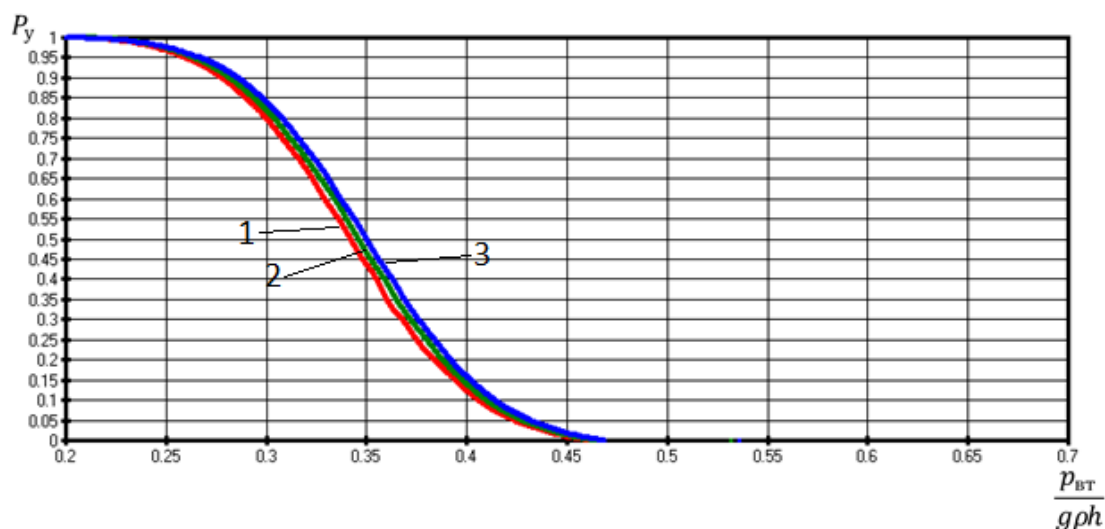


Рисунок 4.12 - Вероятности устойчивого состояния цементного кольца при опрессовке скважины для различных внутритрубных давлений  $\frac{p_{вт}}{g\rho h}$  при плотности цементного раствора  $\rho_{ц} = 1600 \text{ кг/м}^3$  и глубинах : 1 – 1000м, 2 – 2000 м, 3 – 3000 м

Из результатов расчетов следует, что герметичность цементного кольца в интервале «башмака» обсадной колонны со 100% вероятностью обеспечивается при давлениях опрессовке, не превышающих  $p_{\text{вТ}} = 0.2 \text{ } g\rho h$ , что составляет:

- для глубины 1000 м  $p_{\text{вТ}} = 4.2 \text{ МПа}$ ;
- для глубины 2000 м  $p_{\text{вТ}} = 8.8 \text{ МПа}$ ;
- для глубины 3000 м  $p_{\text{вТ}} = 13.8 \text{ МПа}$ .



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация является законченной научно-квалификационной работой, в которой на основе проведенных теоретических и экспериментальных исследований решена актуальная научная задача обоснования и разработки метода прогнозирования устойчивости эксплуатационных скважин подземных хранилищ газа в условиях ограниченной информации о свойствах и состоянии вмещающего её породного массива, что имеет существенное значение для повышения эксплуатационной надежности подземных хранилищ газа, являющихся важным элементом единой газотранспортной системы страны.

Основные научные результаты и выводы по выполненным в диссертации исследованиям заключаются в следующем:

1. Проведен анализ современного состояния исследований в области обеспечения устойчивости скважин ПХГ в процессе их строительства и эксплуатации. Установлено, что строительство и эксплуатация скважин осуществляются в условиях высокой степени неопределенности, обусловленной неоднородностью породного массива, ограниченностью знаний о его механических свойствах и состоянии, влиянием случайных технологических факторов, что приводит к несоответствию используемых в расчетах устойчивости детерминированных моделей реальному объекту.

2. Получена количественная оценка диапазона плотностей бурового раствора, при которых не наступают критические состояния открытого ствола скважин, учитывающая прочностные свойства пород в прискважинной области, пластовое давление, начальное напряженное состояние породного массива и технологические особенности строительства.

3. Получено аналитическое выражение временной зависимости величины давления горных пород на крепь скважины и на этой основе установлены предельные значения глубин, при которых может наступать критическое состояние обсадной колонны.

4. Произведено имитационное моделирование, на основе которого выполнена оценка влияния случайных изменений свойств и состояния массива, конструктивных параметров скважин на возникновение критических состояний конструкции скважины.

5. Разработаны рекомендации по количественной оценке вероятности наступления критических состояний в процессе строительства и эксплуатации.

6. Проанализированы причины и следствия ограниченного характера информации о структурных особенностях, свойствах и состоянии массива в окрестностях эксплуатационных скважин ПХГ.

7. Разработана «Методика прогнозирования устойчивости эксплуатационных скважин подземных хранилищ газа в условиях ограниченной информации о свойствах и напряженном состоянии массива», принятая к использованию в ООО «Газпром геотехнологии».

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мори В., Фурментро Д., ред. Механика горных пород применительно к проблемам разведки и добычи нефти. – Москва: Мир, 1994. – 416 с.
2. Баклашов И.В., Картозия Б.А. Механика горных пород. – Москва: Недра, 1975. – 272 с.
3. Obert L., Stephenson D.E. Stress conditions under which core diskings occurs//Trans. SME, 1965, No. 232, P. 227-235.
4. Miguez R., Henry J.M. Discage: Conventions pour l'étude de sa morphologie//Ann. Societe Geol. Du Nord, 1986.
5. Lee H., Ong S.H., Azeemuddin M., Goodman H. A wellbore stability model for formations with anisotropic rock strengths//Journal of Petroleum Science and Engineering, 2012, Т. 96-97, С. 109-119.
6. Gaede O., Karrech A., Regenauer-Lieb K. Anisotropic damage mechanics as a novel approach to improve pre- and post-failure borehole stability analysis//Geophysical Journal International, 2013, Т. 193, N 3, С. 1095-1109.
7. Jin Y., Yuan J., Hou B., Chen M., Lu Y., Li S., Zou Z. Analysis of the vertical borehole stability in anisotropic rock formations//Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2012, Т. 2, N 4, С. 197-207.
8. Manshad A., Jalalifar H., Aslannejad M. Analysis of vertical, horizontal and deviated wellbores stability by analytical and numerical methods//Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2014, Т. 4, С. 359-369.
9. Тимофеев С.И., Яремчук Р.С., Байдюк Б.В. Экспериментальный анализ влияния циклических термальных напряжений на устойчивость стенок скважины: Бурение//Научно-технический сборник, 1969, N 8, С. 29-32.
10. Щербак А.Н., Черняк В.П. Предсказание и контроль температуры при бурении на больших глубинах. – Москва: Недра, 1974.
11. Bérest P., Weber P. La thermomecanique des roches. Manual and metodes. – Orleans: BRGM, 1988.
12. Qatar Petroleum, Al Corniche St, P.O. BOX 3212, Doha Qatar, Zadravec D., Krištafor Z., University of Zagreb, RGN faculty, Pierottijeva 6, Zagreb, Croatia Contribution to the methodology of determining the optimum mud density - a case study from the offshore gas condensate field D in the Persian Gulf//Rudarsko-geološko-naftni zbornik, 2018, Т. 33, N 4, С. 95-103.

