

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования
«Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II»

На правах рукописи

Кутузов Павел Андреевич



РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ МОНИТОРИНГА
НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ БУРИЛЬНОЙ
КОЛОННЫ ПРИ УГЛУБЛЕНИИ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Специальность 2.8.2. Технология бурения и освоения скважин

Диссертация на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Двойников М.В.

Санкт-Петербург – 2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
ГЛАВА 1 НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ПОСТРОЕНИЯ МОДЕЛИ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ПРИ БУРЕНИИ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН	9
1.1 Неопределенность положения ствола скважины в пространстве	9
1.2 Неопределенность модели нагрузок и моментов.....	13
1.3 Потеря устойчивости, как неопределенность бурения динамически активной бурильной колонной.....	35
1.4 Существующие и потенциальные способы контроля и прогнозирования НДС БК.....	41
1.5 Выводы по Главе 1	54
ГЛАВА 2 РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ГИБРИДНОЙ КОЛОННЫ И МЕТОДИКИ ПРОВЕДЕНИЯ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ	56
2.1 Методика теоретического обоснования возможности и ограничений реализации оптоволоконной телеметрии в системах мониторинга	56
2.2 Имитация траектории жесткой бурильной колонны геометрическим способом	64
2.3 Математическая модель НДС гибридной БК	67
2.4 Разработка методики проведения численных экспериментов влияния разночастотных и разноамплитудных колебаний на устойчивость БК	71
2.5 Разработка лабораторной установки и методики лабораторных экспериментов исследования влияния колебаний на устойчивость БК	74
2.6 Выводы по Главе 2	78
ГЛАВА 3 ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ РЕАЛИЗАЦИИ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА НДС БК	79
3.1 Теоретическое и экспериментальное обоснование возможности реализации ОВ телеметрии в системах мониторинга НДС БК.....	79
3.2 Результаты численных экспериментов исследования влияния разночастотных и разноамплитудных колебаний на устойчивость БК и ее закритическое состояние.....	89
3.3 Результаты лабораторных экспериментов влияния динамических условий на устойчивость БК и ее закритическое состояние	111
3.4 Анализ примера из практики и применимости установленных критериев идентификации потери устойчивости.....	117
3.5 Выводы по Главе 3	121

ГЛАВА 4 ТЕХНОЛОГИЯ МОНИТОРИНГА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ	123
4.1 Классификация систем мониторинга напряженно-деформированного состояния бурильной колонны.....	123
4.2 Система мониторинга НДС БК, основанная на прямых измерениях	126
4.3 Система мониторинга НДС БК, основанная на аналитической модели и косвенных критериях	131
4.4 Выводы по Главе 4	136
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	138
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	140
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	142
ПРИЛОЖЕНИЕ А Патент на изобретение	158
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Акт внедрения	159

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Освоение труднодоступных территорий, в том числе Арктики и шельфовых месторождений, предусматривает строительство протяженных наклонно направленных скважин (ННС). В связи с этим повышаются требования, предъявляемые к автоматизации контроля и управления параметрами бурения скважин. Буровые установки (БУ), оборудованные автоматизированными системами управления (АСУ), выполняют мониторинг эксплуатационных характеристик наземных и глубинных машин и механизмов. Например, при углублении вертикальных скважин за счет определения веса бурильной колонны (БК) на крюке буровой установки и разгруженной части ее веса, составляющей нагрузку на долото, а также нулевого сечения (условное отсутствие напряжений, действующих на БК) по результатам интерпретации наземных и забойных датчиков телеметрических систем компоновки низа бурильной колонны (КНБК) возможно осуществлять с высокой точностью прогноз напряженно-деформированного состояния (НДС). Однако в процессе бурения наклонно направленных участков роторным способом или с применением гидравлических забойных двигателей, а также проработки ствола, сложно построенных профилей остается открытым вопрос возможности оперативного контроля и управления НДС бурильной колонны для обеспечения энергоэффективности углубления скважины.

Таким образом, актуальность работы обусловлена созданием технологии мониторинга и прогнозирования пространственного положения динамически активных участков бурильной колонны.

Степень разработанности темы исследования

Проблемами оценки, моделирования и прогнозирования НДС динамически активной БК занимались многие отечественные и зарубежные ученые: Балденко Д.Ф., Балицкий П.В., Габдрахимов М.С., Григулецкий В.Г., Двойников М.В., Саркисов Г.М., Сароян А.Е., Султанов Б.З., Хегай В.К., Хузина Л.Б., Юнин Е.К., Aadnoy B.S., Dawson R., Johancsik C.A., Juvkam-Wold H.C., Lubinski A., Menand S., Miska S., Mitchell R.F., Paslay P.R., Qiu W., Wu J. и другие.

Разработанные учеными аналитические модели сил, моментов и динамики бурильного инструмента требуют уточнения, что обусловлено ограниченностью достоверных данных о реальных условиях в стволе скважины и допущениями, заложенными в постановку физико-математической задачи. Методы конечных элементов, уточняющие поведение бурильной колонны, также зависят от качества и полноты исходных данных, а их применение требует значительных вычислительных ресурсов и времени. Разработанные типы забойных датчиков осевой нагрузки, момента, частоты вращения, таких как электромагнитные, трибоэлектрические, пьезоэлектрические не позволяют решить проблему полностью, не существуют распределенных

датчиков усилий и деформаций, устанавливаемых по длине бурильной колонны с замковыми соединениями, или решения остаются экономически нецелесообразными.

Объект исследования – контроль и управление пространственной формой бурильной колонны при углублении наклонно направленных скважин.

Предмет исследования – процесс динамического распределения сил и моментов, влияющих на изменение пространственной формы БК при ее поступательном движении.

Цель работы – обеспечение энергоэффективности углубления наклонно направленных скважин усовершенствованием методов контроля и управления пространственной формой бурильной колонны в условиях геолого-технологической неопределенности.

Идея работы заключается в применении технологии контроля и прогнозирования НДС БК, основанной на использовании совокупности экспериментально установленных критериев и аналитических зависимостей, обеспечивающей оперативное определение пространственного положения бурильной колонны в процессе углубления наклонно направленных скважин.

Задачи исследования:

1. Анализ эффективности потенциальных компонентов системы мониторинга НДС БК.
2. Совершенствование аналитической модели за счет оценки влияния колебаний и других факторов на НДС и устойчивость колонны.
3. Анализ косвенных факторов для детектирования инцидентов, связанных с деформацией бурильной колонны для повышения точности аналитических систем.
4. Разработка методических рекомендаций по предупреждению потери устойчивости бурильной колонны в соответствии с предлагаемой системой мониторинга НДС БК.

Научная новизна работы:

1. Уточнен принцип работы динамически активной части бурильной колонны, позволяющий определить критическое напряженно-деформированное ее состояние и пространственную форму за счет поинтервального контроля сил трения и учета наличия замков.
2. Теоретически обоснована и экспериментально подтверждена возможность идентификации и локализации потери устойчивости бурильной колонны по скорости ее деформации.

Соответствие паспорту специальности

Полученные научные результаты соответствуют паспорту специальности 2.8.2. Технология бурения и освоения скважин по пунктам:

4. Буровой инструмент. Конструкция и оптимизация породоразрушающего инструмента. Конструкции, характеристики и технология применения забойных двигателей. Технология и технические средства для бурения с отбором керна. Конструкция и технология применения внутрискважинных технических средств, используемых при строительстве скважин.

5. Осложнения и предупреждение осложнений при строительстве скважин. Прогнозирование аварийных инцидентов с буровым инструментом, факторов, влияющих на риски при строительстве скважин. Технологии и технические средства для ликвидации осложнений и аварий в скважине. Методы и технологии обеспечения устойчивости ствола скважины.

10. Моделирование, автоматизация и роботизация процессов бурения и освоения скважин, включая ремонтно-восстановительные работы, предупреждение и ликвидацию осложнений.

Теоретическая и практическая значимость работы:

1. Теоретически обоснована и экспериментально подтверждена возможность обеспечения энергоэффективности бурения наклонно направленных скважин применением технологии мониторинга и прогнозирования НДС БК, включающей алгоритм определения распределения сил трения и критических нагрузок динамической потери устойчивости;

2. Разработаны схемы реализации систем мониторинга в зависимости от расположения датчиков, полноты и достоверности используемых данных о скважинных условиях работы компоновки и технологических параметров бурения;

3. Разработан алгоритм идентификации и локализации потери устойчивости бурильной колонны, используемый в системах мониторинга, основанных на работе аналитических моделей;

4. Разработаны методические рекомендации по обеспечению сохранения устойчивого состояния деформированного инструмента в целях предупреждения его повышенного механического и усталостного износа, обеспечения энергоэффективности бурения;

5. Результаты диссертационной работы внедрены в производственную деятельность ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (акт внедрения от 24.03.2026 №1, Приложение Б).

Методология и методы исследования

Проведение исследований осуществлялось в соответствии с системным подходом, математическим и имитационным моделированием процессов и включало: анализ методов повышения точности построения эпюр сил и моментов по бурильной колонне и существующих датчиков и каналов связи для реализации системы мониторинга НДС БК; теоретические исследования прочностных характеристик оптоволоконного кабеля в скважинных условиях, гидравлических потерь от наличия кабеля в компоновке, затухания сигнала по оптоволоконному кабелю; разработку методики и лабораторной установки для физического моделирования потери устойчивости в динамических условиях; численное моделирование методом конечных элементов и физическое моделирование влияния разночастотных и разноамплитудных колебаний на устойчивость бурильной колонны. Обработка результатов экспериментальных исследований включала статистический анализ, графическую интерпретацию и сравнение экспериментальных данных с расчетными моделями.

Положения, выносимые на защиту:

1. Контроль и управление распределением сил трения и амплитудно-частотным диапазоном ориентированной динамики бурильной колонны с учетом замков позволяет сохранять устойчивое ее состояние, обеспечивающее энергоэффективный процесс бурения.

2. Разработанный алгоритм идентификации и локализации потери устойчивости бурильной колонны, включающий измерение скорости движения талевого блока и веса на крюке, позволяет осуществлять контроль и прогнозирование напряженно-деформированного состояния в режиме реального времени наклонно направленного бурения.

Степень достоверности результатов исследования обусловлена применением апробированных методов теоретического и численного анализа, физического моделирования на лабораторной установке с соблюдением критериев подобия, использованием современного измерительного оборудования, повторяемостью экспериментов и сопоставимостью экспериментальных данных, апробацией полученных результатов исследования на конференциях всероссийского и международного уровня.

Апробация результатов диссертации проведена на 5 научно-практических мероприятиях с докладами, в том числе на 3 международных; за последние 3 года принято участие в 4 научно-практических мероприятиях с докладами, в том числе на 3 международных:

1. XIV специализированная выставка-форум «Нефтедобыча. Нефтепереработка. Химия» (16-18 ноября 2022, г. Самара);

2. III Международная научно-практическая конференция «Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья» (20-24 мая 2024, г. Санкт-Петербург);

3. Всероссийская научно-практическая нефтегазовая конференция «Молодой взгляд на проблемы ТЭК» (16-17 октября 2025, г. Тюмень);

4. Международная научно-практическая конференция имени Д.И. Менделеева (20-22 ноября 2025, г. Тюмень);

5. XIV Международная конференция «Наука без границ» (1-6 декабря 2025, г. Тобольск).

Личный вклад автора заключается в постановке цели и задач диссертационного исследования; анализе зарубежной и отечественной научной литературы по теме исследования; разработке лабораторной установки для исследования потери устойчивости в динамических условиях; разработке методики проведения физических и численных экспериментов; проведении физических и численных экспериментов, обработке и интерпретации результатов экспериментов; разработке схем реализации систем мониторинга НДС БК; разработке алгоритма идентификации и локализации потери устойчивости бурильной колонны; разработке комплекса мер по недопущению формирования продольных изгибов бурильной колонны.

Публикации

Результаты диссертационного исследования в достаточной степени освещены в 5 печатных работах (пункты списка литературы № 7, 14, 15, 74, 76), в том числе в 2 статьях - в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук, в 2 статьях - в изданиях, входящих в международные базы данных и системы цитирования Scopus. Получен 1 патент (пункт списка литературы № 20, Приложение А).

Структура работы. Диссертация состоит из оглавления, введения, 4 глав с выводами по каждой из них, заключения, списка сокращений и условных обозначений, списка литературы, включающего 175 наименований, и 2 приложений. Диссертация изложена на 160 страницах машинописного текста, содержит 87 рисунков и 45 таблиц.

Благодарности

Автор выражает благодарность научному руководителю, д.т.н., профессору Двойникову Михаилу Владимировичу, а также к.т.н., доценту Буслаеву Георгию Викторовичу и к.т.н. Кузнецовой Наталье Юрьевне за ценные советы и наставления в научной деятельности.

ГЛАВА 1 НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ПОСТРОЕНИЯ МОДЕЛИ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ПРИ БУРЕНИИ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

1.1 Неопределенность положения ствола скважины в пространстве

В текущей подглаве рассматривается расчет основных параметров траектории ствола скважины, используемых при наклонно направленном бурении и необходимых в аналитических моделях определения нагрузок и моментов по стволу скважины, причины неопределенности положения ствола скважины в пространстве.

В процессе бурения наклонно направленных скважин осуществляется замер зенитного и азимутального углов с помощью инклинометра, входящего в состав телеметрической системы КНБК. Зенитный и азимутальный углы показывают направление ствола скважины и при наличии граничного условия, то есть известных координат устья скважины, учитывая расстояние между точками замеров, позволяют определить положение ствола скважины в пространстве.

Зенитный угол – угол между касательной к рассматриваемой точке оси ствола скважины и вертикалью, проведенной через данную точку.

Азимутальный угол – угол по часовой стрелке между направлением на север (истинный или географический, магнитный, координатный, условный) и горизонтальной проекцией касательной к рассматриваемой точке оси ствола скважины.

На искривленных участках происходит изменение зенитного и азимутального углов. Величину изменения пространственного угла на участке определенной длины показывает величина интенсивности.

Интенсивность определяется по формуле (1.1):

$$i_{\text{град}} = \frac{d\gamma_{\text{град}}}{dL_{\Delta\gamma}}, \quad (1.1)$$

где $\gamma_{\text{град}}$ – изменение пространственного угла в градусах на участке его изменения с длиной $L_{\Delta\gamma}$ в метрах.

При изменении только зенитного угла $d\gamma_{\text{град}} = d\theta_{\text{град}}$, только азимутального угла $d\gamma_{\text{град}} = d\alpha_{\text{град}}$. Далее по тексту обозначения i , γ , θ , α без индекса «град» будет обозначать подстановку и нахождение угла в радианах. Для перевода из градусов в радианы необходимо использовать множитель $\frac{\pi}{180} \approx 0,01745$, для перевода из радианов в градусы - $\frac{180}{\pi} \approx 57,296$.

Зачастую на участках между точками замерами инклинометрии может использоваться допущение о постоянной интенсивности. Таким образом формула принимает вид (1.2):

$$i_{\text{град}} = \frac{\Delta\gamma_{\text{град}}}{\Delta L_{\Delta\theta}}, \quad (1.2)$$

где в случае изменения только зенитного угла $\Delta\gamma_{\text{град}} = \theta_{\text{град,к}} - \theta_{\text{град,н}}$, в случае азимутального - $\Delta\gamma_{\text{град}} = \alpha_{\text{град,к}} - \alpha_{\text{град,н}}$. Индексы к и н относятся к точке нижней точке (ближе к забою) и к верхней точке (ближе к устью), соответственно. Чтобы получить интенсивность искривления на 10 метров необходимо домножить выражение на 10.

Радиус искривления участка определяется как (1.3):

$$R = \frac{\Delta L_{\Delta\theta}}{\Delta\gamma}. \quad (1.3)$$

Радиус искривления – величина обратно пропорциональная кривизне участка.

Если изменение пространственного угла подставлять в градусах, то формула (1.3) принимает вид выражения (1.4):

$$R = \frac{\Delta L_{\Delta\theta} \cdot 180}{\Delta\gamma_{\text{град}} \cdot \pi} = \frac{57,296}{i_{\text{град}}}. \quad (1.4)$$

Чтобы определить изменение пространственного угла воспользуемся единичными векторами в начальной и конечной точках участка, показывающих направление ствола скважины в данной точке и совпадающие с касательной к данной точке (рисунок 1.1) [34].

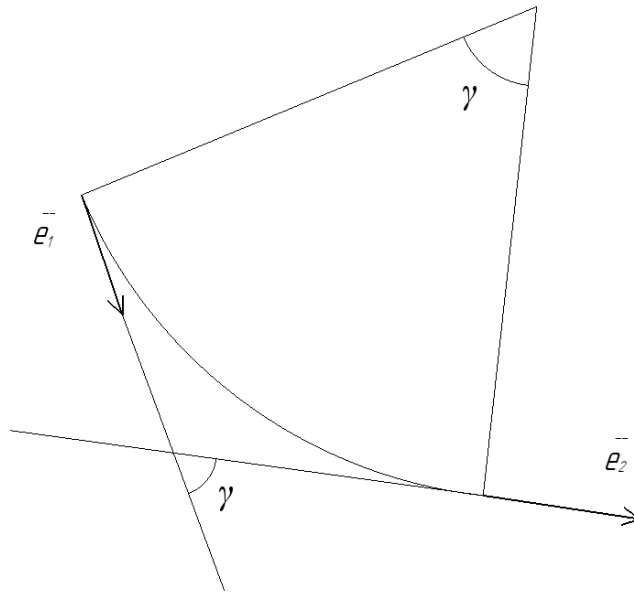


Рисунок 1.1 – Определение пространственного угла γ (составлено автором по материалам [34])

Скалярное произведение единичных векторов можно выразить следующим образом (1.5):

$$\bar{e}_1 \cdot \bar{e}_2 = |\bar{e}_1| \cdot |\bar{e}_2| \cdot \cos \gamma = \cos \gamma = X_1X_2 + Y_1Y_2 + Z_1Z_2. \quad (1.5)$$

Чтобы выразить пространственный угол необходимо представить расположение единичного вектора в декартовой системе координат (рисунок 1.2).

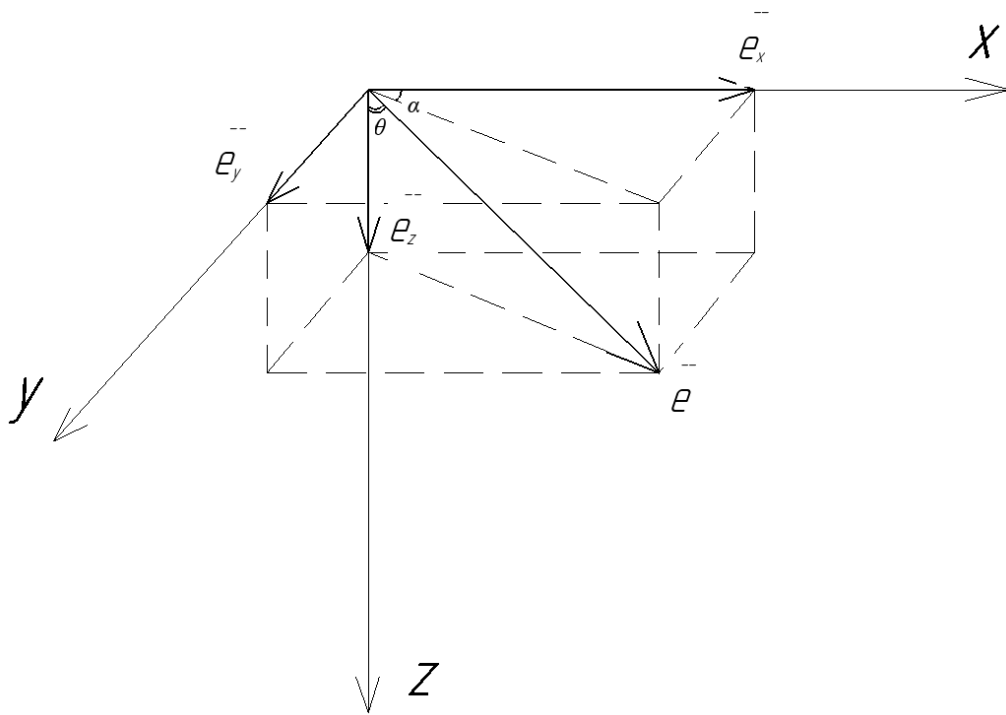


Рисунок 1.2 – Расположение единичного вектора в декартовой системе координат (составлено автором по материалам [34])

Согласно рисунку 1.2 выражение (1.5) можно выразить как (1.6):

$$\cos \gamma = \sin \theta_1 \cdot \cos \alpha_1 \cdot \sin \theta_2 \cos \alpha_2 + \sin \theta_1 \cdot \sin \alpha_1 \cdot \sin \theta_2 \cdot \sin \alpha_2 + \cos \theta_1 \cos \theta_2 . \quad (1.6)$$

Выражение (1.6) можно упростить до (1.7):

$$\cos \gamma = \sin \theta_1 \sin \theta_2 \cos(\alpha_1 - \alpha_2) + \cos \theta_1 \cos \theta_2 . \quad (1.7)$$

Таким образом угол пространственного искривления определяется по формуле (1.8):

$$\gamma = \arccos(\sin \theta_1 \sin \theta_2 \cos(\alpha_1 - \alpha_2) + \cos \theta_1 \cos \theta_2) . \quad (1.8)$$

Угол пространственного искривления по формуле 1.8 и производный от угла радиус искривления участка далее будет использоваться для аналитического определения напряженно-деформированного состояния бурильной колонны. Необходимо отметить, что неизвестность траектории ствола между точками замера инклинометрии является одним из источников погрешности в определении НДС БК. Чтобы получить значения зенитного и азимутального угла между точками замеров используют интерполяцию, например, линейную интерполяцию при помощи определенных значений интенсивностей по зенитному и азимутальному углу, при этом фактически между точками замеров инклинометрии может наблюдаться локальная извилистость или иная интенсивность искривления. Неопределенность будет возрастать по мере увеличения расстояния между замерами. Согласно практическим рекомендациям Американского нефтяного института API RP 78 при коэффициенте сепарации $>1,5$ и при интенсивности искривления до 2 градусов на 10 метр в зарубежной практике допускается увеличивать расстояние до 30 метров (таблица 1.1) [101,139].

Таблица 1.1 – Рекомендуемое расстояние между замерами инклинометрии (составлено автором по материалам [101])

Коэффициент сепарации	Интенсивность искривления		
	$\leq 0,67$ град/10 м	$> 0,67$ град/10 м ≤ 2 град/10 м	> 2 град/10 м
> 4	60 м	30 м	30 м
$>1,5$ ≤ 4	42 м		
$\leq 1,5$			14 м

Неопределенность между замерами можно устранить за счет инклинометров, позволяющих осуществлять непрерывный замер. Такие инклинометры в основном включают гироскопические датчики [128].

И у традиционных инклинометров, и у инклинометров, осуществляющих непрерывные измерения, существует погрешность, которая также вносит неопределенность в положение ствола скважины. Так как строительство скважины осуществляется без доступа человека на забой по мере углубления из-за накопления погрешности неопределенность положения будет увеличиваться.

К причинам погрешности измерения зенитного и азимутального углов относятся [128, 166]:

- случайная погрешность, шум;
- битовые ошибки из-за некорректной передачи данных по каналу связи;
- субъективная погрешность, включающая нарушение регламента осуществления измерений в процессе бурения и некорректную интерпретацию данных геофизиками или инженерами наклонно-направленного бурения (ННБ);
- некорректная или неточная калибровка измерительных приборов;
- несоосность расположения датчиков;
- кривизна приборов или инструмента, в котором располагается прибор;
- прогиб инклинометра при его расположении на уступах и упруго деформированное состояние корпуса инклинометра от нагружения буровой колонны в стволе скважины [146];
- погрешность геомагнитной модели, включающая использование моделей низкого качества LRGM, SRGM, влияние солнечной активности, локальные геомагнитные аномалии, колебания магнитного поля из-за электрических токов в ионо- и магнитосфере [131];
- магнитная интерференция, вызванная влиянием магнитных масс буровой колонны, обсадной колонны или соседней скважины;
- нахождение инклинометра в динамических условиях, то есть под воздействием колебаний или при наличии ускоренного движения [97].

Существует также погрешность измерения глубины по стволу. К причинам погрешности относятся [130]:

- случайная погрешность, шум;
- субъективная погрешность;
- колебание плавучих буровых платформ от волн и погодных явлений;
- упругая деформация буровой колонны, например, температурное расширение материала или удлинение колонны от собственного веса вносят систематическое положительное отклонение;
- износ шкива, износ талевого каната, налипание на шкив, проскальзывание шкива.

Определение неопределенности положения ствола скважины в пространстве вошло в практику современного строительства наклонно направленных скважин в целях предупреждения пересечения стволов [31]. Существуют множество подходов по определению опасности пересечения стволов скважин, к их числу относится расчет коэффициента сепарации, например, по формуле (1.9) [101]:

$$k_{sf} = \frac{L_w - R_{c1} - R_{c2} - k_{L3п}}{k_{prob} \sqrt{\sigma_s^2 + \sigma_{pa}^2}}, \quad (1.9)$$

где L_w – расстояние между осями двух рассматриваемых скважин, м;

R_{c1} – радиус открытого ствола проектируемой или бурящейся скважины, м;

R_{c2} – радиус открытого ствола соседней скважины, м;

$k_{L3п}$ – запас по длине, м;

k_{prob} – коэффициент, определяющий вероятность пересечения, безразмерный, согласно API RP 78 рекомендуется использовать значение 3,5;

σ_s – относительная неопределенность в одном стандартном отклонении между двумя точками, полученная из их соответствующих неопределенностей в направлении L_w , м;

σ_{pa} – неопределенность в одно стандартное отклонение в проекции перед текущей точкой замера, м.

1.2 Неопределенность модели нагрузок и моментов

При бурении наклонно направленных скважин буровая колонна находится в сложном деформированном состоянии. Расчет нагрузок и моментов используется для определения деформации буровой колонны и напряжений, возникающих в ней, и осуществляется на всех этапах строительства скважины:

1. При проектировании: для обеспечения безаварийного и эффективного будущего процесса бурения БК рассчитывается на прочность и долговечность, расчет также может способствовать выбору проектных технологических параметров бурения, для выбора толщины

обсадных колонн и их количества при прогнозировании их износа от контакта с бурильной колонной;

2. В процессе бурения или выполнения технологической операции: осуществляется контроль НДС БК в целях предупреждения превышения прочности инструмента и оборудования, расчет также позволяет скорректировать технологические параметры бурения для перераспределения нагрузок и моментов в целях изменении динамики колонны, повышения дохождения осевой нагрузки до долота; в процессе бурения для текущих условий можно определить НДС на момент окончания операции для прогнозирования ее результативности; позволяет осуществлять контроль износа обсадных колонн и открытого ствола, то есть формирование желоба, и корректирование реальной геометрии скважины; контролировать качество очистки ствола скважины;

3. по окончании строительства скважины расчет НДС БК применим для формирования наилучших решений для месторождения и для анализа инцидентов и аварий.

При бурении нефтяных и газовых скважин в основном рассматриваются воздействие следующих нагрузок на бурильную колонну [26]:

- осевая сила растяжения и сжатия;
- крутящий момент при осуществлении вращения колонны и разрушения горной породы или реактивный крутящий момент при бурении с забойными двигателями (ЗД);
- изгибающий момент на искривленных участках или от потери устойчивости;
- наружное и внутреннее избыточное давление.

Осевая сила формируется в первую очередь за счет собственного веса колонны. При подъеме при отсутствии иных сил, например, гидравлической выталкивающей силы, вся колонна будет находиться в растянутом состоянии, при этом максимальное значение веса будет наблюдаться на крюкоблоке. Осевая нагрузка на долото формируется за счет разгрузки части колонны на забой скважины и регулируется за счет притормаживания главным тормозом бурильщиком или регулятором подачи долота (РПД) в автоматическом режиме. При нагружении долота весом колонны на колонне формируется нулевое сечение, где сжатие колонны переходит в растяжение. Нулевое сечение может рассматриваться, как точка или участок колонны, где осевая сила приобретает положительный знак, также нулевое сечение может рассматриваться, как точка или участок колонны с нулевыми напряжениями.

В наклонном стволе скважины необходимо учитывать проекцию силу тяжести, как показано на рисунке 1.3.

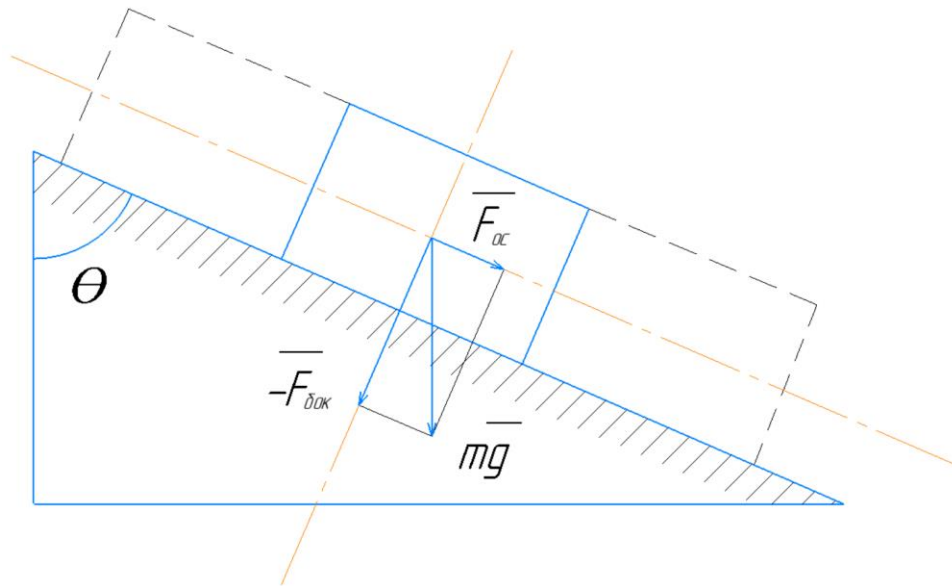


Рисунок 1.3 – Сила тяжести сегмента внутрискважинного инструмента и проекция силы тяжести, составляющая осевую силу F_{OC} и боковую силу F_{6OK} (составлено автором)

Для определения осевой силы и боковой силы от силы тяжести на наклонных участках необходимо воспользоваться выражениями (1.10).

$$\begin{aligned} F_{OC} &= W_B \cos \theta = w_B l_{\text{сегм}} \cos \theta \\ F_{6OK} &= W_B \sin \theta = w_B l_{\text{сегм}} \sin \theta' \end{aligned} \quad (1.10)$$

где W_B – вес сегмента инструмента в воздухе, Н;

w_B – погонный вес сегмента инструмента, Н/м;

$l_{\text{сегм}}$ – длина сегмента инструмента, м.

Для определения осевой силы и боковой силы от силы тяжести на искривленных участках можно использовать разные подходы. Например, можно использовать предположение, что буровая колонна делит искривленный участок на прямолинейные отрезки [99], в таком случае следует использовать среднеарифметическое значение зенитного угла на расчетном сегменте

$\theta_{\text{ср}} = \frac{\theta_{\text{к}} + \theta_{\text{н}}}{2}$ и тогда выражения для определения осевой силы и боковой силы принимают вид (1.11):

$$\begin{aligned} F_{OC} &= W_B \cos \theta = w_B l_{\text{сегм}} \cos \theta_{\text{ср}} \\ F_{6OK} &= W_B \sin \theta = w_B l_{\text{сегм}} \sin \theta_{\text{ср}} \end{aligned} \quad (1.11)$$

Зная функцию изменения углов можно получить более точное аналитическое решение. Например, можно предположить, что на участке искривления наблюдается постоянная интенсивность искривления [11, 34], что свойственно традиционному бурению с забойными двигателями с постоянным углом перекоса отклонителя или постоянной ориентацией роторно-управляемой системы (РУС) при условии неизменности свойств пород и величины технологических параметров бурения.

Рассмотрим выражение для осевой силы из (1.10) и домножим обе части формулы на приращение координаты по оси (1.12):

$$F_{oc} dz = W_B \cos \theta(z) dz, \quad (1.12)$$

где z – координата по оси, сонаправленной с траекторией ствола скважины, м;

θ – зенитный угол, изменяющийся согласно определенной функции, радиан, можно представить, как $\theta = \theta_H + \frac{z}{R}$; необходимо проинтегрировать выражение (1.13):

$$\int_0^{l_{сегм}} F_{oc} dz = \int_0^{l_{сегм}} W_B \cos\left(\theta_H + \frac{z}{R}\right) dz, \quad (1.13)$$

решение выражения (1.14):

$$F_{oc} l_{сегм} = W_B R \left(\sin\left(\theta_H + \frac{l_{сегм}}{R}\right) - \sin \theta_H \right), \quad (1.14)$$

подставляя выражения $\frac{l_{сегм}}{R} = \theta_K - \theta_H$, $W_B = w_B l_{сегм}$ в (1.14) получим формулу (1.15).

$$F_{oc} = w_B l_{сегм} \frac{\sin \theta_K - \sin \theta_H}{\theta_K - \theta_H}. \quad (1.15)$$

Осуществив аналогичные действия для выражения $F_{бок} dz = W_B \sin \theta(z) dz$ получим формулу (1.16).

$$F_{бок} = w_B l_{сегм} \frac{\cos \theta_H - \cos \theta_K}{\theta_K - \theta_H}. \quad (1.16)$$

Если искривленный участок с постоянной интенсивностью искривления по зенитному углу поделить на множество отрезков, то результат выражений (1.11) будет сводиться к результатам (1.15), (1.16), поэтому для расчетных алгоритмов, осуществляемых в режиме реального времени целесообразно использовать более точные аналитические решения вместо упрощений с меньшим расчетным шагом и большим числом итераций, вычислений для сокращения времени расчета. С другой стороны, если известно, что зенитный угол изменяется по другой функции, например, траектория соответствует брахисторне, биклотоиде, трактрисе, что в современном бурении возможно за счет применения «интеллектуальных» РУСов [75, 80], применение формул (1.15) и (1.16) становится некорректным и требуется получение соответствующих аналитических решений.

При бурении используется буровой раствор, выполняющий множество функций, к основным относятся вынос шлама с забоя на поверхность и формирование противодавления на слабые породы, склонные к обрушению, и породы, насыщенные флюидом. В связи с этим на боковые и торцевые поверхности колонны будет воздействовать давление, которое упруго деформирует инструмент. Воздействие на нижний торец колонны и на поверхности, образовавшиеся от изменения диаметра, приводит к сжатию или растяжению колонны и

оказывает влияние на осевую силу и в следствии на вес на крюке (рисунок 1.4). Сила определяется по выражениям (1.17):

$$\begin{aligned} F_{\text{гидр},\Delta S} &= \pm \Delta S (P_{\text{Гд}} + P_{\text{Гст}}) \\ F_{\text{гидр},\text{торец}} &= S_{\text{торец}} (P_{\text{Гд}} + P_{\text{Гст}})' \end{aligned} \quad (1.17)$$

где ΔS – площадь проекции поверхности из-за изменения диаметра колонны, м²;

$P_{\text{Гд}}$ – гидродинамическое давление в рассматриваемой точке, Па;

$P_{\text{Гст}}$ – гидростатическое давление в рассматриваемой точке, Па;

$S_{\text{торец}}$ – площадь торца нижнего конца инструмента, м².

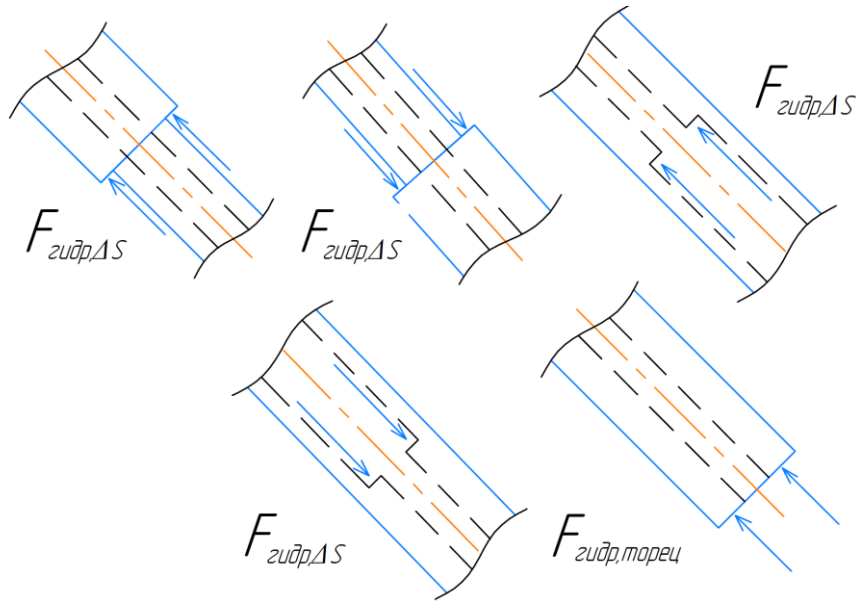


Рисунок 1.4 – Воздействие гидравлической силы в осевом направлении (составлено автором)

Использование выражений (1.17) при расчете распределения сил и моментов по колонне называется методом площади или методом поршня и показывает «истинное» распределение сил, позволяющее в дальнейшем определить напряжения в колонне [35, 136]. Альтернативный метод - использование принципа Архимеда, заключающееся в применении коэффициента плавучести по выражению 1.18 [34, 35]:

$$\beta = 1 - \frac{\rho_{\text{зтр}} S_{\text{н}} - \rho_{\text{тр}} S_{\text{вн}}}{\rho_{\text{бк}} (S_{\text{н}} - S_{\text{вн}})}, \quad (1.18)$$

где $\rho_{\text{зтр}}$ – плотность бурового раствора в затрубном пространстве, $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$;

$\rho_{\text{тр}}$ – плотность бурового раствора во внутритрубном пространстве, $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$;

$\rho_{\text{бк}}$ – плотность материала бурильной колонны, $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$;

$S_{\text{н}}$ – площадь сечения колонны по наружной поверхности, м²;

$S_{\text{вн}}$ – площадь проходного сечения колонны, м².

Коэффициент плавучести выводится из выражения (1.19) и рассмотрении схемы 1.5.

$$W_B - F_{\text{гидр,торец}} = W_{\text{плав}} = \beta W_B = (S_H \rho_{\text{зтр}} - S_{\text{вн}} \rho_{\text{тр}}) g H_{\text{инст}}, \quad (1.19)$$

где $F_{\text{гидр,торец}}$ сформирована только от гидростатического давления, $W_B = (S_H - S_{\text{вн}}) \rho_{\text{бк}} g H_{\text{инст}}$.

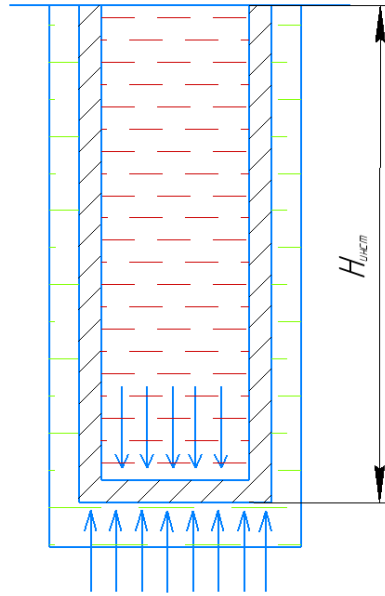


Рисунок 1.5 – Формирование выталкивающей силы на торце колонны. Гидростатическое давление внутреннего столба раствора частично компенсирует давление от раствора в затрубном пространстве (составлено автором)

Как видно из выражения (1.19) применение коэффициента плавучести позволяет определить вес колонны в жидкости, однако дает искаженные результаты распределения силы по БК в связи с тем, что не учитывает сжимающую силу на торце и в местах изменения диаметра. С другой стороны, распределение силы, полученное при помощи принципа Архимеда по сути будет соответствовать девиаторной силе, то есть осевой силы за вычетом средней гидростатической компоненты, действующей на боковую поверхность буровой колонны [35]. В этой связи решение, основанное на принципе Архимеда, применяется для анализа риска потери устойчивости буровой колонны и будет рассмотрено в подглаве 1.3 и главе 2.

Как показано на рисунке 1.3 при бурении наклонно направленных скважин формируется контакт между буровой колонной и стенками скважины. В реальных скважинах из-за контакта буровой колонны со стенкой скважины и наличия силы реакции опоры будут возникать силы трения. Для расчета сил трения необходимо понимать, в каких местах БК касается стенок скважины и какая боковая сила будет воздействовать в точках контакта. Для определения точек контакта и распределения сил трения используются следующие модели [113]:

- модель мягкой колонны (рисунок 1.6 А): предполагает поведение колонны, как гибкой струны, точно повторяющей траекторию ствола скважины, в модели предполагается постоянный контакт с распределенной боковой силой и силой трения;

- модель жесткой колонны (рисунок 1.6 Б): учитывает жесткость колонны для прогнозирования реального поведения инструмента в заданных условиях;
- модель гибридной колонны: за основу берется предположение о повторении БК траектории ствола скважины с внедрением подходов, приближающих поведение инструмента к модели жесткой колонны.

Сила трения определяется, как произведение боковой силы на коэффициент трения и на наклонных прямолинейных участках будет рассчитываться по формуле (1.20).

$$F_{\text{тр}} = \mu F_{\text{бок}} = \mu w_{\text{в}} \beta l_{\text{сегм}} \sin \theta, \quad (1.20)$$

где μ – коэффициент трения между бурильной колонной и стенкой скважины, безразмерный.

Как показано на рисунке 1.6, на искривленных участках боковая сила формируется также за счёт осевой силы, результирующий вектор которой направлен в сторону стенок скважины.

Для определения силы прижатия на искривленном участке можно воспользоваться упрощённой формулой (1.21) [11]:

$$F_{\text{бок}} = R = 2F_{\text{ос}} \sin \frac{\gamma}{2}. \quad (1.21)$$

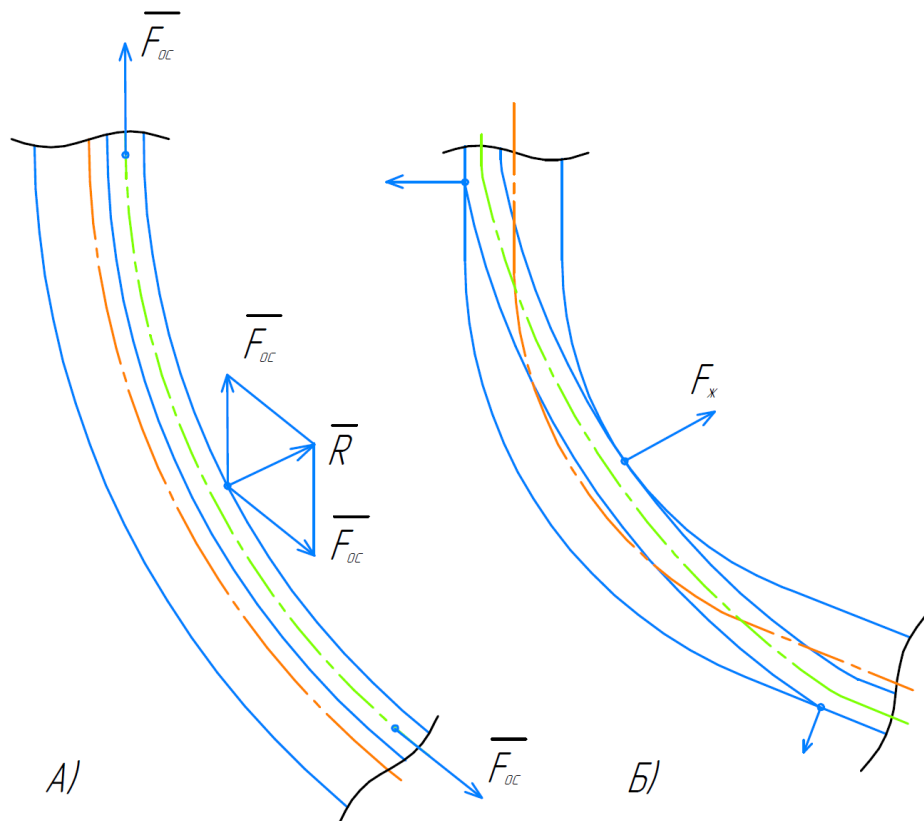


Рисунок 1.6 – Формирование дополнительных сил прижатия на искривленных участках
 А) на участках с большим радиусом кривизны бурильная колонна может повторять траекторию ствола; в модели гибкой колонны БК всегда повторяет траекторию скважины Б) Жесткий инструмент может формировать точечные контакты с дополнительной силой прижатия от жесткости инструмента $F_{\text{ж}}$ (составлено автором)

С.А. Johancsik и др. предложили более точную модель (1.22) определения боковой силы и сил трения [99]:

$$F_{\text{бок}} = [(F_{\text{ос}} \Delta a \sin \bar{\theta})^2 + (F_{\text{ос}} \Delta \theta + W_{\text{плав}} \sin \bar{\theta})^2]^{\frac{1}{2}}. \quad (1.22)$$

Предложенная формула для определения силы прижатия участка инструмента содержит аппроксимации для приблизительного исчисления. Учитывается натяжение от нижней части участка инструмента, используются приближения первого порядка, так как по сути решается проблема, известная в классической механике, трении ремня по цилиндру, которая не имеет решения в замкнутой форме за исключением особых случаев.

Зная значение силы прижатия можно определить крутящий момент, необходимый для преодоления сил трения на вращение колонны, по формуле (1.23):

$$M_{\text{к}} = \mu F_{\text{бок}} r_{\text{эфф}}, \quad (1.23)$$

где $r_{\text{эфф}}$ – характеристический или эффективный радиус бурильной колонны на расчетном участке, м.

В модели гибкой колонны этот параметр вносит неопределенность, так как неизвестны фактические точки контакта, которые могут приходиться, как на бурильный замок, так и на тело бурильной трубы (рисунок 1.7). С.А. Johancsik и др. предлагают определять, как две трети расстояния от тела бурильной трубы до радиуса бурильного замка. Существуют модели, дающие более пессимистичный прогноз, например, В.С. Aadnoy и др. предлагают использовать радиус бурильного замка [34, 99, 115].

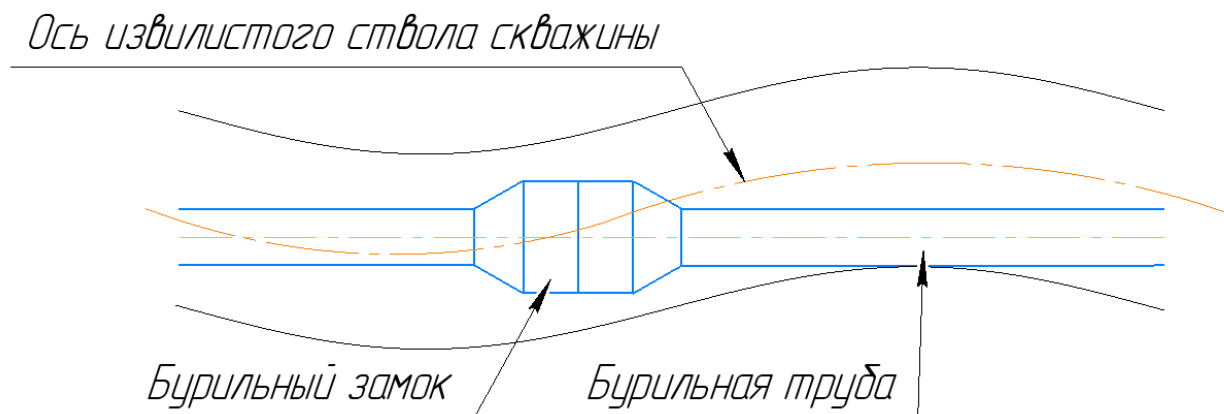


Рисунок 1.7 – Формирование точки контакта между телом бурильной трубы и стенкой скважины, бурильный замок оказался в подвешенном состоянии в падине извилистого участка.

Ситуация возможна при наличии растягивающей силы на рассматриваемом участке

(составлено автором)

Авторский коллектив С.А. Johancsik также впервые отмечают иные неопределенности предложенной сосредоточенной математической модели. К ним авторы работы относят

необходимость интерполяции углов между точками замера инклинометрии, допущения в виде рассмотрения только трения скольжения и отсутствие учета изгиба колонны.