13. Zhang J., Lu Y. Study on temperature distribution of ultra-deep wellbore and its effect on mechanical properties of surrounding rock//Yanshilixue Yu Gongcheng Xuebao/Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2019, T. 38, 超深井筒温度分布及其对围岩力学性质的影响研究, C. 2831-2839.
14. Brown E.T., Bray J.W., Ladanyi B., Hoek E. Ground response curves for rock tunnels//Journ. of Geol. Eng., 1983, Vol. 109, No. 1.
15. Cheatham J.B. Jr. Wellbore Stability//Journal of Petroleum Technology, 1984, P. 889-896.
16. Aregbe A.G. Wellbore Stability Problems in Deepwater Gas Wells//World Journal of Engineering and Technology, 2017, T. 05, N 04, C. 626-647.
17. Stacey T.R., Jongh C.L. Stress fracturing around a deep-level Board Tunn//Journal of the Southern African Institute of Mining and Metallurgy, 1977, Vol. 78, No. 5, P. 133.
18. Stacey T.R. A simple extension strain criterion for fracture of brittle rock//Journal of Rock Mechanics and Mineral Science, 1981, Vol. 18, P. 469-474.
19. Santarelli F.J., Brown E.T., Maury V. Analysis of borehole stresses using pressure-dependent, linear elasticity//Journal of Rock Mechanics and Mineral Science & Geomechanical Abstracts, 1986, Vol. 23, No. 6, P. 445-449.
20. Guenot A. Contraintes et ruptures autour de forages petrolieres / A. Guenot // International Congress on Rock Mechanics. – Montreal, 1987. – T. 6. – C. 109-118.
21. Линьков А.М., Доброскок А.А. Численное моделирование деформирования пород при сжатии//ФТПРПИ, 2001, N 4, С. 36-48.
22. Хлопцов В.Г. Оценка устойчивости подземных резервуаров//Газовая промышленность, 2002, N 2, С. 70-73.
23. Мамедов А.А. Предотвращение нарушений обсадных колонн. – Москва: Недра, 1990. – 240 с.
24. Песляк Ю.А., Руппенейт К.В. Теория давления горных пород и метод расчета обсадных труб. – Москва: Гостоптехиздат, 1961. – 130 с.
25. Саркисов Г.М. Некоторые вопросы расчета обсадных колонн. – Баку: Азнефтеиздат, 1955. – 98 с.
26. Саркисов Г.М., Сароян А.Е., Бурмистров А.Г. Прочность крепления стенок нефтяных скважин. – Москва: Недра, 1977. – 144 с.

27. Леонов М.Я., Панасюк В.В. Устойчивость обсадных труб: ОН//Известия АН СССР, 1954, N 5.
28. Булгаков Б.В. Влияние отклонения формы трубы от круглой на сопротивление ее внешнему давлению. – Москва: Гостехиздат, 1930.
29. Еременко Т.Е. Исследование обсадных труб на сопротивляемость смятию наружным давлением при долговременном осевом нагружении : докт. техн. наук / Т.Е. Еременко. – Львов, 1959.
30. Ягубов Н.И. Расчет обсадных труб на прочность. – Москва: Недра, 1982. – 183 с.
31. Мамедов А.А., Гусейнов С.Б., Аскеров А.М. Об использовании резерва прочности обсадных труб//Азербайджанское нефтяное хозяйство, 1980, N 11, С. 20-23.
32. Liu K., Gao D., Taleghani A.D. Impact of casing eccentricity on cement sheath//Energies, 2018, T. 11, N 10.
33. Tao W., Shenglai Y., Weihong Z., Wanjiang B., Min L., Yu L., Yuan Z., Jin Z., Wei Z., Lan C., Xiaoping Z., Jianhua L. Law and countermeasures for the casing damage of oil production wells and water injection wells in Tarim Oilfield//Petroleum Exploration and Development, 2011, T. 38, N 3, С. 352-361.
34. Баклашов И.В. Деформирование и разрушение породных массивов. – Москва: Недра, 1988. – 272 с.
35. Булатов А.И. Механика цементного камня нефтяных и газовых скважин. – Краснодар, 1994. – 519 с.
36. Firme P.A.L.P., Pereira F.L.G., Roehl D., Romanel C. A probabilistic assessment of the casing integrity in a Pre-salt wellbore / P.A.L.P. Firme и др. // 50th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium 2016. – 2016. – Т. 3. – С. 2555-2564.
37. Руппенейт К.В. Механические свойства горных пород. – Москва: Углетехиздат, 1954. – 289 с.
38. Руппенейт К.В., Либерман Ю.М., Матвиенко В.В., Песляк Ю.А. Расчет крепи шахтных стволов. – Москва: Изд-во АН СССР, 1962.
39. Руппенейт К.В., Долгих М.А., Матвиенко В.В. Вероятностные методы оценки прочности и деформируемости горных пород. – Москва: Госстройиздат, 1964. – 143 с.
40. Баклашов И.В., Руппенейт К.В. Прочность незакрепленных горных выработок. – Москва: Недра, 1965. – 103 с.

41. Шейнин В.И., Руппенейт К.В. Некоторые статистические задачи расчета подземных сооружений. – Москва: Недра, 1969. – 152 с.
42. Шашенко А.Н., Сургай Н.С., Парчевский Л.Я. Методы теории вероятностей в геомеханике. – Киев: Техника, 1994. – 209 с.
43. Шашенко А.Н., Тулуб С.Б., Сдвижкова Е.А. Некоторые задачи статистической геомеханики. – Киев: Пульсари, 2002. – 304 с.
44. Свешников А.А. Прикладные методы теории случайных функций. – Москва: Физматгиз, 1968. – 464 с.
45. Болотин В.В. Применение методов теории вероятностей и теории надежности в расчетах сооружений. – Москва: Госстройиздат, 1971. – 255 с.
46. Соболев И.М. Численные методы Монте-Карло. – Москва: Наука, 1973. – 312 с.
47. Смолич С.В., Смолич К.С. Решение горно-геологических задач методом «Монте-Карло»: Уч. пособие. – Чита: ЧитГУ, 2004. – 103 с.
48. Речицкий В.П., Корябин И.А. Оценка надежности скальных массивов по методу Монте-Карло / В.П. Речицкий, И.А. Корябин // Российская конференция по механике горных пород. – С.-Петербург, 1997. – С. 389-395.
49. Половов Б.Д. Имитационная геомеханика/Геомеханика в горном деле – 2000 / Б.Д. Половов // Доклады международной конференции. – Екатеринбург: ИГД УрО РАН, 2000. – С. 78-85.
50. Волков М.Н. Определение параметров кольцевых обделок городских подземных сооружений на основе имитационного моделирования : канд. техн. наук / М.Н. Волков. – Екатеринбург, 2002. – 208 с.
51. Lu H., Kim E., Gutierrez M. Monte Carlo simulation (MCS)-based uncertainty analysis of rock mass quality Q in underground construction//Tunnelling and Underground Space Technology, 2019, T. 94.
52. Behnia M., Seifabad M.C. Stability analysis and optimization of the support system of an underground powerhouse cavern considering rock mass variability//Environmental Earth Sciences, 2018, T. 77, N 18.
53. Cai M. Rock mass characterization and rock property variability considerations for tunnel and cavern design//Rock Mechanics and Rock Engineering, 2011, T. 44, N 4, C. 379-399.
54. Tiwari G., Pandit B., Gali M.L., Babu G.L.S. Analysis of tunnel support requirements using deterministic and probabilistic approaches in average quality rock mass//International Journal of Geomechanics, 2018, T. 18, N 4.

55. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и методы ликвидации аварий и осложнений в бурении / И.П. Пустовойтенко // Исследования горного давления. – Москва: Госгортехиздат, 1987. – С. 373-374.
56. Родин И.В. Снимаемая нагрузка и горное давление / И.В. Родин // Исследования горного давления. – Москва: Госгортехиздат, 1960. – С. 373-374.
57. Хлопцов В.Г., Баклашов И.В. О постановке задач при оценке устойчивости подземных горных выработок//ГИАБ, 2004, N 4, С. 69-75.
58. Хлопцов В.Г., Цыплухина Ю.А., Кошелев А.Е. Экспериментальное обоснование применения расчетной схемы в снимаемых напряжениях для решения геомеханических задач//ГИАБ, 2010, N 4, С. 311-319.
59. Павлова Н.Н. Деформационные и коллекторские свойства горных пород. – Москва: Недра, 1975. – 240 с.
60. Каменев П.А., Богомолов Л.М. О распределении по глубине коэффициента внутреннего трения и сцепления в массивах осадочных пород о. Сахалин//Геофизические исследования, 2017, Т. 18, N 1, С. 5-19.
61. Bell L.N. Pressures and fracture gradient. – New York: Scientific Publishing Company, 1969. – 319 p.
62. Тимошенко С.П., Гудьер Дж. Теория упругости. – Москва: Наука, 1979. – 560 с.
63. Есьман Б.И., Дедусенко Г.Я., Яишникова Е.А. Влияние температуры на процесс бурения глубоких скважины. – Москва: Изд-во нефтяной и горно-топливной литературы, 1962. – 153 с.
64. Сонин Г.В. Теплофизические свойства почвогрунтов и температура нейтрального слоя территории СНГ//Георесурсы, 2001, N 1 [5], С. 16-19.
65. Баклашов И.В., Антонов В.Н. Проектирование зданий и сооружений горных предприятий. – Москва: Недра, 1979. – 365 с.
66. Спивак А.И., Попов А.Н. Разрушение горных пород при бурении скважин: Учебник для вузов. – 4-е перераб. и доп. – Москва: Недра, 1986. – 208 с.
67. Тюменская сверхглубокая скважина (интервал 0-7502м). Результаты бурения и исследования: Сб. науч. докл. (совещ. 21-23 февр. 1995 г.). – Пермь: КамНИИКИГС, 1996. – 375 с.
68. Баклашов И.В. Геомеханика: Учебник для вузов. : in 2 Т. Т.1 Основы Геомеханики. – Москва: Изд-во Московского государственного горного университета, 2004. – 208 с.

69. Барон Л.И. Коэффициенты крепости горных пород. – Москва: Наука, 1972. – 176 с.
70. Мельников Н.В., Ржевский В.В., Протодяконов М.М., ред. Справочник (кадастр) физических свойств горных пород. – Москва: Недра, 1975. – 279 с.
71. СП 22.13330.2011. Основания зданий и сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83.
72. Булатов А.И., Измайлов Л.Б., Лебедев О.А. Проектирование конструкций скважин. – Москва: Недра, 1979. – 280 с.
73. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. - ВНИИТнефть, 1997.
74. Соловьев Е.М. Заканчивание скважин. – Москва: Недра, 1979. – 303 с.
75. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 8. Выпуск 19. - ЗАО «Научно-исследовательский центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013.
76. Булатов А.И. Формирование и работа цементного камня в скважин. – Москва: Недра, 1990. – 409 с.
77. Райкевич С.О. Разработка способов и технологий повышения продуктивности скважин газовых и нефтяных месторождений : канд. техн. наук / С.О. Райкевич. – Москва, 2004. – 131 с.
78. Родин И.В. К вопросу о решении задач гравитационного давления горных массивов на крепи подземных выработок//ДАН СССР, 1951, Т. 28, N 3, С. 121-132.
79. Либерман Ю.М. Давление на крепь капитальных выработок. – Москва: Наука, 1969. – 119 с.
80. Ержанов Ж.С. Теория ползучести горных пород и ее приложения. – Алма-Ата: Наука, 1964. – 176 с.
81. Баклашов И.В., Картозия Б.А. Механика подземных сооружений и конструкции крепей. Учеб. для вузов. – 2-е перераб. и доп. – Москва: Недра, 1992. – 543 с.
82. Каринцев И.Б., Жулев А.А. Напряженно-деформированное состояние цементного кольца в буровой скважине: Технічні науки//Вісник СумДУ, 2013, N 4, С. 152-159.



**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ  
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ «МИСиС»**

**Кафедра физических процессов горного производства  
и геоконтроля**

**Д.В. Хлопцов**

**МЕТОДИКА**

**прогнозирования устойчивости эксплуатационных скважин подземных хранилищ газа в  
условиях ограниченной информации о свойствах и напряженном состоянии массива**

**МОСКВА 2019**

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ  
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ «МИСиС»

Кафедра физических процессов горного производства и геоконтроля

«УТВЕРЖДАЮ»

Проректор по науке и инновациям  
НИТУ «МИСиС»



Филонов М.Р.

« 3 » сентябре 2019 г.

**МЕТОДИКА**

**прогнозирования устойчивости эксплуатационных скважин подземных  
хранилищ газа в условиях ограниченной информации о свойствах и  
напряженном состоянии массива**

Аспирант каф. ФизГео НИТУ «МИСиС»

Д.В. Хлопцов

« 2 » сентябре 2019 г.