М.С. Shepard и др. несколькими годами позже публикации статьи С.А. Johancsik размышляют над предложенной формулой, приводят ее к дифференциальному виду (1.24) и отмечают, что в модели С.А. Johancsik и др. не было учтено давление от бурового раствора, которое влияет на «эффективное» натяжение, которое может в свою очередь привести к неправильному определению нулевого сечения или правильнее сказать нулевой зоны [141]. В своей статье отмечают факт изменения коэффициента трения в зависимости от жесткости компоновки. Фактически коэффициент трения не зависит от жесткости, однако в модели мягкой колонны, рассматриваемой М.С. Shepard и соавторами такое допущение возможно, если рассуждать понятиями коэффициента пропорциональности или эффективного коэффициента трения, который зависит от дополнительной силы прижатия от жесткого инструмента (1.24).

$$\frac{\partial F_{\text{ос,эфф}}}{\partial z} = W_{\text{плав}} \cos \theta(z) \pm k_c \left[\left(F_{\text{ос,эфф}} \frac{\partial \alpha}{\partial z} \sin \theta(z) \right)^2 + \left(F_{\text{ос,эфф}} \frac{\partial \theta}{\partial z} + W_{\text{плав}} \sin \theta(z) \right)^2 \right]^{\frac{1}{2}}, \quad (1.24)$$

где $F_{\text{ос,эфф}}$ – эффективная или «девиаторная» осевая сила, Н;

k_c – коэффициент сопротивления движению, безразмерный, знак «+» выбирается для подъема, «-» – для спуска.

В.С. Аадноу и др. предложили аналитические решения (1.25), (1.26) для пространственной модели, предполагающей постоянную кривизну на расчетных участках. Решение сводится к формуле Эйлера с учетом веса колонны, влияющего на боковую силу [34].

$$F_{\text{ос,2}} = F_{\text{ос,1}} + \beta w_B l_{\text{сегм}} \frac{\sin \theta_K - \sin \theta_H}{\theta_K - \theta_H} + \left[F_{\text{ос,1}} (e^{\pm \mu \gamma} - 1) + (K - 1) \beta w_B l_{\text{сегм}} \frac{\sin \theta_K - \sin \theta_H}{\theta_K - \theta_H} \right] \sin \psi, \quad (1.25)$$

$$M_K = \mu r \left| \pm F_{\text{ос,1}} \gamma - \beta w_B l_{\text{сегм}} \sin \theta_H + 2 w_B l_{\text{сегм}} \frac{\cos \theta_H - \cos \theta_K}{\theta_K - \theta_H} \right| \cos \psi, \quad (1.26)$$

где $F_{\text{ос,1}}$, $F_{\text{ос,2}}$ – осевая сила в начале и в конце расчетного участка при условии расположения граничного условия на нижнем конце внутрискважинной компоновки, Н;

ψ – угол между вектором линейной скорости вращения колонны и результирующим вектором скорости движения колонны, рад;

K – расчетный коэффициент, безразмерный, определяемый по выражению (1.27):

$$K = \frac{A_K (1 - \mu^2) (\sin \theta_K - e^{-A_K B_K \mu (\theta_K - \theta_H)} \sin \theta_H) - 2 B_K \mu (\cos \theta_K - e^{-A_K B_K \mu (\theta_K - \theta_H)} \cos \theta_H)}{(1 + \mu^2) (\sin \theta_K - \sin \theta_H)}, \quad (1.27)$$

где A_K , B_K – коэффициенты, зависящие от знака осевой силы, траектории ствола скважины, типа технологической операции, безразмерные, представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Значения коэффициентов A_K, B_K [34]

Параметр	Набор зенитного угла		Сброс зенитного угла	
	Подъем	Спуск	Подъем	Спуск
A_K (растяжение колонны)	1	-1	1	-1
A_K (сжатие колонны)	-1	1	-1	1
B_K	-1	-1	-1	1

В модели В.С. Аадноу и его соавторов учитывается угол ψ , так как сила трения всегда направлена в противоположную сторону движения тела и необходимо учитывать результирующую скорость при наличии одновременного вращения БК с линейной скоростью $v_{вр}$ и осевого движения со скоростью $v_{ос}$, как показано на рисунке 1.8. Тогда величина результирующей скорости в м/с определяется, как $v_R = \sqrt{v_{вр}^2 + v_{ос}^2}$.

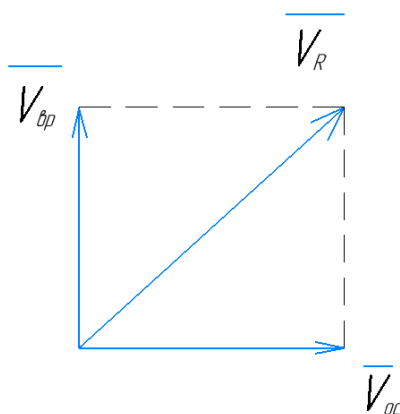


Рисунок 1.8 – Результирующая скорость точки на БК, осуществляющей одновременное вращение и осевое движение (составлено автором)

Таким образом компонента трения будет оказывать сопротивление на осевое движение и на вращение, и формулы (1.20) и (1.23) требуют включения соответствующих множителей для учета эффекта снижения сил трения при комбинированном движении, что сводится к формулам (1.28), (1.29).

$$F_{тр,ос} = \mu F_{бок} \frac{v_{ос}}{v_R}, \quad (1.28)$$

$$M_k = \mu F_{бок} r_{эфф} \frac{v_{вр}}{v_R}. \quad (1.29)$$

Если бы в скважине отсутствовало трение, то в двух скважинах с одинаковой глубиной по вертикали, но с разными длинами по стволу, с условно одинаковым погонным весом инструмента и плотностью бурового раствора, то вес на крюке был бы одинаковым. В.С. Аадноу и др. в своей статье пишут, что в скважинах статический вес был бы одинаковым [34]. Однако это утверждение не является полностью достоверным в практическом смысле. В скважине всегда перед остановкой движения инструмента будет присутствовать трение, который формирует гистерезис и без релаксации напряжений статический вес не будет одинаковым, что усугубляется влиянием

статического коэффициента трения при остановке движения. Чтобы получить одинаковый результат, согласно формуле (1.28) колонну бурильных труб необходимо начать вращать с относительно высокой скоростью для снижения эффекта трения. Такая технологическая операция называется вращением над забоем и показывает вес инструмента в наклонно направленной скважине в среде бурового раствора без учета осевого трения колонны о стенки ствола.

При вращении колонны также необходимо учитывать, что колонна стремится забраться на боковую стенку скважины, как показано на рисунке 1.9, до достижения равновесного состояния.

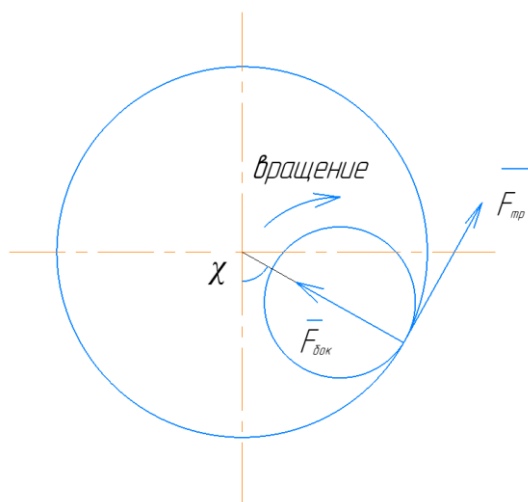


Рисунок 1.9 – Положение бурильной колонны при ее вращении или изменении азимутального угла (составлено автором)

Чтобы определить угол отклонения колонны от вертикальной плоскости при наличии вращения и от эффективного натяжения при изменении азимутального угла можно воспользоваться формулой (1.30) [115, 117]:

$$\chi = \chi_1 + \chi_2 = \arctg \left(\frac{F_{ос,эфф} \Delta a \sin \bar{\theta}}{F_{ос,эфф} \Delta \theta + W_{плав} \sin \bar{\theta}} \right) + \arctg(\mu), \quad (1.30)$$

где χ_1 – угловое смещение, вызванное изменением азимутального угла, рад;

χ_2 – угловое смещение, вызванное вращением колонны, рад.

Таким образом при расчете крутящего момента на преодоление сил трения необходимо учитывать угловое смещение, как представлено в формуле (1.31):

$$M_k = \mu F_{бок} r_{эфф} \cos \chi_2 \frac{v_{вр}}{v_R} = \frac{\mu}{\sqrt{1 + \mu^2}} F_{бок} r_{эфф} \frac{v_{вр}}{v_R}. \quad (1.31)$$

Необходимо отметить, что в мировой нефтегазовой инженерной и научной практике при использовании моделей сил и моментов в процессе технологического сопровождения избегают использование понятия «coefficient of friction» (CoF) – коэффициент трения, и вместо него используется понятие «friction factor» (FF) – коэффициент сопротивления движению. «Friction

factor» также можно перевести, как коэффициент трения, однако, чтобы избежать совпадения и некорректной интерпретации для формулы (1.24) и далее в диссертационной работе будет использоваться понятие «коэффициент сопротивления движению». Коэффициент сопротивления движению используется в мировой практике, так как этот параметр часто является калибруемым и включает неопределенности, не учитываемые моделями сил и моментов. Использование понятия коэффициента трения становится некорректным с физической точки зрения. К числу неопределенностей можно отнести [137]:

- неопределенность физико-химического взаимодействия бурового раствора с горной породой в скважинных термобарических условиях;
- неопределенность фактических коэффициентов трения бурильной колонны о горную породу разбуриваемых пластов и пропластков, то есть неоднородного геологического разреза;
- неопределенность влияния температуры на распределение коэффициента трения в скважине;
- пренебрежение разрушением стенок скважины элементами бурильной колонны и вдавливание бурильной колонны в стенки скважины открытого ствола;
- пренебрежение формированием шламовых подушек из-за сложности их прогнозирования и учета;
- неопределенность траектории ствола скважины, в том числе микроизвилистость;
- дополнительной прижатие жесткого инструмента от изгибов;
- иные неопределенности, связанные с допущениями физико-математических моделей.

Типичные значения коэффициентов сопротивления движению представлены в таблицах 1.3 и 1.4.

Таблица 1.3 – Типичные значения коэффициентов сопротивления движению при использовании разных типов бурового раствора [137, 138]

Тип бурового раствора	Обсаженный ствол	Открытый ствол
Воздух	0,35-0,55	0,4-0,6
Пена	0,3-0,4	0,35-0,55
Высокоминерализованный раствор	0,3-0,4	0,3-0,4
Полимерный	0,15-0,22	0,2-0,3
Лигносульфатный	0,2-0,25	0,2-0,3
На синтетической основе	0,12-0,18	0,15-0,25
На нефтяной основе	0,1-0,2	0,15-0,25

Таблица 1.4 – Значения коэффициентов сопротивления, полученных при анализе 100 скважин, проведенным Т.М. Gaunor и др. [158]

Тип бурового раствора	Обсаженный ствол	Открытый ствол
Растворы на водной основе		
Общее значение для растворов на водной основе	0,18	0,24
С кольматантом Polyseal и силикатный буровой раствор Varasilc	0,25	0,3
С добавкой Thixsal	0,22	0,27
Растворы на углеводородной основе. Обратная эмульсия		
Общее значение для растворов на углеводородной основе	0,1	0,12
Растворы на основе прямой эмульсии		
Общее значение для растворов на прямой эмульсии	0,15	0,17
С добавкой XP-07	0,17	0,17
Буровой раствор Petrofree	0,14	0,18
С эмульгатором EcoMul	0,16	0,2

В среде бурового раствора существует вязкое трение бурильной колонны о технологическую жидкость. Вязкое трение участвует в формировании осевого сопротивления на движение колонны труб и на вращение.

При известном значении потерь давления на движение бурового раствора в затрубном пространстве можно определить суммарную силу трения на стенку скважины и на бурильную колонну по выражению (1.32).

$$F_{\text{сумм,тр,вязк}} = F_{\text{бт,тр,вязк}} + F_{\text{скв,тр,вязк}} = \frac{\pi}{4} \Delta P_{\text{л,зт}} (D_{\text{скв}}^2 - d_{\text{н}}^2), \quad (1.32)$$

где $\Delta P_{\text{л,зт}}$ – гидравлические потери по длине в затрубном пространстве, Па;

$D_{\text{скв}}$ – диаметр ствола скважины, м.

Из выражения (1.32) можно получить формулу (1.33) для определения силу вязкого трения бурильной колонны о буровой раствор.

$$F_{\text{бт,тр,вязк}} = \frac{\pi}{4} \Delta P_{\text{л,зт}} (D_{\text{скв}}^2 - d_{\text{н}}^2) - \pi \tau_{\text{скв}} D_{\text{скв}} l_{\text{сегм}}, \quad (1.33)$$

где $\tau_{\text{скв}}$ – напряжение сдвига на стенках скважины, Па, зависит от профиля скоростей в затрубном пространстве.

Определение $\Delta P_{\text{л,зт}}$ и $\tau_{\text{скв}}$ в наклонно направленных скважинах осложнено неопределенностью положения бурильной колонны в поперечном разрезе ствола скважины и относительного расположения бурильной и образующихся шламовых подушек. Для определения силы вязкого трения БК о буровой раствор можно использовать упрощенную формулу (1.34) [142].

$$F_{\text{бт,тр,вязк}} = \frac{\pi \Delta P_{\text{л,зт}} (D_{\text{скв}}^2 - d_{\text{н}}^2) d_{\text{н}}}{4(D_{\text{скв}} - d_{\text{н}})} \quad (1.34)$$

При определении $\Delta P_{л,зт}$ аналитически требуется учитывать эффекты свабирования и поршневания, выражающиеся в изменении скорости потока в затрубном пространстве. Скорость движения бурового раствора от движения колонны определяется по формуле (1.35) [88, 108].

$$v_{\text{выт}} = v_{\text{ос}} \left(\frac{\delta^2}{1 - \delta} + k_{\text{сц}} \right), \quad (1.35)$$

где δ – отношение диаметра буровой трубы к диаметру ствола скважины, безразмерное; $k_{\text{сц}}$ – коэффициент сцепления, безразмерный, определяемый по формуле (1.36) для ламинарного течения и по формуле (1.37) – для турбулентного.

$$k_{\text{сц}} = \frac{\delta^2 - 2\delta^2 \ln \delta - 1}{2 \ln \delta (1 - \delta^2)}, \quad (1.36)$$

$$k_{\text{сц}} = \frac{\sqrt{\frac{\delta^4 + \delta}{1 + \delta}} - \delta^2}{1 - \delta^2}. \quad (1.37)$$

При подъеме колонны без циркуляции движение бурового раствора направлено в сторону забоя и эффект свабирования будет растягивать колонну.

При вращении колонны крутящий момент на преодоление сил вязкого трения определяется по формуле (1.38) [142].

$$M_{\text{к,вязк}} = \pi d_{\text{н}} l_{\text{сегм}} \tau_{\text{вязк,вр}} \frac{d_{\text{н}}}{2}, \quad (1.38)$$

где $\tau_{\text{вязк,вр}}$ – напряжение сдвига в буровом растворе на поверхности буровой колонны от ее вращения, Па, определяется согласно реологической модели технологической жидкости по таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Определение напряжения сдвига в зависимости от реологической модели (составлено автором)

Модель	Формула
Ньютона	$\tau_{\text{вязк}} = \mu_{\text{вязк}} \dot{\gamma}$
Бингама-Шведова	$\tau_{\text{вязк}} = \tau_{\text{вязк,0}} + \eta_{\text{вязк}} \dot{\gamma}$
Оствальда-де Ваале	$\tau_{\text{вязк}} = K_{\text{вязк}} \dot{\gamma}^{n_{\text{вязк}}}$
Гершеля-Балкли	$\tau_{\text{вязк}} = \tau_{\text{вязк,0}} + K_{\text{вязк}} \dot{\gamma}^{n_{\text{вязк}}}$

где $\dot{\gamma}$ – скорость сдвига, с^{-1} ;
 $\mu_{\text{вязк}}$ – динамическая вязкость, $\text{Па} \cdot \text{с}$;
 $\tau_{\text{вязк,0}}$ – динамическое напряжение сдвига, Па;
 $\eta_{\text{вязк}}$ – пластическая вязкость, $\text{Па} \cdot \text{с}$;
 $K_{\text{вязк}}$ – коэффициент консистенции $\text{Па} \cdot \text{с}^{n_{\text{вязк}}}$;
 $n_{\text{вязк}}$ – показатель степени, характеризующий нелинейность реологической модели, безразмерный

Скорость сдвига может быть определена по формуле (1.39).

$$\dot{\gamma} = \frac{4\pi n_{\text{бт}}}{d_{\text{н}}^2 \left(\frac{1}{d_{\text{н}}^2} - \frac{1}{D_{\text{СКВ}}^2} \right)}, \quad (1.39)$$

где n_{6T} – частота вращения бурильной колонны, об/с.

Формула выведена из предположения о концентричном расположении бурильной колонны в скважине, скорость сдвига при расположении колонны на нижней стенке скважины на наклонных и горизонтальных участках с учетом углового смещения по формуле (1.30) может отличаться, что приведет к погрешности определения сил, действующих на бурильную колонну.

Статическая составляющая осевой нагрузки на долото определяется за счет изменения в весе на крюке при разгрузке колонны на забой скважины при условии отсутствия дополнительного прижатия колонны от потери устойчивости. Статическую составляющую крутящего момента на долоте можно определить аналогичным способом при роторном бурении за счет сравнения крутящего момента на верхнем силовом приводе (ВСП) при холостом вращении колонны и крутящего момента после формирования осевой нагрузки при той же частоте. В отличие от осевой силы определение фактического крутящего момента может быть осложнено формированием продольных изгибов колонны от центробежной силы, которые создают дополнительное сопротивление на вращение колонны. При бурении с забойными двигателями крутящий момент на долоте остается в значительной степени неопределенным, в особенности при бурении с турбобурами.

Для алмазных и импрегнированных долот аналитические решения остаются сложными для применения инженером при проведении работ и включают параметры, которые не определимы в полевых условиях и остаются не определяемыми заводами-изготовителями [135, 175].

Крутящий момент на вращение шарошечного долота необходим для преодоления сопротивлений от разрушения горной породы, на преодоление сил трения в опорах долота, на торцевое трение о забой скважины, на вертикальное перемещение КНБК вследствие зубчатой поверхности долота, на скалывание горной породы у долот дробяще-скалывающего действия [21].

Для шарошечных долот R. Cunningham предложил эмпирическую формулу (1.40) [164]:

$$M_d = k_{кр} D_d^m F_d^n, \quad (1.40)$$

где D_d – диаметр долота, м;

F_d – осевая нагрузка на долото, Н;

m, n – эмпирические коэффициенты, безразмерные;

$k_{кр}$ – коэффициент крепости разбуриваемой горной породы.

Для разных типов шарошечных долот и их диаметров R. Cunningham для частот до 60 об/мин определяет $m = 0,4$ и $n = 1,3$;

Формула используется в руководящем документе (РД) «Инструкция к расчету бурильных колонн» [25]. Для коэффициента крепости РД рекомендует использовать значения 7,8 для мягких пород, 6,9 – для средних и 5,5 – для твердых.

Формула R. Cunningham не является универсальной, неизвестна ее применимость при частотах >60 об/мин, не учитывает износ долота, требует калибровки и уточнения по фактическому крутящему моменту на долоте в процессе бурения, определение которого затруднено.

Т.М. Warren предлагает аналитическое решение для шарошечных долот (1.41) [164]:

$$M_d = D_d F_d \left(C_{d,1} + C_{d,2} \sqrt{\frac{v_{\text{бур}}}{n_d D_d}} \right) \left(\frac{1}{1 + k_{\text{изн}} L_{\text{дол}}} \right), \quad (1.41)$$

где $v_{\text{бур}}$ – механическая скорость бурения, м/с;

n_d – частота вращения долота, об/с;

$k_{\text{изн}}$ – декремент износа долота, м^{-1} ;

$L_{\text{дол}}$ – проходка на долото, м;

$C_{d,1}$ и $C_{d,2}$ – константы долота, безразмерные, верифицируемые в лабораторных и полевых

условиях за счет аппроксимации модели $\frac{M_d}{D_d F_d} = f\left(\sqrt{\frac{v_{\text{бур}}}{n_d D_d}}\right)$.

Формула не применима для проективных расчетов, включает декремент износа и константы долота, которые будут отличаться при бурении в разных пластах и пропластках, что приводит к целесообразности ее использования непосредственно в процессе бурения или при проведении лабораторных экспериментов.

В.С. Федоров и др. предлагают полуэмпирическую модель крутящего момента для шарошечных долот (1.42) - (1.45) [21]:

$$M_d = \frac{1}{\eta_{\text{ш.д}}} (M_{\text{разр}} + M_{\text{верт}} + M_{\text{ск}} + M_{\text{т.т}}), \quad (1.42)$$

где $\eta_{\text{ш.д}}$ – коэффициент полезного действия (КПД) шарошечного долота, д. ед., определяемый по формуле (1.43):

$$\eta_{\text{ш.д}} = \eta_{0\text{ш.д}} e^{-k_{\text{изн.ш}} t}, \quad (1.43)$$

где $\eta_{0\text{ш.д}}$ – КПД нового шарошечного долота, для долот с опорами качения можно принять равным 0,96 ÷ 0,98, для долот с одним подшипником скольжения – 0,85 ÷ 0,9;

$k_{\text{изн.ш}}$ – обратная величина логарифмического декремента уменьшения КПД с течением времени t , с^{-1} .

Крутящий момент на разрушение горной породы шарошечным долотом (1.44):

$$M_{\text{разр}} = 447,862 \cdot 10^{-4} \cdot F_d \cdot \sqrt{\eta_z D_d \delta}, \quad (1.44)$$

где η_z – коэффициент перекрытия зубьев долота, безразмерный;

δ – глубина проникновения зубьев в породу, м.

Крутящий момент на вертикальное перемещение КНБК (1.45):

$$M_{\text{верт}} = 2454,169 \cdot 10^{-4} F_d m_d z \left(d_{\text{ш}} - \frac{2}{3} \delta \right) \sin^2 \frac{\pi}{2m_d z}, \quad (1.45)$$

где z – число зубцов на периферийном венце, соответствующем диаметру шарошки $d_{\text{ш}}$ в м;

m_d – коэффициент, зависящий от расположения зубьев на шарошки и лежащий в диапазоне от 1 при выполнении зубьев по образующей конуса до числа венцов, если зубья всех венцов смещены, безразмерный.

Крутящий момент на торцевое трение при проскальзывании шарошки (1.46):

$$M_{\text{т.т}} = 1250,958 \cdot 10^{-4} \mu_d \eta_z D_d F_d k_{\text{ск}}, \quad (1.46)$$

где μ_d – коэффициент трения скольжения вооружения долота о горную породу, безразмерный;

$k_{\text{ск}}$ – коэффициент проскальзывания шарошек, показывающий площадь забоя, разрушаемого за счет проскальзывания шарошки, безразмерный.

Крутящий момент на скалывание горной породы при проскальзывании шарошки (1.47):

$$M_{\text{ск}} = 3,705 \cdot 10^{-8} \eta_z D_d \sigma_{\text{кр.ск}} k_{\text{ск}} \cos \alpha_z (1000\delta)^\Phi; \quad (1.47)$$

где $\sigma_{\text{кр.ск}}$ – напряжение на разрушение горной породы при скалывании, Па;

$2\alpha_z$ – угол при вершине зубьев, рад;

Φ – коэффициент, зависящий от величины погружения зубьев и лежащий в диапазоне от 0,16 до 0,75, безразмерный.

Формулы, предложенные В.С. Федоровым, в полной мере описывают взаимодействие долота с забоем скважины, включают геометрические характеристики долота и свойства горной породы. В неоднородном геологическом разрезе определение $\sigma_{\text{ск}}$ может быть затруднено из-за неопределенности геологического разреза и отсутствия достаточного количества геофизических данных. Глубина проникновения зубьев и величина δ^Φ , зависящие от геометрии зуба, прочности горной породы и осевой нагрузки на долото требует постоянной калибровки и корректировки при применении формул (1.42)-(1.47) в процессе бурения.

Для лопастных долот, в том числе для долот типа PDC (polycrystalline diamond compact) E. Detournay и др. предложили модель (1.48), учитывающую геометрию долота, свойства горных пород, возможный износ вооружения долота и включающую компоненты крутящего момента на торцевое трение и на скалывание породы [62, 63]:

$$M_d = \frac{D_d^2 - d_d^2}{8} \left(\frac{2\mu_d \gamma_d F_d}{D_d - d_d} + \sigma_{\text{кр.ск}} h_{\text{об}} (1 - \mu_d \gamma_d \xi) \right), \quad (1.48)$$

где d_d – внутренний диаметр коронки, м, если используется долото для бурения сплошным забоем, то $d_d = 0$;

$\mu_d = tg(\varphi_{гп})$ – коэффициент трения изношенной поверхности вооружения лопастного долота о горную породу, безразмерный, определяется, как тангенс угла внутреннего трения породы в предположении, что между вооружением и забоем есть разрушенный слой породы;

$h_{об} = \frac{v_{бур}}{n_d}$ – проходка за 1 оборот долота, м;

$\xi = tg(\alpha_p + tg(\mu_d))$ – отношение прочности горной породы к удельной энергии резания в предположении об отсутствии торцевого трения вооружения о горную породу, безразмерный, определяется, как тангенс суммы переднего угла резца α_p в радианах и угла трения режущей поверхности о разрушенный слой породы;

γ_d – константа долота, безразмерная, определяемая по формулам (1.49) - (1.53).

Константа лопастного долота (1.49):

$$\gamma_d = \frac{k_{d,1}}{k_{d,2}}; \quad (1.49)$$

Параметры $k_{d,1}$, $k_{d,2}$ для долота с неизношенными резцами (1.50-1.51):

$$k_{d,1} = 2 \int_{\frac{d_d}{2}}^{\frac{D_d}{2}} \frac{z(r)rdr}{\cos \theta_d(r)}, \quad (1.50)$$

$$k_{d,2} = \int_{\frac{d_d}{2}}^{\frac{D_d}{2}} z(r)dr, \quad (1.51)$$

где r – радиус от центра долота, м;

$z(r)$ – плотность резцов на расстоянии r от центра долота, характеризующий функцию количества резцов в зависимости от расстояния от центра, 1/м;

$\theta_d(r)$ – угол между осью долота и нормалью к режущей кромке на расстоянии r от центра долота, рад (рисунок 1.10).

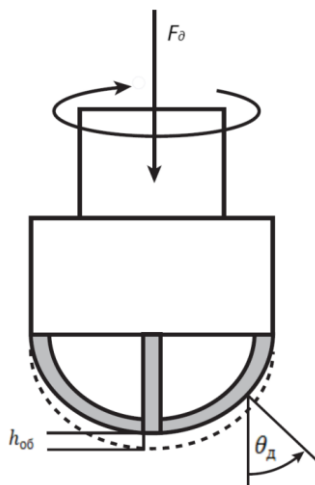


Рисунок 1.10 – Схематичное изображение лопастного долота [63]

Параметры $k_{д,1}$, $k_{д,2}$ для долота с изношенными резами (1.52-1.53):

$$k_{д,1} = 2 \int_{\frac{d_{д}}{2}}^{\frac{D_{д}}{2}} \frac{\rho_{изн,r}(r)rdr}{\cos \theta_{д}(r)}, \quad (1.52)$$

$$k_{д,2} = \int_{\frac{d_{д}}{2}}^{\frac{D_{д}}{2}} \rho_{изн,r}(r)dr, \quad (1.53)$$

где $\rho_{изн,r}$ – плотность радиальной длины контакта $l_{изн}$ на расстоянии r от центра долота, м/м (рисунок 1.11).

Величина $k_{д,2}$ соответствует характеристической длине контакта $l_{изн}$ в м для рассматриваемого долота, которую можно также определить, как $\frac{2S_{изн}}{D_{д}-d_{д}}$, где $S_{изн}$ – суммарная площадь изношенных поверхностей вооружения долота, м².

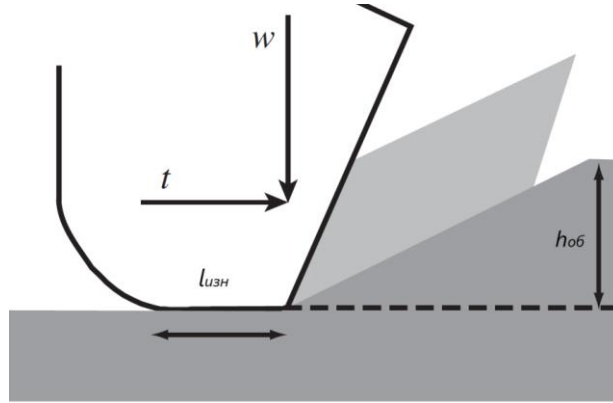


Рисунок 1.11 – Схематичное изображение взаимодействия реза с горной породой [63]

Е. Detournay и соавторы его научных работ определяют типичные значения констант долота для некоторых типов породоразрушающего инструмента. Для лопастных долот с постоянным углом наклона режущей кромки без износа и с равномерным износом $\rho_{изн,r} = \frac{2l_{изн}}{D_{д}-d_{д}}$ константа долота будет равна $\gamma_{д} = \sec \theta_{д}$. Для лопастных долот с $\theta_{д} = 0$, в том числе типа «рыбий хвост» $\gamma_{д} = \frac{6+4\Omega}{6+3\Omega^2}$ где $\Omega = \frac{z}{r}$, то есть варьируется от $\gamma_{д} = 1$, если у долота 1 лезвие, до $\gamma_{д} = 4/3$ для $\Omega = \infty$, то есть для плоской фрикционной площадки, что потенциально позволяет использовать значение для фрезеров. Для долот со сложным профилем аналитическое решение формул (1.49) - (1.53) может быть затруднено, в таких случаях интегралы можно решить численно при рассмотрении модели с постоянными характеристиками долота для каждого Δr .

Е. Detournay предполагает, что модель также можно использовать для долот истирающего и истирающе-режущего типов, то есть для алмазных и импрегнированных долот. Существуют также научные работы, предлагающие использовать модель Е. Detournay для оценки взаимодействия шарошечных долот с горной породой [89].

Крутящий момент на долоте можно определить по формуле (1.54) гидромеханической удельной энергии (ГМУЭ) [118]:

$$E_{\text{ГМУЭ}} = \frac{\sigma_{\text{кр}}}{\eta_{\text{д}}} = \frac{4F_{\text{д}}}{\pi D_{\text{д}}^2} + \frac{8\pi n_{\text{д}} M_{\text{д}}}{\pi D_{\text{д}}^2 v_{\text{бур}}} + \frac{4\eta_{\text{ГМ}} \Delta P_{\text{д}} Q}{\pi D_{\text{д}}^2 v_{\text{бур}}}, \quad (1.54)$$

где $\eta_{\text{д}}$ – КПД долота в условиях скважины, д. ед.;

$\sigma_{\text{кр}}$ – прочность горной породой в условиях призабойной зоны в процессе бурения, Па;

$\Delta P_{\text{д}}$ – перепад давления на долоте, Па;

Q – расход бурового раствора, м³/с;

$\eta_{\text{ГМ}}$ – КПД гидромониторной струи, д. ед., который можно определить по формуле (1.55).

$$\eta_{\text{ГМ}} = \frac{1 - k_{\text{об.ск}}^{-n_{\text{об.ск}}}}{k_{\text{расст.нас}}^2}, \quad (1.55)$$

где $n_{\text{об.ск}}$ – показатель степени, зависящий от конструктивных особенностей долота, безразмерный, для шарошечных долот Т.М. Warren определяет $n_{\text{об.ск}} = 0,122$;

$k_{\text{об.ск}}$ – коэффициент, характеризующий потерю энергии струи из-за обратного течения бурового раствора, безразмерный, определяется по формуле (1.56):

$$k_{\text{об.ск}} = \frac{v_{\text{нас}}}{v_{\text{ск,обр}}} = \frac{0,15\pi D_{\text{д}}^2}{4S_{\text{нас}}}, \quad (1.56)$$

где $v_{\text{нас}}$ – скорость истечения струи из насадки, м/с;

$v_{\text{ск,обр}}$ – скорость обратного течения бурового раствора после достижения забоя скважины, м/с.

Т.М. Warren предполагает, что для шарошечных долот 15% от площади долота по его диаметру доступно для бурового раствора для течения, при выводе формулы также предполагает, что используются насадки одинакового диаметра, в долотах с насадками разного диаметра целесообразно использовать суммарную площадь всех насадок $S_{\text{нас}}$, м² [165].

Коэффициент, учитывающий расстояние насадки долота от забоя $k_{\text{расст.нас}}$ определяется по формуле (1.57):

$$k_{\text{расст.нас}} = \frac{d_{\text{нас}} + 2l_{\text{пот,ядр}} \operatorname{tg}\left(\frac{\theta_{\text{нас}}}{2}\right)}{d_{\text{нас}} + l_{\text{нас}} \operatorname{tg}\left(\frac{\theta_{\text{нас}}}{2}\right)}, \quad (1.57)$$

где $d_{\text{нас}}$ – диаметр насадки, м;

$l_{\text{пот,ядр}}$ – длина потенциального ядра струи, $l_{\text{пот,ядр}} \approx 4 \div 20D_{\text{нас}}$, м;

$l_{\text{нас}}$ – расстояние от насадки до забоя, м;

$\theta_{\text{нас}}$ – угол наклона насадки относительно оси долота, рад.

Гидравлическая составляющая гидромеханической удельной энергии обусловлена воздействием гидромониторной струи на горную породу забоя. Высокая скорость истечения

бурового раствора из насадок долота создает реактивную силу, которую необходимо учитывать при расчете распределения сил по БК. Реактивная сила определяется по формуле (1.58):

$$F_{p,d} = \frac{\rho_{тр} Q^2}{S_{нас}} + \Delta P_d S_{нас}. \quad (1.58)$$

Прочность горной породы и КПД долота в фактических термобарических условиях с учетом воздействия бурового раствора в процессе бурения неизвестна, что может привести к ошибке в оценке и прогнозировании момента на долоте при использовании формул (1.42) – (1.47), (1.48), (1.54). Прочность в призабойной зоне отличается от значения, полученного в лабораторных условиях. Расчетные методы, например, по формуле (1.59) [29], позволяющие оценить прочность на сжатие в стесненных условиях, не учитывают разные факторы, например, насыщенность пластовым флюидом, физико-химическое взаимодействие бурового раствора с горной породой, которое в том числе может выражаться в адсорбционном понижении прочности.

$$\sigma_{ос,ст} = \sigma_{ос} + P_{диф,заб} + 2P_{диф,заб} \frac{\sin \varphi_{ГП}}{1 - \sin \varphi_{ГП}}, \quad (1.59)$$

где $\sigma_{ос}$ – прочность горной породы на одноосное сжатие, Па;

$P_{диф,заб}$ – дифференциальное давление между давлением на забое и поровым давлением, Па.

Существуют упрощенные выражения (1.60), (1.61) для определения крутящего момента на долоте:

в отечественной литературе [21] (1.60):

$$M_d = M_{d,0} + M_{уд} F_d, \quad (1.60)$$

в зарубежной литературе (1.61):

$$M_d = \frac{1}{3} \mu_a D_d F_d, \quad (1.61)$$

где $M_{d,0}$ – компонента крутящего момента, не зависящая от осевой нагрузки на долото, Н·м;

$M_{уд}$ – удельный крутящий момент, $\frac{Н \cdot м}{Н}$;

μ_a – коэффициент агрессивности долота, безразмерный.

$M_{d,0}$, $M_{уд}$, μ_a – коэффициенты зависящие от геометрических характеристик долота, свойств горной породы, забойных условий бурения, должны определяться в лабораторных условиях и корректироваться в процессе бурения. В зарубежной практике при анализе эффективности бурения пренебрегают компонентой $\frac{4F_d}{\pi D_d^2}$ ГМУЭ при определении μ_a , предполагая, что производные зависимости крутящего момента от осевой нагрузки и зависимости механической скорости бурения от осевой нагрузки равны $\mu_a = \frac{dM_d}{dF_d} \approx \frac{dv_{бур}}{dF_d}$ (рисунок 1.12) [72].

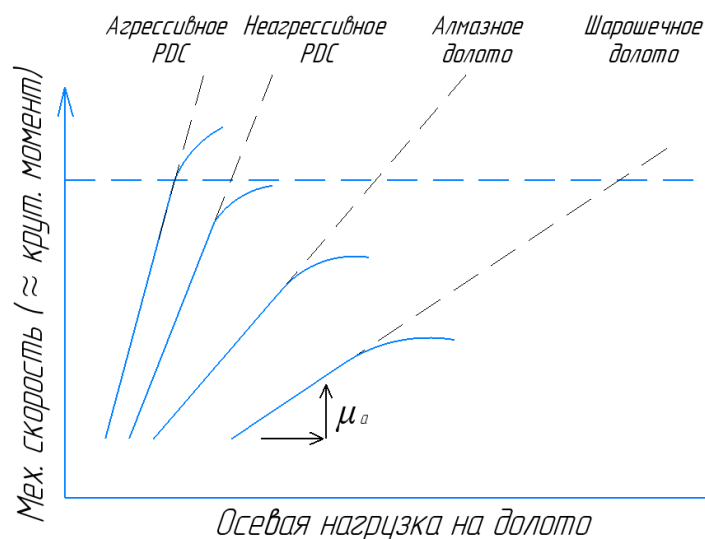


Рисунок 1.12 – Определение коэффициента агрессивности по изменению механической скорости от изменения осевой нагрузки (составлено автором по материалам [72])

Для определения напряженно-деформированного состояния бурильной колонны необходимо учитывать воздействие изгибающих моментов на БК. В рамках модели гибкой колонны, предполагающей повторение колонной траектории ствола скважины, изгибающий момент определяется по формуле (1.62):

$$M_{и} = \frac{EI}{R}, \quad (1.62)$$

E – модуль упругости материала бурильной колонны, Па;

I – осевой момент инерции бурильной колонны в плоскости изгиба, m^4 .

Существуют упрощенные подходы, приближающие поведение гибкой модели к реальному жесткому инструменту. S.A. Mirhaj и др. предлагают дополнительную силу прижатия на искривленном участке с постоянной интенсивностью и неизменяющейся плоскостью искривления определять по формуле (1.63) [113]:

$$F_{ж} = \frac{M_{и}}{L_{\Delta y}} = \frac{EI}{L_{\Delta y} R}. \quad (1.63)$$

Более точное определение изгибающий моментов, дополнительных сил прижатия жесткого изогнутого инструмента и пространственное расположение колонны в стволе требует использование моделей жесткой колонны. Жесткая модель предполагает решения уравнений движения для жесткой колонны, модели отличаются допущениями физико-математической постановкой задачи и способами решения. Жесткие модели реже используются в промышленности из-за высоких требований к вычислительным ресурсам и повышенным затратам времени, необходимого для их решения [78, 93]. Впервые жесткую модель предложил H.S. Но, в предложенной вычислительной программе TODRA-ISM модель гибкой колонны использовалась для бурильной колонны, для КНБК, жесткость которой могла вносить

существенную погрешность, использовалась жесткая модель на основе теории больших деформаций, численная реализация которой осуществлялась методом конечных разностей [93]. S. Menand и др. предложили пространственную статическую жесткую модель ABIS, в основе которой используются балочные элементы, предположение о точечных контактах бурильной колонны со стволом скважины и алгоритм прямого интегрирования, что позволило не использовать затратный по времени метод конечных элементов (МКЭ) и сделало возможным использование модели в системах мониторинга для осуществления вычислений, приближенных к реальному времени [39, 123]. В.С. Тихонов и др. предложили пространственную динамическую модель жесткой колонны. В основе динамической модели используются уравнения движения [78]. Преобразование уравнений движения, дифференциальных уравнений второго порядка, осуществляется с помощью метода прямых. Последующее решение системы обыкновенных дифференциальных уравнений (ОДУ) осуществляется явным методом Рунге-Кутты. Для анализа установившегося движения БК модель предполагает искусственное повышение массы и демпфирующей способности колонны для ускорения расчетов, что позволило рассчитать стационарно движущуюся колонну длиной 4500 метров за 15 минут. В сравнении этой же модели требуется до 4 часов для расчета прецессионного движения БК или переходного процесса потери устойчивости колонны длиной 400 метров с размером сетки 0,9 метров и временным шагом 0,0005 секунд, достаточным для точности и сходимости расчетов. S. Liyanarachchi и G. Rideout поставили цель разработки жесткой динамической модели, требующей меньше вычислительных ресурсов [104]. Для достижения цели разработанная модель делит БК на множество жестких цилиндрических сегментов, имеющих 6 степеней свободы, каждый соединен друг с другом системой осевых, сдвиговых, изгибных и крутильных пружин. Для обнаружения контакта используется штрафной метод. Модели потребовалось 4 часа для осуществления расчета бурильной колонны на участке 0-2250 метров реальной пробуренной скважины в сравнении с 34 часами, затраченными программой MSC Adams для расчета аналогичного сценария.

1.3 Потеря устойчивости, как неопределенность бурения динамически активной бурильной колонной

Наиболее эффективным способом бурения нефтяных и газовых скважин является механический вращательный способ, предполагающий наличие вращения породоразрушающего инструмента, долота, давящего на забой скважины с определенной нагрузкой, создаваемой за счет части веса бурильной колонны. В наклонно направленных скважинах помимо осевой нагрузки на бурильную колонну воздействуют силы трения, в результате чего значительная протяженность бурильной колонны может находиться в сжатом состоянии, что особенно свойственно технологическим операциям, проводимым в скважинах с протяженным

горизонтальным окончанием и скважинам с большим отходом от вертикали (СБОВ). При превышении сжимающей нагрузки определенного критического значения происходит потеря приосевой с траекторией ствола скважины формы устойчивости, то есть продольный изгиб. Критическая нагрузка – минимально необходимая сила для вывода колонны из состояния равновесия, при дальнейшем сжатии колонна перейдет в другую устойчивую конфигурацию. Первоначальная стадия развития продольного изгиба проходит в синусоидальной форме (рисунок 1.13.1.Б, рисунок 1.13.1.В), которая способна перейти в спиральную форму (рисунок 1.13.1.В, рисунок 1.13.1.В) после достижения соответствующих критических значений осевой нагрузки или крутящего момента [7].

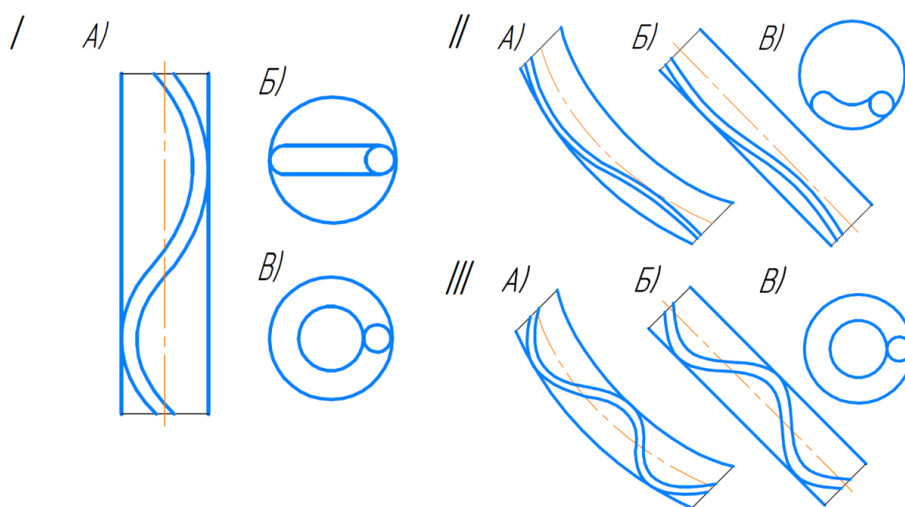


Рисунок 1.13 – I.А) Потеря прямолинейной формы устойчивости внутрискважинного инструмента в вертикальной скважине I.Б) Сечение скважины. Продольный изгиб в одной плоскости I.В) Сечение скважины. Продольный спиральный изгиб II.А) Синусоидальный изгиб в искривленном стволе скважины II.Б) в наклонном прямолинейном стволе II.В) Сечение скважины. Положение инструмента при синусоидальном изгибе в наклонных интервалах III.А) Спиральный изгиб в искривленном стволе скважины III.Б) в наклонном прямолинейном стволе III.В) Сечение скважины. Положение инструмента при спиральном изгибе в наклонных интервалах [7]

Некоторые труды отмечают, что в наклонных стволах синусоидальная форма БК может быть ориентирована в вертикальной плоскости, а не на нижней стенке ствола скважины, что объясняется наличием угла отклонения, определяемого по формуле (1.30) [48].

При потере устойчивости бурильная колонна находится в изогнутом состоянии с радиусом кривизны, определяемым по формуле (1.64) [11, 25]:

$$R = \frac{l_{пв}^2}{\pi^2 f}, \quad (1.64)$$

где $l_{пв}$ – длина полуволны бурильной колонны, м;

f – стрела прогиба, которую можно определить, как радиальный зазор r_3 между бурильной колонной и стенкой скважины, м.

При продольном изгибе в элементах БК формируется дополнительное напряжение, определяемое по формуле (1.65):

$$\sigma_{\text{пр.изг}} = \frac{M_{\text{и}}}{W} = \frac{EI}{WR} = \frac{\pi^2 EIf}{Wl_{\text{пв}}^2}, \quad (1.65)$$

W – осевой момент сопротивления сечения, м³.

В потерявшей устойчивость БК циклические знакопеременные напряжения от вращения колонны и колебаний приводят к повышенному усталостному износу.

В результате формирования продольного изгиба образуется дополнительное прижатие инструмента к стенке скважины (рисунок 1.14, формулы (1.66) - (1.67)) [7, 11]. Дополнительное прижатие формируется из-за того, что стенки скважины стремятся вернуть инструмент (линия a на рисунке 1.14) во внутрискважинное пространство с некоторой силой F_R , как показано на рисунке. Со стороны инструмента формируется ответная реакция, приводящая к росту боковой силы взаимодействия бурильной колонны и стенки скважины, и, как следствие, перераспределению сил трения, осевых сил и крутящего момента по бурильной колонне.

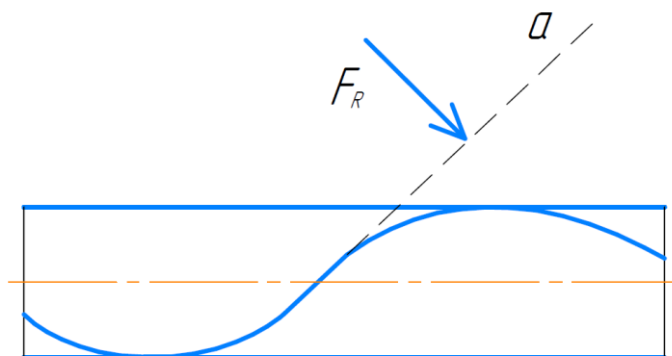


Рисунок 1.14 – Причина формирования дополнительной силы прижатия в следствие потери приосевой с траекторией ствола скважины формы устойчивости инструмента [7]

Распределенная сила прижатия бурильной колонны в состоянии синусоидального изгиба [170]:

$$F_{\text{уд,бок,син}} = \frac{r_3 F_{\text{ос}}^2}{8EI}. \quad (1.66)$$

Распределенная сила прижатия бурильной колонны в состоянии спирального изгиба:

$$F_{\text{уд,бок,сп}} = \frac{r_3 F_{\text{ос}}^2}{4EI}. \quad (1.67)$$

Учет явления потери устойчивости при современном бурении наклонно направленных скважин становится важной задачей для оценки и прогнозирования напряженно деформированного состояния бурильной колонны в целях сохранения ее прочности и повышения

долговечности ее работы, а также для эффективного подведения энергии при разрушении породы на забое.

Впервые расчет критической нагрузки потери устойчивости невесомого стержня под воздействием сжимающей нагрузки по формуле (1.68) предложен Л. Эйлером.

$$F_{кр} = \frac{\pi^2 EI}{L_{эфф}^2}, \quad (1.68)$$

где $L_{эфф}$ – приведенная длина стержня, зависящая от метода закрепления его концов, м [6, 11].

Известны также выражения (1.69), (1.70) А. Дж. Гринхилла для определения крутящего момента, необходимого для формирования колонны со спиральной конфигурацией определенного шага, и учета совместного влияния крутящего момента и осевой нагрузки для выхода невесомого стержня из состояния равновесия [11, 54]:

$$M_k = \frac{\pi EI}{l_{пв}}, \quad (1.69)$$

$$F_{ос} + \frac{M_k^2}{4EI} = \frac{\pi^2 EI}{L_{эфф}^2}, \quad (1.70)$$

где $l_{пв}$ для спиральной формы БК соответствует повороту спирали на 180° или половине от шага спирали.

Впервые формулу (1.71) критической нагрузки для внутрискважинного инструмента предложил А. Лубински. Позднее А. Лубински рассмотрел спиральный изгиб колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) в вертикальной скважине по выражению (1.72) [106]:

$$F_{кр} = \lambda_v^3 \sqrt{EI w_{плав}^2}, \quad (1.71)$$

$$F_{ос} = \frac{2\pi^2 EI}{l_{пв}^2}, \quad (1.72)$$

где А. Лубински для $\lambda_{в,син}$ предложил значение 1.94. С.У. Wang предложил значение 1.018793 [163]. Wu J. позднее выводит значение для синусоидальной потери устойчивости $\lambda_{в,син} = 2,55$ и для спирального изгиба $\lambda_{с,сп} = 5,55$ [168].

Упрощения формулы Р.Р. Paslay и D.B. Vogu, позднее произведенные R. Dawson и Р.Р. Paslay, привели к выводу формулы (1.73) критической нагрузки потери устойчивости внутрискважинного инструмента в наклонных прямолинейных участках ствола скважины, которая сейчас широко применима в отрасли для определения синусоидальной потери устойчивости [56, 126]:

$$F_{кр,син} = 2 \sqrt{\frac{EI w_{плав} \sin \theta}{r_3}}. \quad (1.73)$$

Критическая нагрузка для определения спиральной потери устойчивости на наклонном прямолинейном участке определяется по схожей формуле (1.74):

$$F_{кр,сп} = \lambda_{пр,сп} \sqrt{\frac{EI w_{плав} \sin \theta}{r_3}}, \quad (1.74)$$

где $\lambda_{пр,сп}$ – параметр, который отличается в зависимости от применяемых аналитических подходов, безразмерный, представлен в таблицах 1.6-1.7.

Таблица 1.6 – Параметр $\lambda_{пр}$ в формуле критической нагрузки спирального изгиба в подходах различных исследователей [76]

Исследователи	Спиральный изгиб
Y.C. Chen, Y.H. Lin, J.B. Cheatham [50]	$2\sqrt{2}$
E. Kuru, J.C. Cunha, W. Qiu, A. Martinez, S. Miska, L. Volk [41]	$4\sqrt{2}$
J. Wu, H.C. Juvkam-Wold [169]	$2(2\sqrt{2}-1)$

Таблица 1.7 – Параметр $\lambda_{пр}$ в формуле критической нагрузки нестабильной синусоидальной конфигурации [76]

Исследователи	Нестабильный синусоидальный/спиральный изгиб
J.C. Cunha (1995) [54]	$2\sqrt{2}$
E. Kuru, J.C. Cunha, W. Qiu, A. Martinez, S. Miska, L. Volk (1996) [41]	3,75

В искривленном стволе скважины дополнительная сила прижатия и напряжения изгиба в теле инструмента препятствуют выходу колонны из состояния равновесия. Х. Не и А. Kyllingstad использовали выражение (1.22), предложенное С.А. Johancsik и его соавторами, для учета дополнительной силы прижатия в формулах (1.73) – (1.74) и получили формулу (1.75) [92, 99]:

$$F_{кр}^4 = \frac{\lambda^4 (EI)^2 \left[(w_{плав} \sin \theta + F_{кр} i_{\theta})^2 + (F_{кр} i_{\alpha} \sin \theta)^2 \right]}{r_3^2}. \quad (1.75)$$

Используя энергетический подход W. Qiu, S. Miska, L. Volk предлагают формулы (1.76) - (1.77) критической нагрузки синусоидальной и спиральной потери устойчивости [129].

Критическая сила, приводящая к началу формирования синусоидального изгиба буровой колонны в искривленном стволе скважины:

$$F_{кр,син} = \frac{2EI}{r_3 R} \left[1 - \frac{r_3}{2R} + \sqrt{1 + \frac{w_{плав} \sin(\theta) r_3 R^2}{EI} - \frac{r_3}{R}} \right]. \quad (1.76)$$

Критическая сила, приводящая к формированию спирального изгиба буровой колонны в искривленном стволе скважины:

$$F_{кр,сп} = \frac{8EI}{r_3 R} \left[1 - \frac{r_3}{4R} + \sqrt{1 + \frac{w_{плав} \sin(\theta) r_3 R^2}{2EI} - \frac{r_3}{2R}} \right]. \quad (1.77)$$

Если раскрыть скобки и принять, что радиус изгиба равен бесконечности $R = \infty$, то можно получить соответствующие формулы (1.73) – (1.74) критических нагрузок для наклонных прямолинейных стволов с $\lambda_{\text{пр,син}} = 2$ и $\lambda_{\text{пр,сп}} = 4\sqrt{2}$, соответственно [7, 76].

Также авторы, предполагая, что неустойчивое состояние синусоидального изгиба наступает при амплитуде 110° , то есть когда плоскость изгиба формирует угол 110 градусов с вертикальной плоскостью, проходящей через ось скважины, выводят формулу (1.78):

$$F_{\text{кр,неуст}} = \frac{7.04EI}{r_3 R} \left[1 - \frac{r_3}{7.04R} + \sqrt{1 + \frac{w_{\text{плав}} \sin(\theta) r_3 R^2}{3.52EI} - \frac{r_3}{3.52R}} \right]. \quad (1.78)$$

Если раскрыть скобки и принять, что радиус изгиба равен бесконечности $R = \infty$, то можно получить формулу (1.74) с $\lambda_{\text{пр}} = 3,75$.

Необходимо отметить, что при использовании формул (1.68) – (1.78) важно учитывать влияние внутреннего и наружного давления, действующие на стенки буровой колонны. Фактически под воздействием гидростатического и гидродинамического давления зона нулевого сечения будет смещаться с учетом возникновения в теле трубы касательных и тангенциальных напряжений. С учетом этого явления критерием потери устойчивости станет выражение (1.79), и формула (1.80) используется для определения эффективной или «девиаторной» силы:

$$F_{\text{ос}} < -F_{\text{кр}} + S_{\text{вн}} P_{\text{T}} - S_{\text{н}} P_{\text{ЗТ}}, \quad (1.79)$$

$$F_{\text{ос,эфф}} = F_{\text{ос}} - S_{\text{вн}} P_{\text{T}} + S_{\text{н}} P_{\text{ЗТ}}, \quad (1.80)$$

из выражения (1.79) видно, что наружное давление стабилизирует колонну, а внутреннее – дестабилизирует ее.

Формулы (1.68) – (1.78) распространены в промышленности и используются в различных программных комплексах (ПК), однако при их выводе был использован ряд допущений, которые могут давать погрешность при выполнении расчетов, которыми нельзя пренебрегать в процессе бурения, так как это может приводить к некорректной оценке текущих и прогнозируемых распределений сил и моментов по колонне труб. К ряду допущений относится: игнорирование утолщений от замков буровых труб, наличия трения в скважине, нахождение буровой колонны в динамических условиях, которые предполагают наличие вращения колонны, колебаний, нестационарный процесс создания нагрузки на породоразрушающий инструмент [14].

Для учета наличия соединений при расчете радиального зазора можно использовать вместо диаметра буровой трубы диаметр замка. R.F. Mitchell и др. предложили использовать средневзвешенный диаметр буровой трубы [52, 116]. Это геометрический подход, который не учитывает, что буровая труба дополнительно прогибается между буровыми замками и прижимается к стенке скважины из-за сжимающего усилия [76].

При проведении экспериментальных исследований ученые отмечают влияние трения на распределение сжимающей нагрузки по исследуемой модели бурильной колонны, что усложняется тем, что при продольном изгибе возникает дополнительная сила прижатия [7, 76]. Ряд исследований показывают, что трение влияет не только на распределение осевой нагрузки, что задерживает момент наступления потери устойчивости [100, 154], но может и увеличивать критическую нагрузку синусоидальной и спиральной потери устойчивости, то есть оказывать на внутрискважинный инструмент стабилизирующий эффект [134, 150]. Были предприняты попытки учета бокового коэффициента трения в параметре $\lambda_{\text{син}}$ и $\lambda_{\text{сп}}$ [91, 134].

Для нивелирования эффекта трения R.C. McCann и P.V.R. Suryanarayana создавали вибрационное воздействие на лабораторную установку [110], однако такой подход не учитывает, что воздействие колебаниями помимо снижения сил трения в направлении движения инструмента в моменты выхода из состояния равновесия может обладать механизмами влияния на изменение критических нагрузок и поведение колонны в закритическом состоянии, что особенно важно учитывать при работе внутрискважинного инструмента в динамических условиях [20]. Это явление называется динамической потерей устойчивости, то есть потеря устойчивости под нагрузками, изменяющимися во времени [71].

Ряд ученых внесли вклад в развитие понимания явления динамической потери устойчивости бурильной колонны. Были разработаны модели для вертикальных, наклонных и горизонтальных участков скважины. Численные и лабораторные исследования динамических моделей отмечают зависимость критической нагрузки и поведения колонны в закритическом состоянии от технологических параметров бурения, таких как осевая нагрузка и частота вращения инструмента, трение внутрискважинного инструмента о стенки скважины. В частности, среда бурового раствора и расход промывочной жидкости могут влиять на внутренние параметры динамической системы. Большинство исследований посвящено влиянию вращения колонны на потерю устойчивости, осложненные наложением эффектов влияния центробежных сил, крутящего момента, формированием крутильных колебаний и прецессионного движения [76].

Явление потери устойчивости зависит от множества факторов и на текущий момент нет единой модели их учитывающей.

1.4 Существующие и потенциальные способы контроля и прогнозирования НДС БК

АСУ, входящие в состав буровых установок, выполняют функции управления основными элементами БУ: привод лебедки, привод насоса, привод ВСП и вспомогательные механизмы – и позволяют решать производственные задачи всех уровней [3]:

- нижний, то есть полевой, и средний, включающие контроль за измеряемыми параметрами с последующим управлением главными и вспомогательными механизмами в ручном и полуавтоматическом режимах;

- верхний, предполагающий визуализацию производственного процесса, сбор и хранение информации, удаленный мониторинг за работой БУ.

Выполнение задач АСУ осуществляется за счет контроля параметров, поступающих с системы наземного контроля технологических параметров процесса бурения (СКТПБ) и забойной телеметрической системы (ЗТС).

Состав датчиков, измеряемых и косвенно рассчитываемых параметров в СКТПБ регламентированы правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности и ГОСТ 14169-93 «Системы наземного контроля процесса бурения нефтяных и газовых скважин. Общие технические требования и методы испытаний» [4, 28].

Измерения СКТПБ являются неотъемлемой частью геолого-технологических исследований (ГТИ), регламентируемых ГОСТ 53375-2016, и проводимых с целью повышения эффективности изучения геологического разреза и проведения технологических операций на всех этапах строительства скважины и ввода ее в эксплуатацию [5].

Перечень параметров, измеряемых СКТПБ и ГТИ, и соответствующих датчиков, измеряющих их, представлен в таблице 1.8.

К числу расчетных параметров СКТПБ относятся:

- осевая нагрузка на долото;
- подача бурового инструмента;
- скорость движения тальблока;
- глубина забоя и положение низа инструмента;
- количество опущенных свеч
- механическая скорость бурения;
- изменение объема бурового раствора в емкостях.

Таблица 1.8 – Изменяемые параметры СКТПБ и ГТИ (составлено автором по материалам [3-5])

Параметр	Датчик
Вес на крюке	Гидравлический индикатор веса с преобразователем давления; тензометрический датчик на мертвом конце талевого каната;
Крутящий момент на роторе (ВСП)	Датчик усилия натяжения цепи привода; преобразователь унифицированного сигнала электропривода
Реактивный момент от ЗД	Тензометрический датчик на узле стопора ротора
Давление бурового раствора в манифольде, в том числе давление на буровых насосах	Датчик давления

Продолжение Таблицы 1.8

Параметр	Датчик
Давление бурового раствора в затрубном пространстве	Датчик давления
Расход бурового раствора на входе в скважину, в том числе число двойных ходов на буровых насосах	Расходомер электромагнитный или ультразвуковой; датчик двойных ходов, фиксирующий скорость вращения шкива привода насоса; преобразователь унифицированного сигнала электропривода насоса
Расход бурового раствора на выходе из скважины или изменение расхода, выражаемое в %	Расходомер на выходном желобе
Частота вращения ротора (ВСП)	Преобразователь унифицированного сигнала электропривода ротора; датчик оборотов
Положение талевого блока	Датчик оборотов вала барабана лебедки или шкива кронблока, тальблока
Плотность бурового раствора на входе и выходе из скважины	Плотномеры
Уровень бурового раствора в емкостях циркуляционной системы	Ультразвуковые уровнемеры
Содержание горючих газов	Датчик-газоанализатор термохимический
Содержание сероводорода	Датчик-газоанализатор электрохимический
Момент на буровом ключе	Датчик натяжения каната ключа; датчик давления в электропневматических системах управления
Температура бурового раствора в емкостях, на входе и выходе из скважины	Датчики температуры
Удельная электрическая проводимость бурового раствора	Датчик удельной электропроводимости
Объемное газосодержание бурового раствора	Датчик или индикатор объемного газосодержания

В состав ЗТС входят система измерений во время бурения (ИВБ) и каротажа во время бурения (КВБ). ЗТС позволяет оптимизировать процесс проводки наклонно направленных скважин без осуществления дополнительных экономически затратных спуско-подъемных операций (СПО) для осуществления инклинометрии и геолого-физических исследований скважин и позволяет принимать решения по регулированию траектории ствола скважины в процессе бурения. Установка ЗТС может обладать вспомогательной ролью контроля забойных условий и технологических параметров в целях оптимизации процесса бурения и предупреждения осложнений и аварийных ситуаций.

К системе ИВБ относятся следующее оборудование и приборы:

- телеметрия, осуществляющая обработку сигналов, их модуляцию и передачу на устье скважины или приборам в составе ЗТС и КНБК;

- модуль инклинометрии, включающий трехкомпонентный акселерометр, трехкомпонентный магнитометр или гироскопы и осуществляющий измерения зенитного и азимутального угла;

- датчик вибраций;

- датчик осевой нагрузки и крутящего момента;

- датчик частоты вращения долота или вала ЗД;

- датчик температуры;

- датчик давления в затрубном пространстве или датчик измерения давления в затрубном и внутритрубном пространстве.

Датчики температуры, частоты вращения долота, осевой нагрузки и крутящего момента редко устанавливаются в составе ЗТС. Датчик давления является обязательным для установления двухсторонней связи с устьем скважины при использовании гидроимпульсной телеметрии.

К системе КВБ относятся приборы:

- резистивиметр, осуществляющий измерение удельной электропроводимости горных пород;

- модуль гамма каротажа (ГК), осуществляющий измерение естественной радиоактивности горных пород;

- модуль гамма-гамма каротажа (ГГКп), позволяющий оценить объемную плотность горной породы;

- модуль нейтронного каротажа (ННК), позволяющий оценить пористость горной породы;

- модуль ядерного магнитного каротажа (ЯМК), позволяющий оценить тип флюида в пласте и фильтрационно емкостные свойства пласта [10];

- модуль акустической кавернометрии или профилеметрии в азимутальном исполнении, в том числе модуль ультразвукового зондирования [27];

- модуль акустического каротажа;

- модуль сейсмоки во время бурения, регистрирующий распространение колебаний по горной породе от динамического взаимодействия долота с горной породой на забое [44];

- испытатель пластов [47].

Наиболее распространенными сборками ЗТС являются:

- резистивиметр, модуль ГК, инклинометр – сборка осуществляет базовые замеры для контроля за траекторией наклонно направленных скважин;

- резистивиметр, модуль ГК, инклинометр, ГГКп, ННК – сборка используется при бурении в эксплуатационном объекте для детального исследования целевого интервала.

В составе современных забойных телеметрических систем могут входить приборы азимутального каротажа, осуществляющие измерения на различной удаленности от прибора и по

всем секторам вокруг прибора. Это позволяет строить развертки распределения параметров по стволу скважины, именуемые «имиджами». «Имиджи» показывают неоднородность геологического разреза, позволяют определить угол падения пласта, что используется для осуществления реактивной и проактивной геонавигации [47].

В соответствии с существующей практикой измерений системами СКТПБ, ГТИ и ЗТС в научном и инженерном сообществах существуют разные решения и подходы по моделированию НДС БК в процессе проведения технологических операций.

Аналитические модели нагрузки и моментов. Расчетные модели используются не только на этапе проектирования, но и в режиме реального времени с валидацией модели устьевыми датчиками нагрузки на крюке и крутящего момента на силовом приводе, это позволяет, например, предположить о возникновении потери устойчивости элементов компоновки буровой колонны, приводящее к повышенному усталостному износу [43]. Впервые такой подход предложил С.А. Johancsik и др., на основе предложенной сосредоточенной гибкой модели буровой колонны и точных измерений веса на крюке и крутящего момента на роторе специально разработанными и сконструированными устьевыми датчиками вычислительная программа итерационным способом подбирала три коэффициента трения для операции спуска, подъема и вращения колонны [99]. Впоследствии подход стал распространенным, в следствии калибровочной сущности коэффициента трения стало общепринятым использовать понятие коэффициента сопротивления движению, который включал неопределенности и допущения, не учитываемые математической моделью в программном обеспечении. Без ухудшения очистки ствола скважины, осложнений, изменений свойств бурового раствора и горной породы, например, при бурении горизонтальных участков коэффициент сопротивления движению может сохранять единое значение на протяженных участках [57]. Для визуализации влияния коэффициента сопротивления движению на вес на крюке и на крутящий момент на ВСП и для мониторинга за внутрискважинными условиями стало принято строить диаграммы «веника» («метлы») изменения устьевых параметров по глубине в зависимости от разных значений k_c с последующим нанесением на диаграмму фактических значений веса на крюке и крутящего момента на ВСП (рисунок 1.15) [95].

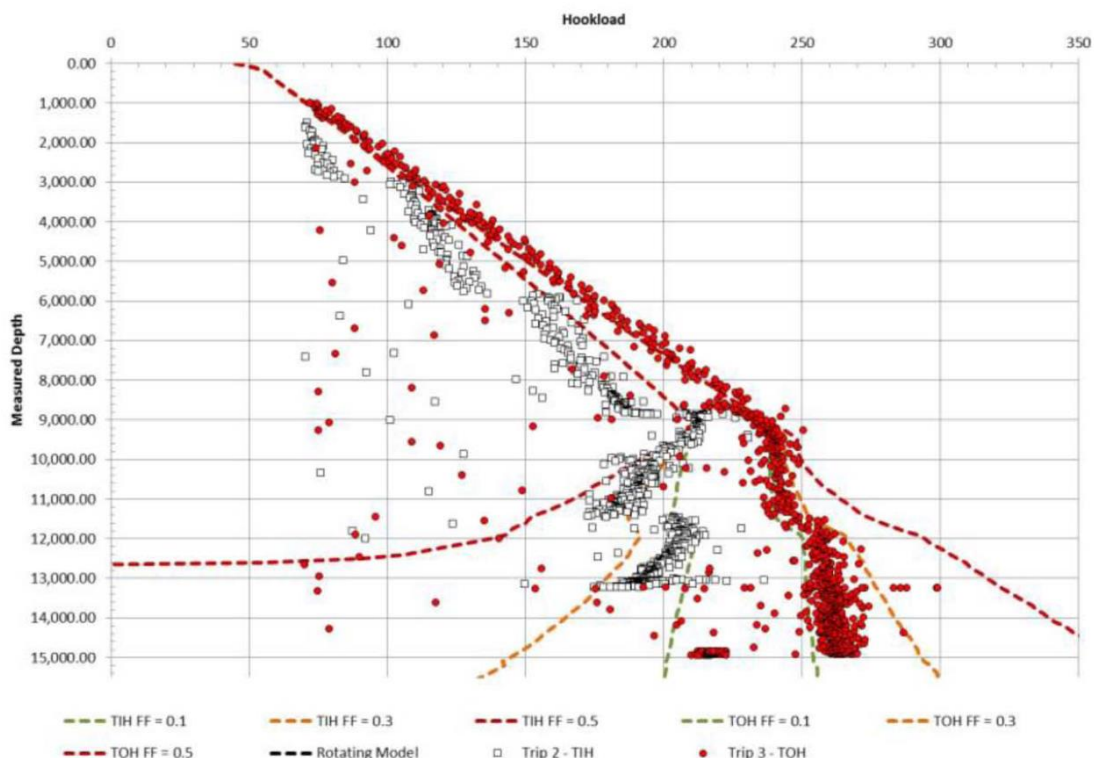


Рисунок 1.15 – Расхождение нагрузки на крюке при разных значениях коэффициента сопротивления в наклонно направленных скважинах [95]

Верификация и валидация модели по устьевым датчикам не является достаточной, так как происходит схождение результатов на устье, но не на забое или по длине инструмента.

Для повышения точности моделей ученые рассматривают различные факторы. Например, может быть учтен правильный подход к выбору коэффициентов трения [73], минимизация ошибки нагрузки на крюке, учитывающая особенности буровой установки [32], учет гидравлического давления от бурового раствора [82].

Может использоваться численное моделирование, например, методом конечных элементов, деформируемой жесткой колонны, что позволяет предположить потенциальный ресурс элемента компоновки [85, 152], смоделировать напряженное состояние буровой колонны, основываясь на данных на крюке [174]. Учитывая предыдущие рассуждения о недостатке информации о забойных условиях, можно сделать вывод, что результат такого моделирования остается гипотетическим при повышенных вычислительных ресурсах. Численное моделирование методом конечных элементов является важным инструментом, который можно использовать в исследованиях при разработке системы мониторинга и контроля напряженно-деформированного состояния БК.

Модели динамики (вибраций) буровой колонны. Модели колебаний буровой колонны также являются неоднозначными. Одной из причин является неопределенность распределения сил трения [157]. Существуют контроллеры верхнего силового привода, которые на заранее прописанных алгоритмах позволяют предотвратить возникновение прерывистых

крутильных колебаний [36, 81]. Так как на возникновение колебаний также влияют предшествующие статические нагрузки, действующую на бурильную колонну, в том числе силы трения или сопутствующие коэффициенты трения и боковые силы, определяемые по разным моделям, по сути контроль за динамикой БК является приближенной задачей, которую необходимо рассматривать в совокупности. Совместный учет динамики БК и распределений сил по инструменту позволило бы точнее определять распределение НДС по колонне, что особенно важно при сложном движении комбинированного бурения [67, 68].

Также, как и для расчетных моделей сил и моментов существуют разные модели вибраций, точный выбор которых может быть достигнут интеграцией забойных датчиков и машинного обучения или искусственного интеллекта [44].

Забойные датчики. Становится очевидным, что достоверные сведения о забойных условиях работы внутрискважинного инструмента дают датчики и системы измерения, которые должны устанавливаться в компоновке бурильной колонны.

Из набора датчиков современных систем ИВБ представляют интерес датчик давлений, позволяющий оценить распределение давлений, влияющих на выталкивающую силу, «девиаторные» силы и потерю устойчивости, и датчик вибраций, позволяющий оценить динамику работы КНБК.

Научным и инженерным сообществом продолжаются работы по разработке забойных датчиков. Так, например, существуют электромагнитные датчики потока в затрубном пространстве [59, 79]. В последнее время интерес у научного сообщества вызвали трибоэлектрические датчики-генераторы, которые от вращения или вибраций могут создавать энергию для собственного питания или питания иных приборов, такие датчики могут замерять вибрации, частоту вращения, в том числе в забойных двигателях, и обладают актуальностью в связи с конечной емкостью используемых аккумуляторов в ЗТС [124, 140, 167].

Существуют пьезоэлектрические или микромеханические датчики осевой нагрузки и крутящего момента, устанавливаемые в специальных долотах, переводниках или бурильных трубах [18, 127, 153]. Существуют также решения, позволяющие помимо осевой нагрузки и крутящего момента осуществлять измерения боковой силы и изгибающего момента [147]. Такие датчики устанавливаются локально, и интеграция математической модели с устьевыми и забойными измерениями осевой нагрузки и крутящего момента дает более реалистичные результаты в построении эпюр [112, 147, 153], тем не менее дальнейшее распределение нагрузок, положение нулевого сечения остаются неизвестными, что обосновывает актуальность создания и внедрения распределенных датчиков, которые, как было правильно подмечено G.C. Downton, является следующим этапом в контроле за состоянием внутрискважинного пространства [70].

Для системы мониторинга и контроля за напряженно-деформированным состоянием бурильной колонны необходимо будет также сформировать связь между забойными датчиками деформаций, сил, моментов и устьем скважины, что в совокупности с установкой приборов, которые могут входить в состав ИВБ и КВБ, нагрузит канал связи и повышает требование к скорости и точности передачи информации. Распространенные каналы связи не справляются с передачей объема данных, образуемых при использовании азимутальных датчиков каротажа. В таких случаях часто используется стратегии передачи лишь части данных в зависимости от интервала бурения или наступления конкретного события [40]. Интеллектуальные роторно-управляемые системы также нагружают канал связи. Для машинного обучения и обучения нейросетей требуются безошибочные и точные наборы данных [159]. Некоторые прогнозные модели требуют проверки за счет каротажных данных, которые часто запаздывают из-за расположения каротажных датчиков на 20-30 метров выше долота и из-за использования медленных телесистем. В глубоких скважинах неминуемо появляется задержка в передаче информации, одна из причин которой является использование медленных каналов связи, что приводит к задержке управления и контроля за внутрискважинными операциями [90].

Научные достижения в области внутрискважинных каналов связи и текущие нерешенные проблемы представлены в таблицах 1.9 и 1.10, соответственно.

Таблица 1.9 – Научные достижения в области каналов связи, используемых при бурении и внутрискважинных работах [74]

Гидравлический (ГКС)	Электромагнитный (ЭМКС)
<ul style="list-style-type: none"> • Методы шумоподавления: с одним датчиком (вейвлет преобразования [121], фильтры калмана [149], разложение сигнала на эмпирические моды [122], машинное обучение [119]) и с двумя датчиками давления [37] • Совершенствование конструкции пульсаторов и сирен, геометрии отверстий вращающихся пластин [60] • Совместное использование положительных и отрицательных пульсаций [47] • Новые модели распространения волн давления [109] 	<ul style="list-style-type: none"> • Способы повышения дальности связи (ретрансляторы, соседние скважины, мощные генераторы, комбинированные каналы связи, выбор оптимальных несущих частот в зависимости от физ. и мат. модели канала связи) при сохранении высокой скорости передачи данных в 100 бит/с [105] • Совершенствование конструкции генераторов [103] • Новые упрощенные модели распространения электромагнитного сигнала [103] • Анализ сложной природы шумов (например, методом бутстреп [102])

Продолжение Таблицы 1.9

<p style="text-align: center;">Акустический</p> <ul style="list-style-type: none"> • Методы выделения полезного сигнала в условиях шумов от вибраций бурильной колонны и работающего оборудования (например, с помощью синхронного усилителя выделяется сигнал при скорости передачи 60-80 бит/с) [84] • Повышение информативности на примере геоакустического канала (сейсмика во время бурения) [44] 	<p style="text-align: center;">Проводной</p> <ul style="list-style-type: none"> • Неограниченная скорость передачи данных в сравнении с беспроводными каналами связи • Технология передачи сигнала через индукционные катушки в электропроводном канале связи позволяет сократить время на наращивание и проведение СПО • Для внутрискважинных работ и в разработке нефтяных и газовых скважин все больше используется оптическое волокно для объединения канала связи и распределенного (или квазираспределенного) датчика деформаций, температуры, давления, акустики
---	---

Таблица 1.10 – Существующие нерешенные проблемы внутрискважинных каналов связи [74]

<p style="text-align: center;">Гидравлический</p> <ul style="list-style-type: none"> • Низкая скорость передачи данных (1-12 бит/с) • Невозможность использования ГКС с аэрированными буровыми растворами и при продувке воздухом • Невозможность подключения к сети датчиков, распределенных по БК 	<p style="text-align: center;">Электромагнитный</p> <ul style="list-style-type: none"> • Малая дальность связи, практически ограничиваемая глубиной 3000 м • Невозможность использования ЭМКС в разрезах с соленосными отложениями или экранирующими породами • Невозможность использования ЭМКС на шельфе • Все еще мат. моделирование канала связи является сложной задачей из-за неоднородности «электрической цепи» • Малоизученная многокомпонентная природа электромагнитных помех
<p style="text-align: center;">Акустический</p> <ul style="list-style-type: none"> • Канал связи остается малоизученным, зачастую исследования ограничиваются лабораторными испытаниями • Все еще не решена проблема затухания сигнала в бурильной колонне непостоянной геометрии (наличие высадок бурильных труб, изменений диаметра колонны, соединений и замков) • Невозможность подключения к сети датчиков, распределенных по БК 	<p style="text-align: center;">Проводной</p> <ul style="list-style-type: none"> • Сложная реализация по сравнению с распространенными гидравлическим и электромагнитным каналами связи

Частые обрывы кабеля, а также увеличение времени СПО и сложность реализации других способов ввода кабеля, по-видимому, стали основными причинами перехода от проводного канала к ГКС и ЭМКС. Тем не менее нельзя забывать, что проводные каналы связи позволяют передавать неограниченный объем информации с чрезвычайно высокой скоростью. Если в 80-е, 90-е и 2000-е года при бурении несложных скважин с наличием в компоновке только инклинометров или несложных геофизических приборов использование ГКС и ЭМКС было

экономически целесообразнее, то сейчас при бурении длинных горизонтальных участков, многозабойных скважин, «фишбон», скважин с большим отходом от вертикали с использованием при геонавигации большого количества измерительного и геофизического оборудования с азимутальными приборами, позволяющие получать каротажные «имиджи», использование высокоскоростной проводной телеметрии становится практически необходимым. Подтверждением данного суждения является заинтересованность нефтесервисных компаний «большой четверки» в технологиях IntelliServ компании National Oilwell Varco и их сотрудничество в данном направлении [74].

Технология IntelliServ предполагают использование секций армированного кабеля, проходящего через внутреннее пространство бурильных труб, передача сигнала между секциями кабеля возможна за счет установки индукционных катушек в специальные замки [155]. Производителем заявляется скорость передачи данных 57 кбит/сек. IntelliServ использовался компанией Total в Северном море, Statoil в Баренцевом море в рамках политики цифровизации и автоматизации бурения. Несмотря на высокую стоимость осуществления данного способа, затраты могут нивелироваться благодаря моментальным мерам по предотвращению вибраций, быстрой скорости установки отклонителя в требуемом положении, отсутствия необходимости замедлять бурение, как в случае с гидроимпульсной телеметрией.

Традиционно при бурении нефтяных и газовых скважин и внутрискважинных работах под проводным каналом связи подразумевается электропроводной канал и лишь изредка упоминается возможность передачи информации оптическими сигналами.

Оптическое волокно (ОВ) обладает рядом преимуществ по сравнению с электрическим проводом [74]:

1. Волоконно-оптический кабель обладает большей емкостью при меньших размерах. Само оптическое волокно состоит из кварца при диаметре сечения 125 мкм. В связи с этим оптоволоконный кабель весит меньше, чем электрический провод;

2. Низкие потери в оптоволокне. Уровень затухания современных оптических волокон может составлять 0,2 дБ/км.

3. Так как по световоду перемещается свет, а не электрический ток, оптоволоконный кабель не создает электромагнитного поля, и другие электромагнитные поля не воздействуют на оптоволоконную линию связи, поскольку фотоны не являются заряженными частицами.

4. Электробезопасен, так как не проводит электрический ток.

В нефтяной и газовой промышленности новости и научные труды об использовании технологий передачи данных светом в скважинных условиях появились сравнительно недавно, в 90-х годах.

Наибольшее распространение данные технологии получили в области разработки нефтяных и газовых месторождений и при внутрискважинных работах при использовании ГНКТ (гибкие насосно-компрессорные трубы).

При разработке и эксплуатации данные технологии применяются в качестве оптоволоконных датчиков. Примечательная особенность оптоволоконных датчиков заключается в том, что оптоволоконный кабель выступает одновременно и в роли датчика, и в роли канала связи с поверхностью Земли. Это возможно в том числе за счет применения явлений упругого и неупругого рассеяния Рэлея, Мандельштама-Бриллюэна, Рамана, создания волоконных брэгговских решеток, представляющих собой дифракционные решетки, образованные периодическим изменением показателя преломления сердцевины волокна в продольном направлении, использования фотонно-кристаллических волокон для создания компактных интерферометров [38, 87]. В большинстве случаев при внешнем воздействии на оптическое волокно смещается длина волны или изменяется мощность рассеянного света, что позволяет определить температуру, давление, вибрации, деформации, а в некоторых случаях и концентрацию газов или реологию жидкости (таблица 1.11).

Таблица 1.11 – Принцип работы оптоволоконных датчиков [74]

Наименование технологии	Описание
FBG (fiber bragg gratings)	Квазираспределенный датчик измерений внешних воздействий за счет решеток Брэгга
DAS (distributed acoustic sensing)	Распределенный датчик вибраций, работающий на явлении Рэлеевского рассеяния
DTS (distributed temperature sensing)	Распределенный датчик температуры, работающий на явлении Рамановского рассеяния
DTSS (distributed temperature and strain sensing) и DSS (distributed strain sensing)	Распределенный датчик температуры и/или деформаций, работающий на явлениях рассеяния Рэлея и Мандельштама-Бриллюэна

При разработке нефтяных и газовых месторождений оптоволоконные датчики устанавливаются на внешней поверхности НКТ или обсадных колонн и используются в следующих целях [74]:

- измерение температуры и давления;
- мониторинг технического состояния НКТ и обсадных колонн [64, 65];
- определение зон негерметичности;
- целостность цементного кольца [38, 151];
- измерения, проводимые в процессе цементирования, в т.ч. определение времени затвердевания цемента [38];
- мониторинг работы насосного оборудования и газлифта;
- отслеживание динамики движения флюидов;
- контроль за процессом гидроразрыва и ростом трещин в пластах [83];

- контроль за деформированным состоянием пласта при нагнетании жидкостей и извлечении флюидов [172].

Внутрискважинные работы с колтюбингом и размещенным внутри оптоволоконном проводит Schlumberger, представляя извлекать информацию не с памяти датчиков при очередном спуско-подъеме, а в режиме реального времени, что позволяет, например, после обработки призабойной зоны пласта выявить проблемные участки и сразу воздействовать на них при спущенном инструменте [145].

Промышленное использование оптоволоконна с колтюбингом в Латинской Америке упоминается в статье SPE, написанной авторами в сотрудничестве с Halliburton [132]. В статье созданная оптоволоконная система сравнивается с ранее использовавшимся способом применения колтюбинга с электрическим кабелем E-STU. В первую очередь отмечается малые размеры оптоволоконного кабеля, ранее большой электрический кабель накладывал ограничения на спуск шаров для активации инструмента и на расход жидкости, видимо, это связано с возникающими большими гидравлическими потерями. Чрезвычайно малый размер оптического волокна позволил расположить его в металлической оболочке малого диаметра, равного 4 мм, защищающего кабель от абразивного износа. Главным преимуществом оптоволоконна по сравнению с электрическим кабелем стала возможность применения датчика распределенного измерения температуры DTS и распределенного акустического датчика DAS. Эти датчики способны измерять температуру и шумы в местах просачивания флюидов на всем интервале, где установлено оптоволоконно.

Те же проблемы, связанные с размером и весом кабелей при использовании забойных видеокамер, рассматривались в статье С.С. Cobb, Р.К. Schultz 1992 года [51]. В статье отмечается, что в скважинах, где предстоял спуск видеокамеры на глубину 3000 м, для получения качественного сигнала в режиме реального времени необходимо было использовать коаксиальный кабель диаметром 11,1 мм, а для более глубоких участков – диаметром 12,7 мм. На такой кабель воздействует большая гидравлическая выталкивающая сила при наличии избыточного давления в скважине и большая сила трения, в результате необходимо использовать утяжелители для спуска инструмента. Проблему позволило решить использование оптоволоконна. Кабель уменьшился в диаметре на 55% при глубинах передачи данных 6000 м, а затухание сигнала уменьшилось на 50% в сравнении с 11,1 мм коаксиальным кабелем. Оптоволоконно хорошо себя показало на практике: например, были успешно выполнены работы по ловле инструмента с использованием колтюбинга и забойной видеокамеры на глубине 3600 м [74].

Появляются гибридные системы с электрическим проводом для питания элементов КНБК и оптоволоконном для передачи данных в режиме реального времени [96, 133], вместо

традиционных колтюбинговых труб предлагается использовать легкие и компактные углеродные трубки [55].

О заинтересованности различных организаций в технологиях с использованием оптоволоконна при бурении говорят патенты последнего десятилетия. Например, патент RU 2723291 С2, в том числе цитирующий другие связанные изобретения, предлагает оптический электрический кабель уменьшенного диаметра, который потенциально можно использовать при внутрискважинных работах с ГНКТ или при бурении с забойным гидравлическим двигателем на ГНКТ [19]. Патент RU 2552249 С2 компании Schlumberger предлагает способ осуществления порта световой связи для оптической передачи сигналов между наземным устройством и скважинным прибором, в том числе при бурении скважин [16]. Патент RU 2636989 С1 компании Halliburton предлагает способ установки оптоволоконных датчиков для контроля нагрузок, действующих на КНБК [17, 74].

Существуют научные исследования в направлении использования оптического волокна в бурении и внутрискважинных работах. Например, предлагается использовать оптоволоконные датчики для замера реологии циркулирующей жидкости в скважинных условиях [66]. Способность волокна определять вязкость подтверждается и другими работами. Например, за счет изменения показателя преломления системы жидкости с пластиковым оптическим волокном и изменяющейся вязкостью исследуемой жидкости [173], или за счет принудительного вибрационного воздействия на волокно с брэгговскими решетками, находящегося в исследуемой среде [143]. Есть работы, рассматривающие оптоволоконный датчик, покрытый чувствительным веществом, в качестве одноразового в системе ИВБ для определения наличия и концентраций газов, например, сероводорода [148]. В бурении, что и рассматривается в упомянутом выше патенте, можно было бы использовать оптические волокна для проведения мониторинга за деформированным состоянием бурильной колонны. На практике такая технология применялась для исследования деформаций буронабивных свай в месте проведения выработок или обосновывалось в лабораторных исследованиях деформации труб от внутреннего давления [74, 94, 171].

На данный момент наибольшее применение оптические волокна в бурении получили при конструировании волоконно-оптических гироскопов, позволяющие с большей точностью определять углы в стволе скважины, с возможностью проведения замеров в обсаженном стволе, без необходимости использования дорогостоящих немагнитных труб, так как отсутствует влияние магнитных масс на гироскоп [111]. Применение волокна для инклинометров остается актуальным, ведутся работы по изучению влияния вибраций [97, 162], появляются датчики новой конструкции, например, с брэгговскими решетками, которые гипотетически можно было бы использовать не в локальной точке, как гироскопы, а значительном протяжении [33, 58, 74].

1.5 Выводы по Главе 1

Из-за отсутствия доступа человека на забой скважины существуют неопределенности в построении модели НДС БК. Недостаточный контроль за пространственной формой БК, и, как следствие, за напряженно-деформированным состоянием внутрискважинного инструмента ведет за собой риск пластической деформации инструмента и оборудования, усталостного разрушения элементов БК и КНБК. Отсутствие понимания распределения сил и моментов по бурильной колонне приводит к ошибочным решениям по регулированию технологических параметров в целях снижения механического износа БК и стенок скважины, управления динамикой инструмента и эффективного доведения энергии для разрушения породы на забое.

Наиболее точная оценка и последующее прогнозирование НДС БК возможны при использовании распределенной сети датчиков деформации, сил и моментов. Техническая реализация системы мониторинга НДС БК, основанной на прямых измерениях, заключается в установке точечных тензодатчиков по БК, объединенных в единую сеть с помощью электропроводного канала связи. Оптическое волокно может стать более экономически эффективным решением в связи с отсутствием необходимости установки множества дорогостоящих датчиков и их заменой единым оптоволоконным кабелем, способным одновременно быть каналом связи и осуществлять распределенные или квазираспределенные измерения деформаций. Гипотетически оптоволоконный датчик способен осуществлять измерения нескольких параметров одновременно: температура, давления, вибрации, деформации – или переключаться между режимами работы. Необходимо определить теоретическую возможность реализации оптоволоконной телеметрии и ограничения применения технологии в современном наклонно направленном бурении.

Установка сети тензодатчиков может быть технически сложным решением, а развитие оптоволоконных телесистем может потребовать проведения дополнительных научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ для практической реализации технологии, что в краткосрочной перспективе может быть экономически невыгодным для российских буровых подрядчиков и инновационных предприятий, поэтому в рамках диссертационного исследования также решено уделить внимание системам мониторинга, основанным на аналитических моделях, чьи расчеты привязаны к устьевым датчикам и одиночным датчикам, расположенным в районе КНБК.

Применение в системах мониторинга модели жесткой колонны возможно только при наличии больших вычислительных мощностей и при снижении неопределенности в геометрии ствола скважины, например, за счет оцифровки ствола с учетом его реальной траектории, кавернозности и шероховатости. Без понимания расположения инструмента и его конструктивных частей в реальном стволе применение полноценной жесткой модели является

излишним, потенциально приводящим к прогнозированию инцидентов для геометрической конфигурации оборудования и ствола фактически отличающегося от реальных неопределенных условий. Целесообразным является использование гибридной модели, где за основу взято предположение о гибкой струне с учетом упрощенной адаптации жесткости инструмента: такой подход способствует повышению точности модели с сохранением скорости вычислений, необходимых для системы мониторинга в режиме реального времени. Однако при использовании гибридной модели становится важным выявление и последующее использование признаков или критериев инцидентов в скважине, например, деформации колонны в статике и динамике. К числу невидимых и неопределенных инцидентов относится явление потери устойчивости буровой колонны, возникающее в наклонно направленных скважинах, так как на производстве невозможно практически отследить развитие продольного изгиба, а формулы прогнозирования критических нагрузок не учитывают множество реальных факторов, к которым относятся силы трения буровой колонны о стенки скважины, наличие утолщений от буровых замков и нахождение буровой колонны в динамических условиях. Необходимо провести исследование влияния перечисленных факторов на потерю устойчивости с последующей адаптацией и усовершенствованием аналитических моделей и формирования комплекса мер по предотвращению выхода колонны из равновесного состояния и нахождения в неустойчивых пространственных формах.

ГЛАВА 2 РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ГИБРИДНОЙ КОЛОННЫ И МЕТОДИКИ ПРОВЕДЕНИЯ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

2.1 Методика теоретического обоснования возможности и ограничений реализации оптоволоконной телеметрии в системах мониторинга

В оптоволоконной телеметрии носителем информации являются импульсы электромагнитного излучения в ультрафиолетовом, видимом или инфракрасном диапазоне. Передатчиком является светодиод или лазер, приемный прибор – светочувствительное устройство, именуемое фотодетектором. Фотодетектор фиксирует импульсы света, где импульс обозначает единицу, а его отсутствие – ноль, то есть осуществляется прием цифрового сигнала. Оптоволокно является световодом или волноводом, средой, по которой передается информация на большие расстояния. Это достигается за счет меньшего показателя преломления оболочки по сравнению с сердцевиной оптического волокна, в результате лучи многократно отражаются от границы оболочки и ядра, не выходя из волновода, что может быть объяснено законом Снеллиуса. В зависимости от диаметра ядра классифицируют одномодовые и многомодовые оптические волокна. Диаметр сердцевины многомодовых волокон больше диаметра сердцевины одномодовых, при этом внешний диаметр оболочки у кварцевых ОВ нормирован и практически всегда равен 125 мкм. В многомодовых волокнах из-за большего диаметра ядра увеличен угол приема, что повышает количество мод, то есть потенциальных траекторий движения лучей, это увеличивает путь луча, замедляет скорость передачи информации и ведет к повышенным затуханиям сигнала [161].

Для анализа сигнала с оптоволоконных датчиков (ОВД) используется прибор – интеррогатор, оптоволоконный анализатор. Интеррогатор анализирует отраженный и рассеянный сигнал методами рефлектометрии, спектрометрии, интерферометрии [65, 87, 94]. ОВД на основе брэгговских решеток в сердцевине волокна обладает переменным показателем преломления, что позволяет осуществлять точечные или квазираспределенные измерения [69, 148, 161]. Для распределенного зондирования температуры, давления, колебаний, деформаций может быть использовано обычное ОВ, подключенное к оптоволоконному анализатору. Использование обычных ОВ возможно за счет реакции световых импульсов в световоде на внешнее воздействие на кабель, что выражается в явлениях Рэлеевского, Рамановского рассеяния и рассеяния Мендельштама-Бриллюэна [38, 94, 161].

Для защиты оптического волокна от воздействия внешней среды кабель бронируется. В нефтяной и газовой промышленности целесообразно использовать технологию «волокно в металлической трубке» (от англ. FIMT – fiber in metal tube). Для создания герметичности

оптоволокно помещается в металлическую трубку, которая дополнительно защищена слоем металла, например, сплавом инконель из семейства аустенитных никель-хромовых жаропрочных сплавов, устойчивым к агрессивным средам. Пространство между волокном и металлической трубкой заполняется гидрофобным гелем, устойчивым к высоким температурам и абсорбирующий водород для предупреждения его диффундирования в стекло (рисунок 2.1) [64].

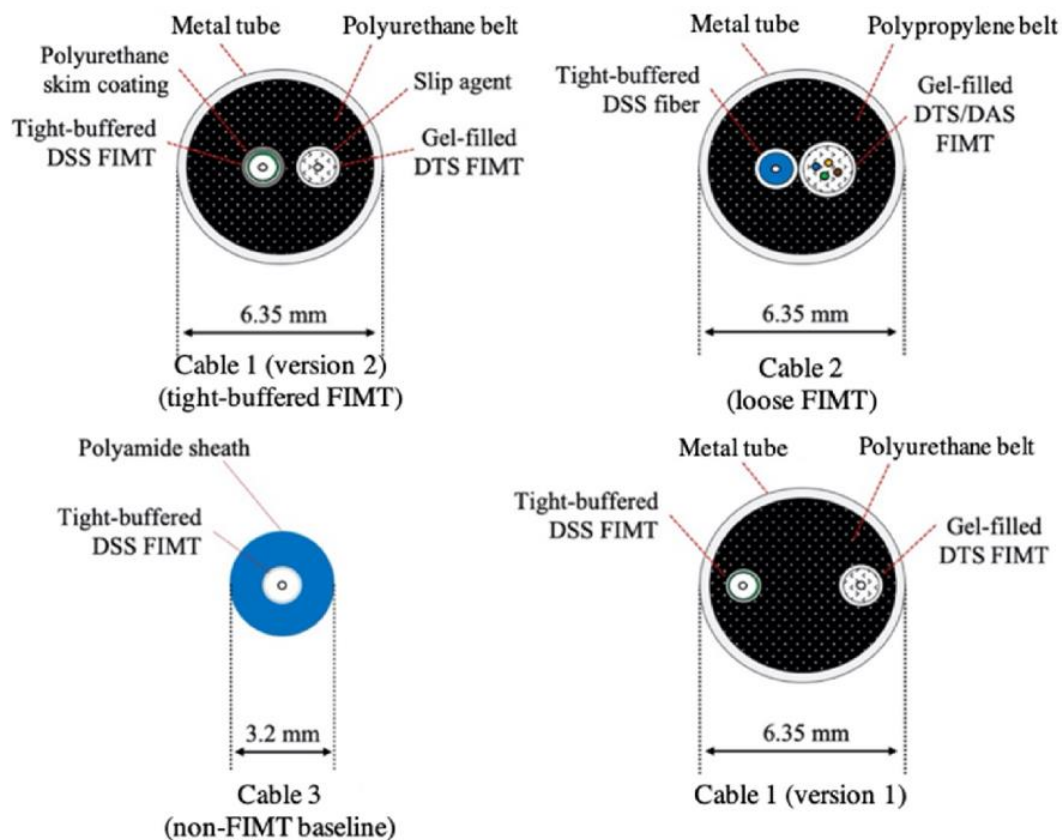


Рисунок 2.1 – Различные варианты исполнения кабелей ОВД [64]

При бурении оптоволоконный кабель, как и электрический, может быть непрерывным и секционированным. Использование непрерывного кабеля целесообразно при его установке при спуске с обсадными колоннами и при внутрискважинных работах с ГНКТ. Отсутствие необходимости свинчивания труб ГНКТ обосновывает эффективность применения распределенных датчиков ОВД, в нефтяной и газовой промышленности широкое распространение получили технологии распределенных измерений температуры, давления, колебаний при внутрискважинных работах с колтюбингом (рисунок 2.2) [55, 132].