Методика рассмотрена и одобрена на заседании  
кафедры ФизГео НИТУ «МИСиС»

Протокол № 1 от « 2 » сентябре 2019 г.

В.А. Винников д.ф-м.н., проф. В.А. Винников

« 2 » сентябре 2019 г.

МОСКВА 2019

## Содержание

|                                                                              |     |
|------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 1 Общие положения                                                            | 148 |
| 2 Прогнозирование устойчивости открытого ствола скважин.                     | 150 |
| 3 Прогнозирование устойчивости крепи эксплуатационных скважин                | 153 |
| 3.1 Прогнозирование устойчивости обсадной колонны эксплуатационной скважины  | 153 |
| 3.2 Прогнозирование устойчивости цементного кольца эксплуатационной скважины | 156 |
| Список использованных источников                                             | 159 |

## **1 Общие положения**

1.1 Настоящая методика устанавливает порядок выполнения расчетов для количественной оценки критических состояний конструкций скважин как подземных сооружений при их строительстве и эксплуатации.

1.2 В основе настоящей методики лежат положения теории подземных сооружений, в соответствии с которыми рассматриваются две группы критических состояний конструкций скважин, реализуемые на стадиях их строительства и эксплуатации.

Первая группа, реализуемая на стадии строительства (бурения) скважин, включает критические состояния, наступающие в результате потери несущей способности конструкций подземных сооружений, т.е. разрушений вследствие силовых воздействий с учетом неблагоприятного влияния внешней среды.

Вторая группа, реализуемая на стадии эксплуатации скважин, включает критические состояния, наступающие в результате непригодности конструкций подземных сооружений к нормальной эксплуатации по технологическим условиям.

1.3 Количественная оценка наступления критических состояний конструкций скважин выполнена в вероятностной постановке, при которой обобщенная нагрузка и обобщенная прочность конструкций скважин рассматриваются как функции изменчивых параметров, принимаемых за случайные величины, и также являются случайными величинами.

Надежность конструкций скважин оценивается по вероятностям устойчивого состояния конструкций или их разрушения.

1.4 Областью применения методики являются объекты подземного хранения газообразных и жидких углеводородов, создаваемые в отложениях каменной соли. Отдельные положения методики могут применяться для объектов подземного хранения, создаваемых в отработанных газовых и газоконденсатных месторождениях и водоносных пластах.

1.5 Настоящая методика применяется в части, не противоречащей действующим руководящим документам федеральных органов надзора и документам системы стандартизации ПАО «Газпром» в области проектирования, строительства и эксплуатации скважин.

## 2 Условные обозначения

$\rho_p$  - плотность бурового раствора, кг/см<sup>3</sup>

$\rho_{гп}$  - плотность горных пород, кг/см<sup>3</sup>

$\rho_{отн}$  - относительная плотность бурового раствора

$(\rho_p)_{\min}$  - минимально допустимая плотность бурового раствора, кг/см<sup>3</sup>

$(\rho_p)_{\max}$  - максимально допустимая плотность бурового раствора, кг/см<sup>3</sup>

$P_y$  - вероятность устойчивого состояния, д.е.

$p_{кр}$  - давление на крепь скважины, МПа

$p_{вт}$  - внутритрубное давление, МПа

$k_3$  - коэффициент замещения буферной жидкости цементным раствором, д.е.

$\rho_{ц}$  - плотность цементного раствора, кг/см<sup>3</sup>

$\rho_б$  - плотность буферной жидкости, кг/см<sup>3</sup>

$\lambda$  - коэффициент бокового распора

$g$  - ускорение свободного падения, 9.81 м/с<sup>2</sup>

$h$  - расстояние до земной поверхности, м

$\delta, \alpha$  - параметры аппроксимации кривых ползучести, полученных в ходе экспериментов

$t$  - время, прошедшее с момента строительства скважины, час

### 3 Прогнозирование устойчивости открытого ствола скважин.

3.1 В процессе бурения скважин критические состояния открытого ствола реализуются в одном из следующих случаев:

- Недостаточная относительная плотность бурового раствора  $\rho_p \leq (\rho_p)_{\min}$  приводит к разрушению стенок скважин сдвигового характера с образованием плоскостей скольжения и трещин, ориентированных в окружном направлении, т.е. параллельно стенкам
- Избыточная относительная плотность бурового раствора  $\rho_p \geq (\rho_p)_{\max}$  разрушение стенок скважины происходит с раскрытием существующих и образованием новых трещин отрыва в радиальном направлении в результате гидроразрыва пород, следствием чего является поглощение бурового раствора.

3.2 Для прогнозирования устойчивости стенок открытого ствола эксплуатационных скважин ПХГ необходимо, руководствуясь пп. 209 – 215 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [1], определить подходящую для данного геологического строения плотность бурового раствора.

3.3 Для каждого пласта горных пород определить относительную плотность бурового раствора, используя выражение (3.1):

$$\rho_{отн} = \frac{\rho_p}{\rho_{зн}} \quad (3.1)$$

3.4 Для величины относительной плотности бурового раствора в интервале вероятность устойчивости стенок открытого ствола скважины определяется по графикам, представленным на рисунках 3.1 – 3.2 .