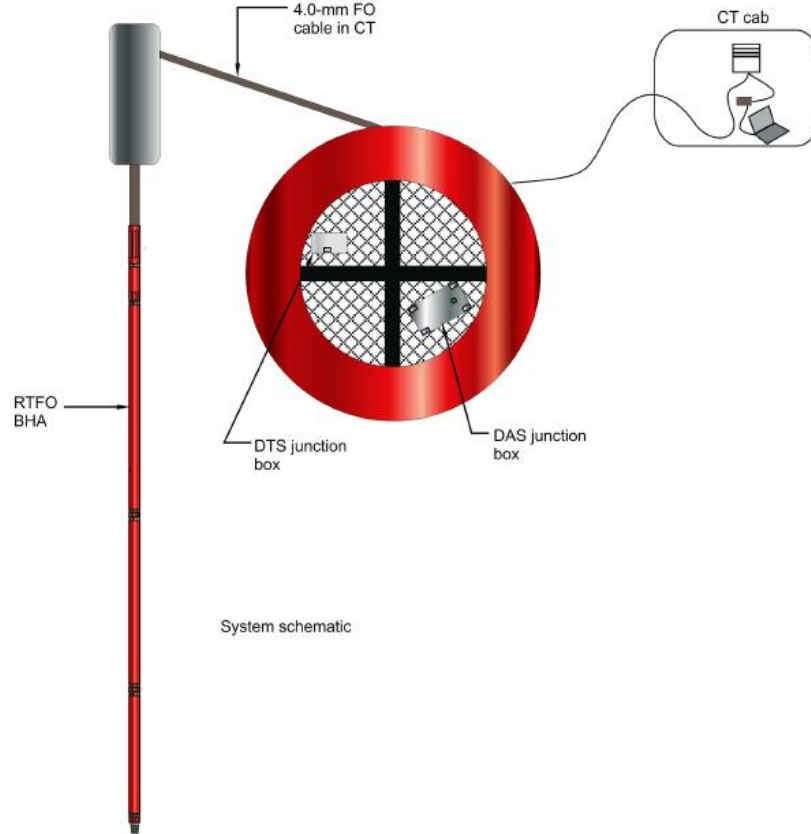


Рисунок 2.2 – Внутрискважинная компоновка, включающая 4 мм кабель с распределенным ОВД акустики DAS и температуры DTS, применяемая в регионе Латинской Америки [132]

Использование ОВД в компоновках с колтюбингом говорит о возможности использования технологии DTSS для осуществления мониторинга НДС при бурении наклонно направленных скважин с ГНКТ, что позволит отслеживать работу колонны в закритическом состоянии и идентифицировать заклинивание инструмента, что критично при технологических операциях с колтюбингом из-за его малой жесткости и повышенного риска потери устойчивости.

Для технологии бурения с вращающейся буровой колонной и со свинчиваемыми буровыми трубами стоит задача в определении способов наращивания кабеля по мере углубления скважины, что обуславливает применение секционированных кабелей. Секционированные кабели могут быть соединены друг с другом с помощью сварки или коннекторов, разъёмных соединений. Для сварки используются автоматические сварочные аппараты, как на рисунке 2.3.



Рисунок 2.3 – Автоматический сварочный аппарат (фото автора)

Сварное соединение вносит потери сигнала порядка 0,02-0,05 дБ [45]. Процесс сварки усложнит наличие металлической брони на оптоволокне, которое будет защищать его от абразивного износа при циркуляции бурового раствора, и необходимость разборки кабеля при подъеме труб.

Быстрое наращивание кабеля возможно за счет использования оптических коннекторов, что позволит ускорить процесс проведения СПО и сохранения кабеля при необходимости подъема БК. В волоконно-оптических линиях связи распространены коннекторы: FC, SC, ST, LC и т.д. В основном их применение заключается в подключении кабеля к приемно-передающим устройствам. В приведенных коннекторах оптоволокно заключаются в керамических наконечниках, торцы которых полируются для обеспечения плотного контакта в целях предупреждения Френелевского отражения и потери высоких мод в воздушном зазоре [45]. Керамический наконечник, также называемый ферулой, имеет диаметр 1,25 или 2,5 мм, при этом диаметр оптического волокна в керамическом наконечнике также равен 125 мкм. Перечисленные коннекторы не предназначены для тяжелых условий эксплуатации: они не герметичны, чувствительны к загрязнениям, не устойчивы к вибрациям. Твердая фаза бурового раствора соразмерна с размером оптических волокон и негерметичность коннектора может привести к попаданию твердых частиц и блокировке движению лучей.

Существует технология коннекторов с шаровыми линзами, уширяющими световое пятно и делающее передачу сигнала невосприимчивой к наличию загрязнений, однако такие коннекторы вносят значительные потери сигнала в 1-2 дБ по сравнению с <0,3 дБ у стандартных коннекторов с керамическими ферулами.

Для проверки герметичности разрабатываемых оптоволоконных коннекторов и проверки работоспособности ОВД в среде бурового раствора при повышенных давлении и температуре разработан экспериментальный стенд (рисунок 2.4).

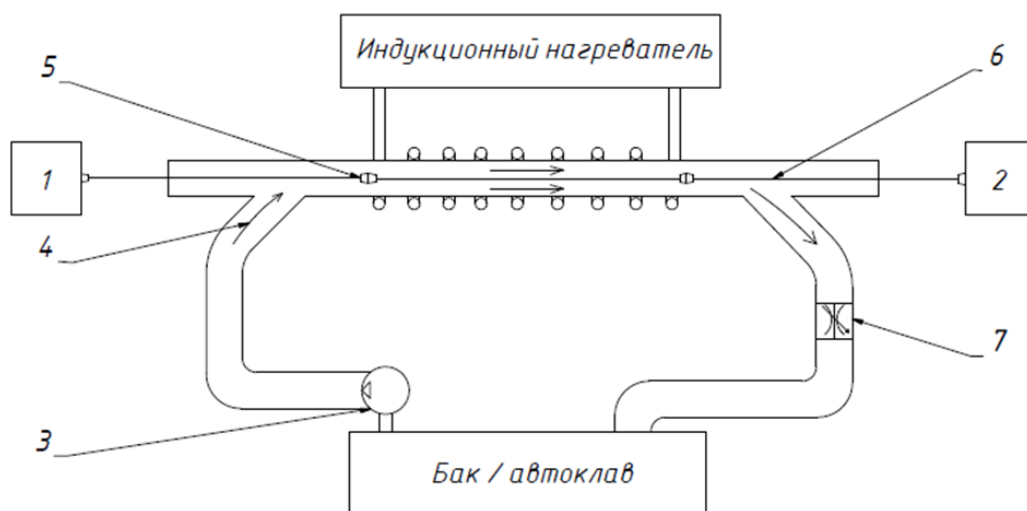


Рисунок 2.4 – Установка для проведения исследований оптоволоконной телесистемы в условиях с высоким давлением и температурой в среде циркулирующего бурового раствора 1, 2 – мультиметры или рефлектометр, или устройства на базе аппаратно-программных средств Arduino или Raspberry Pi, 3 – насос, 4 – направление движения бурового раствора, 5 – оптический коннектор, 6 – оптоволоконный кабель, 7 – дроссель [15]

Мультиметры, измерители мощности оптического излучения, рефлектометры 1, 2 позволяют измерить затухание оптического сигнала, зафиксировать потерю сигнала при отсутствии герметичности коннекторов, анализировать отраженные и рассеянные импульсы света. Устройства на базе аппаратно-программных средств Arduino или Raspberry Pi позволяют смоделировать работу оптоволоконной телесистемы в среде с высокой температурой и давлением при наличии циркулирующего бурового раствора. Индукционный нагреватель и автоклав или только автоклав необходимы для нагрева бурового раствора для оценки влияния температуры на передачу сигнала и повышения проникающей способности жидкости в оптический коннектор при снижении вязкости. Дроссель 7 используется для исследования герметичности коннекторов при повышенном давлении и оценки влияния давления на передачу сигнала [15].

В таблице 2.1 представлены материалы и оборудование, вошедшие в состав стенда для проведения экспериментальных исследований. В состав волоконно-оптической линии включены аттенюатор-розетки в качестве соединительных муфт. Аттенюатор-розетки специально вносят затухания в линию благодаря наличию калиброванных воздушных зазоров, что позволит исследовать возможность просачивания раствора в коннектор.

С помощью стенда планируется осуществить искусственный констатирующий эксперимент, ожидается ухудшение сигнала вплоть до его полной потери при циркуляции имитирующей буровой раствор жидкости.

Алгоритм проведения эксперимента:

1. Сборка циркуляционной системы стенда;
2. Приготовление глинистого раствора;
3. Замер потерь с помощью оптических тестеров каждого комплекта кабелей до проведения испытания для проверки наличия дефектов;
4. Установка n-го комплекта кабеля в стенд;
5. Оптические тестеры подключаются к выходам кабелей;
6. Пуск циркуляции бурового раствора;
7. Наблюдение за потерями в течении 10 мин циркуляции жидкости;
8. Отключение циркуляции, замена комплекта кабеля, повторение пунктов 4-8;
9. Обработка результатов эксперимента.

Таблица 2.1 – Элементы собранного стенда для проведения экспериментальных исследований [15]

Элементы	Описание
Циркуляционная система	Полипропиленовые трубы 50 мм, 1 муфта, 2 тройника, 2 заглушки, 1 угол, переходник с 32 мм на 50 мм, насос, емкость для бурового раствора
Буровой раствор	Глинистый раствор, приготавливаемый из глинопорошка Ventolux Horizont (Плотность: $1050 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$, условная вязкость: 45 секунд, водоотдача: $18 \frac{\text{см}^3}{30 \text{ мин}}$)
Волоконно-оптическая линия	Два 2-х метровых комплекта кабелей, состоящие из 2 однометровых одномодовых оптических шнуров с диаметром волокна 9/125 мкм с коннектором типа FC, соединяемые между собой оптическими розетками-аттенюаторами
Измерительная аппаратура	ТОПАЗ-7200-А – измеритель мощности оптического излучения ТОПАЗ-7100-А – источник оптического излучения

Для определения потенциальных схем реализации оптоволоконной телеметрии и максимальных глубин скважин, где возможно использовать ОВ датчики и канал связи, необходимо учесть следующие ограничения:

1. Затухание сигнала;
2. Прочность кабеля во внутрискважинных условиях;
3. Потери давления при расположении кабеля во внутритрубном пространстве.

Для определения потери мощности на затухание сигнала можно использовать формулу (2.1) [15]:

$$\alpha_{\text{сумм}} = q_{\text{в}} \cdot L + \alpha_{\text{гнс}} + \alpha_{\text{грс}} + \left(\frac{L}{l_{\text{с}}} - 1 \right) \cdot \alpha_{\text{грс}}, \quad (2.1)$$

где $q_{\text{в}}$ – затухание по кабелю, для длины волны 1310 нм принимаются равным 0,00033 дБ/м;
 $\alpha_{\text{гнс}}$ – вносимые потери в соединении кабеля с приемно-передающим устройством в кожухе забойной телесистемы, принимаются равными 0,15-0,3 дБ;
 $\alpha_{\text{грс}}$ – потери в разъёмном оптическом коннекторе, рассматривается диапазон 0,15 – 1,5 дБ;
 $l_{\text{с}}$ – длина секции кабеля, принимается равной длине бурильной трубы 12 м;

L – общая длина кабеля, м.

Для эффективной работы системы мониторинга необходимо использовать оптимальную длину волны излучения, при которой затухание, связанное с поглощением энергии молекулами вещества ОВ и Рэлеевским рассеянием, минимально. Для кварцевых ОВ, как показано на рисунке 2.5, эффективными диапазонами длины волны являются ≈ 1260 - 1350 нм; ≈ 1460 - 1630 нм [45].

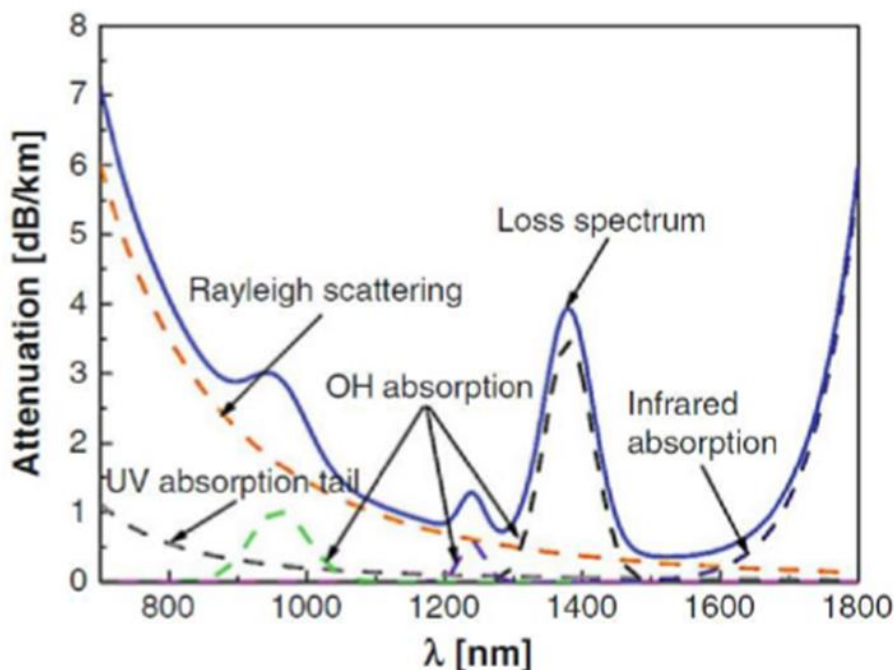


Рисунок 2.5 – Затухание сигнала в дБ/км в зависимости от длины волны излучения [45]

Для определения допустимого напряжения на оптическое волокно можно воспользоваться формулами (2.2) – (2.3) [9, 13]. Формулы используются для определения долговечности кабеля при статическом нагружении с определенным напряжением или относительным удлинением оптического волокна и учитывают явление статической усталости, то есть охрупчивание волокна под действием нагрузки во влажной среде.

Долговечность оптического волокна с определенным значением напряжения и вероятности разрушения (2.2):

$$T(\varepsilon) = a \cdot \left(\frac{\varepsilon_{\text{п}}}{\varepsilon}\right)^{n_{\text{тр}}}, \quad (2.2)$$

где $\varepsilon_{\text{п}}$ – относительное удлинение волокна в процессе перемотки, осуществляемой для устранения дефектных участков в %, оно равно 1 %, что соответствует напряжению 0,7 ГПа; ε – относительное удлинение волокна в процессе эксплуатации, %;

$n_{\text{тр}}$ – параметр, характеризующий скорость роста трещины, который для одномодового волокна можно принять равным 22, безразмерный;

a – параметр, с, определяемый по формуле (2.3):

$$a = \left(\left(1 - \frac{1}{LN_{\Pi}} \cdot \ln(1 - F) \right)^{\frac{n_{\text{тр}} - 2}{m}} - 1 \right) \cdot t_{\Pi}, \quad (2.3)$$

где L – длина волокна, км;

N_{Π} – среднее число обрывов волокна на единицу длины при перемотке, для одномодового волокна можно взять значение $0,01 \text{ км}^{-1}$;

F – вероятность разрушения волокна, в расчетах принимается равным $0,001$ д.ед.;

m – параметр Вейбулла, принимаемый равным 3 ;

t_{Π} – время нагружения при переметке, принимается равным 1 секунде.

Проверка статической прочности будет осуществляться для сценария воздействия на кабель осевой нагрузки от собственного веса и в целях проверки возможности изгиба на искривленных участках и в устройствах установки кабеля [15].

Максимальную вертикальную проекцию кабеля, выдерживающую собственный вес можно определить по формуле (2.4):

$$l_{\text{max}} = \frac{[\sigma] \cdot S}{w_{\text{к,плав}}}, \quad (2.4)$$

где $[\sigma]$ – допускаемое напряжение для материала оболочки кабеля или оптического волокна, Па;

S – площадь сечения оболочки или оптоволокна, м^2 ;

$w_{\text{к,плав}}$ – погонный вес кабеля или оптоволокна в среде бурового раствора, Н/м.

Минимально допустимый радиус изгиба для оболочки или для оптоволокна определяется по формуле (2.5).

$$R_{\text{и}} = \frac{EI}{[\sigma]W}, \quad (2.5)$$

где отношение осевого момента инерции и осевого момента сопротивления сечению для круга

равно $\frac{I}{W} = \frac{d_{\text{овк}}^3}{2}$, следовательно, формулу 2.5 можно привести к виду (2.6):

$$R_{\text{и}} = \frac{E d_{\text{овк}}}{2[\sigma]}, \quad (2.6)$$

где $d_{\text{овк}}$ – наружный диаметр оболочки или оптического волокна, м.

В следствии присутствия кабеля внутри буровой колонны сужается гидравлический диаметр, что приведет к росту давлений в буровой колонне, что видно по формуле Дарси-Вейсбаха (2.7) [12, 15]. Будет сделано предположение об отсутствии эксцентриситета между кабелем и осью буровых труб.

$$\Delta P_{\text{тр}} = \lambda_{\text{т}} \frac{\rho_{\text{тр}} v_{\text{тр}}^2 l_{\text{расч}}}{2d_{\text{т}}} = \lambda_{\text{т}} \frac{\rho_{\text{тр}} v_{\text{тр}}^2 l_{\text{расч}}}{2(d_{\text{вн}} - d_{\text{овк}})}, \quad (2.7)$$

где $l_{\text{расч}}$ – длина секции буровых труб одинакового внутреннего диаметра $d_{\text{вн}}$, м;

$\lambda_{\text{т}}$ – коэффициент гидравлического сопротивления трению в трубах, безразмерный;

ρ – плотность бурового раствора, $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$;

$v_{\text{тр}}$ – скорость движения бурового раствора внутри бурильной колонны, м/с;

$d_{\text{г}}$ – гидравлический диаметр, м;

$d_{\text{овк}}$ – наружный диаметр оптоволоконного кабеля, м.

Помимо линейных потерь в БК появятся местные сопротивления от оптических коннекторов, а также дополнительных элементов, приводящих к резкому сужению или расширению канала течения бурового раствора. Наличие коннекторов приводит к местным сопротивлениям, рассчитываемым по формуле (2.8).

$$\Delta P_{\text{мрс}} = N_{\text{рс}} \cdot \left(\frac{d_{\text{вн}}^2 - d_{\text{овк}}^2}{d_{\text{вн}}^2 - d_{\text{рс}}^2} - 1 \right)^2 \cdot \rho_{\text{тр}} \cdot v_{\text{тр}}^2, \quad (2.8)$$

где $N_{\text{рс}}$ – число разъемных соединений;

$d_{\text{рс}}$ – наружный диаметр оптических коннекторов, м.

Гидравлические сопротивления при наличии резкого сужения потока можно рассчитать по формуле (2.9).

$$\Delta P_{\text{мкат}} = 0,25 \cdot \left(1 - \frac{d_{\text{вкат}}^2}{d_{\text{вн}}^2} \right) \cdot \rho \cdot v_{\text{тр}}^2, \quad (2.9)$$

где $d_{\text{вкат}}$ – эквивалентный внутренний диаметр суженного элемента, устанавливаемого внутри бурильной трубы для крепления ОВ кабеля, м.

2.2 Имитация траектории жесткой бурильной колонны геометрическим способом

Модель гибкой колонны чувствительна к извилистости ствола скважины в связи с предположением о повторении инструментом траектории ствола и может некорректно отражать распределение сил, моментов, напряжений и усталостного износа из-за погрешности инклинометрии и прогиба инклинометра во время замеров. Бурильная колонна, если радиальный зазор достаточно велик и интенсивность искривления небольшая, необязательно будет повторять траекторию ствола и может пройти через извилистый участок без искривления. Чтобы устранить погрешность инклинометрии и имитировать псевдо-жесткое состояние бурильной колонны за счет геометрического способа предлагается осуществлять предварительную обработку данных инклинометрии. Целью обработки является устранение извилистости ствола скважины, не влияющей на механику бурильной колонны.

Предлагается метод, основанный на определении величины прогиба центрального изогнутого сегмента извилистого участка скважины. За основу взят метод, предложенный Т. Tveitdal. Метод был разработан для эффективного использования пространственной модели трения B.S. Aadnoy для разделения участков на прямолинейные и искривленные [22, 156, 160]. Метод, предложенный Т. Tveitdal, может давать неточные результаты из-за рассмотрения только

оси ствола скважины и не учитывая диаметры ствола и внутрискважинного инструмента, данный метод также не может быть применен для извилистости на участках со систематическим изменением угла.

В рамках предлагаемого алгоритма обработки инклинометрии в целях имитации поведения жесткой колонны осуществляется корректировка зенитных и азимутальных углов. Начиная с устья скважины выбираются по четыре точки замера инклинометрии. У четырех точек проверяется условие, чтобы углы: зенитный или азимутальный - в зависимости от того, какой угол рассматривается, соответствовали критерию извилистости участка (2.10) (рисунок 2.6):

$$\begin{cases} \angle_2 > \angle_1 \\ \angle_3 < \angle_2 \\ \angle_4 > \angle_3 \end{cases} \vee \begin{cases} \angle_2 < \angle_1 \\ \angle_3 > \angle_2 \\ \angle_4 < \angle_3 \end{cases} \quad (2.10)$$

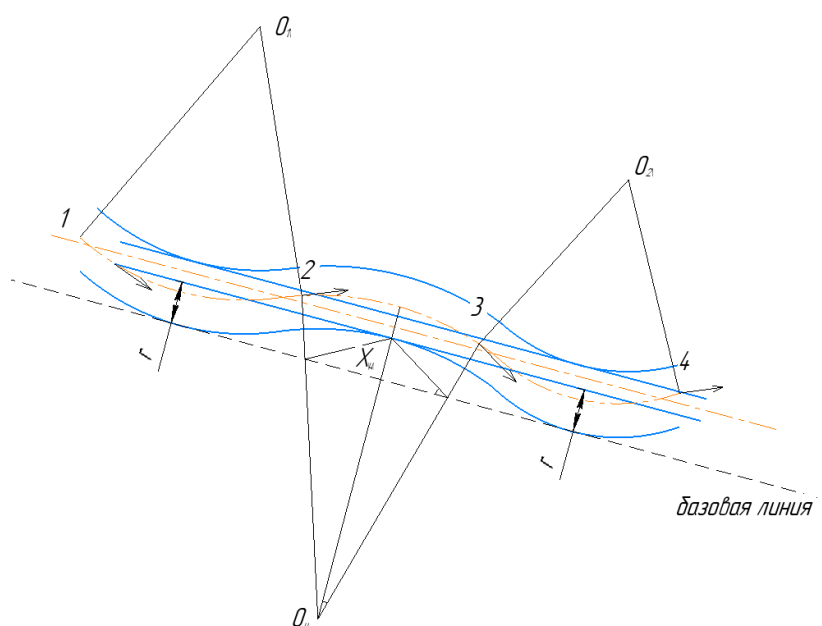


Рисунок 2.6 – Схема извилистого участка (составлено автором)

Если участок не удовлетворяет условию, то осуществляется проверка следующих 4 точек, начиная со второй точки включительно.

Если участок удовлетворяет условию, то по выражению (2.11) определяется радиус кривизны по рассматриваемому углу центрального сегмента участка ствола скважины, этот сегмент будет обладать выгибом в другую сторону в отличие от соседних сегментов:

$$R_{ц} = \frac{\angle_3 - \angle_2}{l_{ц}} \quad (2.11)$$

Определяется степень выгиба участка от базовой линии по формуле (2.12):

$$X_{ц} = \left(R_{ц} - \frac{D_{ств}}{2} \right) \cdot \sin^2 \left(\frac{\angle_3 - \angle_2}{2} \right) \quad (2.12)$$

Если $X_{ц}$ меньше или равен радиальному зазору $r_3 = D_{ств} - d_n$, то точки 2 и 3 удаляются из траектории ствола скважины, вместо них используются интерполированные по исходной

инклинометрии точки посередине между точками 1 и 2, 2 и 3. Углы в этих точках определяются, как выражения (2.13) и (2.14):

$$\angle_{2^*} = \angle_1 + \frac{(\angle_2 - \angle_1)}{2}, \quad (2.13)$$

$$\angle_{3^*} = \angle_3 + \frac{(\angle_4 - \angle_3)}{2}. \quad (2.14)$$

При наличии замков для определения радиального зазора можно использовать диаметр замка вместо наружного диаметра бурильной трубы.

Также возможен частный случай, когда углы в точках 1 и 4 равны (рисунок 2.7). В таком случае рекомендуется углы в точках 2 и 3 если $X_{ц} \leq r$ приравнять углам в точках 1, 4.

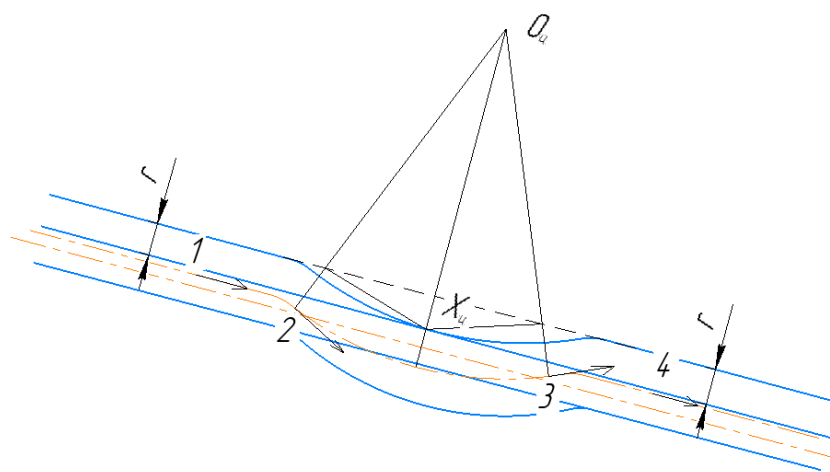


Рисунок 2.7 – Прямолинейный участок с локальным изгибом ствола (составлено автором)

После проведенной процедуры осуществляется проверка следующих четырех точек, начиная с 3 точки включительно.

Если замер инклинометрии уже обсаженных участков осуществлялся до спуска обсадных колонн, то обработка инклинометрии таких участков должна осуществляться многоступенчато, так как после спуска обсадной колонны траектория ствола скважины будет сглажена, таким образом сначала осуществляется анализ прогиба обсадных колонн в извилистых участках с радиальным зазором между обсадной колонной и стенками скважины на момент спуска обсадной колонны, далее анализ прогиба внутрискважинного инструмента внутри обсадной колонны, если остались извилистые участки, удовлетворяющие условию (2.10).

Предложенный алгоритм обработки инклинометрии в целях имитации жесткой колонны прост, основан на геометрическом подходе и не требует значительных вычислительных мощностей, что позволяет использовать его в системах мониторинга, основанных на аналитических моделях. В отличие от подхода Т. Tveitdal предлагается критерий определения извилистых участков (2.10), возможность обработки инклинометрии на участках траектории

скважины со систематическим изменением угла, учет геометрии ствола скважины и бурильной колонны.

2.3 Математическая модель НДС гибридной БК

Бурильная колонна состоит из пластичных материалов, таких как сталь и алюминиевые сплавы, поэтому для БК применима четвертая теория прочности, критерий Мизеса. Для определения эквивалентных напряжений используется формула (2.15) [46]:

$$\sigma_{\text{э}} = \sqrt{\frac{(\sigma_{\text{ос}} - \sigma_{\text{р}})^2 + (\sigma_{\text{т}} - \sigma_{\text{ос}})^2 + (\sigma_{\text{р}} - \sigma_{\text{т}})^2}{2}} + 3\tau^2. \quad (2.15)$$

Радиальные и тангенциальные напряжения в толстостенном цилиндре определяются по уравнениям Ламе (2.16), (2.17) [46]:

$$\sigma_{\text{р}} = \frac{P_{\text{т}}r_{\text{вн}}^2 - P_{\text{зт}}r_{\text{н}}^2}{r_{\text{н}}^2 - r_{\text{вн}}^2} - \frac{r_{\text{вн}}^2r_{\text{н}}^2(P_{\text{т}} - P_{\text{зт}})}{r^2(r_{\text{н}}^2 - r_{\text{вн}}^2)}, \quad (2.16)$$

$$\sigma_{\text{т}} = \frac{P_{\text{т}}r_{\text{вн}}^2 - P_{\text{зт}}r_{\text{н}}^2}{r_{\text{н}}^2 - r_{\text{вн}}^2} + \frac{r_{\text{вн}}^2r_{\text{н}}^2(P_{\text{т}} - P_{\text{зт}})}{r^2(r_{\text{н}}^2 - r_{\text{вн}}^2)}, \quad (2.17)$$

где r – радиус от оси БК до рассматриваемой точки в теле элемента бурильной колонны, м;

$r_{\text{н}}$ – радиус наружной поверхности элемента бурильной колонны, м;

$r_{\text{вн}}$ – радиус внутренней стенки элемента бурильной колонны, м.

По формуле 2.16 можно определить, что радиальные напряжения у внутренней стенки элемента БК равны $\sigma_{\text{р}} = -P_{\text{т}}$, у наружной стенки $\sigma_{\text{р}} = -P_{\text{зт}}$.

Нормальные осевые напряжения определяются по трехчленной формуле (2.18):

$$\sigma_{\text{ос}} = \sigma_{\text{ос.сила}} + \sigma_{\text{п.изг}} + \sigma_{\text{пр.изг}}, \quad (2.18)$$

напряжения от осевой силы определяются по формуле (2.19):

$$\sigma_{\text{ос.сила}} = \frac{F_{\text{ос}}}{S_{\text{сеч}}}, \quad (2.19)$$

где $S_{\text{сеч}}$ – площадь поперечного сечения бурильной колонны, на которую воздействует осевая сила $F_{\text{ос}}$, м².

Для расчета распределения осевой силы необходимо использовать граничное условие. В качестве граничного условия можно использовать осевую нагрузку на долото или вес на крюке за вычетом веса оборудования над устьем скважины. Определение граничных условий при реализации систем мониторинга рассматривается в 4 главе диссертации.

На низ инструмента воздействует сила, определяемая по формуле (2.20):

$$F_{\text{ос,низ}} = F_{\text{д}} + F_{\text{гидр,торец}} + F_{\text{р,д}} = \pm F_{\text{д}} - S_{\text{торец}}(P_{\text{гд,низ}} + P_{\text{гст,низ}}) - \frac{\rho_{\text{тр}}Q^2}{S_{\text{нас}}} - \Delta P_{\text{д}}S_{\text{нас}}, \quad (2.20)$$

где осевая нагрузка F_d принимает положительное значение при натяжении с затяжкой или при прихвате, отрицательное значение – при создании осевой нагрузки на забой скважины или при упоре на уступ ствола скважины; $F_{p,d}$ – реактивная сила от гидромониторной струи фактически прикладывается при перекрытии гидравлического канала, так как над долотом располагается забойный двигатель и обратный клапан и этим расстоянием можно пренебречь, то реактивную силу можно приложить на долоте; сумма гидродинамического и гидростатического давления на конце инструмента определяет забойное давление, создающее выталкивающую силу на торце инструмента.

Изменение осевой силы по инструменту обусловлено весом БК, сопротивлением движению от вязкого трения и трения БК о стенки скважины, воздействием давления от бурового раствора на площадки изменения диаметра и определимо по формуле (2.21):

$$\Delta F_{oc} = w_B l_{сегм} \frac{\sin \theta_K - \sin \theta_H}{\theta_K - \theta_H} + \frac{\pi \Delta P_{л,зт} (D_{скв}^2 - d_H^2) d_H}{4(D_{скв} - d_H)} \pm k_c F_{бок,уд} \frac{v_{oc}}{v_R} l_{сегм} \pm \Delta S (P_{гд} + P_{гст}), \quad (2.21)$$

где $\frac{\sin \theta_K - \sin \theta_H}{\theta_K - \theta_H}$ используется на искривленных участках, что приводит к более точному решению для традиционных профилей скважин в отличие от подхода С.А. Johancsik, предполагающий рассмотрение прямолинейных участков со среднеарифметическим значением зенитного угла. При построении траектории ствола скважины по нетрадиционным профилям, таким как брахистрона, трактриса, циклоида также ожидается более точное прогнозирование в связи с учетом кривизны на локальном расчетном участке. На прямолинейных участках вместо $\frac{\sin \theta_K - \sin \theta_H}{\theta_K - \theta_H}$ необходимо использовать $\cos \theta$. Знак перед $k_c F_{бок} l_{сегм}$ определяется направлением движения инструмента, «-» используется при спуске или при бурении, «+» используется при подъеме инструмента.

Для определения боковой силы используется модель С.А. Johancsik с доработками, формула (2.22):

$$F_{уд,бок} = \sqrt{\left(w_{плав} \frac{\cos \theta_H - \cos \theta_K}{\theta_K - \theta_H} \pm (F_{oc} - S_{вн} P_T + S_H P_{зт}) \frac{\Delta \theta}{l_{сегм}} \right)^2 + \left((F_{oc} - S_{вн} P_T + S_H P_{зт}) \frac{\Delta \alpha}{l_{сегм}} \right)^2} + F_{уд,бок,пр}, \quad (2.22)$$

где $F_{уд,бок,пр}$ – дополнительная сила прижатия от потери устойчивости в Н/м, определяемая по формулам (1.66) – (1.67); $\frac{\cos \theta_H - \cos \theta_K}{\theta_K - \theta_H}$ используется на искривленных участках, на прямолинейных участках используется $\sin \theta$; используется значение F_{oc} в начале расчетного сегмента; знак перед $F_{oc,эфф} \frac{\Delta \theta}{l_{сегм}}$ определяется изменением зенитного угла и знаком осевой силы при детальном рассмотрении схемы 1.7 и определение векторов действия сил, знак «+» используется при наборе

зенитного угла и воздействии сжимающей осевой силы или при сбросе зенитного угла и воздействии растягивающей осевой силы, знак «-» используется при наборе зенитного угла и воздействии растягивающей осевой силы или при сбросе зенитного угла и воздействии сжимающей осевой силы. Вместо $\pm F_{\text{ос,эфф}} \frac{\Delta\theta}{l_{\text{сегм}}}$ можно записать $+F_{\text{ос,эфф}} \frac{\theta_{\text{н}} - \theta_{\text{к}}}{l_{\text{сегм}}}$, что приводит формулу (2.22) к более универсальной форме.

Для определения напряжения изгиба от расположения инструмента на искривленном участке используется формула (2.23) [46]:

$$\sigma_{\text{п.изг}} = \pm \frac{M_{\text{п.изг}} r k_y}{I} = \pm \frac{E r k_y}{R_{\text{инст}}}, \quad (2.23)$$

где $R_{\text{инст}}$ зависит от положения инструмента в стволе скважины. Если инструмент располагается в плоскости перпендикулярной плоскости искривления и проходящей через ось скважины, то $R_{\text{инст}}$ соответствует радиусу кривизны ствола R . Если инструмент располагается в плоскости искривления на внутренней стенке с меньшим радиусом, то $R_{\text{инст}} = R - r_3$, если инструмент располагается в плоскости искривления на внешней стенке с большим радиусом, то $R_{\text{инст}} = R + r_3$. Также возможны промежуточное положение колонны. $R_{\text{инст}}$ определяется за счет учета взаимной ориентации угла отклонения χ (формула 1.30) и плоскости искривления ствола. Определение угла отклонения позволяет контролировать пространственную форму БК, сохраняющую приосевую с траекторией ствола форму устойчивости, что необходимо для определения формы гидравлического канала при расчете потерь давления и износа стенок ствола скважины. k_y – коэффициент усиления напряжений изгиба, для колтюбинга и свинчиваемых труб без утолщений можно использовать $k_y = 1$. Для бурильной колонны с утолщениями для определения k_y предлагается использовать методику Р.Р. Paslay и Е.Р. Cernocky (рисунок 2.8), подробно описывающую критерии контакта тела трубы на искривленных участках и увеличение радиуса кривизны из-за наличия бурильных замков для случаев воздействия растягивающей нагрузки, которые ранее были рассмотрены А. Лубинским, и для случаев воздействия сжимающей нагрузки рассматриваемый участок БК [125].

Для определения напряжений изгиба от потери устойчивости бурильной колонны необходимо использовать формулу (2.24).

$$\sigma_{\text{пр.изг}} = \pm \frac{M_{\text{пр.изг}} r}{I} = \pm \frac{E r \pi^2 f}{l_{\text{пв}}^2}, \quad (2.24)$$

напряжения от продольного изгиба определяются на участках БК, где произошла потеря устойчивости. Как показано в первой главе требуется проведение дополнительных исследований влияния различных факторов на критическое и закритическое состояние и выявление критерия идентификации закритического состояния, что осуществляется в рамках 3 главы диссертации по разработанной методике, представленной в следующих подглавах.

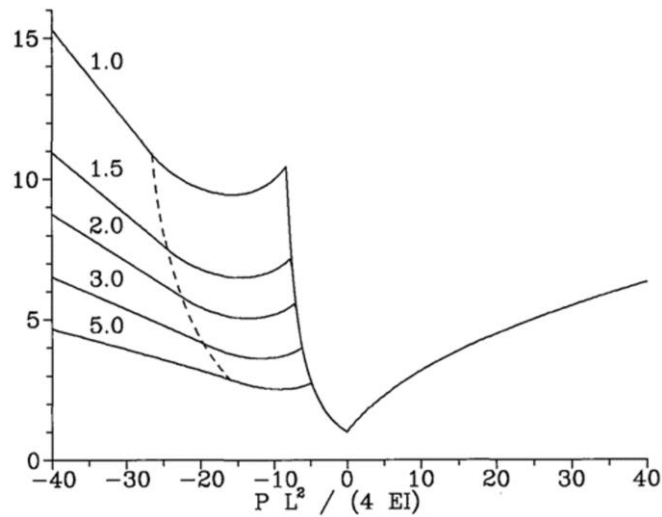


Рисунок 2.8 – Зависимость коэффициента усиления от безразмерных параметров по аналитическому решению P.R. Paslay и E.P. Cernocky [125]. На рисунке L – расстояние между замковыми соединениями, м; R – радиус кривизны оси ствола скважины, м; P – осевая нагрузка,

H ; ΔD – разность диаметров бурильного замка и тела трубы, м

Касательные напряжения определяются по формуле (2.25) [46]:

$$\tau = \frac{M_k r}{I_p}, \quad (2.25)$$

где I_p – полярный момент инерции, м^4 .

Изменение крутящего момента по бурильной колонне вызвано сопротивлением вращению из-за сил вязкого трения и трения бурильной колонны о стенки скважины и определяется по формуле (2.26):

$$\Delta M_k = l_{\text{сегм}} \left(\frac{k_c}{\sqrt{1 + k_c^2}} F_{\text{уд,бок}} r_{\text{эфф}} \frac{v_{\text{вр}}}{v_R} + \pi \tau_{\text{вязк,вр}} \frac{d_H^2}{2} \right), \quad (2.26)$$

где d_H – наружный диаметр элемента бурильной колонны, м, также должен учитывать диаметр замка вне зависимости от точки контакта, для упрощения может быть использован средневзвешенный по длине диаметр бурильной трубы с учетом диаметра тела и бурильных замков;

$r_{\text{эфф}}$ – эффективный радиус элемента бурильной колонны, м, для таких элементов, как стабилизаторы, центраторы, калибраторы, долота определяется по внешнему диаметру лопастей и вооружения, для бурильных труб без утолщений определяется по наружной поверхности тела трубы.

Для бурильной колонны, состоящей из бурильных труб с замками параметр $r_{\text{эфф}}$ является неопределенным из-за неизвестности точек контакта по трубе или по бурильному замку. Для расчетов перед верификацией модели рекомендуется на участке ниже нулевого сечения использовать радиус тела бурильной трубы, на участке выше нулевого сечения – радиус

бурильного замка. Предлагается верификация модели распределения крутящего момента за счет докалибровки эффективным радиусом, что рассматривается в 4 главе.

2.4 Разработка методики проведения численных экспериментов влияния разночастотных и разноамплитудных колебаний на устойчивость БК

Отсутствие понимания поведения колонны в динамических условиях обуславливают неопределенность ее нахождения в устойчивом и закритическом состоянии, что критично для определения НДС, как показано в предыдущей подглаве. Предполагается, что из-за совокупности причин возможна преждевременная потеря устойчивости БК. Сформулирована гипотеза, что колебания БК влияют на критическое и закритическое состояние за счет [7]:

1. Ускорения наступления критического состояния за счет снижения сил трения;
2. Создание начального бокового эксцентриситета, дестабилизирующего колонну;
3. Создание превышающих критическое значение мгновенных повышенных осевых сил и моментов при наличии соответствующих видов колебаний инструмента.

Для проверки гипотезы и исследования поведения колонны в критическом и закритическом ее состоянии в динамических условиях с учетом влияния факторов: трение бурильной колонны о стенки ствола скважины и наличие утолщений от бурильных замков – проводятся численные и лабораторные эксперименты. Численные эксперименты основаны на решении уравнений движения (2.27):

$$M\ddot{u}(t) + C\dot{u}(t) + K(u)u(t) = F(t), \quad (2.27)$$

где $u(t)$ – вектор перемещений системы;

M – матрица масс системы;

C – матрица демпфирования;

$K(u)$ – матрица жесткости системы;

$F(t)$ – вектор внешних сил, воздействующих на систему.

Решение осуществляется численным методом, методом конечных элементов. Для моделирования влияния динамических условий на потерю устойчивости бурильной колонны используется метод неявной прямой интеграции уравнений движения.

Современные программные комплексы, такие как Comsol Multiphysics, Abaqus, Ansys за счет вычислительных мощностей современных персональных компьютеров позволяют с высокой точностью проводить сложные вычислительные эксперименты, в том числе моделирование динамической потери устойчивости, что распространено в инженерном и научном сообществе [53, 77].

Для проведения численных экспериментов выбран программный комплекс Abaqus. Рассматривается 12-метровая стальная бурильная труба (СБТ) с наружным диаметром 88,9 мм и

толщиной стенки 9,35 мм, расположенная в горизонтальном стволе скважины диаметром 152,4 мм. Трубы и долото с диаметрами 88,9 мм и 152,4 мм, соответственно, широко применяются для бурения интервала под эксплуатационный хвостовик. Бурильная труба и ствол скважины моделируются как трехмерные деформируемые тела («3D deformable solids»), каждый из которых содержит по 1536 конечных элементов при построении сетки. Для учета наличия замков бурильная колонна приподнята над нижней стенкой скважины на 19,05 мм, что моделирует наличие замков диаметром 127 мм на обоих концах бурильной трубы. Для моделирования наличия бурильных замков диаметром 127 мм на обоих концах бурильной трубы бурильная колонна была приподнята над нижней стенкой ствола скважины на 19,05 мм. Такое допущение использовалось для первичного анализа влияния прогиба трубы под действием силы тяжести на потерю устойчивости. Один конец трубы моделируется как жесткая заделка, в то время как противоположному концу, на торец которого прикладывается осевая нагрузка, разрешено движение только вдоль оси Z, параллельно оси колонны, с ограничением остальных степеней свободы: смещений по осям X и Y, а также поворотов в плоскостях XY, XZ и YZ.

Порядок приложения нагрузок учитывает гравитацию за счет приложения ускорения $-9,81 \text{ м/с}^2$ вдоль оси Y в течение первой секунды, которое сохраняется до конца эксперимента. На этом этапе моделируется прогиб колонны с последующим контактом со стенкой скважины с помощью процедуры МКЭ анализа «Static general». Начиная с 1 секунды, на торец трубы прикладывается осевая нагрузка, которая линейно увеличивается до 500 кН в течение 30 секунд. На этом этапе также осуществляется воздействие вибрацией. Для моделирования влияния динамических условий на потерю устойчивости бурильной колонны использовался метод неявной прямой интеграции уравнений движения «Dynamic implicit». Подход обеспечивает устойчивое и точное решение задач во временной области, позволяя учитывать инерционные эффекты, геометрические и контактные нелинейности, а также воздействие гармонических колебаний в низкочастотной области [76].

Диапазон роста осевой нагрузки определен согласно предварительно рассчитанным ожидаемым значениям критических нагрузок. Расчет осуществляется по формулам 1.72-1.74. Предварительно рассчитывается осевой момент инерции по выражению (2.28) и погонный вес инструмента по выражению (2.29):

$$I = \frac{\pi(0.0889^4 - 0.0702^4)}{64} = 1,87 \cdot 10^{-6} \text{ м}^4, \quad (2.28)$$

$$w_B = g S_{\text{сеч}} \rho_{\text{бк}} = 9,81 \cdot 7850 \cdot \frac{\pi(0.0889^2 - 0.0702^2)}{4} = 179,95 \frac{\text{Н}}{\text{м}}, \quad (2.29)$$

полученные значения используются в выражении (2.30) для определения критической нагрузки синусоидальной потери устойчивости, (2.31) – критической нагрузки спиральной потери

устойчивости, (2.32) – нагрузки для формирования спирального изгиба с длиной волны 12 метров и коэффициентом приведения длины 0,7 по формуле А. Лубинского:

$$F_{кр,син} = 2 \sqrt{\frac{2 \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \cdot 1,87 \cdot 10^{-6} \cdot 179,95 \cdot \sin 90^\circ}{0,1524 - 0,0889}} = 94452 \text{ Н}, \quad (2.30)$$

$$F_{кр,сп} = 4 \sqrt{\frac{4 \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \cdot 1,87 \cdot 10^{-6} \cdot 179,95 \cdot \sin 90^\circ}{0,1524 - 0,0889}} = 267151 \text{ Н}, \quad (2.31)$$

$$F_{сп} = \frac{8\pi \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \cdot 1,87 \cdot 10^{-6}}{0,7^2 12^2} = 440353 \text{ Н}. \quad (2.32)$$

Значения, определенные по выражениям (2.30) – (2.32), показывают, что растущая осевая нагрузка до 500 кН позволит отследить наступление критического состояния и исследовать поведение колонны в закритическом состоянии в динамических условиях.

Проводятся серии экспериментов с боковыми колебаниями вдоль оси ОХ и отдельно вдоль оси ОУ, каждая серия выполняется с учетом трения и без него. Колебания моделируются с помощью гармонически изменяющегося ускорения с амплитудами 0,5g, 1g и 1,5g при частотах 1, 5, 10, 15, 30 и 35 Гц. Для моделирования трения буровой колонны о стенки скважины используется метод штрафного трения, допускающее упругое проскальзывание в процессе залипания. В расчетах используется постоянный коэффициент трения 0,3, типичный для пары сталь-горная порода в среде бурового раствора при бурении глубоких скважин, как показано в таблицах 1.3-1.4.

Также проводятся серии экспериментов, где на торец колонны накладывается гармонически изменяющаяся осевая сила с амплитудами 15, 50 и 80 кН при тех же частотах, 1-35 Гц, поверх линейно возрастающей осевой нагрузки, с трением и без трения. В сериях с осевыми вибрациями для моделирования геометрического несовершенства применяется постоянное ускорение 1 м/с² вдоль оси ОХ. Кроме того, были выполнены два референсных расчета без вибраций, один без трения и один с трением, оба с учетом геометрического несовершенства через ускорение 1 м/с² вдоль оси ОХ [76].

Диапазон частот 1–35 Гц выбирается на основе отраслевых данных и специализированной литературы [8, 30], что обеспечивает соответствие типичным частотам колебаний в реальных условиях бурения (таблица 2.2).

Таблица 2.2 – Соотношение типичных частот с видами колебаний [76]

Вид колебания	Частота, Гц
Автоколебания буровой колонны от контакта замков со стенкой скважины, разгрузкой веса тормозом лебедки, колебания в пяте турбобура от пульсации бурового раствора	≈1
Подпрыгивание долота, в том числе от ухабообразности забоя	1-40
Прямая прецессия долота, КНБК	<5

Продолжение Таблицы 2.2

Вид колебания	Частота, Гц
Обратная прецессия долота	<50
Обратная прецессия КНБК	<20
Гармонический резонанс КНБК	<5
Параметрический резонанс	<10

2.5 Разработка лабораторной установки и методики лабораторных экспериментов исследования влияния колебаний на устойчивость БК

Полноценная проверка выдвинутой гипотезы и подтверждение результатов численного моделирования достигается проведением лабораторных экспериментов.

Исследования поведения бурильной колонны в лабораторных масштабах является экономически целесообразным решением и осуществимым в практике. Данный подход широко распространен у зарубежных и отечественных исследователей в изучении процессов бурения и разрушения горной породы [49, 61], формирования осевых, боковых и крутильных колебаний в процессе бурения и проведения технологических операций [144], потери устойчивости [24, 52, 154], в том числе в динамических условиях [23, 42].

Для разработки лабораторной установки и характеристик оборудования, входящего в ее состав, требуется определить ожидаемые критические нагрузки и материал модели бурильной колонны. Предварительные расчеты осуществляются по формуле Эйлера (1.68).

В расчетах используются сплавы латуни Л63 с модулем упругости $E = 1,16 \cdot 10^{11}$ Па и алюминия АД31 с модулем упругости $E = 0,71 \cdot 10^{11}$ Па. В расчетах коэффициент приведения длины принимается равным 0,5, так как предполагается закрепление обоих концов стержня в специальных фиксаторах (рисунок 2.9). Результаты расчета представлены в таблицах 2.3-2.6 [7].