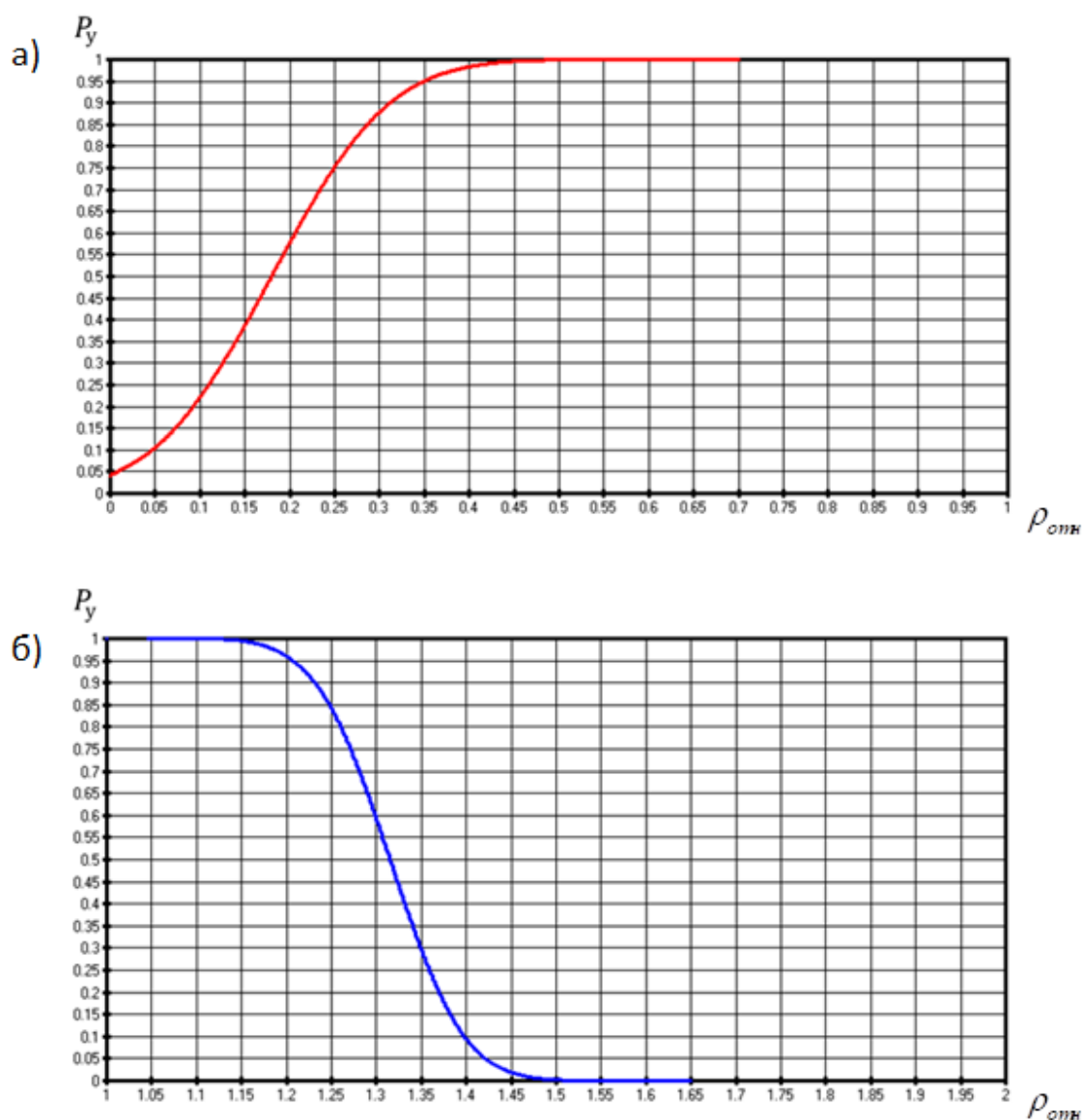


Рисунок 3.1 – Вероятности устойчивого состояния открытого ствола скважин глубиной 1000-3000 м для пород II категории буримости при различных минимальных (а) и максимальных (б) относительных плотностях бурового раствора

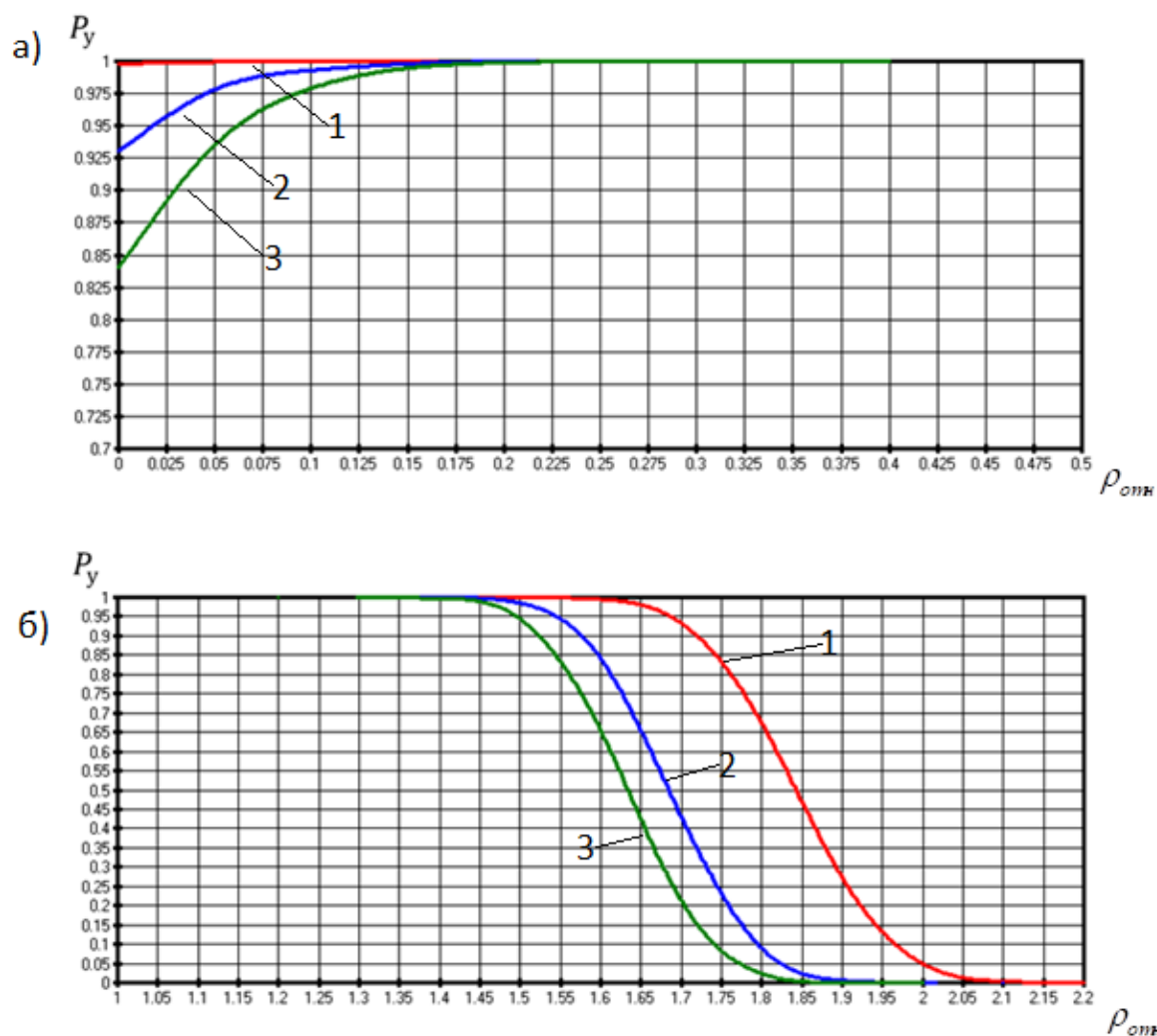


Рисунок 3.2 – Вероятности устойчивого состояния открытого ствола скважин глубиной: 1 – 1000м, 2 – 2000 м, 3 – 3000 м, для пород III категории буримости при различных минимальных (а) и максимальных (б) относительных плотностях бурового раствора



## 4 Прогнозирование устойчивости крепи эксплуатационных скважин

### 4.1 Прогнозирование устойчивости обсадной колонны эксплуатационной скважины

4.1 Критическое состояние обсадной колонны эксплуатационной скважины может наступить вследствие действия следующих факторов:

- избыточного внешнего давления, приводящего к смятию обсадной колонны.
- избыточного внутреннего (внутритрубного) давления, приводящего к разрушению обсадной колонны по телу трубы.

4.2 Для оценки устойчивого состояния обсадных колонн при воздействии избыточного внешнего воздействия горных пород необходимо, руководствуясь «Инструкцией по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин» [3], спроектировать конструкцию скважины, исходя из предполагаемого строения породного массива на участке строительства эксплуатационной скважины.

4.3 Для каждого пласта горных пород, используя выражение (4.1) [4] определить значение величины избыточного внешнего давления на обсадную колонну скважины:

$$p_{кр} = \left(1 - \frac{1 - k_3 \frac{\rho_u}{\rho_{zn}} - (1 - k_3) \frac{\rho_o}{\rho_{zn}}}{1 + \frac{\delta}{1 - \alpha} t^{1 - \alpha}}\right) \lambda \rho_{zn} g h, \quad (4.1)$$

где величина коэффициент замещения  $k_3$  выбирается в зависимости от режима движения цементного раствора:

- Для турбулентного режима (скорость потока свыше 2,4 м/сек)  $k_3 \approx 0.9$
- Для ламинарного режима (скорость потока от 0,3 м/сек до 1,6 м/сек)  $k_3 = 0.85$
- Для структурного режима (скорость потока менее 0,3 м/сек)  $k_3 = 0.7$

4.4 Сравнить полученное значение со значением предельной величины литостатического давления, до которого достигается устойчивое состояние обсадных колонн при воздействии избыточного внешнего воздействия, приведенным в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Предельные величины литостатического давления, до которых достигается устойчивое состояние обсадных колонн при воздействии избыточного внешнего давления

| Диаметр колонны, мм | Диаметр скважины, мм | Толщина стенки обсадной колонны, мм |      |      |      |      |      |      |      |
|---------------------|----------------------|-------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|
|                     |                      | 6                                   | 7    | 8    | 9    | 10   | 11   | 12   | 14   |
| 114                 | 140                  | 25.5                                | 28.7 | 31.6 | 35.9 | -    | -    | -    | -    |
|                     | 161                  | 25.2                                | 28.1 | 30.4 | 32.9 | -    | -    | -    | -    |
| 127                 | 161                  | 23.5                                | 26.4 | 29.0 | 31.6 | -    | -    | -    | -    |
|                     | 190                  | 23.5                                | 25.9 | 28.2 | 30.5 | -    | -    | -    | -    |
| 140                 | 190                  | 22.3                                | 24.7 | 26.9 | 29.1 | 30.8 | 33.0 | -    | -    |
|                     | 214                  | 22.2                                | 24.5 | 26.5 | 28.6 | 30.5 | 32.2 | -    | -    |
| 146                 | 190                  | -                                   | 23.9 | 26.2 | 28.4 | 30.4 | 32.7 | -    | -    |
|                     | 214                  | -                                   | 23.9 | 25.8 | 28.0 | 29.8 | 31.6 | -    | -    |
| 168                 | 214                  | -                                   | 21.6 | 23.8 | 25.8 | 27.8 | 29.8 | 31.5 | 35.2 |
|                     | 243                  | -                                   | 21.8 | 23.8 | 25.6 | 27.4 | 29.1 | 30.7 | 33.9 |
| 194                 | 243                  | -                                   | 19.5 | 21.5 | 23.3 | 25.1 | 26.9 | 28.6 | 32.0 |
|                     | 269                  | -                                   | 19.9 | 21.6 | 23.3 | 25.0 | 26.6 | 28.1 | 31.2 |
| 219                 | 269                  | -                                   | 17.8 | 19.6 | 21.3 | 23.0 | 24.7 | 26.2 | 29.5 |
|                     | 295                  | -                                   | 18.3 | 20.0 | 21.4 | 23.0 | 24.6 | 26.0 | 29.0 |
| 219                 | 320                  | -                                   | 18.7 | 20.2 | 21.7 | 23.1 | 24.5 | 25.9 | 28.6 |
| 245                 | 295                  | -                                   | 16.4 | 18.0 | 19.6 | 21.2 | 22.7 | 24.2 | 27.2 |
|                     | 320                  | -                                   | 17.0 | 18.5 | 19.9 | 21.4 | 22.8 | 24.2 | 26.9 |
|                     | 346                  | -                                   | 17.4 | 18.8 | 20.1 | 21.5 | 22.8 | 24.2 | 26.7 |
| 273                 | 346                  | -                                   | 15.6 | 17.0 | 18.4 | 19.7 | 21.1 | 22.4 | -    |
|                     | 395                  | -                                   | 16.5 | 17.8 | 19.0 | 20.1 | 21.4 | 22.6 | -    |
| 299                 | 395                  | -                                   | -    | 16.3 | 17.6 | 18.8 | 19.9 | 21.1 | -    |
|                     | 445                  | -                                   | -    | 17.1 | 18.1 | 19.3 | 20.3 | 21.4 | -    |
| 324                 | 445                  | -                                   | -    | -    | 17.0 | 18.1 | 19.1 | 20.1 | -    |

4.5 Приведенные в таблице 4.1 предельные величины литостатического давления предполагают нулевое внутритрубное давление. После достижения предельной величины литостатического давления для обеспечения устойчивости

обсадной колонны к воздействию избыточного внешнего давления необходимо создание и поддержание внутритрубного давления.

4.6 Для оценки устойчивого состояния обсадных колонн при воздействии избыточного внутреннего давления необходимо определить величину избыточного внутреннего давления в интервале обсадной колонны в соответствии с выражением

$$P_{изб.вт} = P_{вт} - P_{кр} \quad (4.2)$$

4.7 Сравнить полученные значения избыточного внутреннего давления в скважинах с данными, приведенными в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Предельные величины избыточного внутреннего давления (МПа), при которых обеспечивается устойчивость обсадной колонны