Рисунок 2.9 – Фиксатор бурильной колонны, распечатанный на 3Д принтере для диаметра стержня, используемого в экспериментах. Фиксатор установлен на тензодатчике колонного типа (фото автора)

Таблица 2.3 – Критическая нагрузка для латунных трубок, Н [7]

Типоразмер, мм	Длина стержня, м										
	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5
4x0,5	157	109	80	61	49	39	33	27	23	20	17
5x0,5	332	230	169	130	102	83	69	58	49	42	37
6x1	935	649	477	365	289	234	193	162	138	119	104
7x1	1597	1109	815	624	493	399	330	277	236	204	177
8x1	2518	1748	1285	983	777	629	520	437	372	321	280

Таблица 2.4 – Критическая нагрузка для алюминиевых трубок, Н [7]

Типоразмер, мм	Длина стержня, м										
	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5
4x0,5	96	67	49	38	30	24	20	17	14	12	11
5x0,5	203	141	104	79	63	51	42	35	30	26	23
6x1	572	397	292	224	177	143	118	99	85	73	64
7x1	977	679	499	382	302	244	202	170	145	125	109
8x1	1541	1070	786	602	476	385	318	268	228	197	171

Таблица 2.5 – Критическая нагрузка для латунных прутков, Н [7]

Типоразмер, мм	Длина стержня, м										
	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5
4	230	160	117	90	71	58	48	40	34	29	26
5	562	390	287	220	173	140	116	98	83	72	62
6	1165	809	595	455	360	291	241	202	172	149	129
7	2159	1499	1101	843	666	540	446	375	319	275	240
8	3683	2558	1879	1439	1137	921	761	639	545	470	409

Таблица 2.6 – Критическая нагрузка для алюминиевых прутков, Н [7]

Типоразмер, мм	Длина стержня, м										
	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5
4	141	98	72	55	43	35	29	24	21	18	16
5	344	239	175	134	106	86	71	60	51	44	38
6	713	495	364	279	220	178	147	124	106	91	79
7	1321	918	674	516	408	330	273	229	195	169	147
8	2254	1565	1150	881	696	564	466	391	333	288	250

Для достижения критических нагрузок и дальнейшего нагружения в закритическом состоянии стержня диаметром 4-8 мм достаточно использование нагружателя или привода, способного создать максимальную нагрузку в 1500-2000 Н. По мере нагружения стержня прогиб его будет увеличиваться. Из-за наличия ограничивающего цилиндра (стенок скважины) при касании стержня (бурильной колонны) стенок продольный изгиб в одной плоскости перейдет в спиральную форму при дальнейшем нагружении. Поэтому при проведении экспериментов необходимо предусмотреть применение трубки, имитирующей ствол скважины, диаметр которой должен соответствовать геометрическому подобию отношения диаметра внутрискважинного инструмента к диаметру ствола скважины. Наиболее часто используемые буровые трубы 127 мм могут быть в составе буровых колонн при бурении интервалов

различного диаметра: от 212,7 до 393,7 мм, в таком случае критерий подобия составит от 0,597 до 0,323, соответственно [7].

Для достижения задач лабораторных экспериментов в соответствии с предварительными расчетами и приведенными доводами разработана лабораторная установка, схема которой представлена на рисунке 2.10. На разработанную лабораторную установку получен патент на изобретение (Приложение А).

К платформе 4, которая перемещается в осевом направлении по направляющим 5, крепится вибромотор 7, создающий осевые и боковые вибрации. Виброускорения регистрируются акселерометром 3, находящимся рядом с концом моделируемой бурильной колонны 2, установленной на тензодатчик 8. Перемещение платформы 4 и формирование сжимающей нагрузки на стержень осуществляется за счет линейного привода, актуатора 6. Формирование нескольких полуволн моделируемой бурильной колонной возможно за счет соприкосновения с имитируемой трубой из оргстекла 1 стенок скважины. Для сохранения устойчивости труба из оргстекла дополнительно фиксируется ребрами жесткости 10 с резиновой прокладкой 11. Для оценки влияния трения и стрелы прогиба предполагается использовать резиновые кольца 9 на металлических стержнях [20].

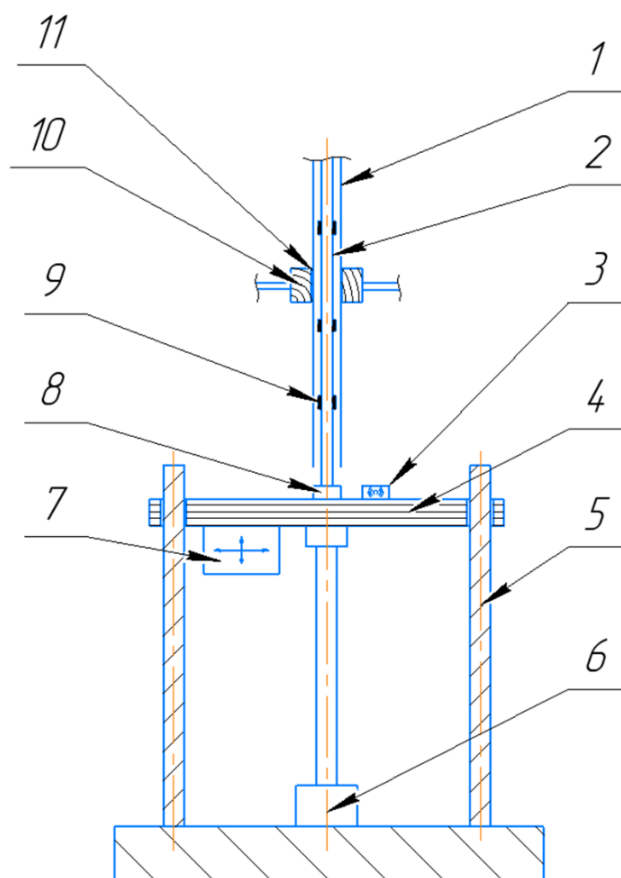


Рисунок 2.10 – Лабораторная установка для исследования влияния колебаний на устойчивость бурильной колонны (составлено автором по материалам [20])

Методика проведения экспериментов осуществляется следующим образом [7]:

1. Осуществляется калибровка тензодатчика и акселерометра;
2. Стержень при выключенном вибромоторе, то есть в статических условиях, нагружается вплоть до спирального изгиба с несколькими «полуволнами» (поворот спирали на 180°);
3. При выдвигании штока на требуемую длину, осуществляется разгрузка со снятием упругих деформаций изгиба;
4. Во время цикла нагружения – разгрузки производится замер веса тензодатчиком и строится зависимость веса на тензодатчике $P_{ос}$ от хода линейного привода $\Delta l_{ход}$ или от времени проведения эксперимента, производится несколько опытов нагружения-разгрузки для повышения точности проведения эксперимента;
5. Производится повторная серия циклов нагрузки – разгрузки стержня при включенном вибромоторе с постоянным виброускорением и частотой вращения эксцентриков вибромотора с замером виброускорения по акселерометру и веса на тензодатчике;
6. Производится несколько циклов нагрузки – разгрузки при разной частоте вращения вибромотора;
7. Сравниваются графики зависимости $P_{ос} \sim \Delta l_{ход}$ при разных значениях виброускорения и частоты колебаний.

Для проведения экспериментов собрана лабораторная установка, включающая в состав оборудование и измерительную аппаратуру, представленные в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Используемое оборудование и измерительная аппаратура [7]

Материалы и оборудование	Технические характеристики	Значение
Вибромотор модели НУ-0,1а с диммером для регулирования частоты вращения эксцентриков	Напряжение, В	220
	Сила тока, А	0,1
	Мощность, Вт	15
	Максимальная частота, Гц	50
	Макс. частота вращения, об/мин	3000
Линейный привод AL03-12-A2-370-250-C11	Напряжение, В	12
	Ход, мм	250
	Максимальная нагрузка, Н	1500
	Линейная скорость, мм/с	4
Тензодатчик колонного типа LCF-6-V	Напряжение, В	5-12
	Максимальный измеряемый вес, Н	3000
	Комплексная ошибка, % F.S	0,3
	Чувствительность, мВ/В	1,3
Многоцелевой датчик Witmotion WT901 (в качестве акселерометра)	Диапазон измерения, g	±16
	Точность, g	0,01
	Разрешение, Бит	16
	Стабильность, g	0,005

2.6 Выводы по Главе 2

Для теоретического обоснования возможности и ограничений реализации оптоволоконной телеметрии в рамках системы мониторинга НДС БК на прямых измерениях предлагается учитывать затухание сигнала по оптическому волокну, гидравлические потери от расположения кабеля во внутритрубном пространстве бурильной колонны и сужения гидравлического канала течения бурового раствора, прочностные возможности кварцевых оптических волокон и брони кабеля. Учет ограничений осуществляется по методике, предложенной в главе. Проблемным вопросом реализации оптоволоконной телеметрии для свинчиваемых бурильных труб является способ наращивания оптоволоконного кабеля, который может осуществляться за счет использования разъемных соединений, оптических коннекторов. Для исследования герметичности оптических коннекторов в среде бурового раствора разработан стенд и методика проведения экспериментов.

Для системы мониторинга, основанной на аналитических моделях, разработана математическая модель напряженно-деформированного состояния. Модель является гибридной, так как за основу взято предположение о гибкой колонне, которое дополнено особенностями поведения жесткой колонны. Для имитации поведения жесткой колонны на извилистых участках скважины разработан геометрический способ предварительной обработки данных инклинометрии. Модель также учитывает угловое смещение для контроля за пространственной формой колонны, сохраняющей приосевую с траекторией ствола скважины форму устойчивости, коэффициент усиления напряжений от наличия замков, учитывающий рост кривизны от прогибов при воздействии осевой сжимающей или растягивающей силы на искривленных участках, а также напряжения от продольного изгиба и дополнительную силу прижатия от потери устойчивости.

Потеря устойчивости при бурении наклонно направленных скважины остается неопределенным явлением, который не отслеживается по устьевым датчикам СКТПБ. Предполагается, что совокупность факторов динамического воздействия на колонну приводит к преждевременной потере устойчивости. Для исследования поведения колонны в динамических условиях с учетом факторов: трение бурильной колонны о стенки скважины и наличие утолщений от бурильных замков – проводятся численные и лабораторные эксперименты. Численные эксперименты основаны на решении уравнений движения с помощью МКЭ в ПК Abaqus. Для проведения лабораторных экспериментов разработана установка, на которую был получен патент на изобретение.

ГЛАВА 3 ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ РЕАЛИЗАЦИИ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА НДС БК

3.1 Теоретическое и экспериментальное обоснование возможности реализации ОВ телеметрии в системах мониторинга НДС БК

За 10 минут эксперимента вопреки ожиданиям у обоих комплектов кабелей не обнаружилась потеря сигнала или значительный рост затуханий. Значение потерь колебалось в диапазоне 0,60-1,26 дБ относительного базового заранее определенного значения мощности оптического сигнала. Колебания связаны с высокой турбулизацией потока и входом бурового раствора в трубу под углом 90 градусов, в результате чего кабель колебался с образованием макроизгибов, поэтому в предлагаемом стенде (рисунок 2.4) предлагается ввод жидкости под углом, чтобы минимизировать турбулизацию раствора [15]. Колебание потерь сигнала критично, если потери приближаются к энергетическому бюджету канала связи, что может привести к битовым ошибкам, также может создавать шумы в ОВД, что требует обязательное закрепление кабеля или его центрирование в БК для осуществления мониторинга. Собранный комплект кабеля и состояние муфты после циркуляции представлены на рисунках 3.1, 3.2.

Применявшиеся коннекторы FC известны за свою относительную герметичность по сравнению с остальными широко используемыми коннекторами. Герметичности поспособствовало наличие резьбы и вход с натягом полированной ферулы в отверстие розетки, этот опыт можно было бы использовать в дальнейшем при разработке и производстве коннекторов для нефтяной и газовой промышленности и не ограничиваться только коннекторами с технологией с шаровыми линзами и вносящие значительные потери в 1-2 дБ.

Рассчитанные потери мощности на затухание сигнала по длине ОВ по формуле 2.1 представлены на рисунке 3.3.



Рисунок 3.1 – Комплект ОВ кабеля. Определение базовых потерь сигнала без циркуляции бурового раствора (фото автора)



Рисунок 3.2 – Состояние муфты, аттенуатор-розетки, после циркуляции глинистого бурового раствора (фото автора)

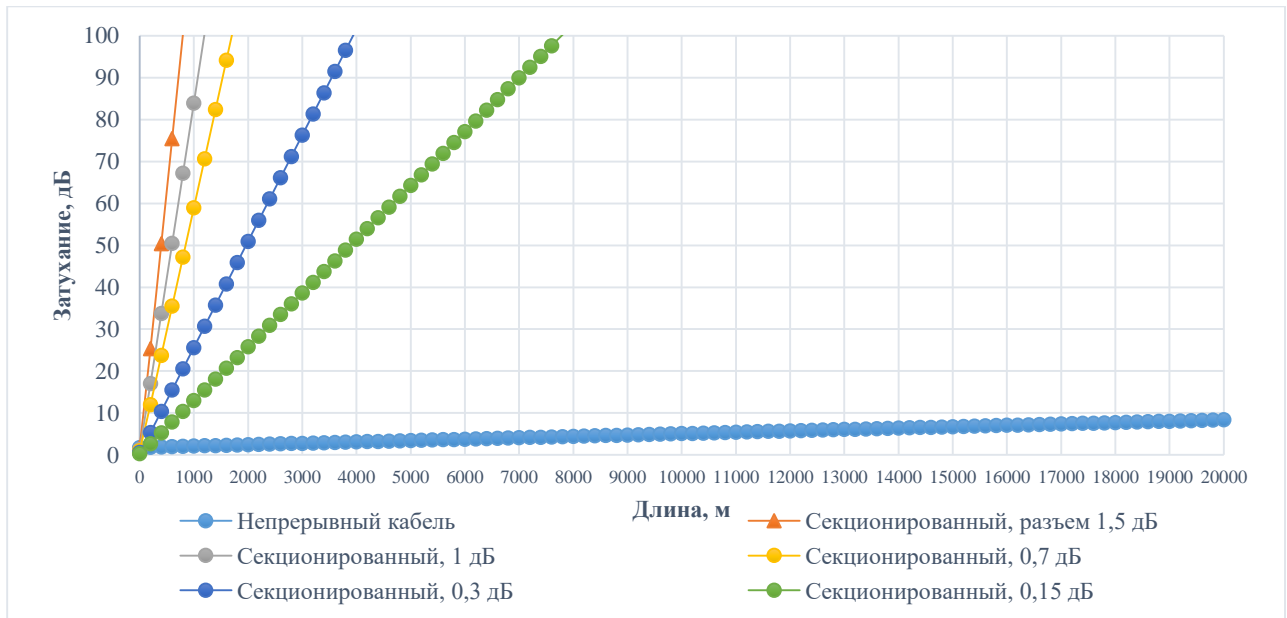


Рисунок 3.3 – Оптические потери в непрерывном и секционированном ОВ скважинном кабеле [15]

Из графиков на рисунке 3.3 видно, что применение технологии с шаровыми линзами, не восприимчивой к загрязнениям и попаданию частиц в коннектор ограничено глубиной в 500 метров, если взять энергетический бюджет системы в 40-50 дБ, что позволяет использовать данный способ наращивания кабеля в неглубоких скважинах, в горизонтально-направленном бурении или на участках бурильной колонны. Высокий энергетический потенциал достигается за счет использования чувствительного фотодетектора и мощного излучателя, лазера. Снижение потерь в коннекторах до 0,15 дБ, что свойственно современным соединениям, используемым в неагрессивных средах, позволит увеличить глубину применения секционированного кабеля до 4000 метров при том же значении энергетического бюджета. Из-за отсутствия коннекторов в

непрерывном кабеле затухания малы, что обуславливает неограниченное применение ОВ при бурении с ГНКТ, специальных устройств освобождения кабеля с КНБК, при спуске кабеля через герметизированный вертлюг или его подводе с помощью скважинных тракторов.

В целях определения прочностных возможностей ОВ кабеля определяется допустимое напряжение кварцевого волокна по формулам 2.2-2.3. Результаты расчетов представлены на рисунке 3.4.

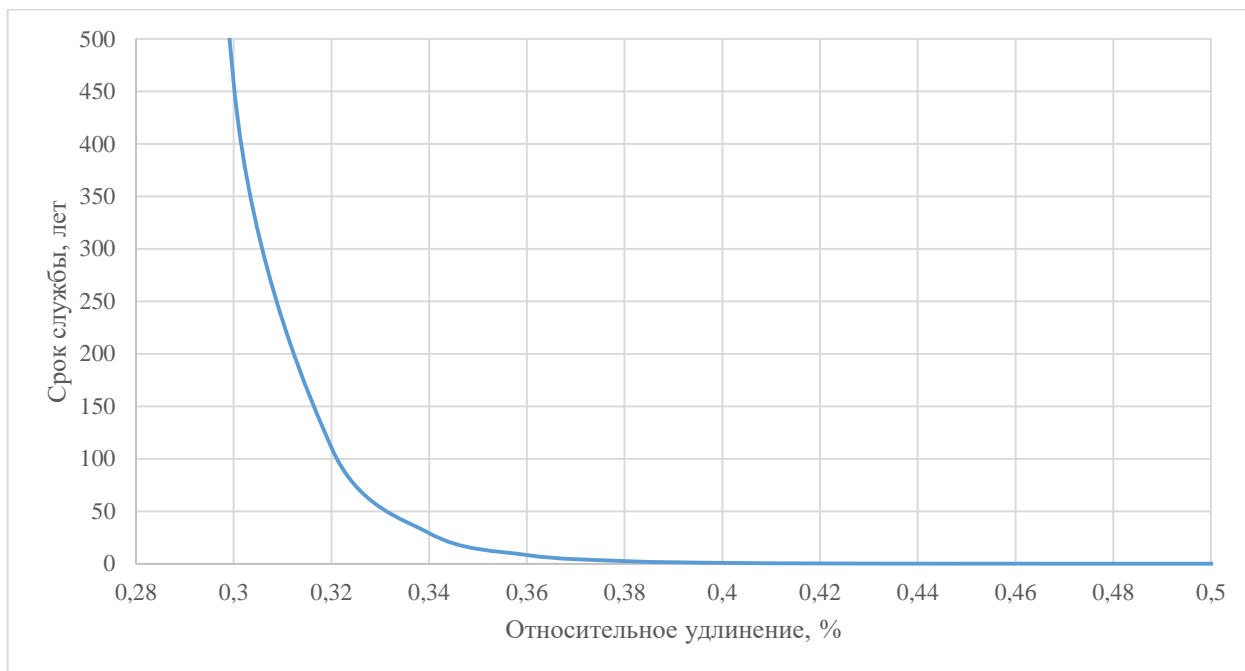


Рисунок 3.4 – Расчет кварцевого волокна на статическую усталость [15]

В качестве допустимого напряжения берется значение 230 МПа, что соответствует удлинению 0,32% и сроку службы кабеля при статическом нагружении в 100 лет [15].

В таблице 3.1 представлена максимальная глубина по вертикали спуска кабеля по формуле (2.4) при условии отсутствия его жесткого закрепления в БК.

Таблица 3.1 – Максимальная глубина по вертикали спуска кабеля [15]

Тип элемента или кабеля	Длина, м
Стеклооптическое волокно с допустимым напряжением 230 МПа	10657
Цилиндрическая оболочка из сплава ХН75МБТЮ с предельным напряжением 400 МПа	4860
Плетенная конструкция оболочки с допустимым усилием на кабель в 20 кН	10194

Таблица 3.1 показывает, что оптоволоконный кабель может выдержать растягивающую силу от собственного веса на глубинах бурения современных скважин.

При установке кабеля в специальные катушки, по спиральной траектории и в процессе потери устойчивости на кабель воздействует изгибающий момент. Минимально допустимый радиус изгиба для оптического волокна и металлической оболочки по формулам (2.5), (2.6) представлен в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Минимально допустимый радиус, при котором достигается условие упругих деформаций [15]

Элемент	Минимально допустимый радиус искривления, м
Оптическое волокно 125 мкм	0,0196
Металлическая оболочка из ХН756МБТЮ диаметром 1,6 мм	0,38

Результаты из таблицы 3.2 показывают возможность оптического волокна изгибаться для скважинных применений. Определенные минимально допустимые радиусы во много раз меньше радиусов кривизны ствола ННС и радиусов, формируемых при продольном изгибе бурильной колонны. Металлическая оболочка не позволяет устанавливать бронированный кабель в специфических местах, например, в катушке высвобождения кабеля в КНБК, что требует использование композитных материалов для повышения упругости с сохранением прочности, либо применение косой намотки при установке волокна в колонну бурительных труб [15].

Для расчета гидравлических потерь были выбраны свойства буровых растворов (таблица 3.3) с различных проектных материалов для наибольшего охвата плотностей и реологических параметров. Рассматриваются бурильные трубы, часто используемые в практике бурения: 147 мм и толщиной стенки 13 мм, 127 мм и толщиной стенки 9,19 мм, 88,9 мм и толщиной стенки 9,35 мм. Выбран стандартный диаметр оптоволоконного кабеля равный 6,35 мм [15].

Таблица 3.3 – Исходные данные по буровым растворам [15]

Раствор	Плотность, $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$	Пластическая вязкость, мПа·с	ДНС, дПа
1	2020	67	90
2	1430	25	95
3	1240	22	80
4	950	16	70

Результаты расчета дополнительных гидравлических потерь по длине из-за наличия кабеля во внутреннем пространстве бурительных труб представлен на рисунках 3.5-3.16.

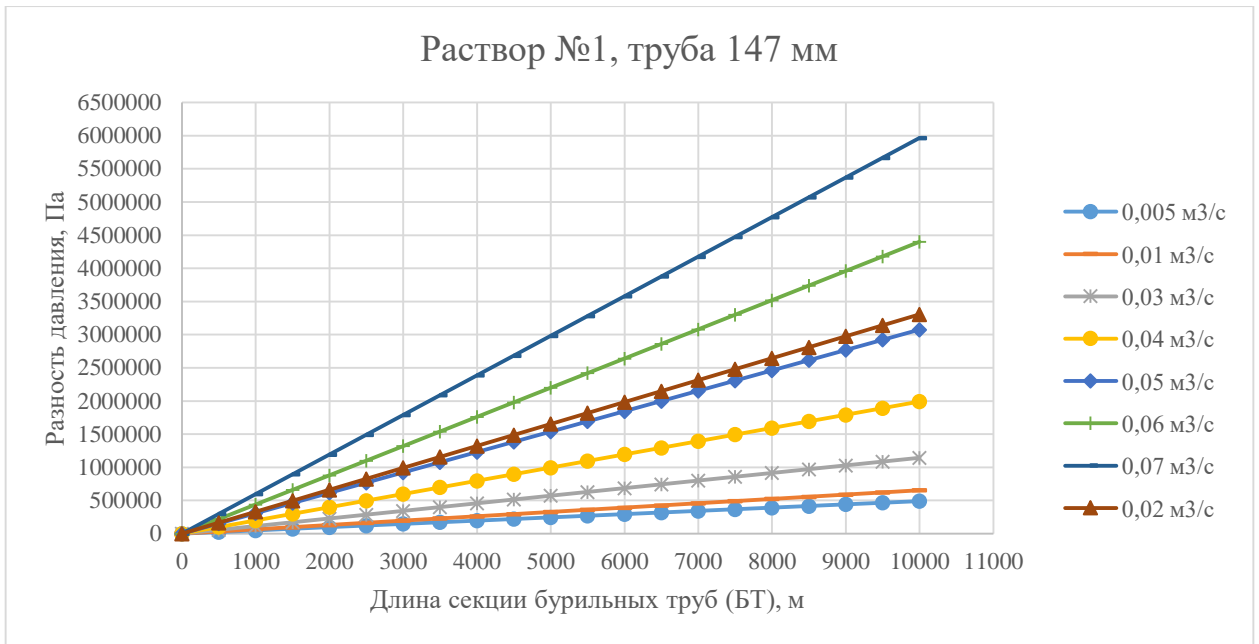


Рисунок 3.5 – Дополнительные потери давления по длине при использовании раствора №1 и труб 147 мм (составлено автором)

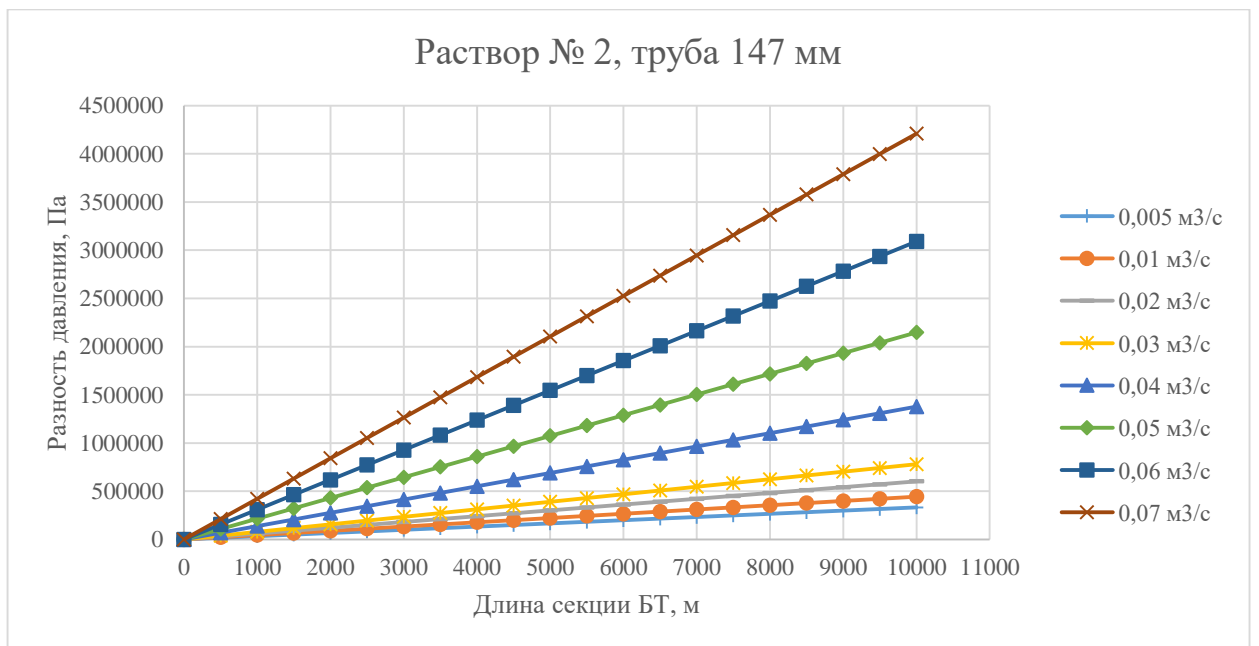


Рисунок 3.6 – Дополнительные потери давления по длине при использовании раствора №2 и труб 147 мм (составлено автором)

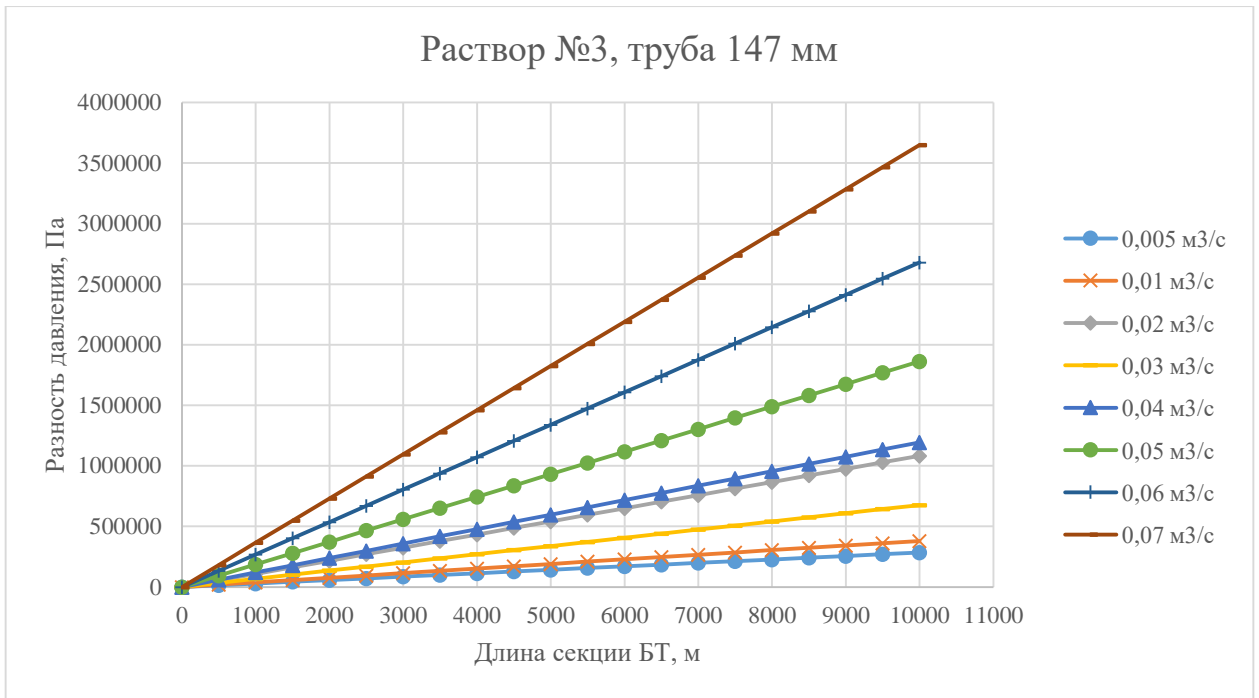


Рисунок 3.7 – Дополнительные потери по длине при использовании раствора №3 и труб 147 мм
(составлено автором)

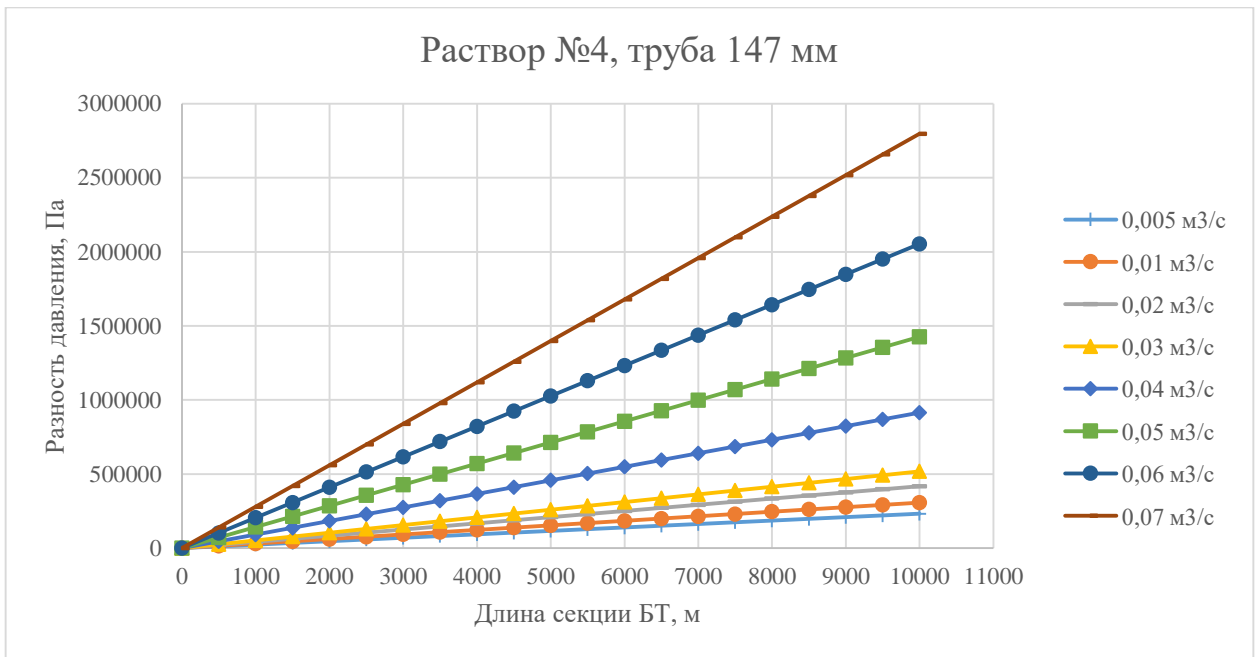


Рисунок 3.8 – Дополнительные потери по длине при использовании раствора №4 и труб 147 мм
(составлено автором)

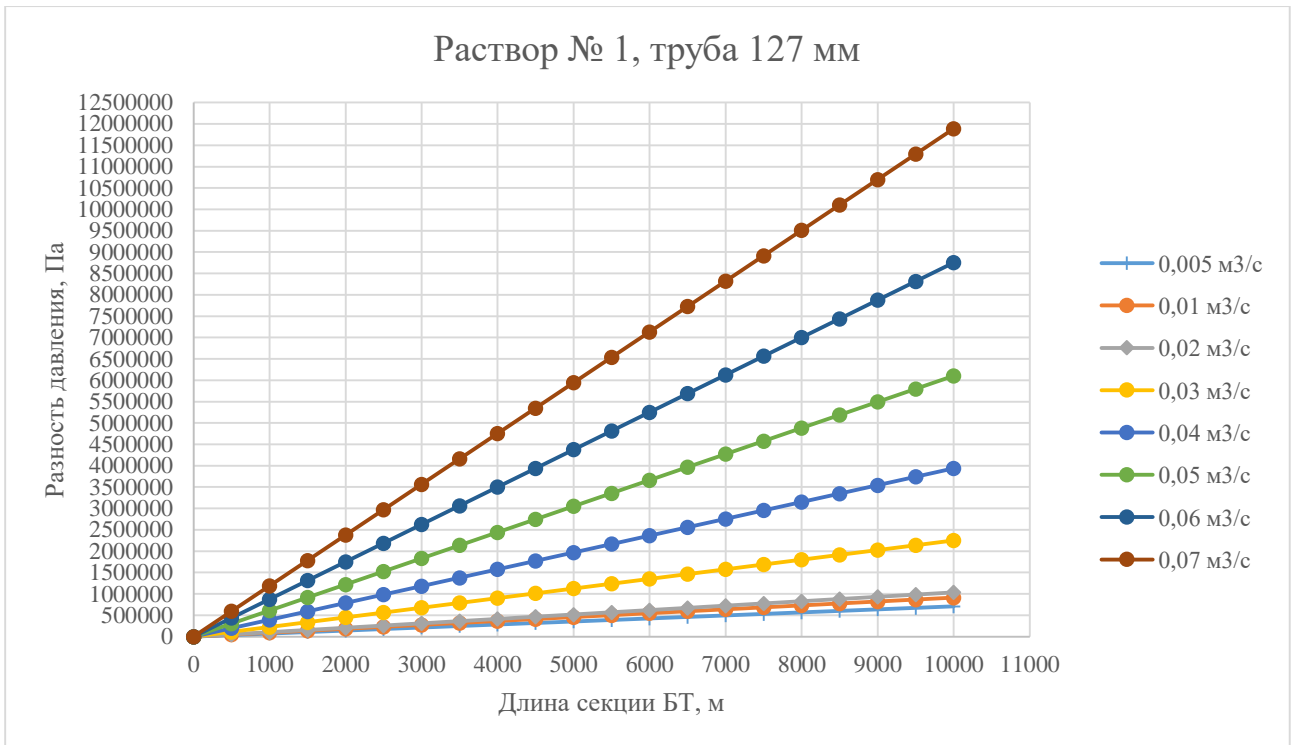


Рисунок 3.9 – Дополнительные потери по длине при использовании раствора №1 и труб 127 мм
(составлено автором)

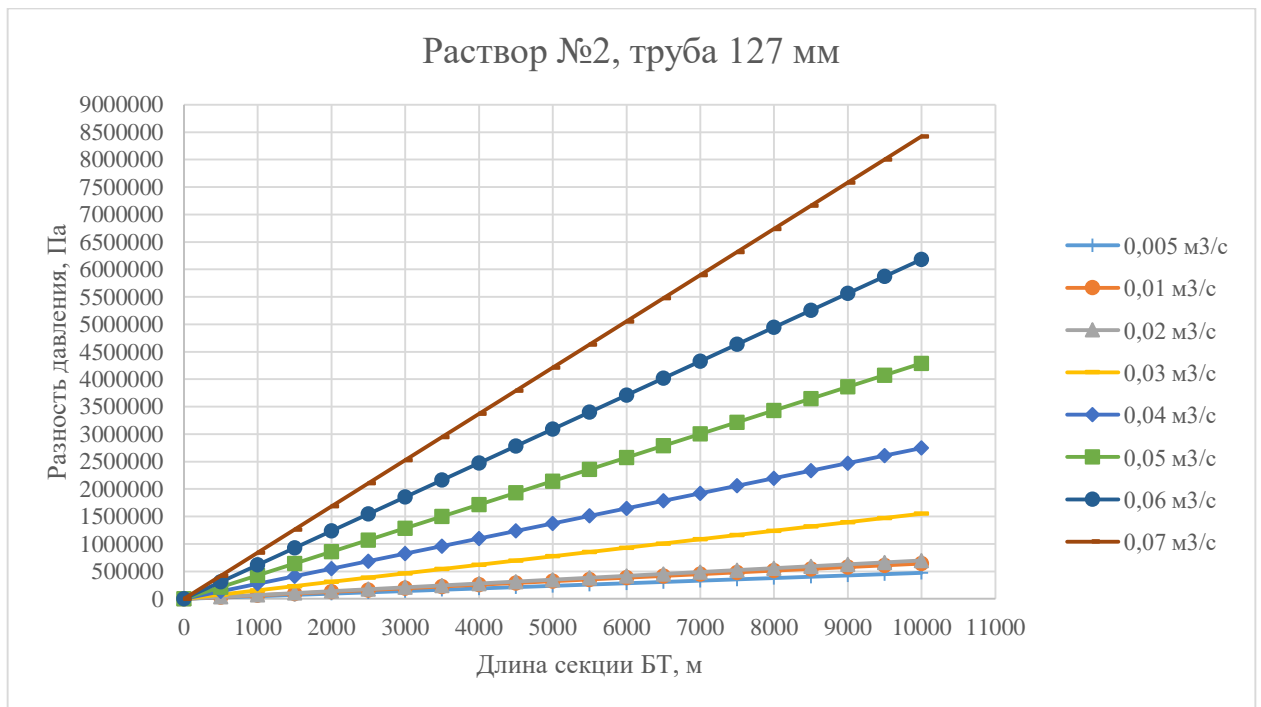


Рисунок 3.10 – Дополнительные потери по длине при использовании раствора №2 и труб 127 мм (составлено автором)

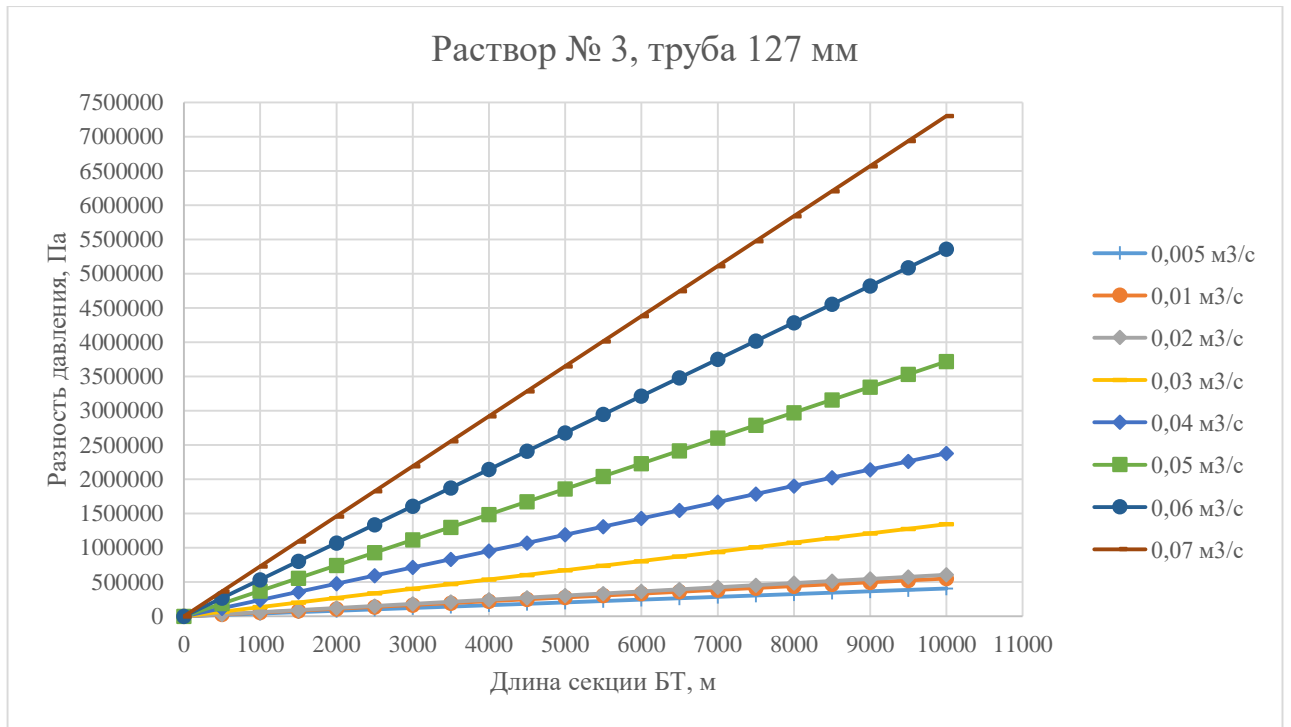


Рисунок 3.11 – Дополнительные потери по длине при использовании раствора №3 и труб 127 мм [15]

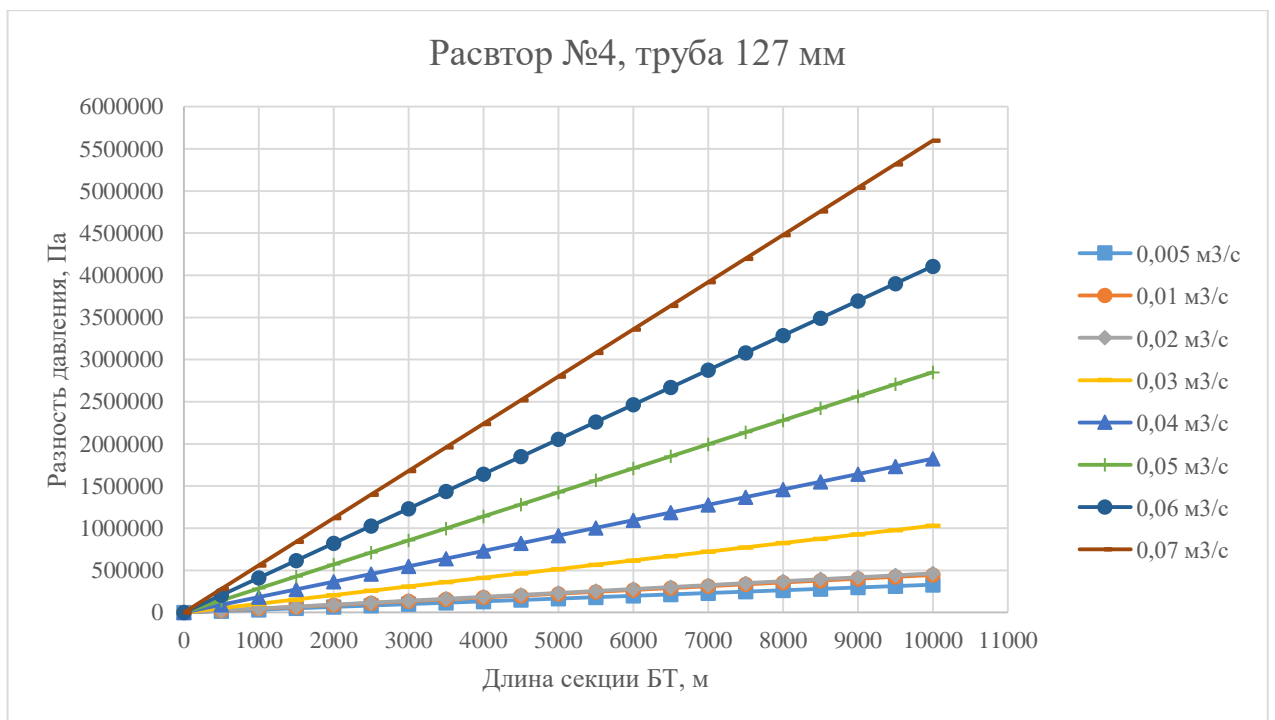


Рисунок 3.12 – Дополнительные потери по длине при использовании раствора №4 и труб 127 мм (составлено автором)

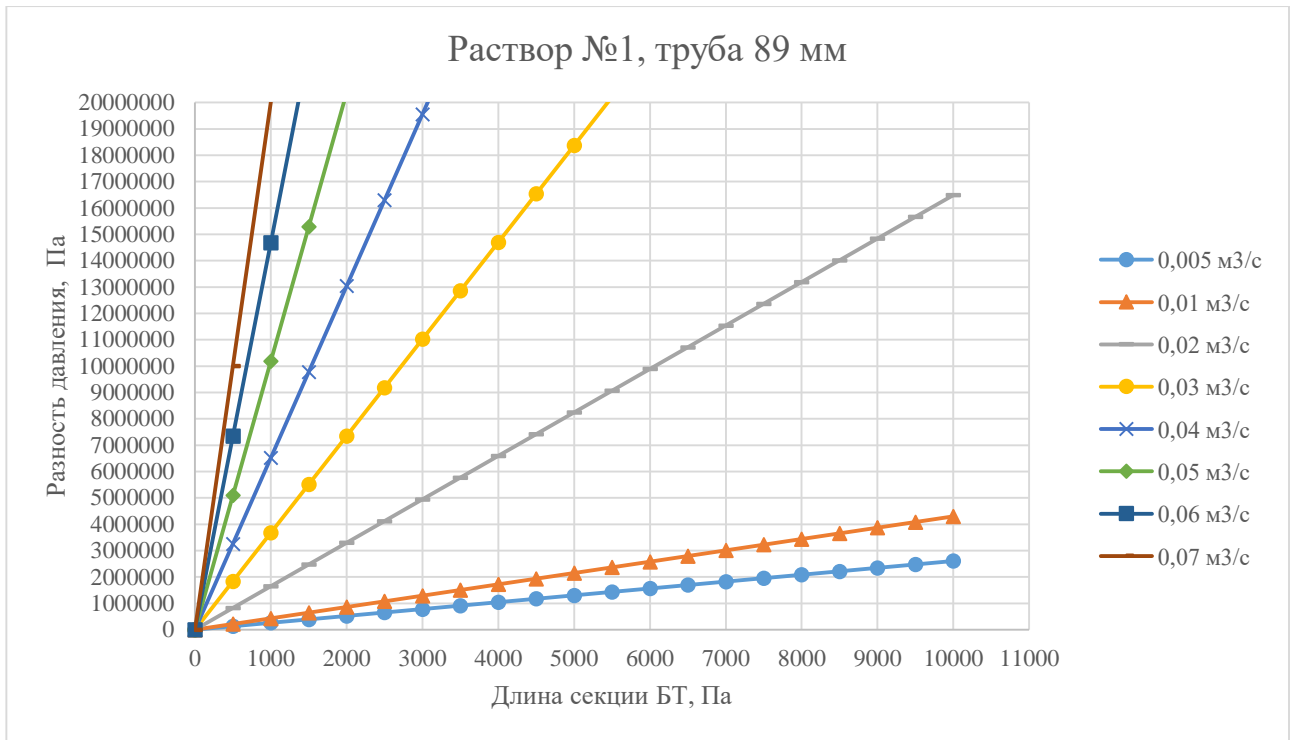


Рисунок 3.13 – Дополнительные потери по длине при использовании раствора №1 и труб 89 мм
(составлено автором)