| Диаметр колонны, мм | Диаметр скважины, мм | Толщина стенки обсадной колонны, мм |      |      |      |      |      |      |      |
|---------------------|----------------------|-------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|
|                     |                      | 6                                   | 7    | 8    | 9    | 10   | 11   | 12   | 14   |
| 114                 | 140                  | 37.7                                | 43.6 | 49.6 | 55.7 | -    | -    | -    | -    |
|                     | 161                  | 39.7                                | 45.6 | 51.7 | 57.7 | -    | -    | -    | -    |
| 127                 | 161                  | 34.6                                | 39.8 | 45.2 | 50.7 | -    | -    | -    | -    |
|                     | 190                  | 36.8                                | 42.1 | 47.5 | 53.0 | -    | -    | -    | -    |
| 140                 | 190                  | 32.6                                | 37.5 | 42.3 | 47.1 | 52.1 | 57.0 | -    | -    |
|                     | 214                  | 34.0                                | 38.9 | 43.8 | 48.7 | 53.6 | 58.6 | -    | -    |
| 146                 | 190                  | -                                   | 35.4 | 39.9 | 44.6 | 49.3 | 54.1 | -    | -    |
|                     | 214                  | -                                   | 37.0 | 41.6 | 46.3 | 51.1 | 55.8 | -    | -    |
| 168                 | 214                  | -                                   | 30.9 | 34.9 | 38.9 | 42.9 | 47.0 | 51.1 | 59.3 |
|                     | 243                  | -                                   | 32.6 | 36.6 | 40.6 | 44.7 | 48.8 | 52.9 | 61.2 |
| 194                 | 243                  | -                                   | 27.1 | 30.4 | 33.9 | 37.3 | 40.8 | 44.2 | 51.2 |
|                     | 269                  | -                                   | 28.4 | 31.8 | 35.2 | 38.7 | 42.2 | 45.8 | 52.8 |
| 219                 | 269                  | -                                   | 24.0 | 27.1 | 30.0 | 33.1 | 36.1 | 39.2 | 45.4 |
|                     | 295                  | -                                   | 23.9 | 28.3 | 31.3 | 34.4 | 37.5 | 40.5 | 46.8 |
|                     | 320                  | -                                   | 26.1 | 29.2 | 32.3 | 35.3 | 38.5 | 41.6 | 47.8 |
| 245                 | 295                  | -                                   | 21.6 | 24.3 | 27.0 | 29.6 | 32.3 | 35.0 | 40.5 |
|                     | 320                  | -                                   | 22.7 | 25.4 | 28.0 | 30.7 | 33.4 | 36.2 | 41.7 |
|                     | 346                  | -                                   | 23.5 | 26.2 | 29.0 | 31.8 | 34.4 | 37.2 | 42.8 |
| 273                 | 346                  | -                                   | 20.3 | 22.7 | 25.1 | 27.5 | 30.0 | 32.4 | -    |
|                     | 395                  | -                                   | 21.7 | 24.1 | 26.7 | 29.1 | 31.6 | 34.1 | -    |
| 299                 | 395                  | -                                   | -    | 21.5 | 23.7 | 26.0 | 28.1 | 30.4 | -    |
|                     | 445                  | -                                   | -    | 22.7 | 25.0 | 27.4 | 29.6 | 31.9 | -    |
| 324                 | 445                  | -                                   | -    | -    | 22.6 | 24.7 | 26.8 | 28.8 | -    |

## 4.2 Прогнозирование устойчивости цементного кольца эксплуатационной скважины

4.8 Критическое состояние цементного кольца эксплуатационной скважины может наступить:

- В результате воздействия внутреннего (внутритрубного) избыточного давления, приводящего к разрушению цементного кольца в заколонном пространстве
- При опрессовке цементного кольца в интервале «башмака» эксплуатационной колонны перед пуском скважины в эксплуатацию по причине нарушения контакта «цементное кольцо-породный массив» и потери герметичности заколонного пространства

4.9 Для оценки устойчивого состояния обсадных колонн при воздействии избыточного внутреннего давления необходимо определить величину избыточного внутреннего давления в интервале обсадной колонны в соответствии с выражением (4.2).

4.10 Сравнить полученное значение избыточного внутреннего давления в скважинах со значениями, приведенными в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Предельные величины избыточного внутреннего давления (МПа), при которых обеспечивается устойчивость цементного кольца

| Диаметр колонны, мм | Диаметр скважины, мм | Толщина стенки обсадной колонны, мм |     |     |     |     |     |     |     |
|---------------------|----------------------|-------------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
|                     |                      | 6                                   | 7   | 8   | 9   | 10  | 11  | 12  | 14  |
| 114                 | 140                  | 4.8                                 | 5.7 | 6.6 | 7.5 | -   | -   | -   | -   |
|                     | 161                  | 5.3                                 | 6.2 | 7.1 | 8.1 | -   | -   | -   | -   |
| 127                 | 161                  | 4.5                                 | 5.2 | 6.0 | 6.8 | -   | -   | -   | -   |
|                     | 190                  | 5.1                                 | 5.8 | 6.6 | 7.5 | -   | -   | -   | -   |
| 140                 | 190                  | 4.3                                 | 5.0 | 5.7 | 6.4 | 7.1 | 7.9 | -   | -   |
|                     | 214                  | 4.8                                 | 5.4 | 6.1 | 6.8 | 7.6 | 8.4 | -   | -   |
| 146                 | 190                  | -                                   | 4.7 | 5.3 | 5.9 | 6.6 | 7.4 | -   | -   |
|                     | 214                  | -                                   | 5.1 | 5.7 | 6.4 | 7.1 | 7.8 | -   | -   |
| 168                 | 214                  | -                                   | 4.0 | 4.5 | 5.1 | 5.6 | 6.2 | 6.9 | 8.2 |
|                     | 243                  | -                                   | 4.5 | 5.0 | 5.6 | 6.1 | 6.7 | 7.4 | 8.7 |

Продолжение таблицы 4.3.

|     |     |   |     |     |     |     |     |     |     |
|-----|-----|---|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 194 | 243 | - | 3.5 | 3.9 | 4.4 | 4.9 | 5.3 | 5.8 | 6.9 |
|     | 269 | - | 3.9 | 4.3 | 4.7 | 5.2 | 5.7 | 6.2 | 7.3 |
| 219 | 269 | - | 3.0 | 3.5 | 3.8 | 4.2 | 4.6 | 5.1 | 5.9 |
|     | 295 | - | 3.3 | 3.8 | 4.2 | 4.6 | 5.0 | 5.5 | 6.3 |
|     | 320 | - | 3.6 | 4.1 | 4.4 | 4.9 | 5.3 | 5.7 | 6.6 |
| 245 | 295 | - | 2.8 | 3.1 | 3.4 | 3.8 | 4.1 | 4.5 | 5.5 |
|     | 320 | - | 3.0 | 3,4 | 3.7 | 3.8 | 4.1 | 4.5 | 5.5 |
|     | 346 | - | 3.2 | 3.6 | 3.9 | 4.3 | 4.7 | 5.0 | 5.8 |
| 273 | 346 | - | 2.7 | 2.9 | 3.3 | 3.5 | 3.9 | 4.2 | -   |
|     | 395 | - | 3.1 | 3.4 | 3.7 | 4.0 | 4.3 | 4.6 | -   |
| 299 | 395 | - | -   | 2.9 | 3.2 | 3.5 | 3.7 | 4.0 | -   |
|     | 445 | - | -   | 3.3 | 3.5 | 3.9 | 4.2 | 4.4 | -   |
| 324 | 445 | - | -   | -   | 3.1 | 3.4 | 3.6 | 3.9 | -   |

4.11 Для оценки устойчивого состояния цементного кольца в интервале башмака обсадной колонны при опрессовке скважины необходимо определить давления опрессовки, руководствуясь «Инструкцией по испытанию обсадных колонн на герметичность» [3].

4.12 Используя графики, представленные на рисунках 4.1 – 4.2, определить вероятность устойчивого состояния цементного кольца при используемом давлении опрессовки скважин.

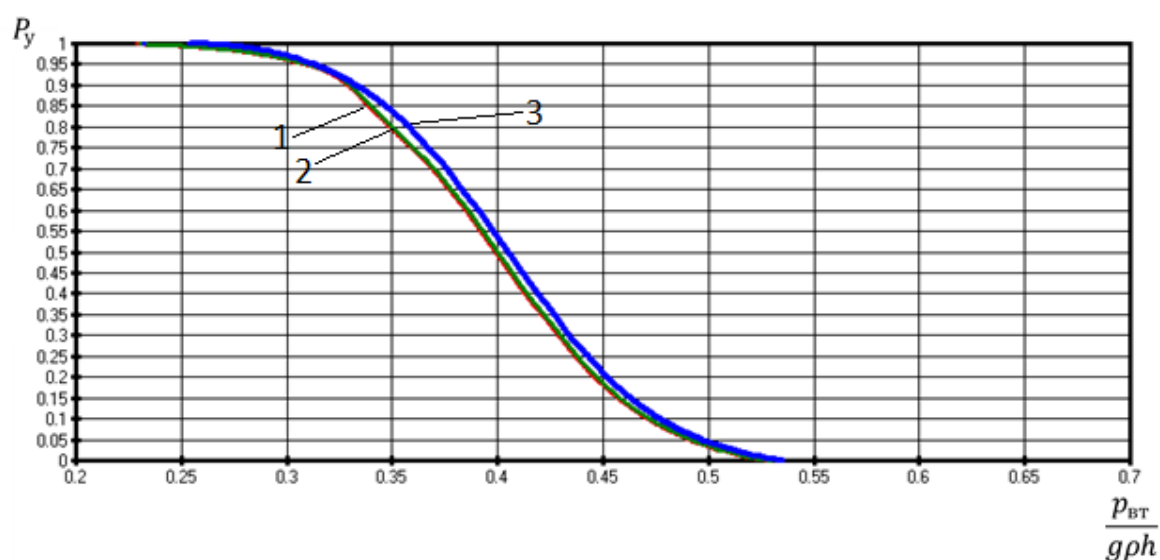


Рисунок 4.1 – Вероятности устойчивого состояния цементного кольца при опрессовке скважины для различных внутритрубных давлений  $\frac{p_{вт}}{g\rho h}$  при плотности цементного раствора  $\rho_{ц} = 1800 \text{ кг/м}^3$  и глубинах : 1 – до 1000м, 2 – до 2000 м, 3 – до 3000 м

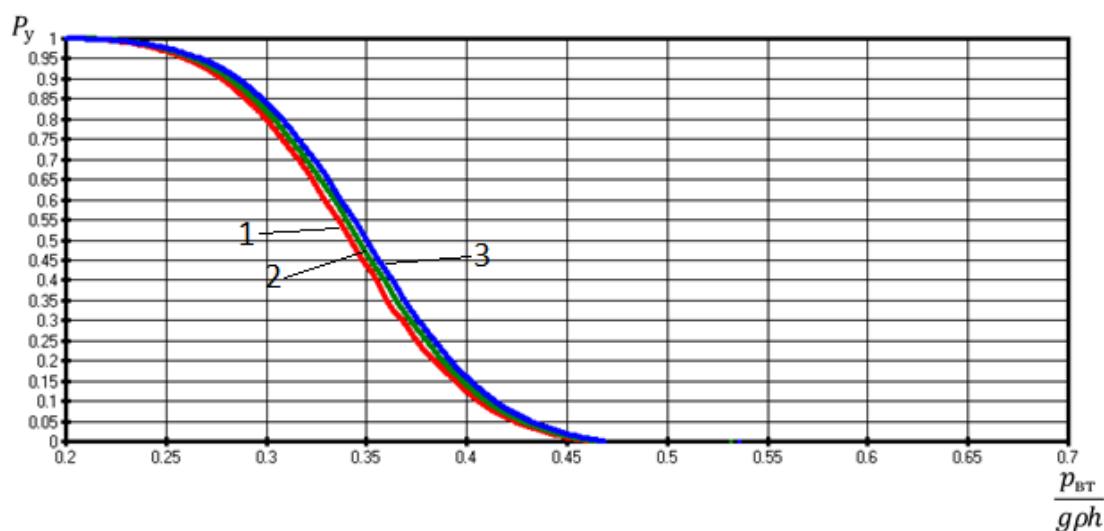


Рисунок 4.2 – Вероятности устойчивого состояния цементного кольца при опрессовке скважины для различных внутритрубных давлений  $\frac{p_{вт}}{g\rho h}$  при плотности цементного раствора  $\rho_{ц} = 1600 \text{ кг/м}^3$  и глубинах : 1 – до 1000м, 2 – до 2000 м, 3 – до 3000 м

### **Список использованных источников**

1. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ-08624-03). – М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2013 – 288 с.
2. Хлопцов Д.В. Оценка вероятности наступления критических состояний открытого ствола эксплуатационных скважин ПХГ// Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал) – 2019. - № 10. – С. 172-182
3. Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность (РД 39-093-91). – М.: ОАО Типография «Нефтяник», 1999 – 36 с.
4. Хлопцов Д.В. Оценка вероятности наступления критических состояний крепи эксплуатационных скважин ПХГ // Сб. тезисов XIII Всероссийской конференции молодых ученых, специалистов и студентов «Новые технологии в газовой промышленности». – М.: 2019. – 132 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б



УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер –

заместитель генерального директора

Чудновский Д.М.

28 » октября 2019 г.

### СПРАВКА

Настоящая справка дана в том, что «Методика прогнозирования устойчивости эксплуатационных скважин подземных хранилищ газа в условиях ограниченной информации о свойствах и напряженном состоянии массива», разработанная в рамках диссертационной работы Хлопцова Д.В. «Разработка метода прогнозирования устойчивости эксплуатационных скважин подземных хранилищ газа в условиях ограниченной информации о свойствах и напряженном состоянии массива», передана в ООО «Газпром геотехнологии». Данная методика будет применена при проектировании скважин и технологическом проектировании строительства подземных резервуаров Калининградского ПХГ, Волгоградского ПХГ и Новомосковского ПХГ.

Директор инженерно-  
технического центра

Филимонов Ю.Л.