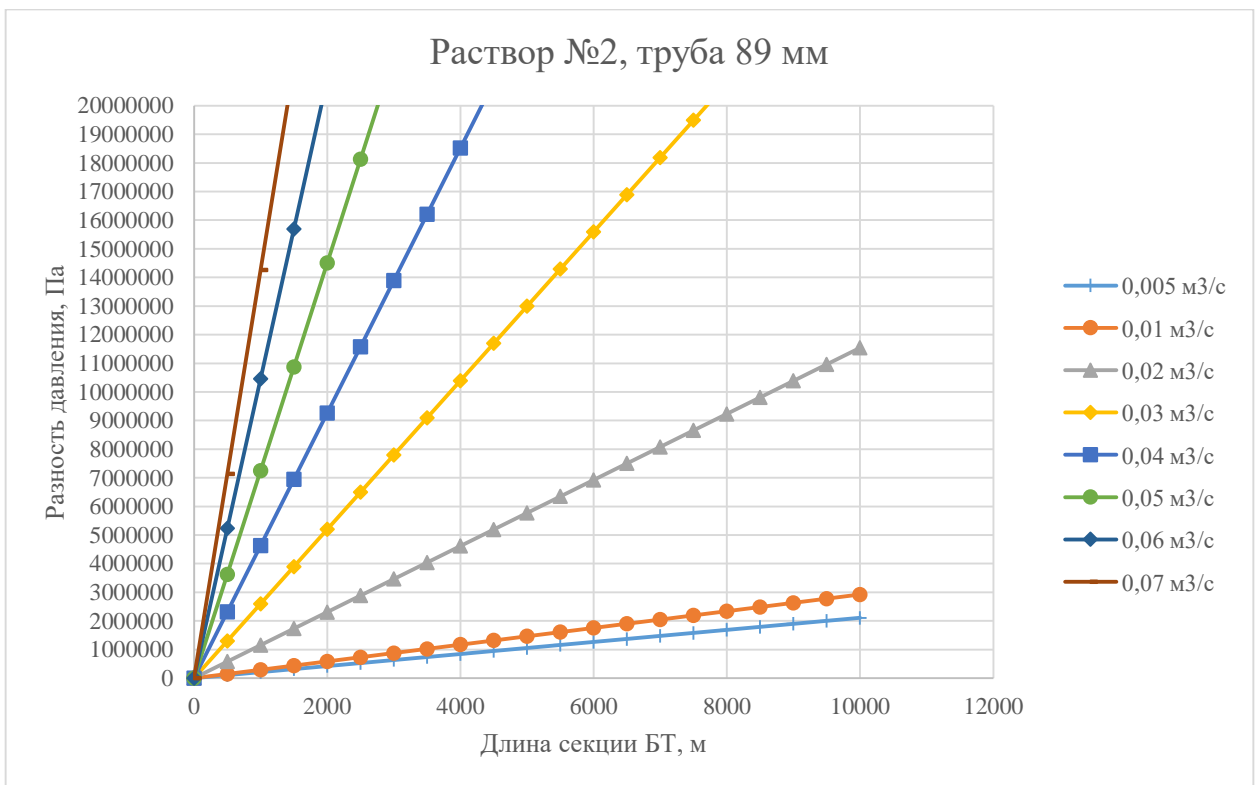


Рисунок 3.14 – Дополнительные потери по длине при использовании раствора №2 и труб 89 мм
(составлено автором)

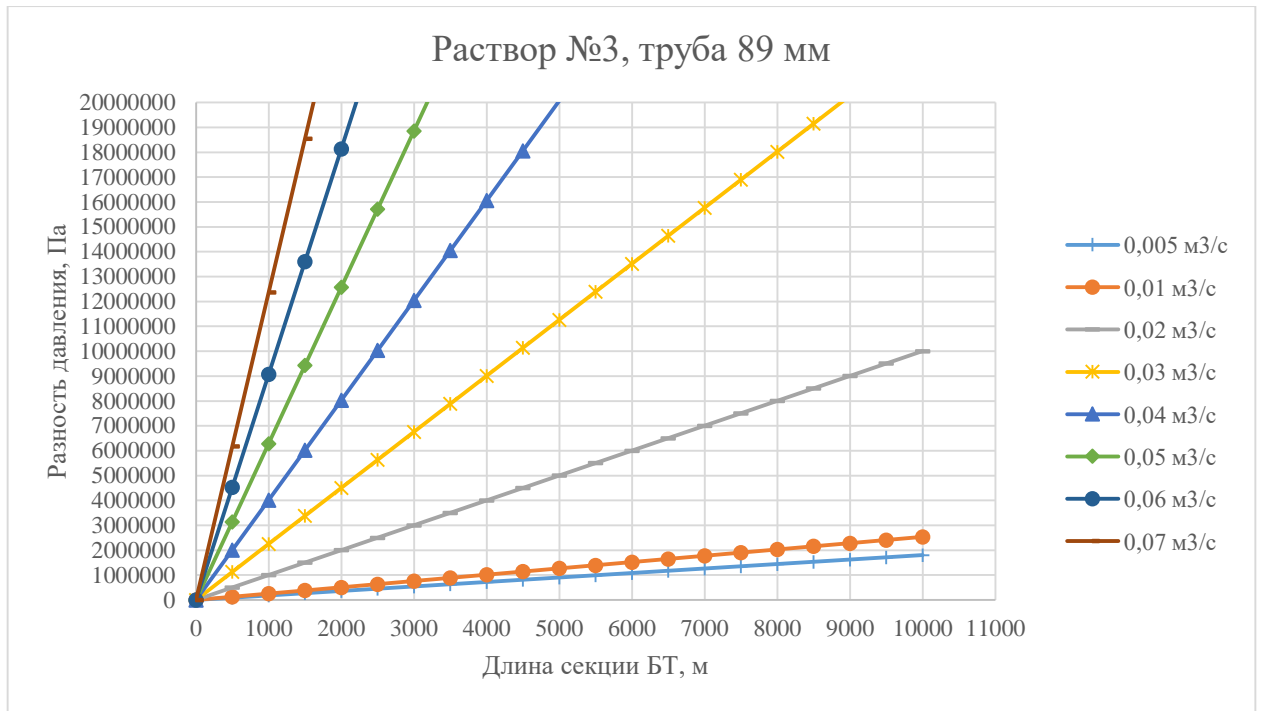


Рисунок 3.15 – Дополнительные потери по длине при использовании раствора №3 и труб 89 мм
(составлено автором)

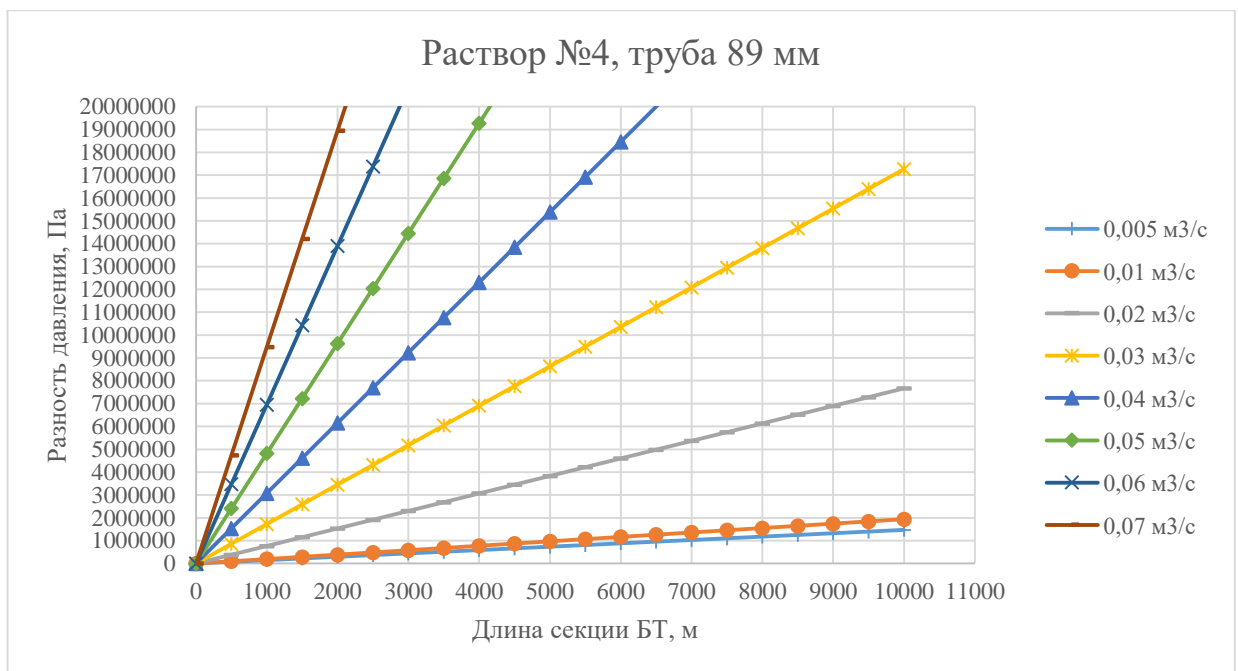


Рисунок 3.16 – Дополнительные потери по длине при использовании раствора №4 и труб 89 мм
(составлено автором)

Коннекторы секционированного кабеля будут создавать местные сопротивления. В расчетах наружный диаметр коннектора условно принимается равным двум диаметрам кабеля, так как при расчете линейных потерь давления использовался кабель диаметра 6,35 мм, тогда диаметр коннектора будет равен 12,7 мм. Суммарные местные потери для длины кабеля 4000 м представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Местные потери в Па на всех оптических коннекторах в кабеле длиной 4000 м [15]

Труба, мм	Раствор	Расход, л/с							
		5	10	20	30	40	50	60	70
147	1	9	36	143	322	572	893	1287	1751
	2	6	25	101	228	405	632	911	1240
	3	5	22	88	197	351	548	790	1075
	4	4	17	67	151	269	420	605	824
127	1	21	85	341	768	1365	2133	3071	4181
	2	15	60	242	544	966	1510	2174	2960
	3	13	52	209	471	838	1309	1885	2566
	4	10	40	160	361	642	1003	1444	1966
89	1	736	2943	11770	26483	47082	73565	105933	144187
	2	521	2083	8333	18748	33330	52078	74993	102073
	3	452	1806	7225	16257	28902	45159	65028	88511
	4	346	1384	5536	12455	22142	34597	49820	67811

Расчеты показывают, что наличие оптоволоконного кабеля малого диаметра не приводит к значительным дополнительным гидравлическим сопротивлениям. В протяженных скважинах возможно уменьшить диаметр до 1,6 мм, что снизит потери давления при бурении [15].

3.2 Результаты численных экспериментов исследования влияния разночастотных и разноамплитудных колебаний на устойчивость БК и ее закритическое состояние

На рисунке 3.17 приведён график зависимости осевого смещения торцевой точки бурильной трубы от времени в эксперименте без трения и без воздействия колебаний.

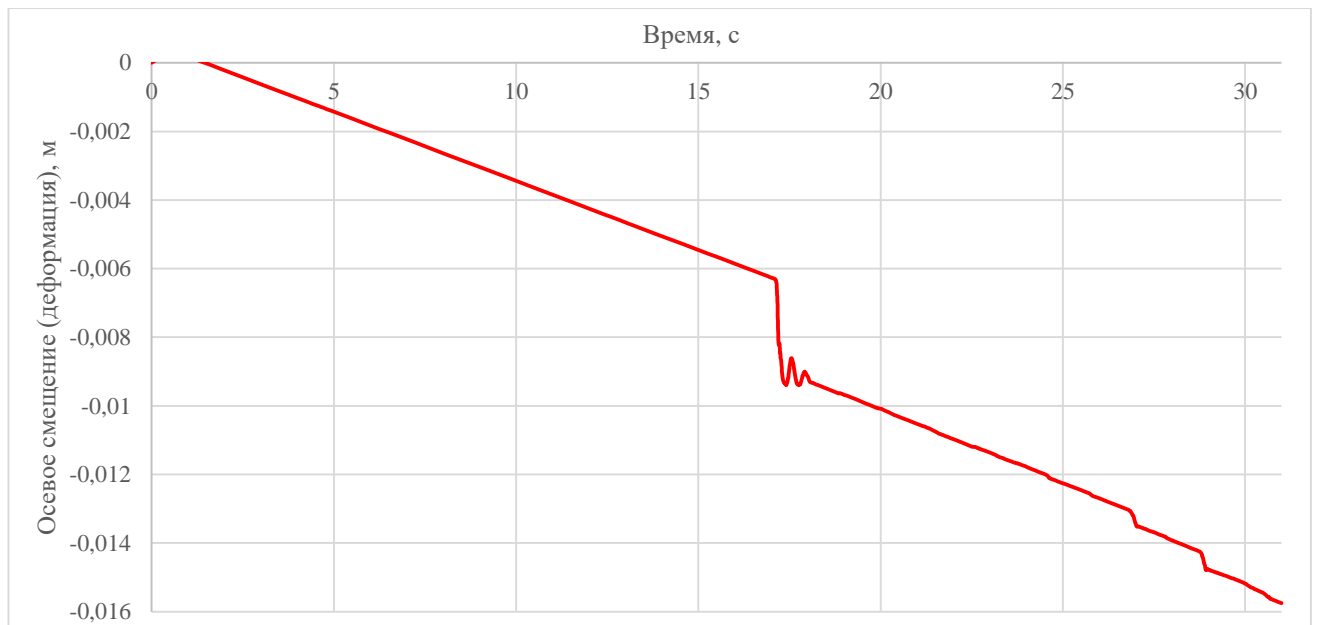


Рисунок 3.17 – График зависимости осевого смещения торца трубы от времени для референсного эксперимента без трения [76]

В интервале 17.13–17.14 с фиксируется резкий скачок деформации, свидетельствующий о потере устойчивости и переходе в другую устойчивую конфигурацию. В этот момент колонна испытывает синусоидальную форму изгиба, которая впоследствии трансформируется в

спиральную конфигурацию, что наглядно представлено на рисунках 3.18–3.20. Критическая нагрузка составляет 268 кН, что соответствует критической нагрузке, определенной по выражению 2.31 [76].

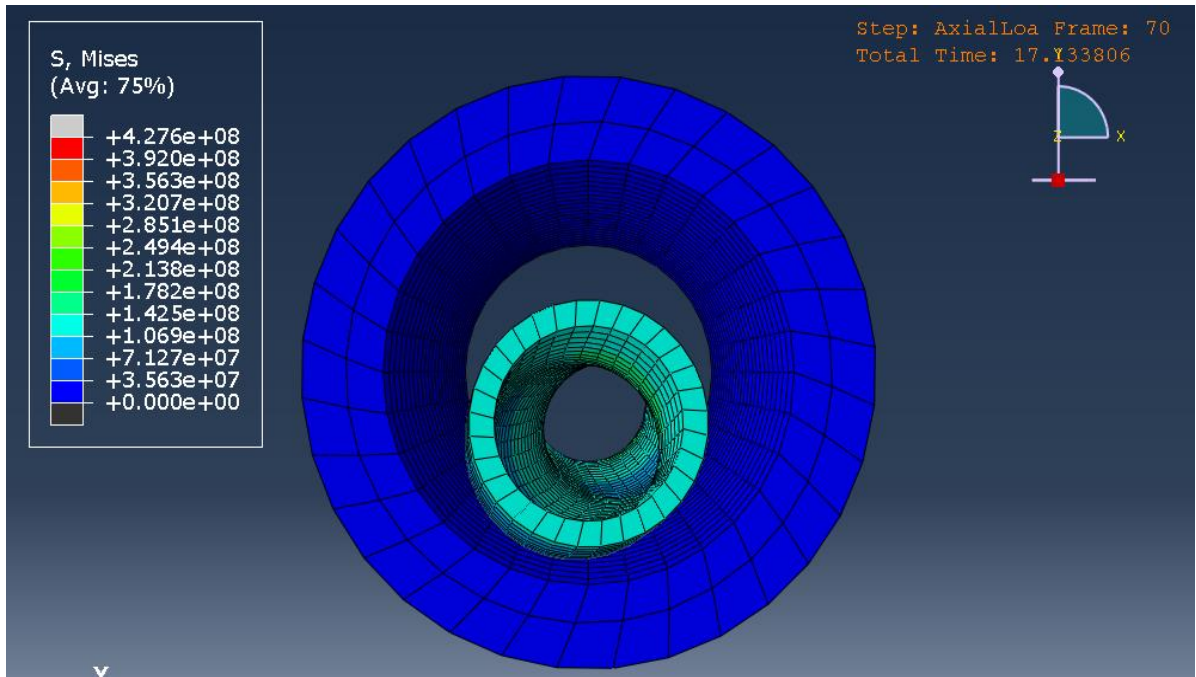


Рисунок 3.18 – Бурильная труба теряет «прямолинейную» форму устойчивости [76]

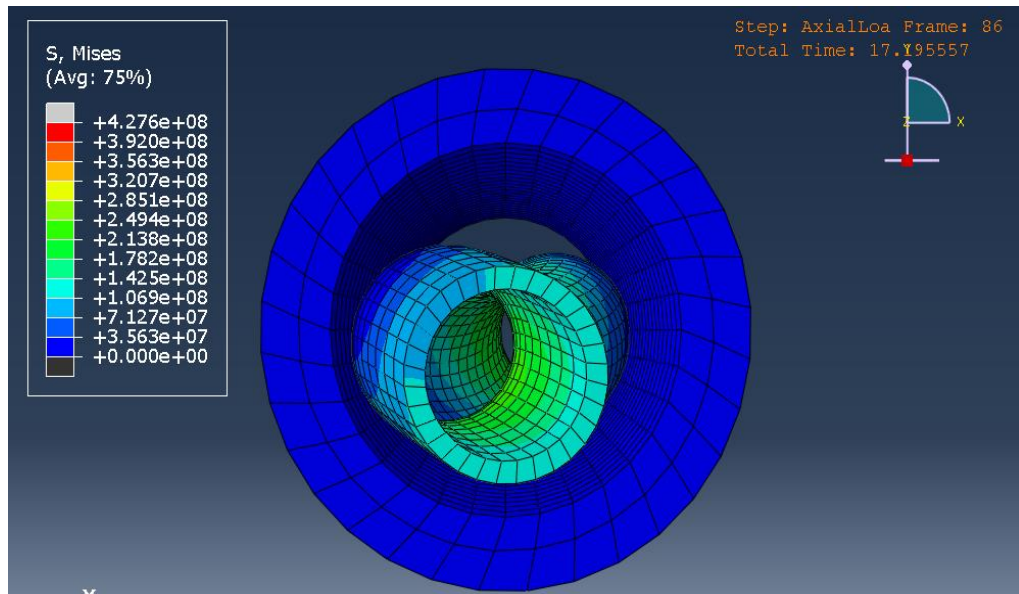


Рисунок 3.19 – Переходное состояние. Синусоидальная форма [76]

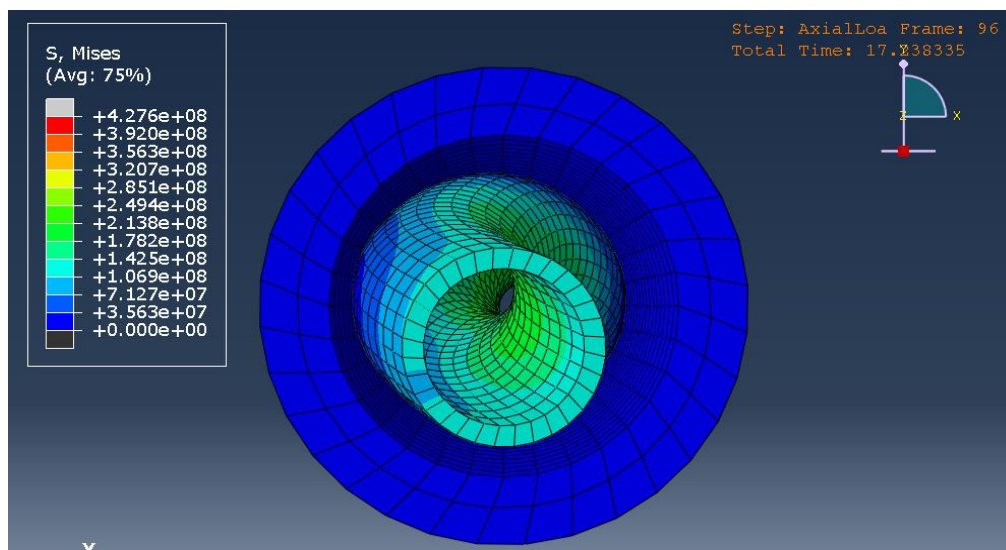


Рисунок 3.20 – Устойчивая спиральная форма [76]

На рисунке 3.21 показано смещение торца буровой трубы в зависимости от времени в эксперименте с трением без воздействия колебаний. Наблюдается линейная деформация, подчиняющаяся закону Гука (3.1), без потери устойчивости, что свидетельствует о стабилизирующем эффекте трения между колонной и стенкой скважины [76]:

$$\Delta l = \frac{F_{oc}L}{ES_{сеч}} = \frac{500000 \cdot 12}{2,1 \cdot 10^{11} \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (0,0889^2 - 0,0702^2)} = 0,012225 \text{ м} \quad (3.1)$$

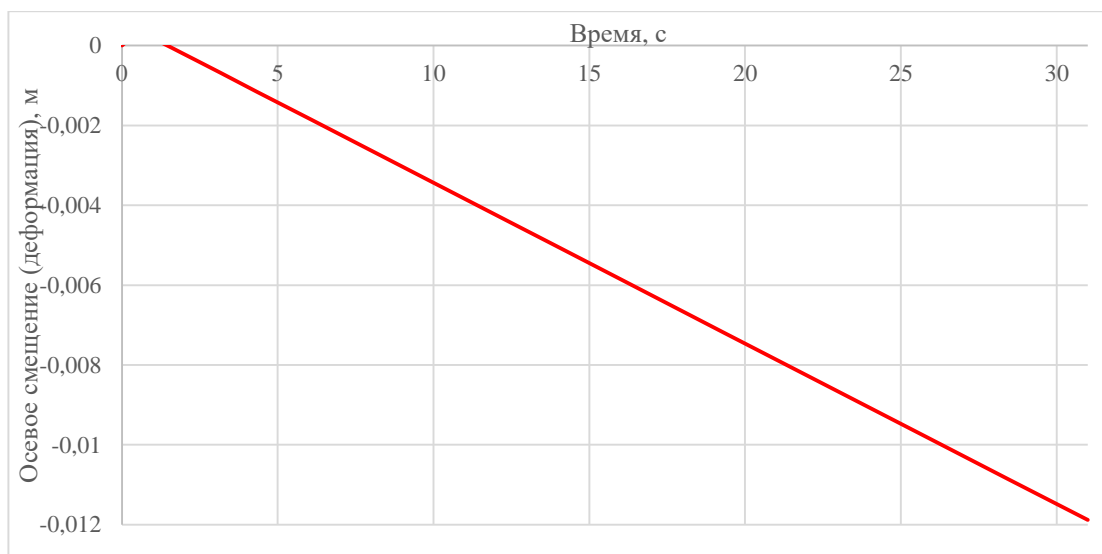


Рисунок 3.21 – График зависимости осевого смещения торца трубы от времени для референсного эксперимента с трением [76]

На рисунке 3.22 показана деформация трубы в конце эксперимента, стоит обратить внимание на прогиб из-за наличия буровых замков, который формирует изгибающие напряжения в инструменте и дополнительную силу прижатия на стенку скважины.

Это свидетельствует о необходимости учета коэффициента усиления напряжений на искривленных участках, а также изгибающий момент на прямолинейных участках для

корректного определения НДС и усталостного износа колонны при использовании гибких и гибридных моделей.

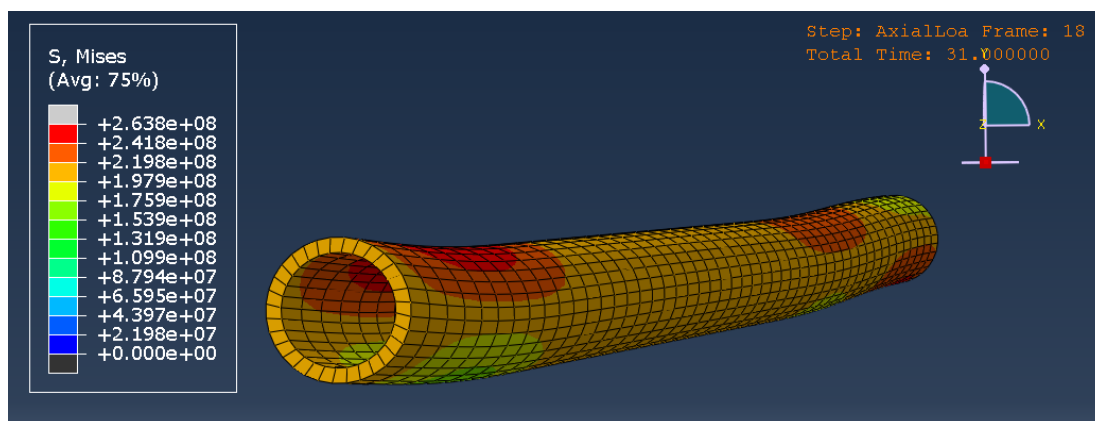


Рисунок 3.22 – Прогиб буровой трубы при осевом нагружении, наличии гравитации и наличии замков [76]

На рисунке 3.23 представлена проведенная серия экспериментов с осевыми колебаниями без трения колонны о стенки скважины. На рисунке 3.24 и в таблицах 3.5-3.6 представлены определенные критические нагрузки. Крестиками отмечены эксперименты, где не происходит потеря устойчивости. Почерком «-» отмечен расчет, где решение не было получено из-за отсутствия сходимости. В экспериментах, где наблюдается потеря устойчивости критическая нагрузка ниже, чем в референсном эксперименте. Четкой зависимости роста или снижения критической нагрузки в зависимости от частоты нет, наблюдается колебание критической нагрузки. Наибольшее снижение критической нагрузки наблюдается при колебаниях с амплитудой 80 кН и частотой 15 Гц, этот эксперимент также показывает не мгновенный переход в спиральную конфигурацию, состояние синусоидального изгиба растянуто во времени. Серия экспериментов показывает, что существуют диапазоны частот и амплитуд, где наблюдаются либо стабилизирующий, либо дестабилизирующий эффект [76].

Таблица 3.5 – Критические нагрузки синусоидального изгиба в экспериментах с осевыми колебаниями без трения буровой колонны о стенки скважины (составлено автором)

Частота, Гц	Амплитуда, кН			Среднеарифметическое значение критической нагрузки по частоте
	15	50	80	
1	>500000	222912	231635	318182
5	>500000	>500000	242472	414157
10	>500000	261555	248295	336617
15	>500000	>500000	133473	377824
30	>500000	>500000	257595	419198
35	>500000	264722	-	382361
Среднеарифметическое значение критической нагрузки по амплитуде	>500000	374865	222694	-

Таблица 3.6 – Критические нагрузки спирального изгиба в экспериментах с осевыми колебаниями без трения бурильной колонны о стенки скважины (составлено автором)

Частота, Гц	Амплитуда, кН			Среднеарифметическое значение критической нагрузки по частоте
	15	50	80	
1	>500000	225180	233145	319442
5	>500000	>500000	243455	414485
10	>500000	263337	250798	338045
15	>500000	>500000	193358	397786
30	>500000	>500000	258022	419341
35	>500000	265365	-	382683
«Среднеарифметическое» значение критической нагрузки по амплитуде	>500000	375647	235756	-

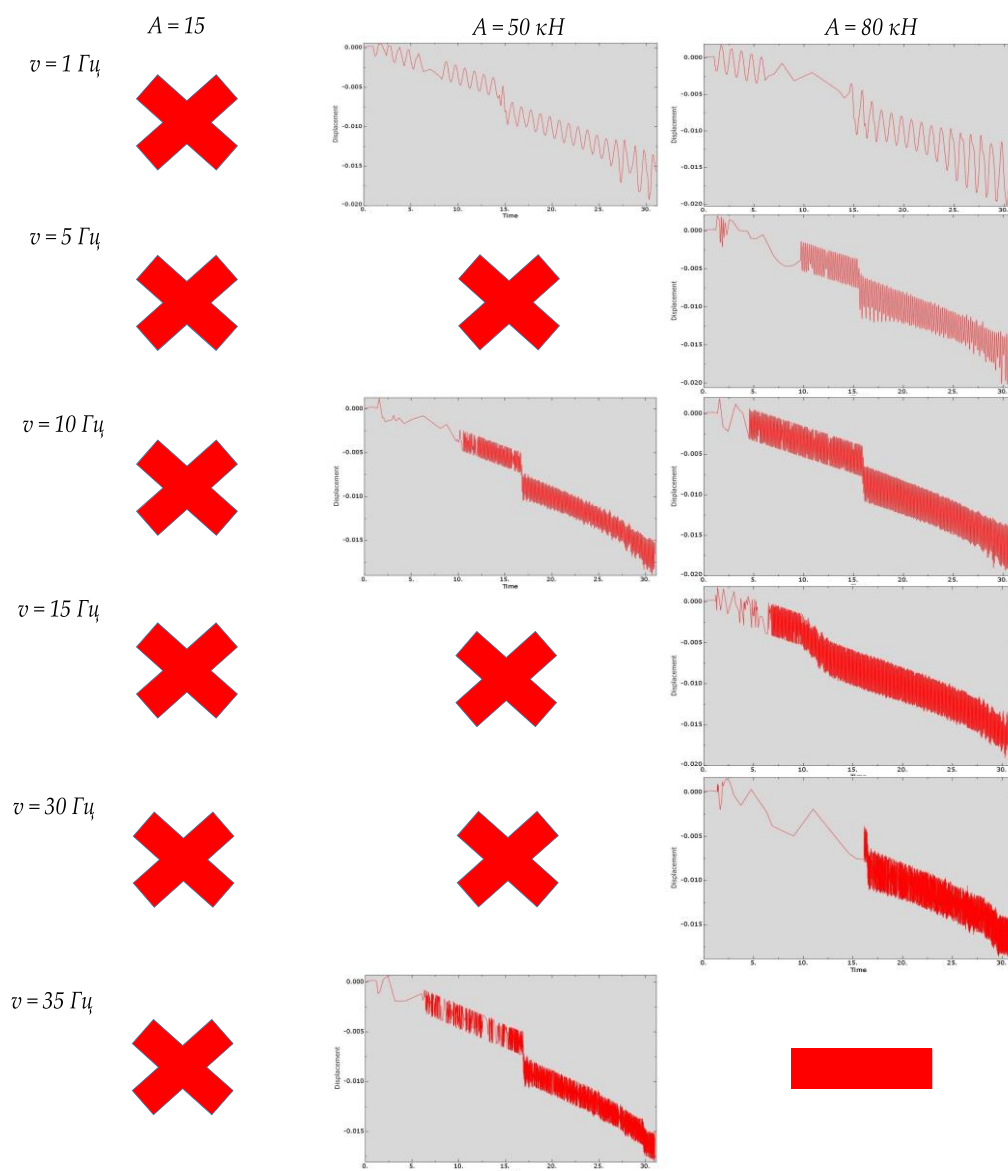


Рисунок 3.23 – Серия с осевыми колебаниями без трения колонны о стенки скважины [76]

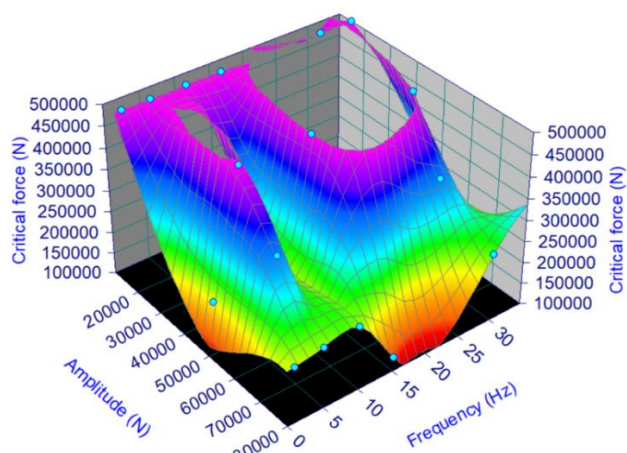


Рисунок 3.24 – Графическое отображение изменения критической нагрузки синусоидального изгиба при воздействии разночастотных и разноамплитудных осевых колебаний при отсутствии трения бурильной колонны о стенки скважины (составлено автором)

Так как эксперименты ограничивались осевой нагрузкой в 500 кН, критические нагрузки в экспериментах, где не наблюдалась потеря устойчивости, неизвестны, поэтому для отслеживания общей тенденции изменения критической нагрузки от частоты и амплитуды колебаний при расчете среднеарифметического значения было использовано значение 500 кН.

Проведенная серия экспериментов с осевыми колебаниями и трением колонны о стенки скважины представлена на рисунке 3.25. Определенные критические нагрузки представлены на рисунке 3.26 и в таблицах 3.7-3.8. При некоторых режимах частот и амплитуд колебаний наблюдается потеря устойчивости, то есть колебания позволили нивелировать стабилизирующий эффект трения. Практически во всех экспериментах кроме тех, где прикладывался уровень вибрационного воздействия 1 Гц, 80 кН, критическая нагрузка выше, чем в референсном эксперименте без трения. Также отсутствует четкая зависимость роста или падения критической нагрузки от частоты, критическая нагрузка колеблется. Наибольшие колебания критической нагрузки заметны при амплитуде 80 кН [76].

Таблица 3.7 – Критические нагрузки синусоидального изгиба в экспериментах с осевыми колебаниями и с трением бурильной колонны о стенки скважины (составлено автором)

Частота, Гц	Амплитуда, кН			Среднеарифметическое значение критической нагрузки по частоте
	15	50	80	
1	>500000	>500000	266447	422149
5	>500000	>500000	333107	444369
10	>500000	381253	389590	423614
15	382828	>500000	288707	390512
30	>500000	>500000	363828	454609
35	380283	>500000	414055	431446
Среднеарифметическое значение критической нагрузки по амплитуде	460519	480209	342622	-

Таблица 3.8 – Критические нагрузки спирального изгиба в экспериментах с осевыми колебаниями и с трением бурильной колонны о стенки скважины (составлено автором)

Частота, Гц	Амплитуда, кН			Среднеарифметическое значение критической нагрузки по частоте
	15	50	80	
1	>500000	>500000	267523	422508
5	>500000	>500000	333812	444604
10	>500000	381920	389977	423966
15	384638	>500000	289035	391224
30	>500000	>500000	364005	454668
35	381870	>500000	414862	432244
Среднеарифметическое значение критической нагрузки по амплитуде	461085	480320	343202	-

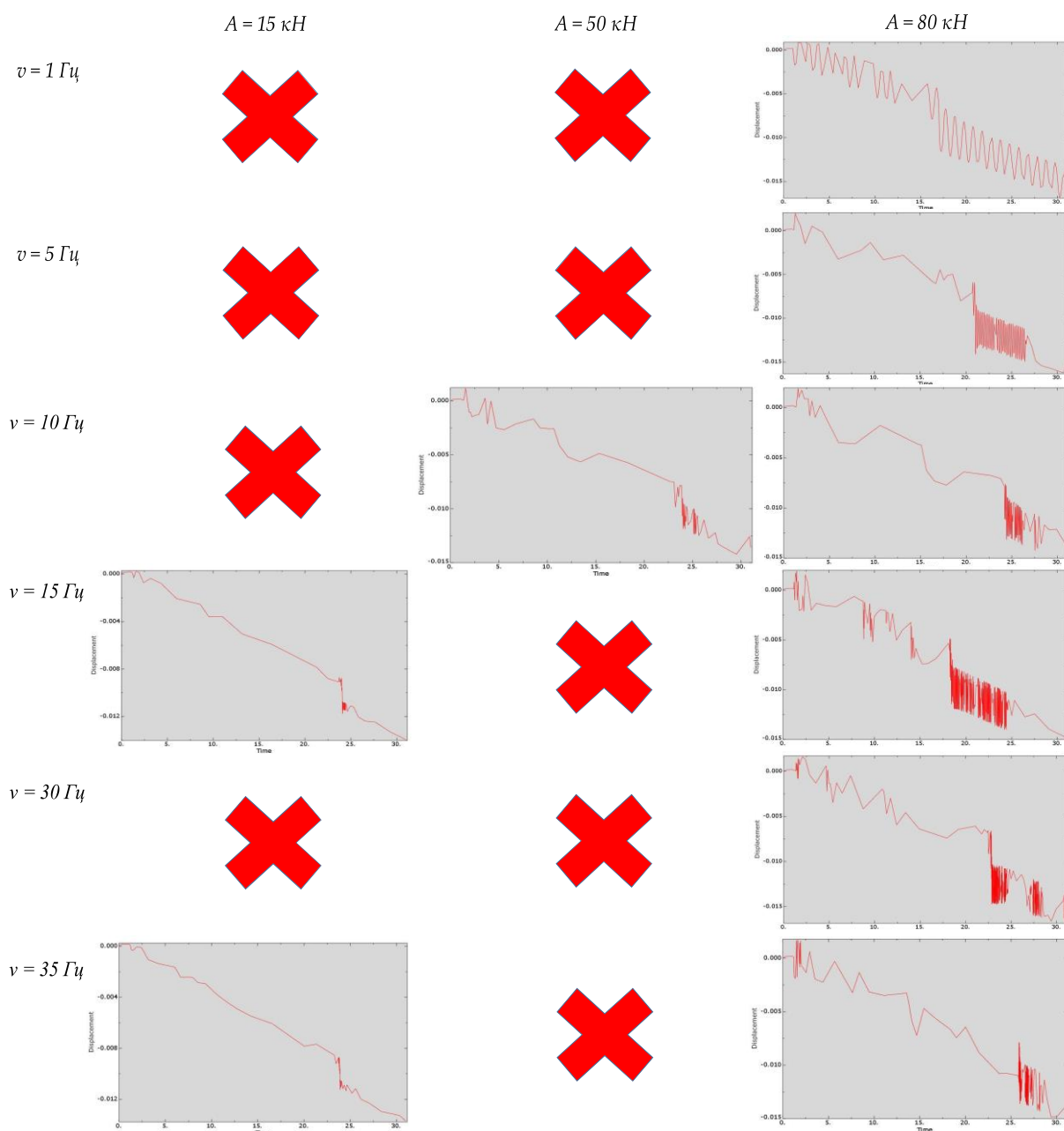


Рисунок 3.25 – Серия с осевыми колебаниями и трением колонны о стенки скважины [76]

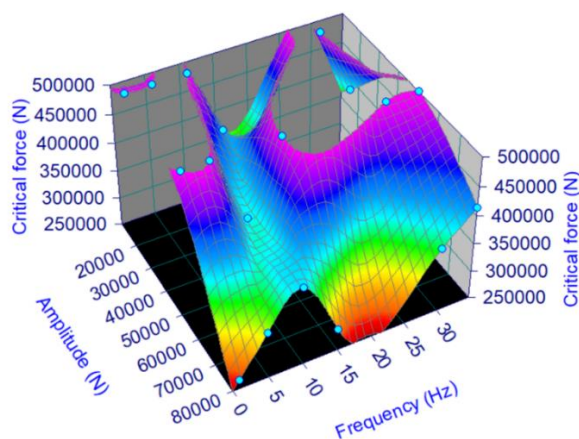


Рисунок 3.26 – Графическое отображение изменения критической нагрузки синусоидального изгиба при воздействии разночастотных и разноамплитудных осевых колебаний при наличии трения бурильной колонны о стенки скважины (составлено автором)

Серия экспериментом с боковыми колебаниями без трения представлена на рисунке 3.27. Определенные критические нагрузки представлены на рисунках 3.28-3.29 и в таблицах 3.9-3.10. Во всех экспериментах критическая нагрузка меньше, чем в референсном эксперименте без трения, наблюдается систематическое снижение критической нагрузки при увеличении амплитуды колебаний с 0,5g до 1,5 g, такое поведение можно объяснить ростом бокового прогиба колонны, которое приводит к преждевременной потере устойчивости. По аналогии с осевыми колебаниями наблюдаются зоны стабильности и нестабильности, то есть наблюдается колебание снижения критической нагрузки по сравнению с референсным экспериментом. Наименьшая критическая нагрузка фиксируется при частоте колебаний 1 Гц с амплитудами 0,5g и 1g и 5 Гц с амплитудой 1,5g, далее при росте частоты до 15-35 Гц критическая нагрузка растет и незначительно колеблется около некоторого среднего значения. Важно отметить, что существование синусоидального изгиба растянуто во времени особенно при колебаниях с низкой частотой [76].

Таблица 3.9 – Критические нагрузки синусоидального изгиба в экспериментах с боковыми колебаниями при отсутствии сил трения (составлено автором)

Частота, Гц	Амплитуда, g			Среднеарифметическое значение критической нагрузки по частоте
	0,5	1	1,5	
1	103415	78218	60888	80840
5	139249	156235	21159	105548
10	161102	120168	129864	137045
15	155020	147425	135832	146092
30	154353	157182	161058	157531
35	136648	145307	125589	135848
Среднеарифметическое значение критической нагрузки по амплитуде	141631	134089	105731	-

Таблица 3.10 - Критические нагрузки спирального изгиба в экспериментах с боковыми колебаниями при отсутствии сил трения (составлено автором)

Частота, Гц	Амплитуда, g			Среднеарифметическое значение критической нагрузки по частоте
	0,5	1	1,5	
1	181287	179948	179778	180338
5	175095	172987	194100	180727
10	179970	186920	179982	182291
15	181602	189153	174128	181628
30	182155	190672	172932	181919
35	185460	200732	182102	189431
Среднеарифметическое значение критической нагрузки по амплитуде	180928	186735	180504	-

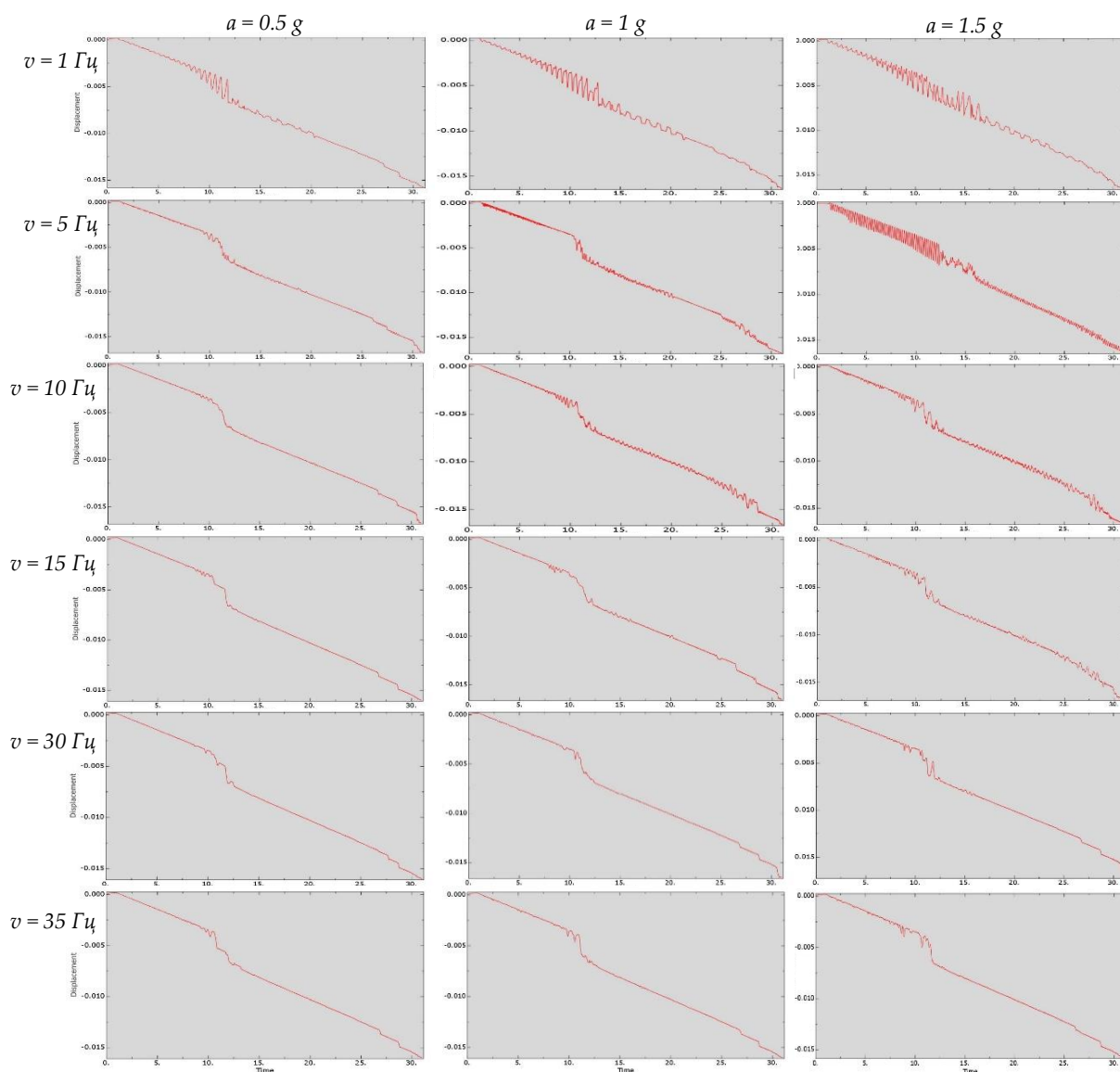


Рисунок 3.27 – Серия экспериментов с боковыми колебаниями при отсутствии трения БК о ствол скважины [76]

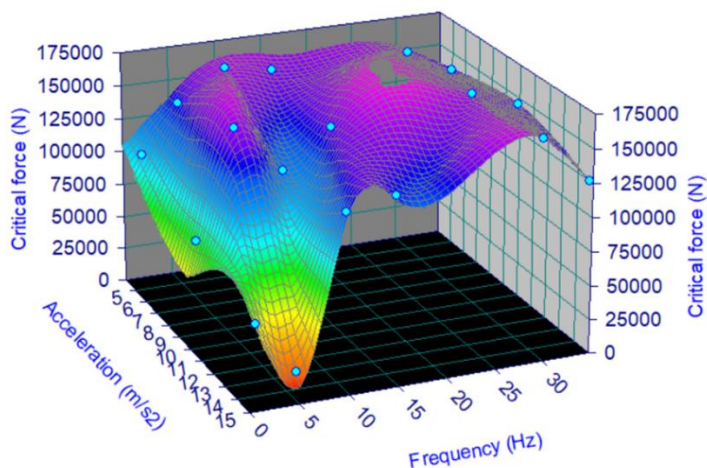


Рисунок 3.28 – Графическое отображение изменения критической нагрузки синусоидального изгиба при воздействии разночастотных и разноамплитудных боковых колебаний при отсутствии трения бурильной колонны о стенки скважины (составлено автором)

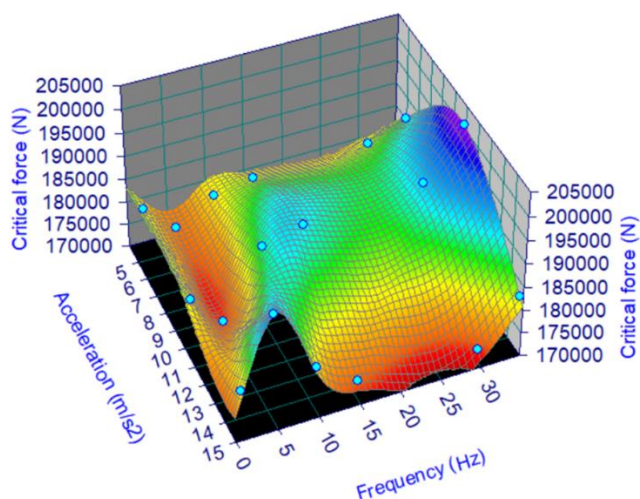


Рисунок 3.29 – Графическое отображение изменения критической нагрузки спирального изгиба при воздействии разночастотных и разноамплитудных боковых колебаний при отсутствии трения бурильной колонны о стенки скважины (составлено автором)

Серия экспериментов с боковыми колебаниями с трением представлена на рисунке 3.30. Определенные критические нагрузки представлены на рисунках 3.31-3.32 и в таблицах 3.11-3.12. В отличие от серии экспериментов без трения в этой серии выражены колебания критической нагрузки. Наиболее выражены колебания при амплитуде ускорения 0,5g, колебания уменьшаются и становятся сравнительно незначительными с увеличением амплитуды до 1,5g. При изменении амплитуды колебаний может происходить смещение по частоте зон неустойчивости. Например, локальная неустойчивая зона в высокочастотной области при амплитуде колебаний 0,5g наблюдается при частоте 30 Гц, в то время как при амплитуде 1g – при частоте 35 Гц [76].

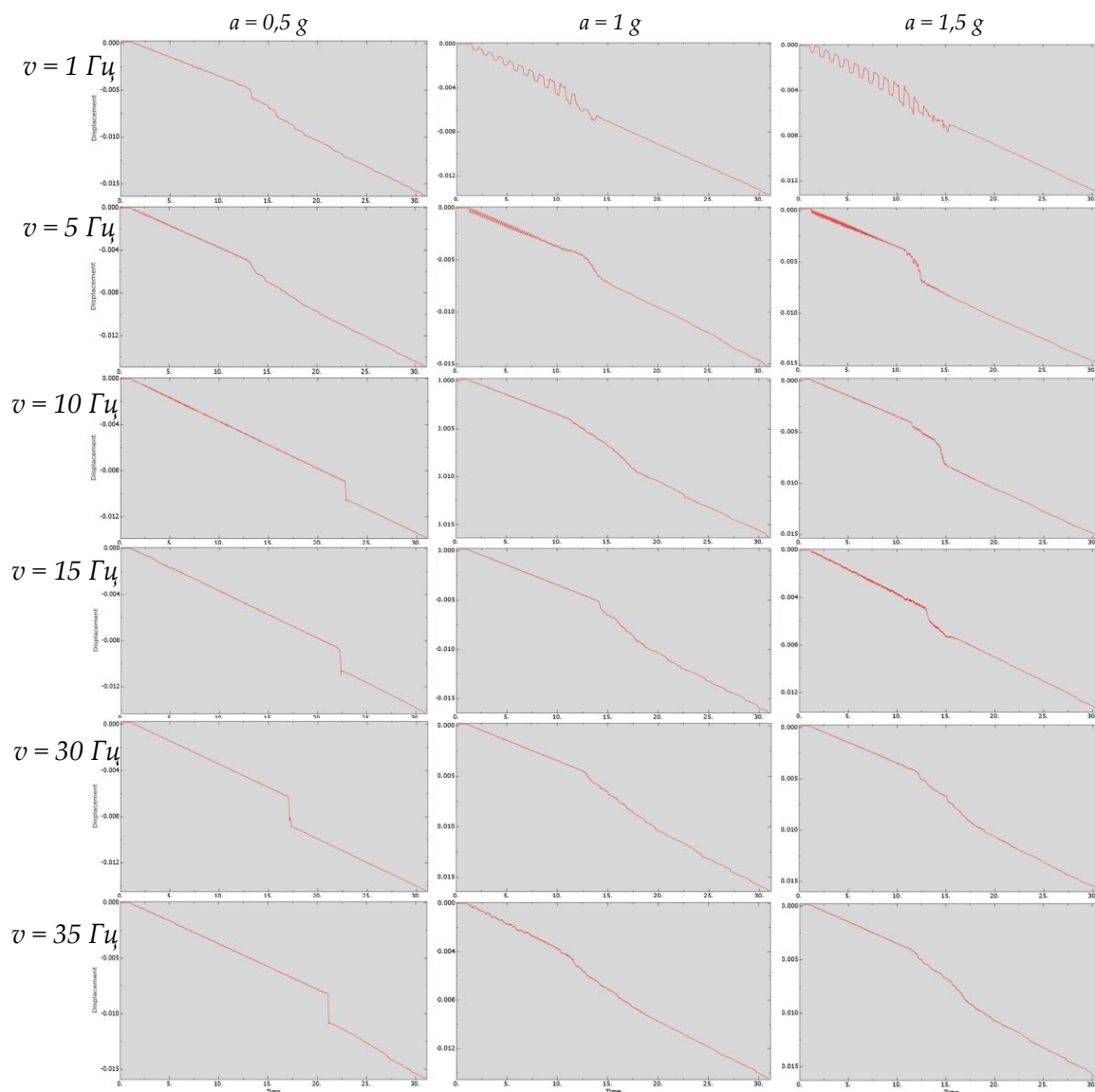


Рисунок 3.30 – Серия экспериментов с боковыми колебаниями при наличии трения БК о стенки скважины [76]

Таблица 3.11 – Критические нагрузки синусоидального изгиба в экспериментах с боковыми колебаниями при наличии сил трения (составлено автором)

Частота, Гц	Амплитуда, g			Среднеарифметическое значение критической нагрузки по частоте
	0,5	1	1,5	
1	202745	133762	60944	132484
5	203002	169742	162780	178508
10	361405	169987	174112	235168
15	353722	218065	199990	257259
30	266958	193403	185343	215235
35	335175	150252	177075	220834
Среднеарифметическое значение критической нагрузки по амплитуде	287168	172535	160041	-

Таблица 3.12 – Критические нагрузки спирального изгиба в экспериментах с боковыми колебаниями при наличии сил трения (составлено автором)

Частота, Гц	Амплитуда, g			Среднеарифметическое значение критической нагрузки по частоте
	0,5	1	1,5	
1	361180	228872	181570	257207
5	378265	226237	202200	268901
10	364265	282570	230513	292449
15	357142	295378	242380	298300
30	271610	310203	298498	293437
35	336677	324667	261400	307581
Среднеарифметическое значение критической нагрузки по амплитуде	344856	277988	236094	-

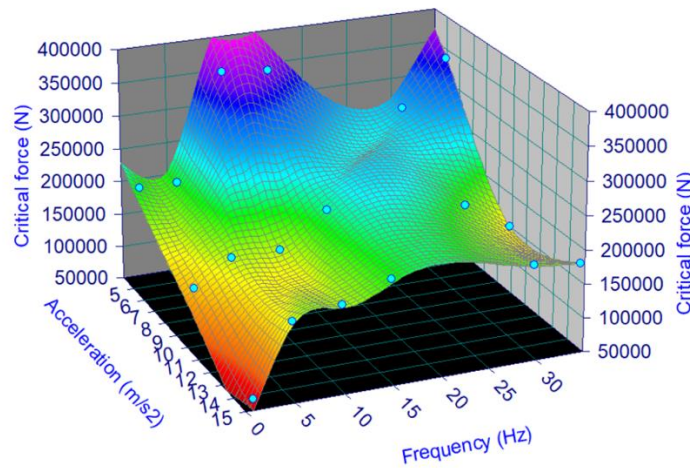


Рисунок 3.31 – Графическое отображение изменения критической нагрузки синусоидального изгиба при воздействии разночастотных и разноамплитудных боковых колебаний при наличии трения бурильной колонны о стенки скважины (составлено автором)

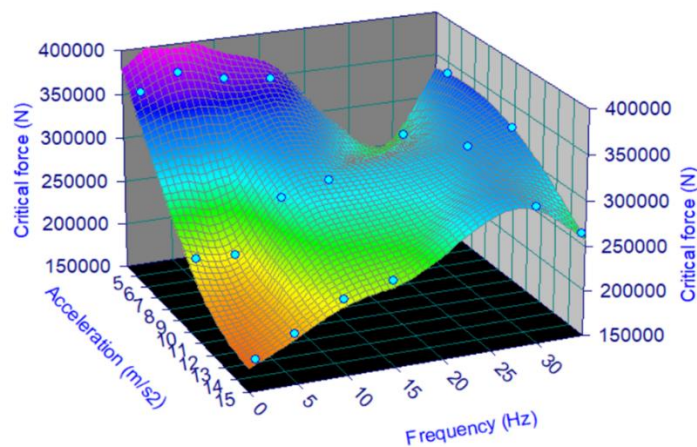


Рисунок 3.32 – Графическое отображение изменения критической нагрузки спирального изгиба при воздействии разночастотных и разноамплитудных боковых колебаний при наличии трения бурильной колонны о стенки скважины (составлено автором)

На рисунке 3.33 представлена серия экспериментов с вертикальными колебаниями без трения БК о стенки скважины. Определенные критические нагрузки представлены на рисунках 3.34-3.35 и в таблицах 3.13-3.14. Практически во всех экспериментах с амплитудой ускорения 0,5-1g не наблюдается потеря устойчивости, при амплитуде 1g и частоте 5 Гц критическая нагрузка высока. Потеря устойчивости и значительное снижение критической нагрузки наблюдается при амплитуде 1,5 g, которая позволяет нивелировать стабилизирующий эффект от гравитации. В серии также наблюдаются колебания критической нагрузки и зоны стабильности и нестабильности, как и в предыдущих экспериментах [76].

Таблица 3.13 – Критические нагрузки синусоидального изгиба в экспериментах с вертикальными колебаниями при отсутствии трения буровой колонны о стенки скважины (составлено автором)

Частота, Гц	Амплитуда, g			Среднеарифметическое значение критической нагрузки по частоте
	0,5	1	1,5	
1	>500000	>500000	41786	347262
5	>500000	465208	236118	400442
10	>500000	>500000	218000	406000
15	>500000	>500000	387668	462556
30	>500000	>500000	>500000	>500000
35	>500000	>500000	419943	473314
Среднеарифметическое значение критической нагрузки по амплитуде	>500000	494201	300586	-

Таблица 3.14 – Критические нагрузки спирального изгиба в экспериментах с вертикальными колебаниями при отсутствии трения буровой колонны о стенки скважины (составлено автором)

Частота, Гц	Амплитуда, g			Среднеарифметическое значение критической нагрузки по частоте
	0,5	1	1,5	
1	>500000	>500000	170698	390233
5	>500000	467440	238032	401824
10	>500000	>500000	220538	406846
15	>500000	>500000	389163	463054
30	>500000	>500000	>500000	>500000
35	>500000	>500000	422472	474157
Среднеарифметическое значение критической нагрузки по амплитуде	>500000	494573	323484	-

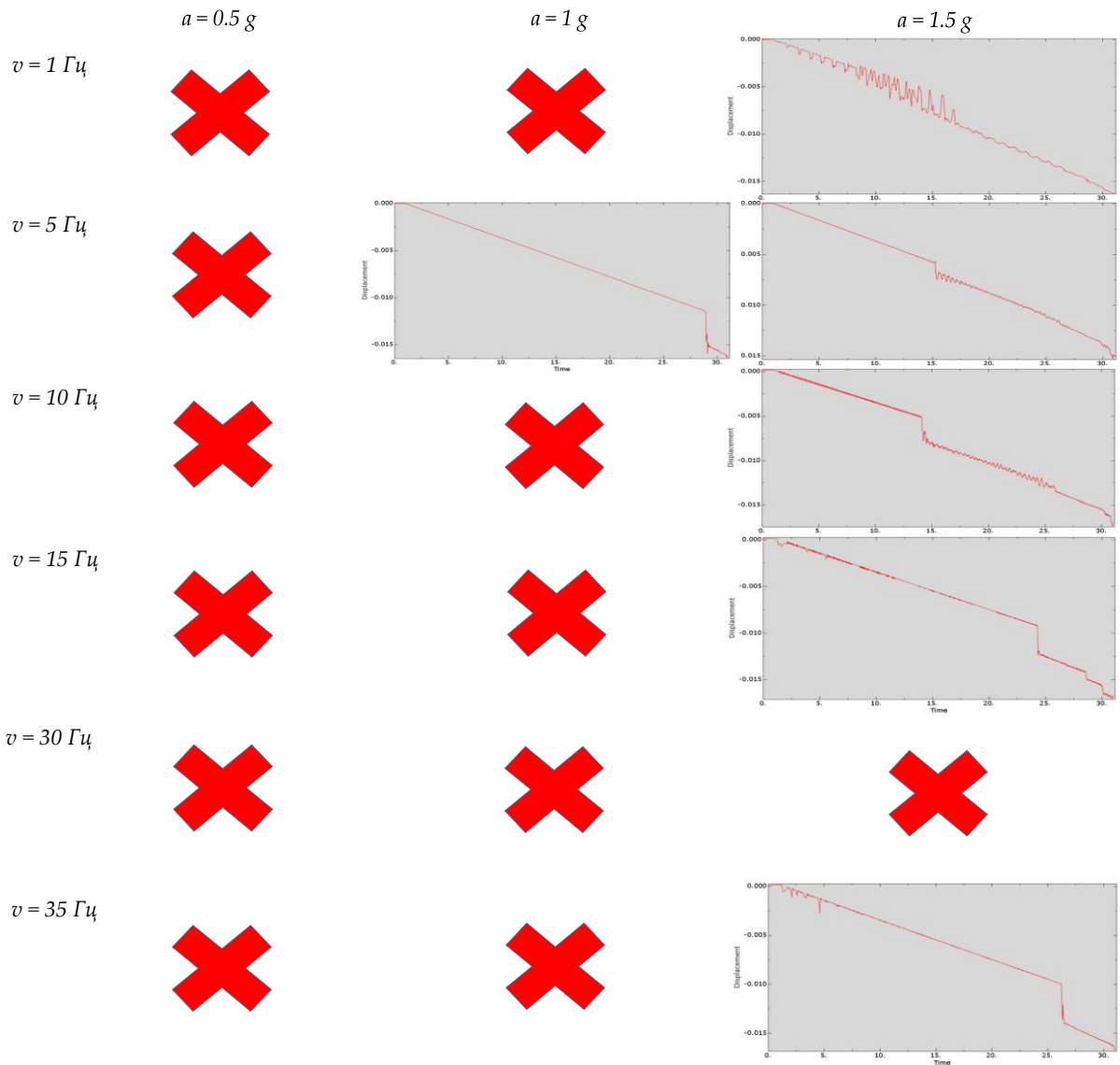


Рисунок 3.33 – Серия экспериментов с вертикальными колебаниями без трения БК о стенки скважин [76]

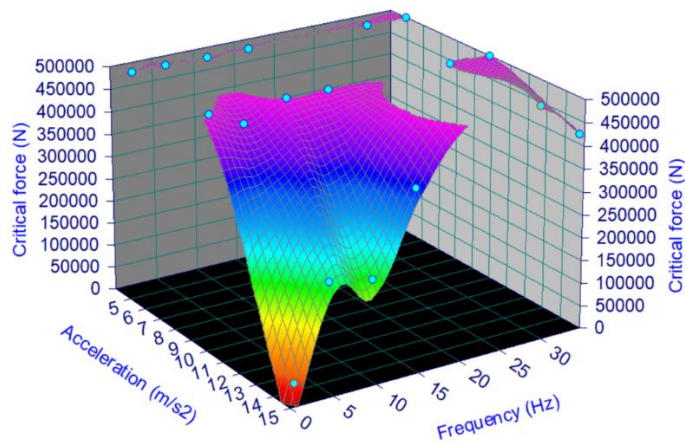


Рисунок 3.34 – Графическое отображение изменения критической нагрузки синусоидального изгиба при воздействии разночастотных и разноамплитудных вертикальных колебаний при отсутствии трения бурильной колонны о стенки скважины (составлено автором)

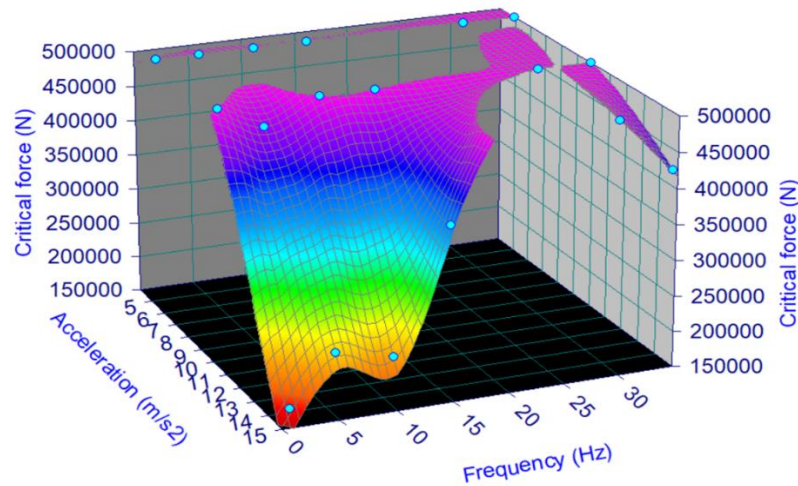


Рисунок 3.35 – Графическое отображение изменения критической нагрузки спирального изгиба при воздействии разночастотных и разноамплитудных вертикальных колебаний при отсутствии трения бурильной колонны о стенки скважины (составлено автором)

Серия экспериментов с вертикальными колебаниями с трением представлена на рисунке 3.36. Определенные критические нагрузки представлены на рисунках 3.37-3.38 и в таблицах 3.15-3.16. Также как и в серии экспериментов без трения, при амплитуде колебаний 0,5-1g не наблюдается потеря устойчивости, при амплитуде колебаний 1g и частоте 5 Гц критическая нагрузка высока. Линии смещения торца от осевой нагрузки сглажены, так как трение снижает колебания колонны в закритическом состоянии. Практически во всех экспериментах наблюдается снижение критической нагрузки по сравнению с серией с вертикальными колебаниями без трения, что является парадоксальным, так как предыдущие остальные серии показывают стабилизирующий эффект трения. Предположительно, такой эффект существует в связи с задержкой подъема колонны в сочетании с постоянно растущей осевой нагрузкой, что приводит к формированию локальных зон с высокими напряжениями, позволяющими выйти колонне из состояния равновесия [76].

Таблица 3.15 – Критические нагрузки синусоидального изгиба в экспериментах с вертикальными колебаниями при наличии сил трения (составлено автором)

Частота, Гц	Амплитуда, g			Среднеарифметическое значение критической нагрузки по частоте
	0,5	1	1,5	
1	>500000	>500000	33544	344515
5	>500000	406073	146780	350951
10	>500000	>500000	206213	402071
15	>500000	>500000	398662	466221
30	>500000	>500000	>500000	>500000
35	>500000	>500000	129899	376633
Среднеарифметическое значение критической нагрузки по амплитуде	>500000	484346	235850	-

Таблица 3.16 – Критические нагрузки спирального изгиба в экспериментах с вертикальными колебаниями при наличии сил трения (составлено автором)

Частота, Гц	Амплитуда, g			Среднеарифметическое значение критической нагрузки по частоте
	0,5	1	1,5	
1	>500000	>500000	199903	399968
5	>500000	407628	197367	368332
10	>500000	>500000	219848	406616
15	>500000	>500000	401238	467079
30	>500000	>500000	>500000	>500000
35	>500000	>500000	270732	423577
Среднеарифметическое значение критической нагрузки по амплитуде	>500000	484605	298181	-

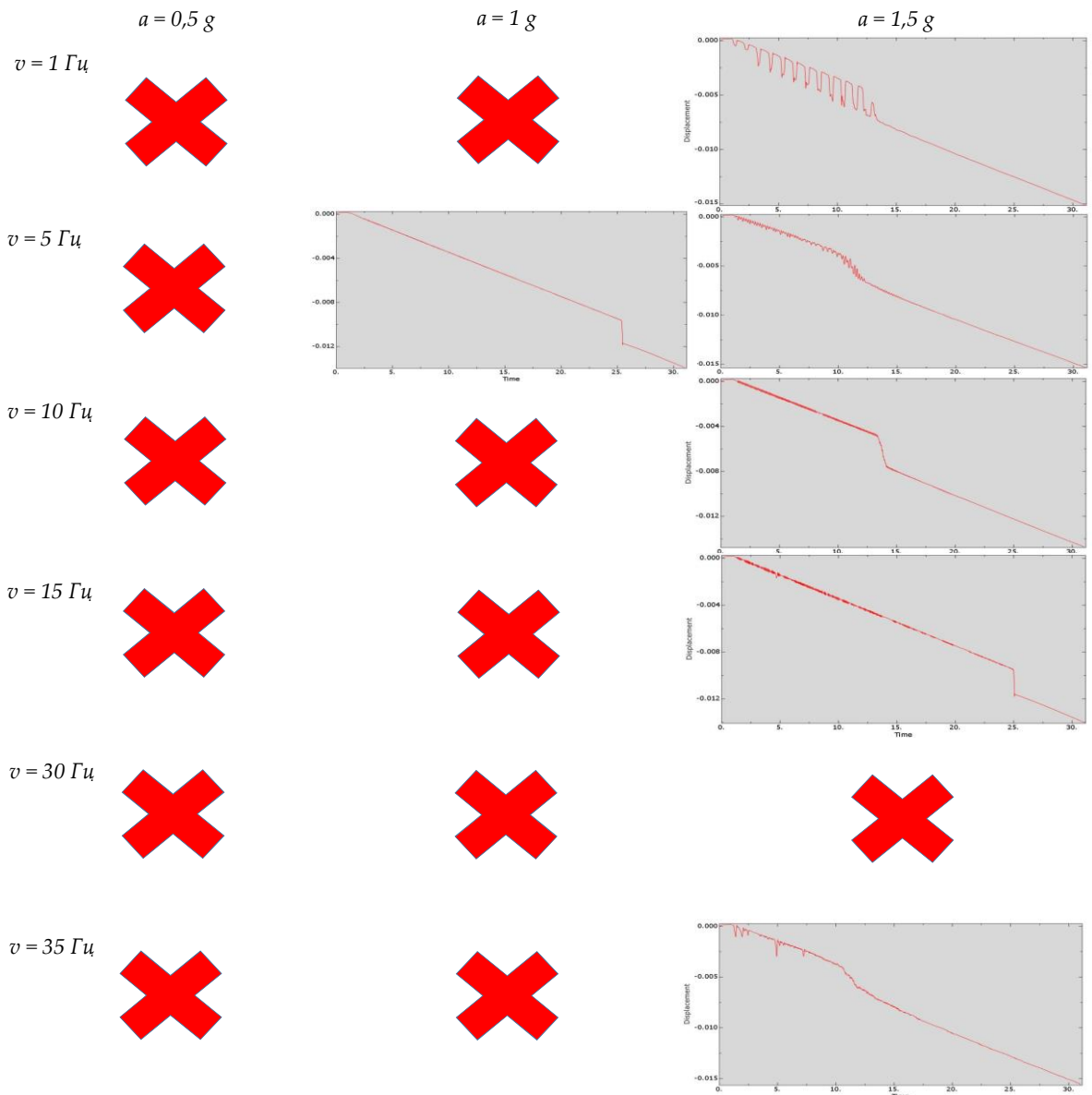


Рисунок 3.36 – Серия экспериментов с вертикальными колебаниями с трением БК о стенки скважины [76]

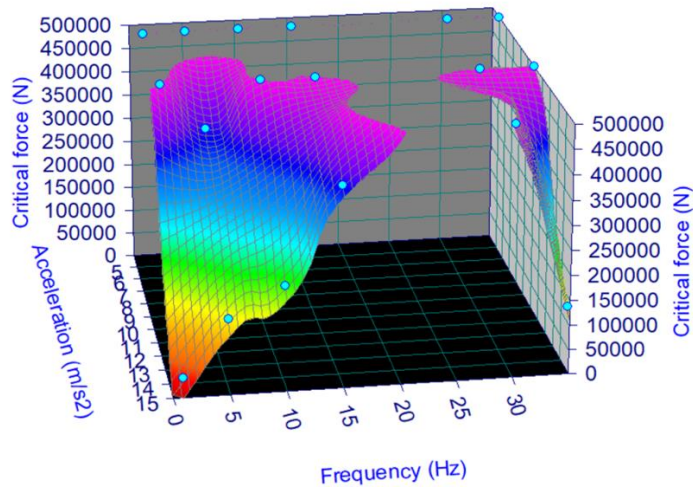


Рисунок 3.37 – Графическое отображение изменения критической нагрузки синусоидального изгиба при воздействии разночастотных и разноамплитудных вертикальных колебаний при наличии трения бурильной колонны о стенки скважины (составлено автором)

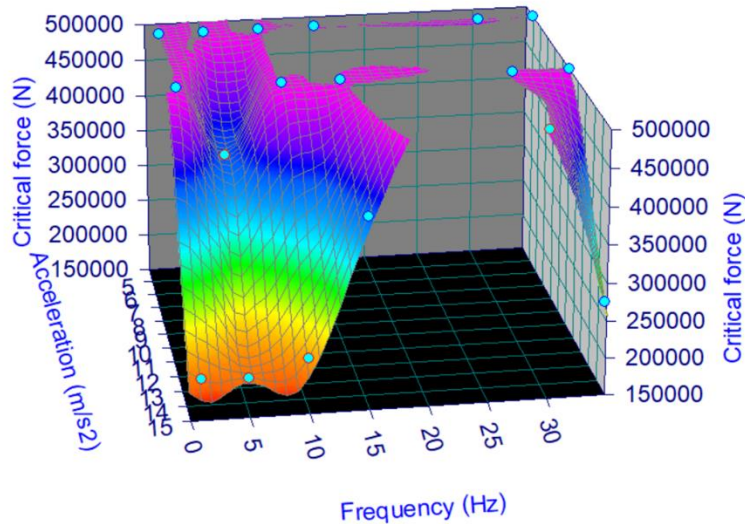


Рисунок 3.38 – Графическое отображение изменения критической нагрузки спирального изгиба при воздействии разночастотных и разноамплитудных вертикальных колебаний при наличии трения бурильной колонны о стенки скважины (составлено автором)

Результаты численных экспериментов подтверждают механизмы воздействия колебаний на устойчивость бурильной колонны в выдвинутой гипотезе:

1. Формирование бокового прогиба, эксцентриситета, дестабилизирует колонну бурильных трубы.
2. Создание превышающих критическое значение мгновенных повышенных осевых сил и моментов при соответствующих видах колебаний.

Помимо предложенных ранее механизмов обнаружен эффект дестабилизации колонны от колебаний в вертикальной плоскости при амплитуде $>1g$, нивелирующих прогиб колонны от наличия замковых соединений. Существует также неочевидное на первый взгляд явление наличия зон стабильности и нестабильности. В зонах стабильности потери устойчивости не

наблюдается или значение критических нагрузок высоко по сравнению с ожидаемым значением. В зонах неустойчивости, соответственно, наоборот. Это объяснимо явлением параметрического резонанса.

Впервые явление динамической потери устойчивости балки под действием осевых колебаний, объяснимое параметрическим резонансом, аналитически рассмотрено S. Lubkin и J.J. Stoker [107]. Исследователи, решая уравнение Матье показали, что существуют сочетания параметров системы: величина постоянной осевой нагрузки, амплитуда переменной осевой нагрузки, жесткость, длина, частота колебания осевой силы – при которых возможна потеря устойчивости даже если постоянная компонента осевой нагрузки меньше ожидаемой критической нагрузки при статическом нагружении и, наоборот, возможно сохранение прямолинейной формы устойчивости даже если статическая компонента превышает критическую нагрузку (3.2).

$$\frac{d^2 F_{oc}}{dv^2} + (\alpha + \beta \cos v) F_{oc} = 0, \quad (3.2)$$

где $v = 2\pi ft$ – независимая переменная в уравнении, рад;

f – частота колебаний, Гц;

t – время, с;

α, β – параметры, зависящие от частоты колебания переменной составляющей силы F_{oc} , величин прикладываемых нагрузок, геометрии нагружаемой колонны и свойств материала колонны.

Осевая сила определяется, как $F_{oc}(t) = F_{oc, const} + A \cos 2\pi ft$, где $F_{oc, const}$ – постоянная компонента осевой нагрузки, Н; A – амплитуда переменной осевой нагрузки, Н [76].

Результаты численных экспериментов свидетельствуют, что явление параметрического резонанса наблюдается помимо случая с осевыми колебаниями в экспериментах с боковыми колебаниями, ориентированными в разных плоскостях. Подход примененный в методике проведенных исследований отличается от подхода S. Lubkin и J.J. Stoker тем, что вместо $F_{oc, const}$ берется линейно растущая осевая нагрузка $F_{oc, var} = a_F t$, где в экспериментах $a_F = \frac{500000}{30} \approx 16667$ Н/с. Такой подход более приближен к реальному процессу нагружения породоразрушающего инструмента или корректировки осевой нагрузки в процессе бурения, так как создание осевой нагрузки в реальности – не мгновенный процесс, а растянутый во времени особенно при использовании РПД.

Явление параметрического резонанса помимо остальных выявленных механизмов обуславливает сложную прогнозируемость потери устойчивости при использовании систем мониторинга на аналитических моделях и требует выявление простых и одновременно достоверных критериев идентификации и локализации потери устойчивости.

Для выявления критериев стоит рассмотреть динамичность процесса развития продольного изгиба. При проведении численных экспериментов часто наблюдался резкий и почти мгновенный переход в спиральную конфигурацию. В реальности в процессе бурения такое явление возможно из-за нахождения колонны в неустойчивом состоянии, когда дополнительное внешнее воздействие приводит к спонтанному переходу в другое устойчивое состояние. Из-за высокой скорости процесса данный инцидент можно рассматривать, как шок, удар, индуцирующий колебания, которые затухают из-за демпфирующих свойств системы или из-за дальнейшего нагружения в состоянии спирального изгиба, что показано на рисунке 3.39.

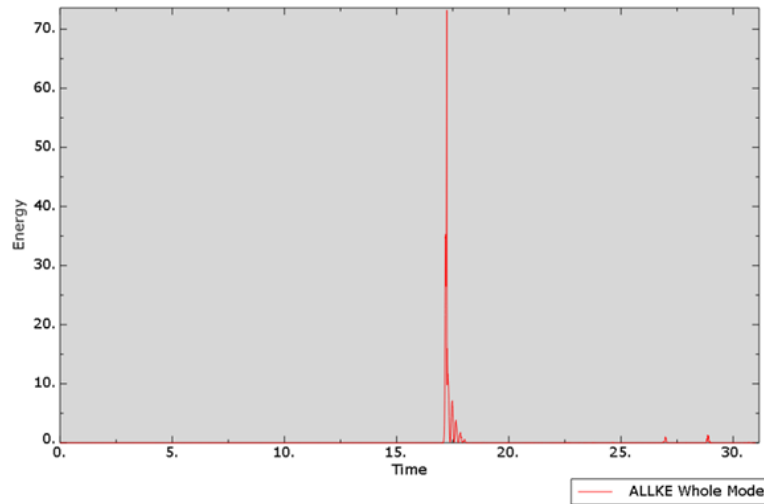


Рисунок 3.39 – Кинетическая энергия спонтанного перехода в спиральную конфигурацию в референсном численном эксперименте без колебаний (составлено автором)

При анализе результатов численных экспериментов обнаружено, что в состоянии синусоидального изгиба при постоянной частоте наблюдается высокая амплитуда колебаний и выраженная динамика, при дальнейшем переходе в спиральную конфигурацию боковые колебания гасятся (рисунки 3.40-3.42).

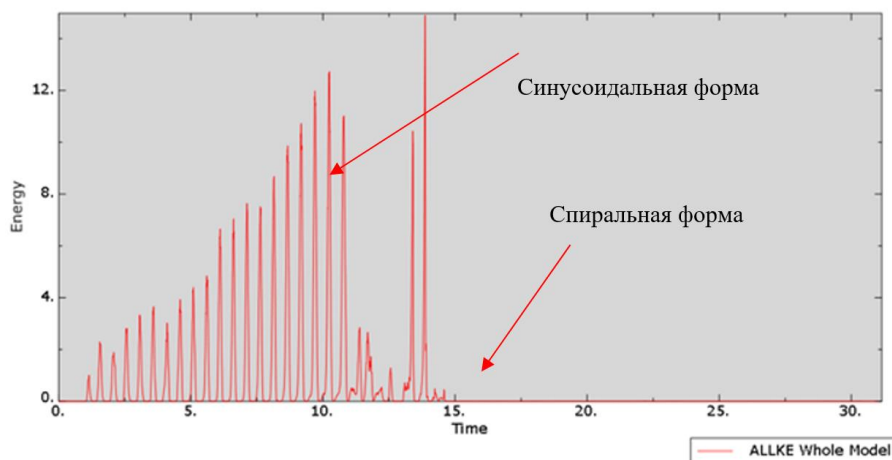


Рисунок 3.40 – Кинетическая энергия в численном эксперименте с амплитудой боковых колебаний 1g с частотой 1 Гц (составлено автором)

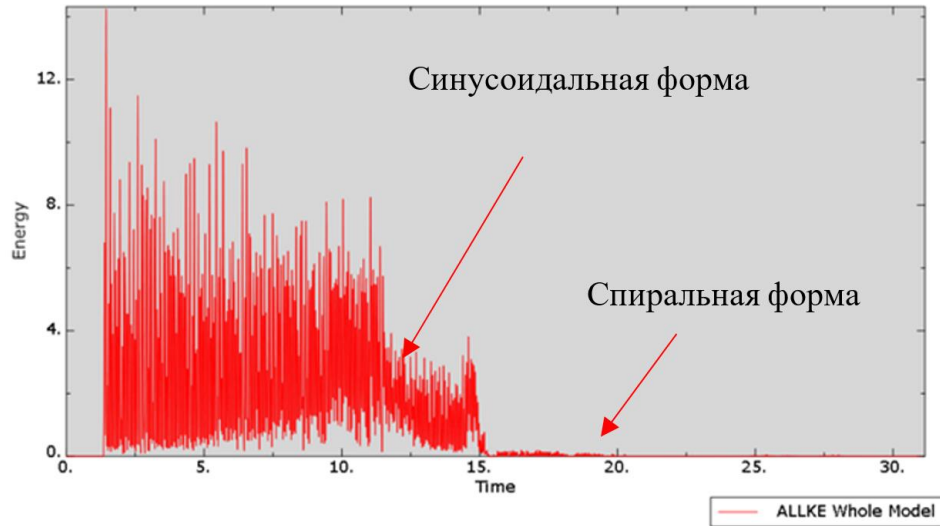


Рисунок 3.41 – Кинетическая энергия в численном эксперименте с амплитудой боковых колебаний 1,5g с частотой 10 Гц (составлено автором)

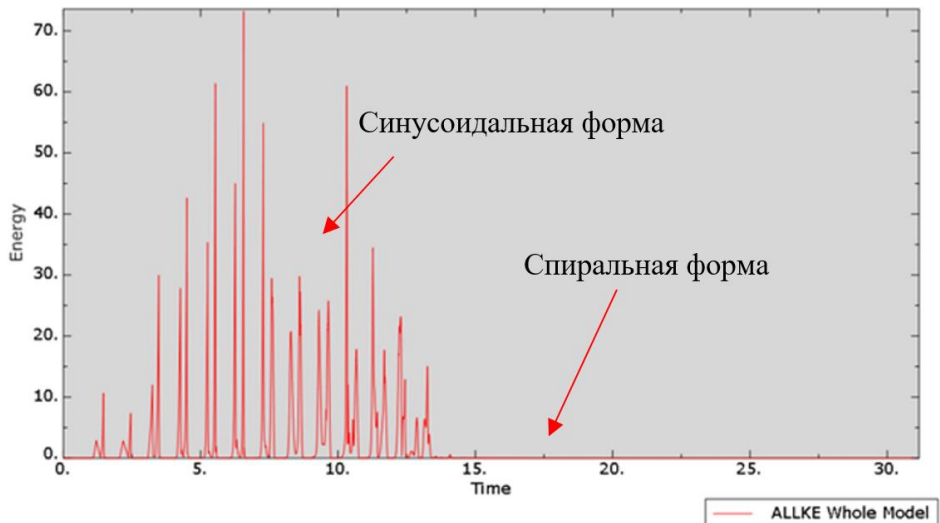


Рисунок 3.42 – Кинетическая энергия в численном эксперименте с амплитудой вертикальных колебаний 1,5g с частотой 1 Гц (составлено автором)

Несмотря на сложнопрогнозируемое влияние разных факторов на значения критических нагрузок можно выделить постоянные закономерности поведения в закритическом состоянии. Анализ численных экспериментов позволяет сделать вывод, что в динамических условиях при постоянном законе изменения осевой нагрузки скорость деформации колонны в состоянии синусоидального изгиба больше, чем скорость деформации в состоянии спирального изгиба, которая больше скорости деформации колонны, подчиняющейся закону Гука, что выражается неравенством (3.3) и обобщенными схемами деформации на рисунке 3.43 [76]:

$$\frac{dl_2}{dF_{oc}} \gg \frac{dl_3}{dF_{oc}} > \frac{dl_1}{dF_{oc}}, \quad (3.3)$$

где dl_1 – деформация участка инструмента, сохраняющего прямолинейную форму устойчивости, м;

dl_2 – деформация участка инструмента, находящегося в состоянии синусоидального продольного изгиба, м;

dl_3 – деформация участка инструмента, находящегося в состоянии спирального продольного изгиба, м.

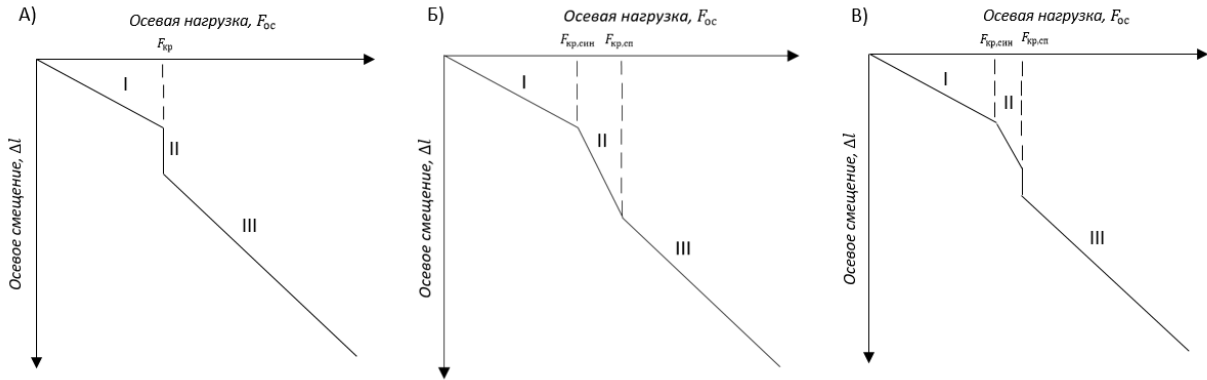


Рисунок 3.43 – Обобщенные схемы деформации участка колонны в докритическом и закритическом состояниях в процессе нагружения. А) Схема с моментальным переходом в спиральную форму Б) Схема с переходным участком синусоидального изгиба В) Схема со спонтанным переходом в спиральную форму неустойчивой синусоидальной конфигурации. I – участок графика, где колонна подчиняется закону Гука, II – участок графика, где колонна находится в состоянии синусоидального продольного изгиба, III – участок графика, где колонна находится в состоянии спирального продольного изгиба (составлено автором)

Ускорение деформации в состоянии продольного изгиба объясняется тем, что участок инструмента помимо линейной деформации по Гуку также обладает осевой деформацией от формирования продольного изгиба, как представлено в выражении (3.4) [76]:

$$\Delta l = \frac{F_{ос}L}{ES_{сеч}} + \Delta l_{пр.изг}, \quad (3.4)$$

где осевая деформация от спирального изгиба может быть вычислена по формуле (3.5) [114]:

$$\Delta l_{сп.пр.изг} = \frac{\pi^2 r_3^2 L}{2l_{пв}^2}, \quad (3.5)$$

где для определения длины полуволны можно использовать формулу (1.72), или, если подставить формулу (1.72) в формулу (3.5), то можно получить выражение (3.6) для определения деформации от формирования спирали напрямую от силы:

$$\Delta l_{сп.пр.изг} = \frac{F_{ос} r_3^2 L}{4EI}. \quad (3.6)$$

Формула (3.6) хорошо описывает поведение колонны в состоянии спирального изгиба, в том числе в динамических условиях, как показано на рисунках 3.44-3.45. На графиках устранена деформация от прогиба колонны от гравитации, произошедшего в течении первой секунды эксперимента для анализа деформации только от осевой нагрузки.

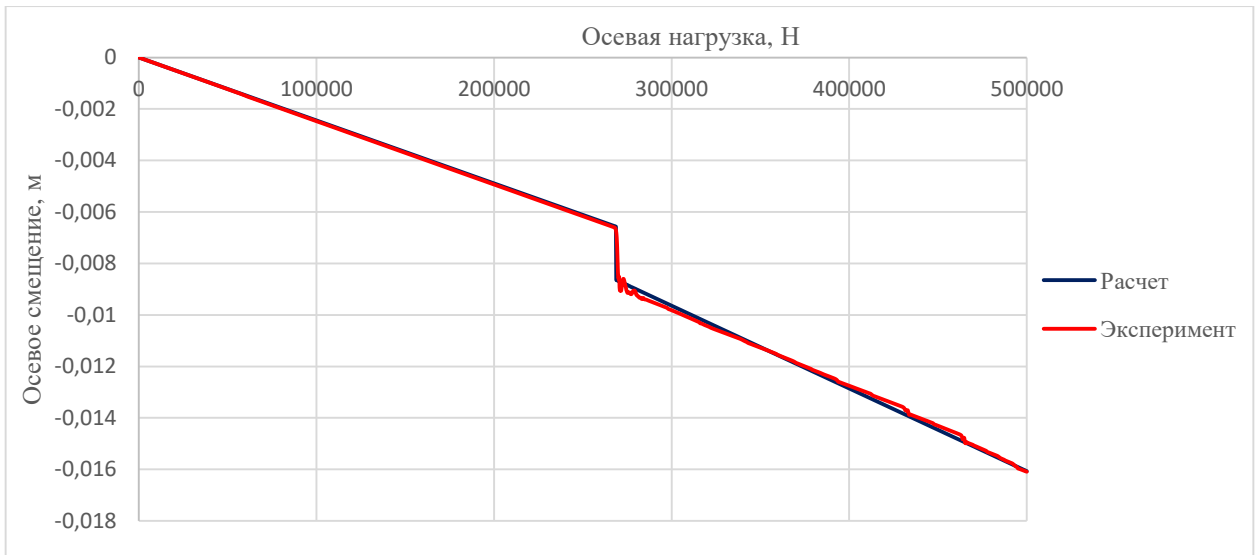


Рисунок 3.44 – Сравнение расчетного и экспериментального значений осевой деформации колонны референсного эксперимента [76]



Рисунок 3.45 – Сравнение расчетного и экспериментального значений осевой деформации колонны в эксперименте с вертикальными колебаниями с амплитудой 1g и частотой 5 Гц при отсутствии трения БК о стенки скважины [76]

Скорость деформации в синусоидальной форме будет зависеть от фактических критических нагрузок синусоидального и спиральной потери устойчивости и в динамических условиях средняя деформация по максимальному прогибу в состоянии синусоидального изгиба может быть определена по формуле (3.7):

$$\Delta l_2 = \frac{F_{кр,син} L}{ES_{сеч}} + \left(\frac{F_{ос} - F_{кр,син}}{F_{кр,сп} - F_{кр,син}} \right) \left(\frac{F_{кр,сп} r_3^2 L}{4EI} + \frac{(F_{кр,сп} - F_{кр,син}) L}{ES_{сеч}} \right), \quad (3.7)$$

На основе проведенных численных экспериментов можно дать рекомендации по контролю динамики работы инструмента 89 мм в горизонтальном стволе 152,4 мм с коэффициентом трения 0,3:

- при ориентации колебаний в вертикальной плоскости при амплитудах колебаний $\leq 1g$ рекомендуется придерживаться частот 1-35 Гц. При амплитудах колебаний $>1g$ и $\leq 1,5g$ рекомендуется придерживаться частот 15-30 Гц.

- при ориентации колебаний в горизонтальной плоскости при амплитудах колебаний $\leq 0,5g$ рекомендуется придерживаться частот 10-35 Гц. По мере роста амплитуды колебаний будет происходить опасное снижение критической нагрузки по мере роста величины бокового прогиба. Наиболее опасными являются колебания с частотой ≈ 1 Гц.

- осевые низкоамплитудные колебания до 50 кН способны существенно стабилизировать бурильную колонну. Этот эффект достигается при амплитудах колебаний ≤ 15 кН при частотах 1-10 Гц и ≈ 30 Гц, при амплитудах $15 \text{ кН} < A \leq 50 \text{ кН}$ - частоты ≈ 5 Гц и 15-30 Гц. При необходимости работы с амплитудами 50-80 Гц рекомендуется придерживаться частот 5-10 Гц и 30-35 Гц.

При сложном колебательном процессе и наложении колебаний рекомендуется использовать подход и алгоритм из четвертой главы диссертации.

Явление параметрического резонанса, способное стабилизировать колонну бурительных труб, может быть использовано при работе с забойным вибратором, осциллятором или в рамках стратегии поиска соответствующих амплитудно-частотных зон путем корректирования технологических параметров бурения.

3.3 Результаты лабораторных экспериментов влияния динамических условий на устойчивость БК и ее закритическое состояние

Работа с собранной лабораторной установкой представлена на рисунке 3.46.

На рисунках 3.47-3.48 представлены графики зависимости изменения осевой нагрузки на тензодатчике от времени проведения эксперимента, полученные при отсутствии колебаний и при наличии колебаний с определенным уровнем вибрационного воздействия. В экспериментах используется латунный пруток 4 мм длиной 1 метр. Виброграммы всех серий нагружений латунного прутка с включенным вибромотором представлены на рисунках 3.49-3.51. Колебания, создаваемые вибромотором ориентированы по оси Oz вдоль прутка и по оси Oy перпендикулярно оси прутка.

При проведении эксперимента было обнаружено, что бурильная колонна в вертикальном положении находится в состоянии плоского изгиба только до касания стенок скважины. После касания стенки изгиб приобретает спиральную форму. Также было обнаружен эффект затухания боковых колебаний, что подтверждает соответствующие выводы после проведенных численных экспериментов.

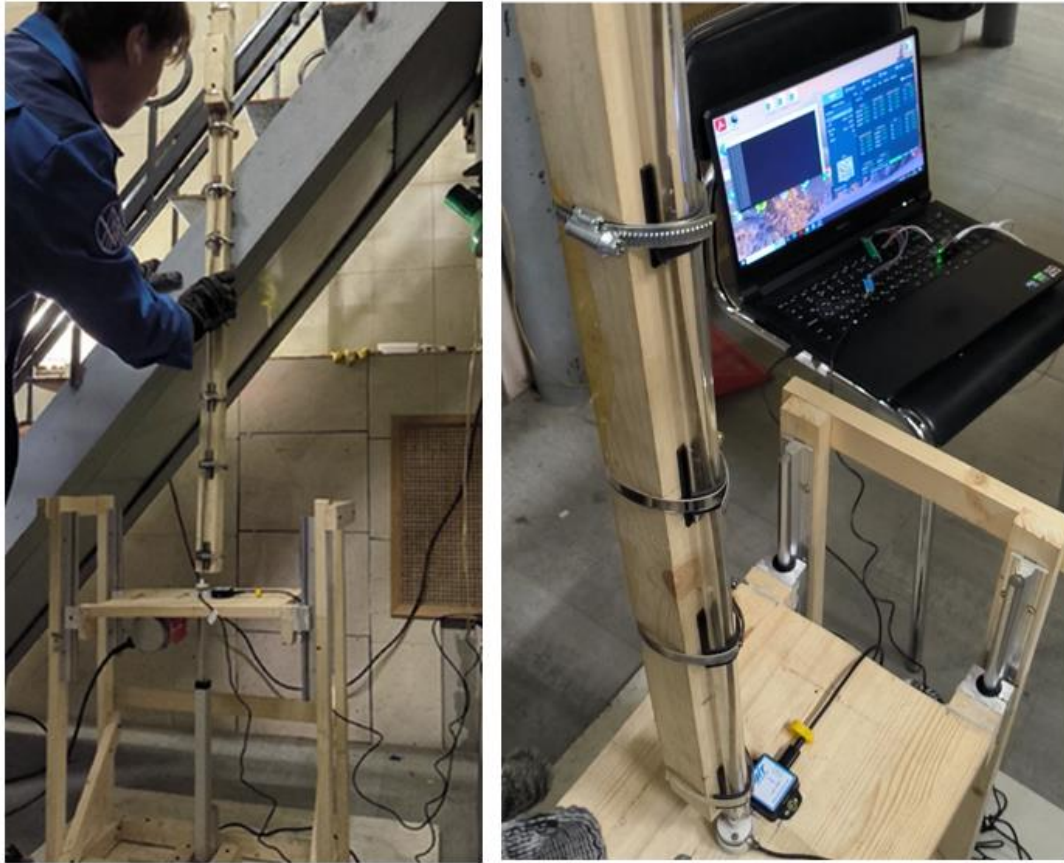


Рисунок 3.46 – Работа на собранной лабораторной установке (фото автора)

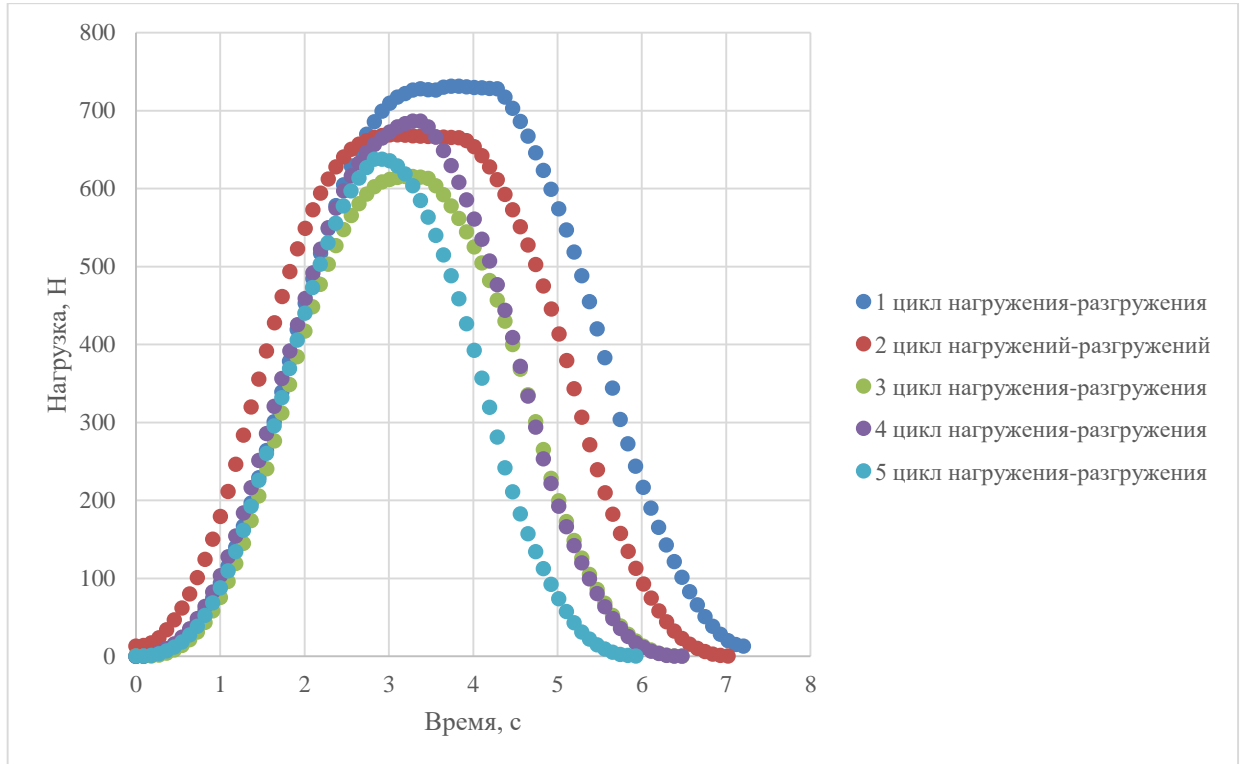


Рисунок 3.47 – Серия циклов нагружения-разгружения латунного прутка при отсутствии колебаний [7]

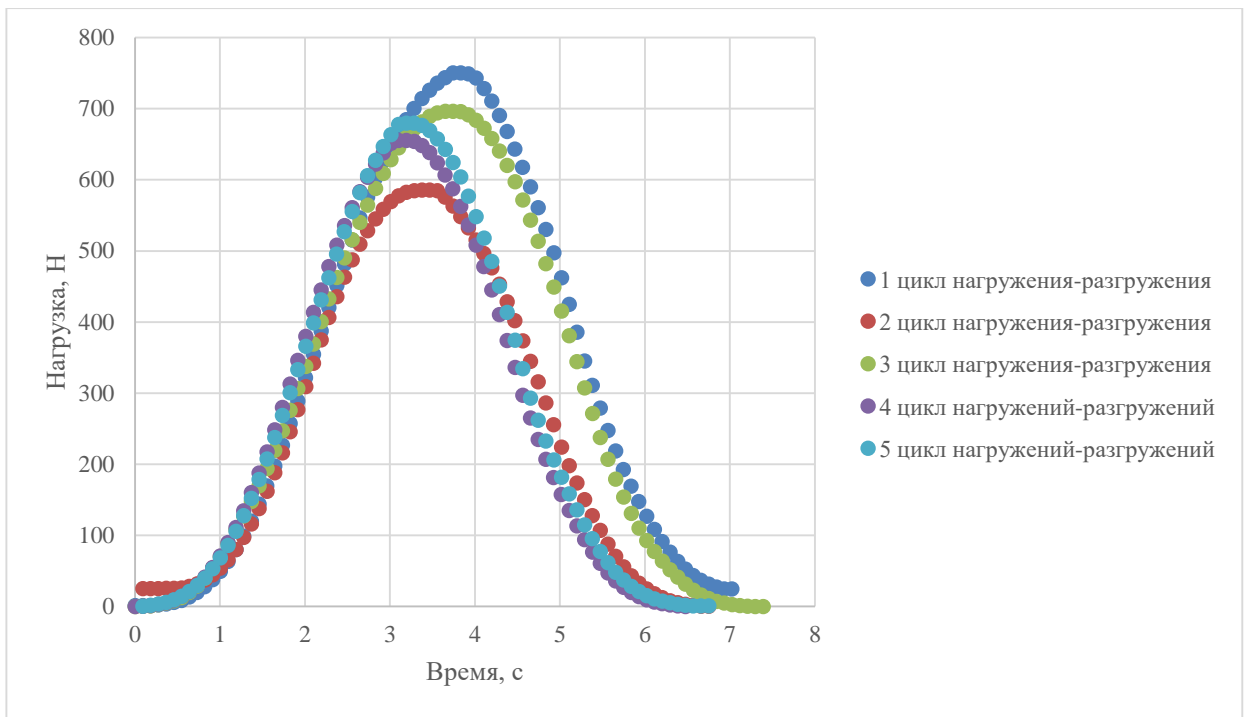


Рисунок 3.48 – Серия циклов нагружения-разгрузки латунного прутка с определенным уровнем вибрационного воздействия [7]



Рисунок 3.49 – Виброграмма проведенного эксперимента. Результирующее виброускорение с учетом колебаний по Oх и простая скользящая средняя SMA₁₀ результирующих виброускорений по 10 предыдущим измерениям для фильтрации данных (составлено автором)

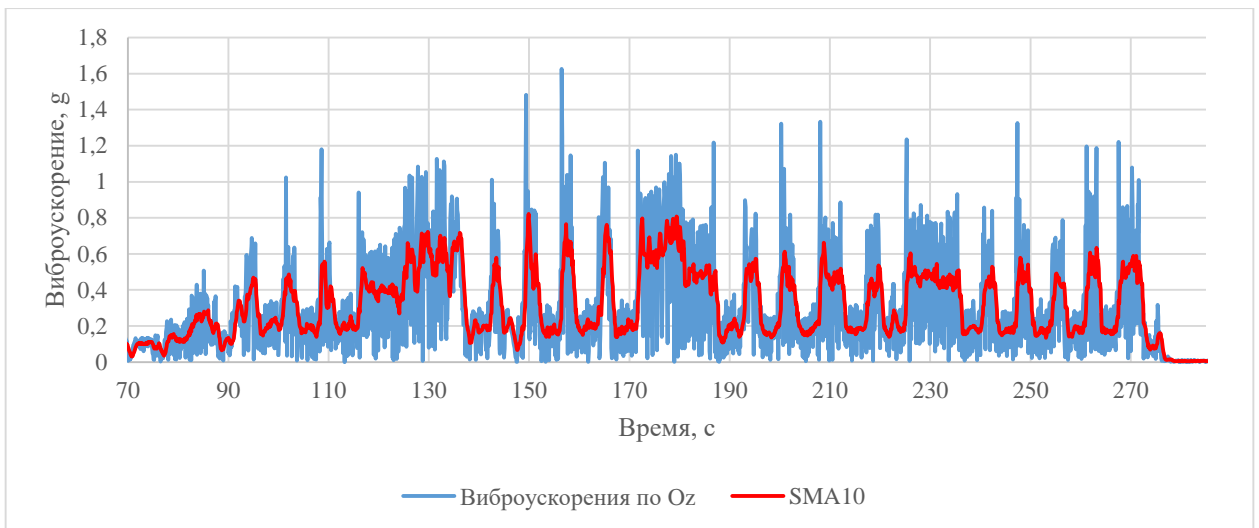


Рисунок 3.50 – Виброграмма проведенного эксперимента. Виброускорение по Oz и простая скользящая средняя SMA₁₀ виброускорений по 10 предыдущим измерениям для фильтрации данных (составлено автором)

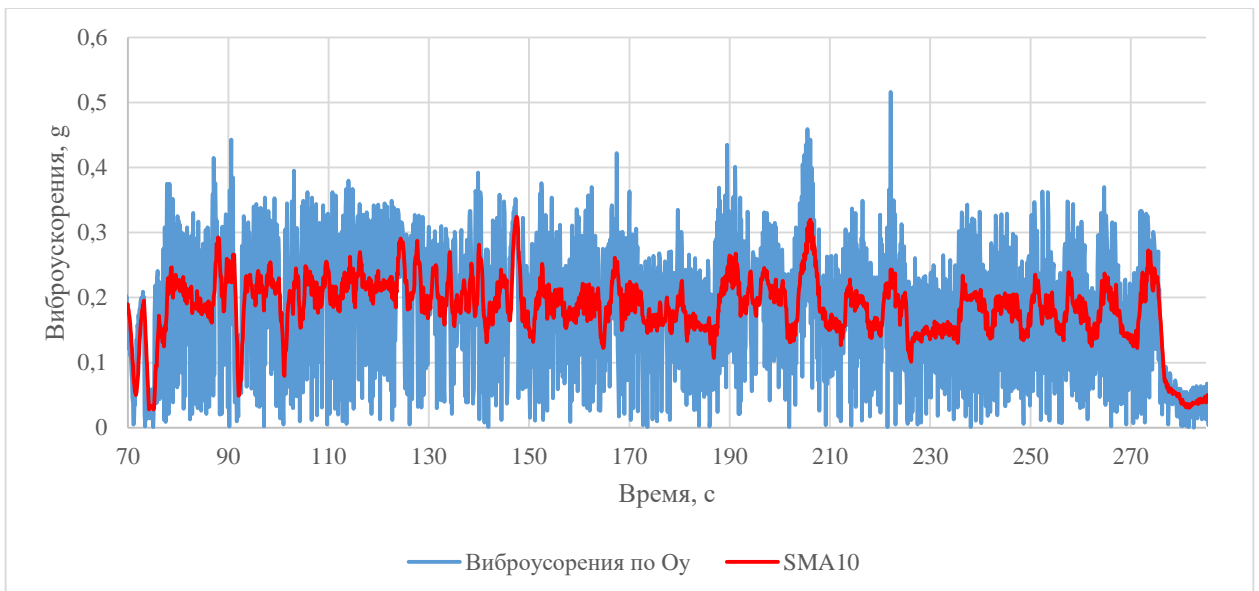


Рисунок 3.51 – Виброграмма проведенного эксперимента. Виброускорение по Oy и простая скользящая средняя SMA₁₀ виброускорений по 10 предыдущим измерениям для фильтрации данных (составлено автором)

Сравниваются производные функций изменения осевой нагрузки от времени у эксперимента без вибрационного воздействия (рисунок 3.47) и с ним (рисунок 3.48). Аппроксимация осуществляется для линейных участков графиков. Нелинейные участки объясняются ускорением и торможением штока электропривода. Результаты обработки данных представлены на рисунке 3.52 и в таблице 3.17.

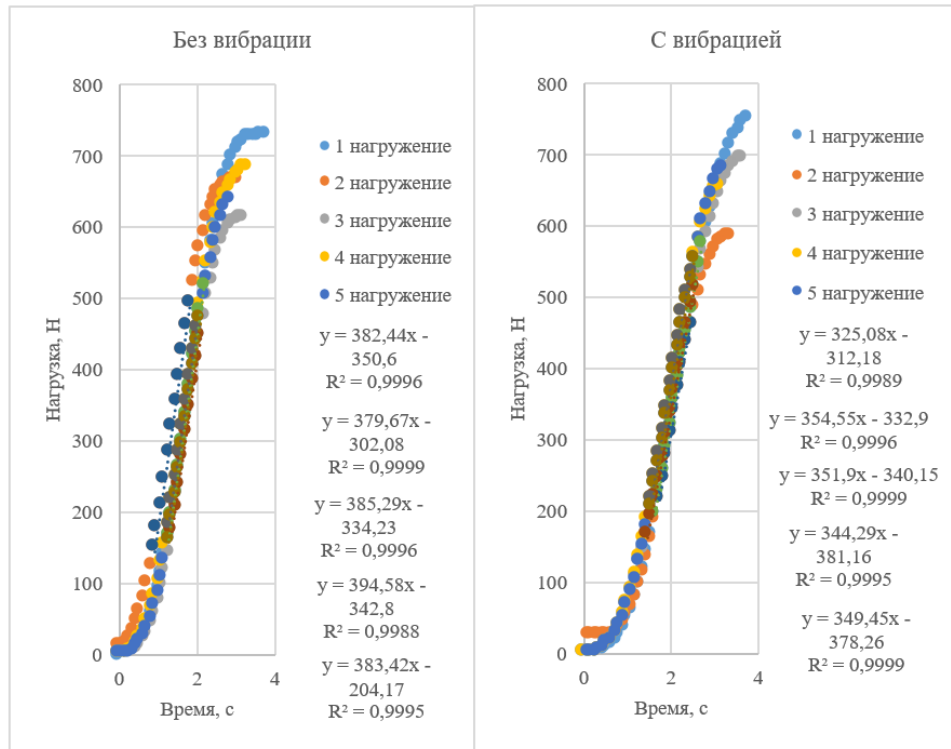


Рисунок 3.52 – Сравнение производных функций осевой нагрузки по времени экспериментов без вибрационного воздействия и с вибрационным воздействием [7]

Таблица 3.17 – Сравнение производных функции нагрузки от времени серий нагружений без вибрации и с вибрацией [7]

Номер нагружения в серии	Производная $F'_{ос}$, Н/с	
	Без вибраций	С вибрациями
1	394,58	349,45
2	383,42	344,29
3	382,44	325,08
4	379,67	354,55
5	385,29	351,9
Среднее арифметическое	385,08	345,05

Наблюдается снижение скорости изменения осевой нагрузки. Среднее арифметическое производной осевой нагрузки при наличии колебаний меньше на 10,4% по сравнению с экспериментом без вибрационного воздействия. Это объясняется формулой [8], которая показывает, что при наличии боковых колебаний, снижается сила трения в осевом направлении, что улучшает передачу осевой нагрузки и облегчает сжатие колонны (3.8):

$$F_{тр} = k_c F_{бок} \frac{v_{ос}}{\sqrt{v_{ос}^2 + A^2 \omega^2 \cos^2(\omega t)}}, \quad (3.8)$$

где A – амплитуда колебаний, м;

ω – циклическая частота колебаний, c^{-1} .

В подтверждение этого суждения осуществляется расчет осевой деформации модели бурильной колонны при наличии трения прутка о стенки моделируемого ствола и при отсутствии

трения. Используется коэффициент трения 0,35 для пары латунь-оргстекло. Расчет осуществляется по формуле (1.67) для определения боковой силы и силы трения и по формулам (3.4) – (3.6) для определения осевой деформации. Результат представлен в таблице 3.18 и на рисунке 3.53.

Таблица 3.18 – Влияние сил трения на осевую деформацию модели БК (составлено автором)

Сила на нижнем конце, Н	Сила на верхнем конце без трения, Н	Сила на верхнем конце с трением, Н	Осевая деформация без трения, мм	Осевая деформация с трением, мм
102,0	102,0	98,0	0,57	0,56
154,4	154,4	145,6	0,87	0,84
207,8	207,8	192,2	1,16	1,12
262,3	262,3	237,7	1,47	1,40
317,7	317,7	282,3	1,78	1,68
374,0	374,0	326,0	2,10	1,96
431,4	431,4	368,6	2,42	2,24
489,7	489,7	410,3	2,74	2,52
549,0	549,0	451,0	3,08	2,80
609,3	609,3	490,7	3,41	3,08
670,6	670,6	529,4	3,76	3,36
732,9	732,9	567,1	4,11	3,64
796,1	796,1	603,9	4,46	3,92

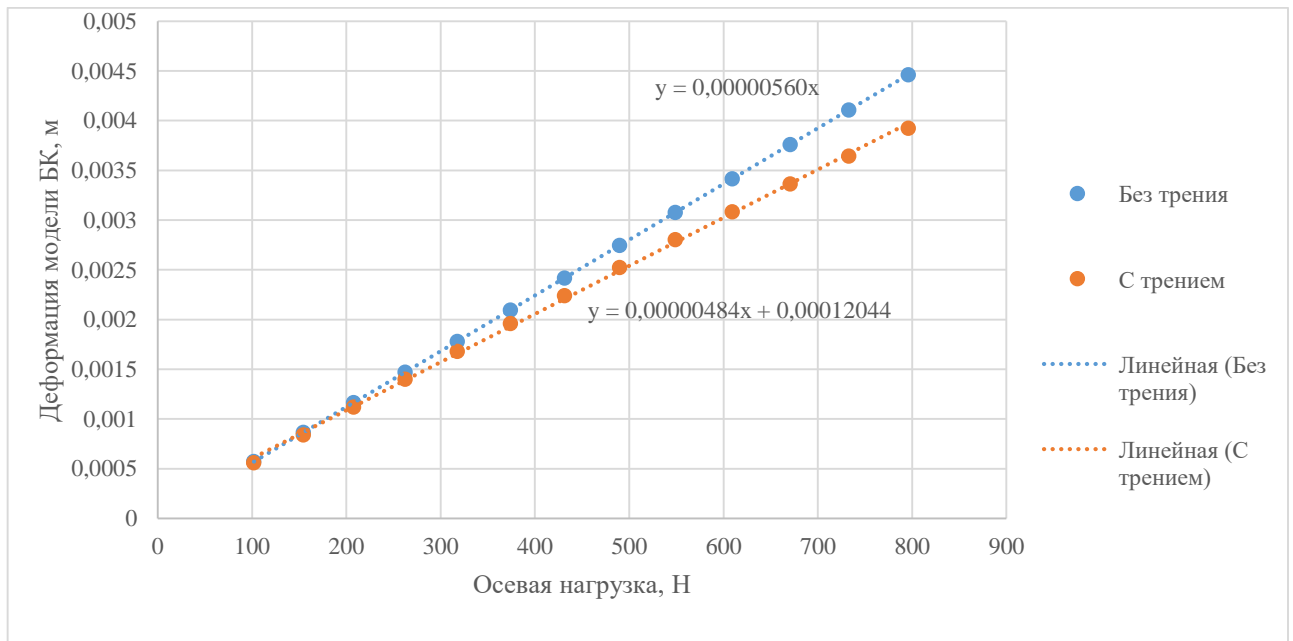


Рисунок 3.53 – Влияние сил трения на осевую деформацию модели БК (составлено автором)

Производная $\frac{dl}{dF}$ при наличии трения бурильной колонны о стенки скважины отличается на 13,6%. При проведении лабораторных экспериментов воздействие колебаний приближает скорость деформации колонны к теоретическому значению, определяемому по формулам (3.4) – (3.6). Эффект влияния сил трения был обнаружен за счет использования латуни в качестве материала для модели БК. Снижение модуля упругости позволяет повысить боковую силу

относительно прикладываемой осевой нагрузки $\uparrow F_{уд,бок,сп} = \frac{r_3 F_{ос}^2}{4EI}$. Этот эффект может быть справедлив для суммарной деформации колонны на протяженных участках, в том числе для всей колонны в целом при бурении глубоких скважин. При этом увеличение скорости деформации будет наблюдаться на участках малой протяженности или в скважинах с выраженной динамикой бурильного инструмента, что приведет к снижению сил трения в осевом направлении. Эти явления можно использовать, как критерий идентификации потери устойчивости и формы изгиба, за счет отслеживания положения тальблока и его скорости в процессе спуска колонн или создания осевой нагрузки. Результаты экспериментов свидетельствуют о важности корректного учета распределения сил трения с помощью формулы 3.8 в моделях БК.

3.4 Анализ примера из практики и применимости установленных критериев идентификации потери устойчивости

Для анализа применимости изменения в скорости движения тальблока в качестве критерия для идентификации и локализации потери устойчивости осуществляется анализ примера из практики. Рассматривается скважина, где наблюдались проблемы при бурении горизонтального участка, выражающиеся в падении механической скорости проходки, потери управляемости КНБК с винтовым забойным двигателем (ВЗД) с углом перекоса. В процессе бурения горизонтального участка было решено установить в состав КНБК осциллятор для успешного окончания бурения интервала под эксплуатационный хвостовик. Конструкция скважины представлена в таблице 3.19, компоновка оборудования представлена в таблице 3.20, графическое отображение траектории по данным инклинометрии было получено в ПК «Инженерные расчеты строительства скважин» и представлены на рисунках 3.54-3.55. Бурение осуществлялось в режиме ротор-слайд. Средняя осевая нагрузка составила 8-9 т, расход бурового раствора – 12 л/с.

Таблица 3.19 – Конструкция скважины (составлено автором)

Диаметр долота, мм	Обсадная колонна, мм	Начало секции, м	Окончание секции, м
295.3	245	17	502
219.1	178	502	3499.28
152.4	-	3499.28	4225

Таблица 3.20 – Компоновка оборудования для бурения горизонтальной секции (составлено автором)

Наименование элемента оборудования	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Дополнительные характеристики
Долото	0,23	152,4	45	PDC, насадки 4x7,9 мм, 3x9,5 мм
ДРЗ-120	7,26	120	72	зах. 7/8, перекос 1°31'

Продолжение Таблицы 3.20

Наименование элемента оборудования	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Дополнительные характеристики
Переводник под обратный клапан	8,01	125	50	-
Стабилизатор	9,23	146	60	-
НУБТ под т/с	9,47	121	66	-
НУБТ гибкая	9,37	121	57	-
Переводник под трубный фильтр	0,51	120	63	-
Переводник	1,01	130	55	-
СБТ	85,15	102	85	-
Переводник	1,10	132	57	-
Осциллятор	6,96	120	50	-
Переводник	0,61	130	55	-
СБТ	1228,18	102	85	-
ТБТ	27,91	102	57	-
Переводник	0,86	139	50	-
Ясс	8,45	120	50	-
Переводник	1	140	57	-
ТБТ	298,17	102	57	-
СБТ	2882,60	102	85	-

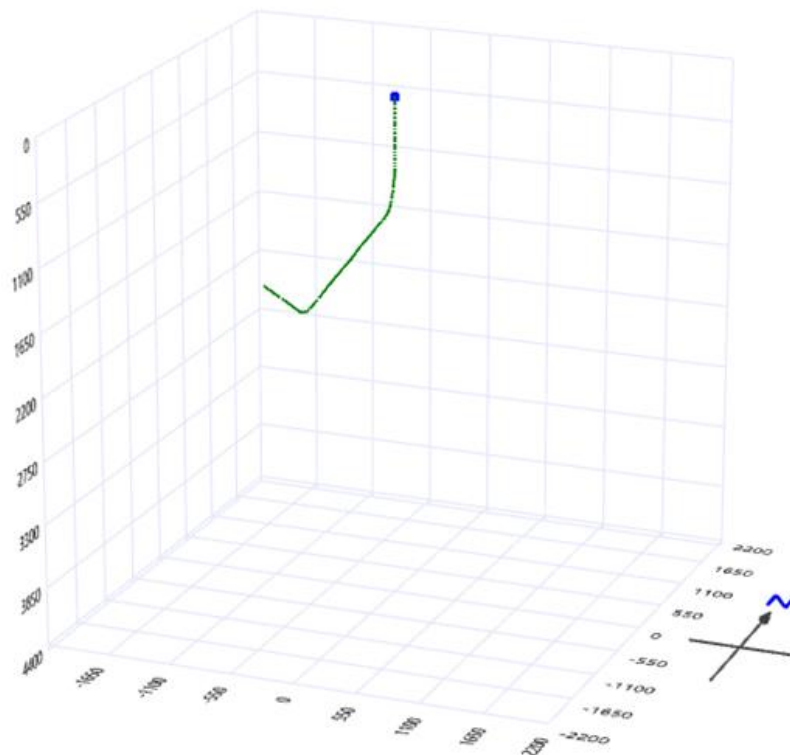


Рисунок 3.54 – Траектория скважины (составлено автором)

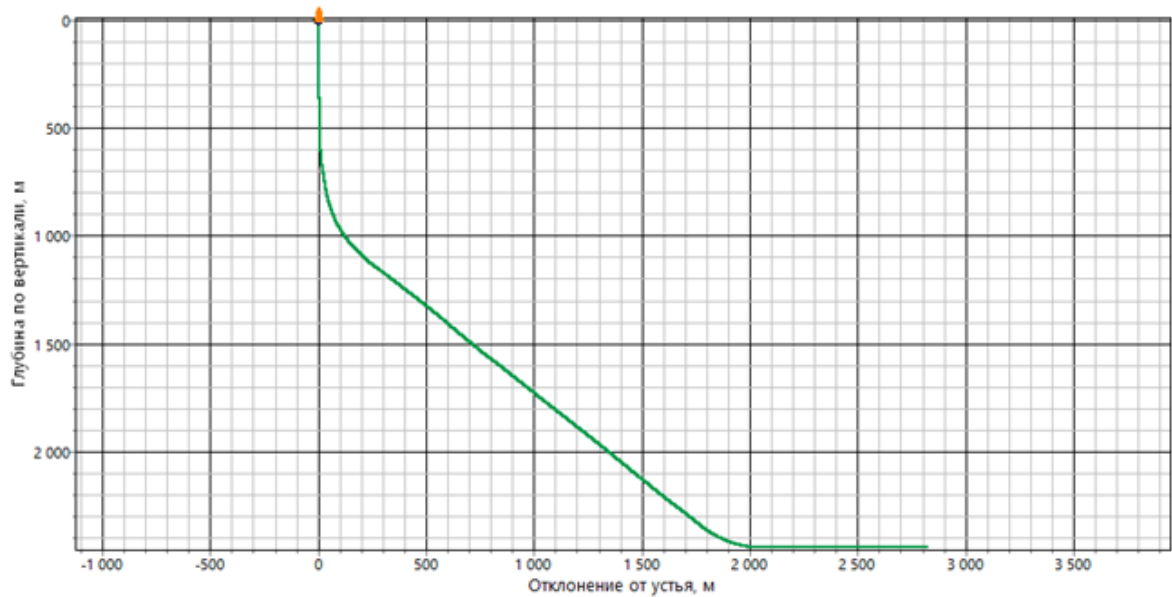


Рисунок 3.55 – Профиль скважины (составлено автором)

Расчет осуществляется по математической модели, предложенной во второй главе. Осевая деформация и положение тальблока определяется по формулам из предыдущих подглав. Перед осуществлением расчета инклинометрия обрабатывается алгоритмом, представленным в подглаве 2.2, для реализации алгоритма написана простая программа на языке программирования python. Результаты проведенного анализа представлены на рисунках 3.56-3.57.

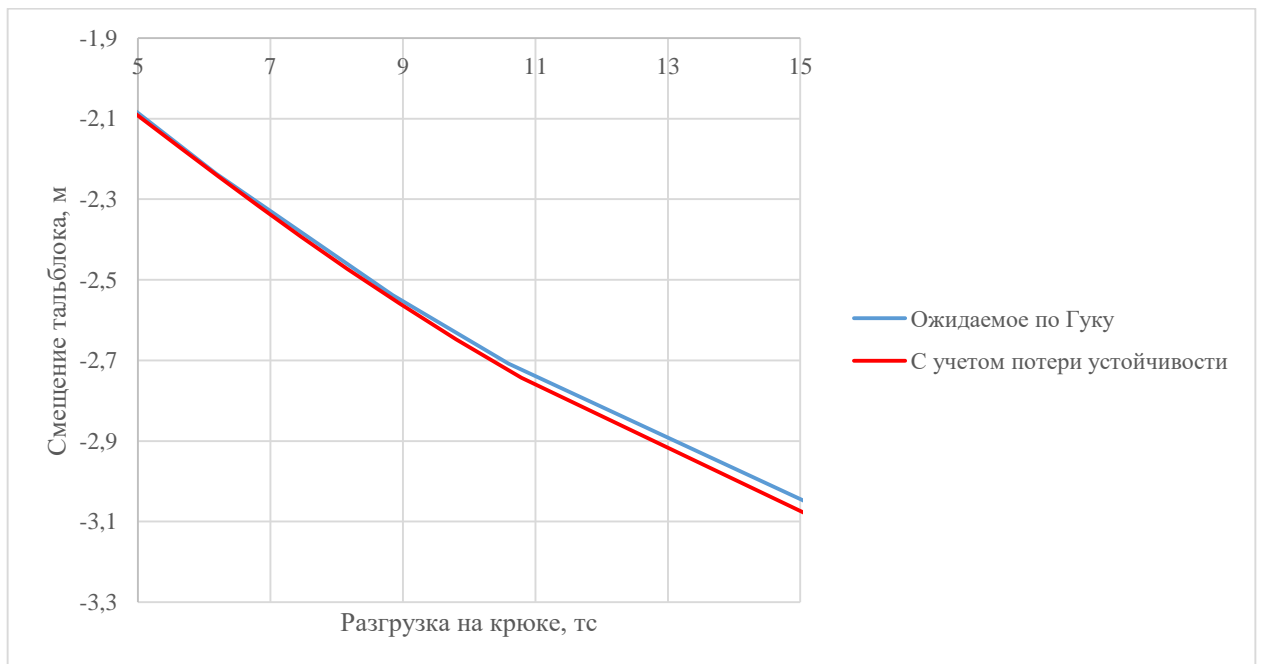


Рисунок 3.56 – Сравнение положения тальблока при отсутствии силы трения в осевом направлении (составлено автором)

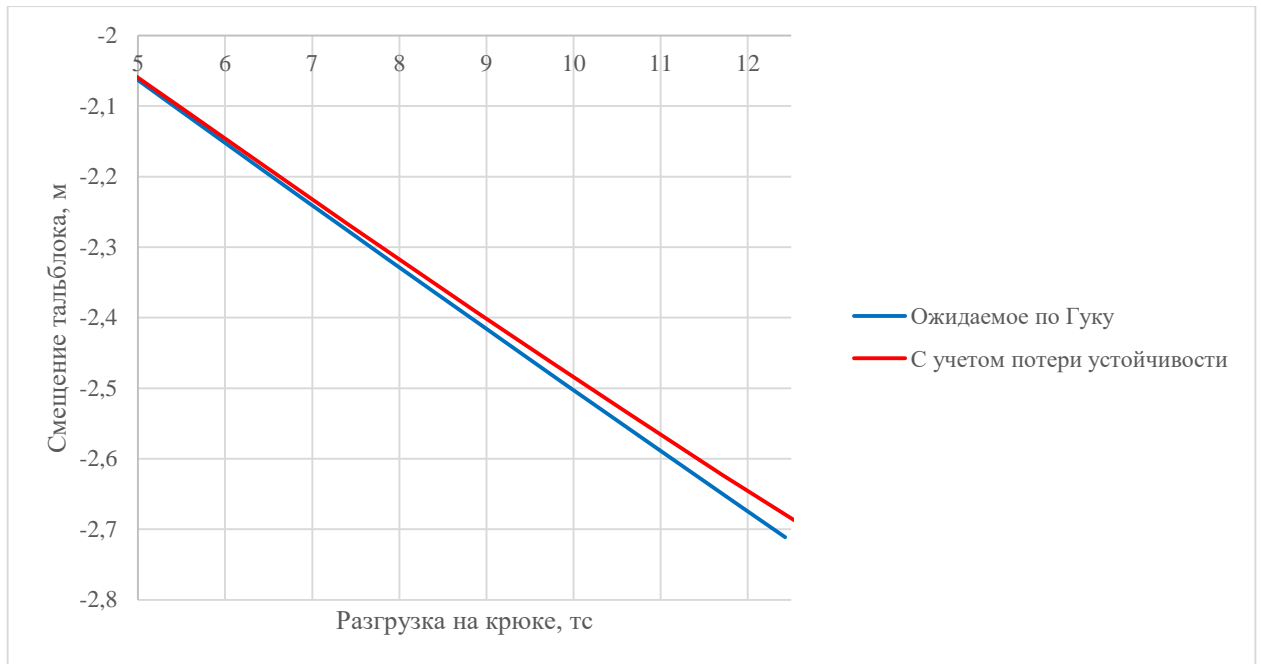


Рисунок 3.57 – Сравнение положения тальблока при наличии трения в осевом направлении (составлено автором)

Смещение тальблока определялось относительно растянутого инструмента при подъеме над забоем. В расчеты не закладывалась проходка при создании осевой нагрузки. Ожидаемо при отсутствии сил трения в осевом направлении, что возможно при динамике инструмента превалирующей над скоростью осевого движения, скорость движения тальблока увеличилась, в то время как при обычном слайдировании без выраженной динамики скорость движения замедлилась, что наблюдалось при проведении численных и лабораторных экспериментов. Результаты анализа позволяют отследить потерю устойчивости и ее развитие, в то время как при бурении скважины буровой бригадой и ИТР потеря устойчивости не была обнаружена, была обнаружена только ее крайняя и опасная форма в виде запираания колонны за счет падения механической скорости и падения дифференциального давления на ВЗД вплоть до нуля. Это свидетельствует о работоспособности критерия идентификации потери устойчивости по изменению скорости движения тальблока в процессе спуска колонны или формирования осевой нагрузки по заранее известному закону, осуществляемым регулятором подачи. ГОСТ Р 53375-2016 регламентирует, что частота дискретизации положения тальблока должна быть не менее 1 Гц, что позволяет использовать предлагаемый критерий в рамках системы мониторинга современными датчиками, входящие в системы СКТПБ и ГТИ. Повышение качества детектирования потери устойчивости возможно за счет совершенствования используемых датчиков положения тальблока, например, за счет использования магнитострикционных датчиков на БУ.

3.5 Выводы по Главе 3

Исследования показывают о теоретической возможности использования оптического волокна в качестве датчика и канала связи в системах мониторинга НДС БК, основанных на прямых измерениях. Технология может использоваться сейчас при бурении с ГНКТ из-за возможности предварительной установки ОВ в колтюбинг, предпочтительным является использование технологии DTSS по сравнению с брэгговскими решетками из-за универсальности и расширенной функциональности в виде истинных распределенных измерений. Для использования секционированного кабеля с оптическими коннекторами требуется дальнейшее развитие технологии и исследования в направлении использования секционированных ОВД. Исследования показывают перспективность применения коннекторов для быстрого наращивания кабеля при бурении со свинчиваемыми бурильными трубами скважин глубиной 2000-4000 метров.

Для повышения точности систем мониторинга НДС БК, основанных на аналитических моделях, осуществлена попытка уточнения влияния динамики на устойчивость бурильной колонны с учетом трения БК о стенки скважины и наличия замковых соединений, факторов, не учитываемых распространенными моделями критических нагрузок. Подтверждена выдвинутая гипотеза влияния колебаний на устойчивость бурильной колонны и обнаружены дополнительные эффекты влияния. К механизмам влияния относятся: снижение сил трения в осевом направлении, рост бокового прогиба колонны, рост мгновенного осевого и бокового воздействия, нивелирование вертикального прогиба от гравитационного ускорения при наличии замковых соединений и явление параметрического резонанса. Явление параметрического резонанса представляет интерес для дальнейших исследований в рамках усовершенствования технологии бурения для стабилизации колонны преднамеренной управляемой динамикой путем контроля и управления технологическими параметрами или за счет использования забойных вибраторов и осцилляторов, так как данные устройства в современной практике в основном используются только для снижения сил трения.

Определены закономерности поведения колонны в критическом и закритическом состоянии. Установлено, что возможны спонтанные и мгновенные переходы в спиральную форму изгиба, сопровождающиеся ударным инцидентом. Обнаружено, что при переходе из синусоидальной формы в спиральную боковые колебания гасятся. Особенность динамики колонны в закритическом состоянии можно детектировать забойными датчиками вибраций, входящих в состав ЗТС, для повышения качества интерпретации инцидентов и режима работы колонны. Также установлено, что в динамических условиях скорость осевой деформации от сжатия в синусоидальной форме больше, чем в спиральной, а скорость осевой деформации в спиральной форме больше, чем у колонны, подчиняющейся закону Гука. Этот эффект будет

присутствовать всегда на участках малой протяженности или при малых значениях сил трения в осевом направлении, при этом на протяженных участках при значимом воздействии сил трения скорость деформации, наоборот, будет снижаться из-за ухудшения передачи осевой нагрузки. Перечисленные особенности поведения колонны в критическом и закритическом состоянии можно использовать в качестве критериев идентификации и локализации сложно прогнозируемой потери устойчивости в системах мониторинга, основанных на аналитических моделях.

ГЛАВА 4 ТЕХНОЛОГИЯ МОНИТОРИНГА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

4.1 Классификация систем мониторинга напряженно-деформированного состояния буровой колонны

Согласно проведенному исследованию, представленному в предыдущих главах, и анализу доступных и потенциальных технических средств, возможных для использования в системе мониторинга напряженно-деформированного состояния буровой колонны предложена классификация систем мониторинга НДС БК, состоящая из 4 типов в зависимости от применения забойных датчиков и места их установки (рисунок 4.1, таблицы 4.1-4.3).

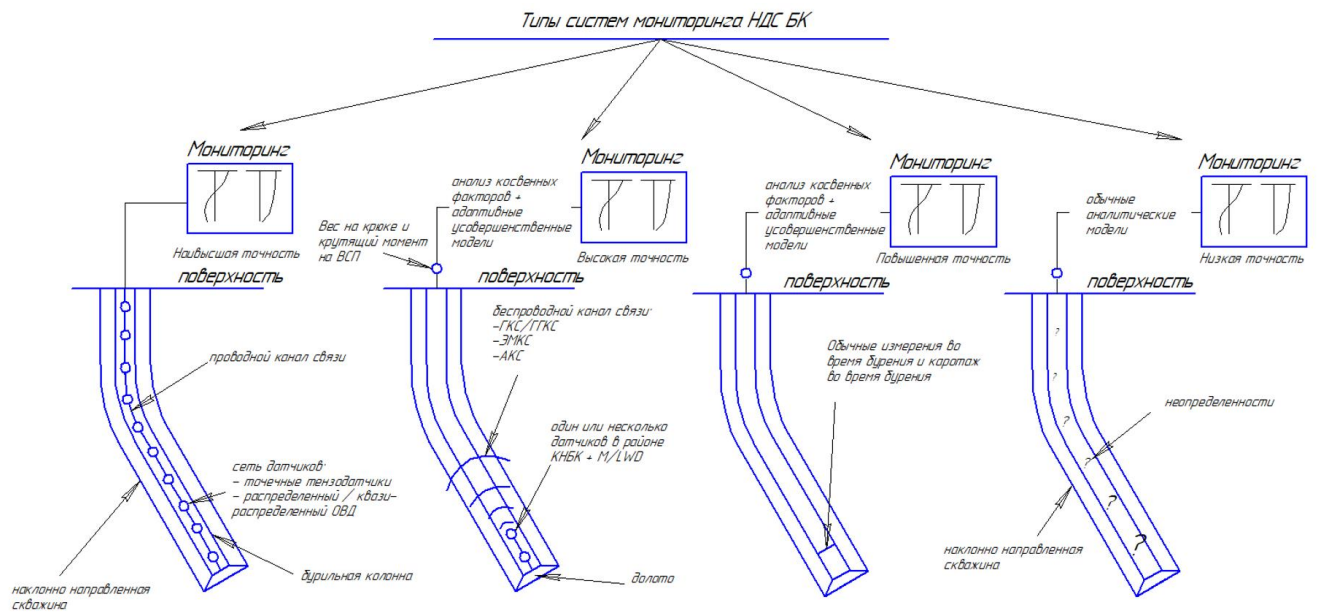


Рисунок 4.1 – Классификация систем мониторинга НДС БК [74]

Таблица 4.1 – Возможные схемы реализации системы мониторинга [74]

Тип системы мониторинга	Реализация	Требования к каналу связи	Качество системы
I	Датчики веса и момента на устье скважины + аналитическая модель	Нет дополнительных требований к каналу связи	Низкое качество построения эпюр нагрузок, моментов и деформаций

Продолжение Таблицы 4.1

Тип системы мониторинга	Реализация	Требования к каналу связи	Качество системы
II	Анализ косвенных признаков + аналитическая модель	Необходим доступ к косвенным факторам. Может понадобиться повышение пропускной способности канала связи для установки датчиков, например, датчика вибраций, давления, акустики. Есть целесообразность в использовании гибридных каналов связи, в качестве примера: совмещение распространенного в производстве канала связи ГКС или ЭМКС с геоакустическим каналом связи для повышения информативности процесса бурения	Повышенное
III	Анализ косвенных признаков + один или несколько датчиков в районе КНБК + аналитическая модель	Необходимо повышение пропускной способности канала связи. Есть целесообразность в использовании гибридных каналов связи. Например, совмещение негативных и положительных пульсаций гидравлического канала для разделения потока передаваемой информации	Высокое
IV	Сеть датчиков, распределенных по бурительной колонне	Необходим проводной канал связи с распределенной сетью датчиков	Наивысшее

Система мониторинга I типа не предполагает использование забойных тензодатчиков и датчиков крутящего момента. Верификация аналитической модели производится по устьевым датчикам веса на крюке и крутящего момента на верхнем силовом приводе. Датчик веса на крюке в основном располагается на мертвом конце талевого каната, рекомендуется датчик веса располагать на ВСП (или крюкоблоке), что позволит избежать неопределённости сил трения в шкивах талевой системы. Использование жесткой модели в рамках системы мониторинга I типа нецелесообразно из-за несоизмеримых требуемых вычислительных ресурсов при значительных неопределенностях внутрискважинных условий. Система мониторинга I типа широко распространена на производстве, однако обладает низкой точностью из-за несовершенства аналитических моделей и неопределенностей скважинных условий.

Таблица 4.2 – Классификация и предлагаемый способ описания систем мониторинга (составлено автором)

Тип системы	Используемая модель БК	Расположение датчика веса на крюке	Датчик крутящего момента на ВСП	Тип датчика осевой нагрузки в БК и КНБК	Тип датчика крутящего момента в БК и КНБК	Тип датчика изгибающего момента в БК и КНБК	Примечание
I-IV (табл. 4.1)	А – гибкая Б – гибридная В – жесткая X – не используется	1 – мертвый конец талевого каната 2 – ВСП / крюкоблок	1 – датчик крутящего момента 2 – датчик крутящего момента + реактивного момента	1 – точечный единичный (например, тензодатчик) 2 – точечный, 2-3 шт в районе КНБК 3 – распределенный / квазираспределенный X – не используется	1 – точечный единичный (например, тензодатчик) 2 – точечный, 2-3 шт в районе КНБК 3 – распределенный / квазираспределенный X – не используется	1 – точечный единичный 2 – точечный, 2-3 шт в районе КНБК 3 – распределенный / квазираспределенный X – не используется	Дополнительная информация о составе приборов, их типе, рассматриваемых критериях

Таблица 4.3 – Пример описания для варианта реализации системы мониторинга III типа (составлено автором)

Тип системы	Используемая модель БК	Расположение датчика веса на крюке	Датчик крутящего момента на ВСП	Тип датчика осевой нагрузки в КНБК	Тип датчика крутящего момента в КНБК	Тип датчика изгибающего момента в КНБК	Примечание
III	Б	2	2	3	3	3	Квазираспределенный датчик с Брэгговскими решетками, осуществление сейсмоки во время бурения для уточнения ГМУЭ

Система мониторинга II типа не предполагает использование забойных датчиков осевой нагрузки и крутящего момента. Неопределенности скважинных условий частично нивелируются за счет анализа косвенных признаков и критериев по информации, предоставляемой имеющейся устьевой и забойной измерительной аппаратурой, например, системы ИиКВБ, адаптивная аналитическая модель подстраивается под детектируемые события и изменчивость условий. Для текущего уровня развития техники и технологии рекомендуется использовать гибридные модели БК. В перспективе с развитием вычислительных мощностей ПК и пропускной способности наземных каналов связи будет осуществлен переход на жесткую модель. Успешное использование жесткой модели предполагает осуществление профилометрии и непрерывной инклинометрии в процессе бурения. Система мониторинга II типа обладает повышенной точностью и может быть компромиссным решением для повышения качества построения эпюр при отказе от систем, основанных на прямых измерениях. В промышленности ведутся исследования и разработки систем мониторинга II типа.

Система мониторинга III типа помимо устьевой измерительной аппаратуры и ИиКВБ включает в состав ИВБ один или несколько датчиков осевой нагрузки, крутящего и изгибающего момента, что позволяет повысить точность верификации аналитической модели. Возможна установка распределенного ОВД на локальном участке БК. Редко используется в промышленности из-за ограниченности пропускной способности применяемых каналов связи и недооцененной целесообразности использования систем мониторинга III типа при их повышенной стоимости.

Система мониторинга IV типа строит распределение напрямую измеренных напряжений и деформаций по инструменту с помощью распределенных датчиков. Обладает наивысшей точностью. Не используется в промышленности из-за отсутствия развитых соответствующих технологий.

В следующих подглавах предлагаются системы мониторинга II-III, III-IV типа на краткосрочную и долгосрочную перспективу, соответственно, для решения текущих и будущих проблем нефтяной и газовой промышленности. Деление на краткосрочную и долгосрочную перспективу обусловлено сложностями реализации соответствующих технологий и их потенциальной стоимостью.

4.2 Система мониторинга НДС БК, основанная на прямых измерениях

В качестве датчиков для измерения усилий в инструменте и его деформации могут быть использованы точечные тензодатчики или модули измерений, работающие на электроэнергии, и распределенные или квазираспределенные оптоволоконные датчики.

«Точечные» модули измерений осевой нагрузки, крутящего момента и изгибающего момента должны быть объединены в единую сеть с помощью электрического провода. Эта технология предполагает высокую стоимость для реализации в связи с необходимостью установки множества датчиков и необходимостью объединения в единую сеть с помощью специальных технологий, труб, обеспечивающие расположение электрокабеля и его состыковкам. Примером реализации являются трубы для электробурения с электрическим силовым кабелем в центре трубы (рисунок 4.2) или технология «intelliserv», предполагающая передачу электроэнергии через индукционные катушки, вмонтированные в замки бурильных труб (рисунок 4.3) [2, 98, 155].

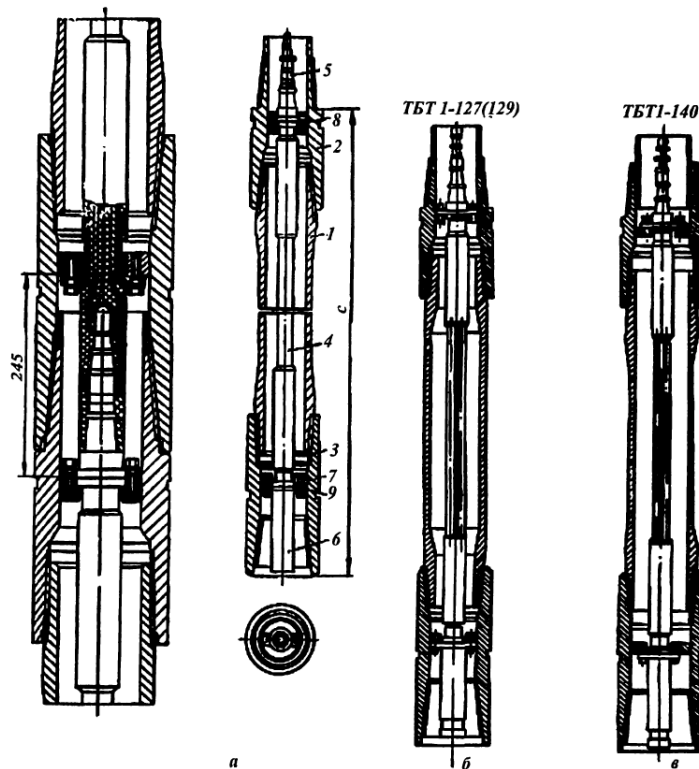


Рисунок 4.2 – Бурильные трубы с двухпроводной кабельной секцией (а), токопроводом ТБТ 1-127(129), токопроводом ТБТ1-140 [2]

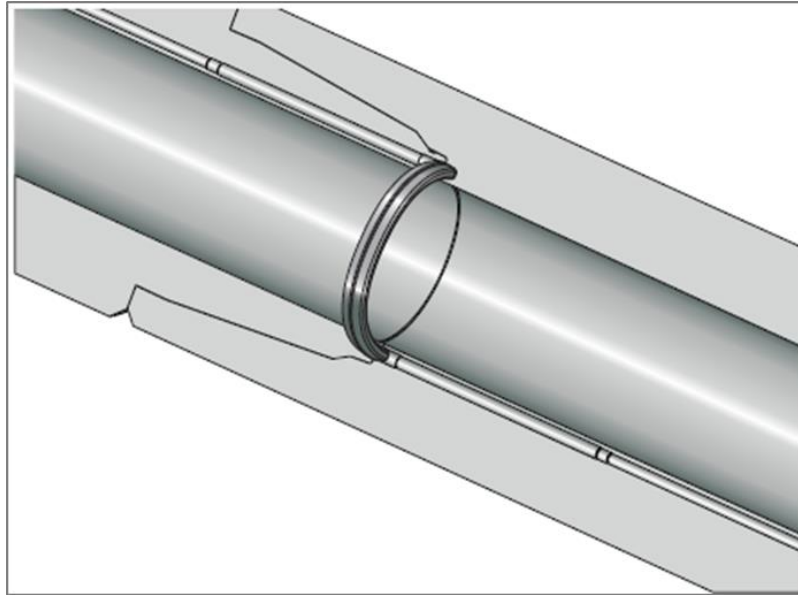


Рисунок 4.3 – Свинченные замки с соединением «IntelliCoil», обеспечивающее передачу информации через индукционную катушку [98, 155]

В связи с дороговизной технологии предлагается альтернативная, предполагающая использование оптоволоконной системы мониторинга. Экономический эффект достигается за счет возможности оптических волокон одновременно быть датчиком и каналом связи. Квазираспределенный датчик измерения внешних воздействий работает за счет решеток Брэгга, дифракционной решетки, формируемой за счет периодического изменения показателя преломления на протяжении оптического волокна. Включение дифракционных решеток в сердцевину волокна не препятствует передаче сигнала, так как блокируется и отражается узкая полоса проходящего спектра, что позволяет использовать такое волокно, как канал связи, однако требует подбора длин волн излучения для переключения между режимами работы в качестве датчика или канала связи [86]. Существуют исследования, подтверждающие возможность использования квазираспределенного зондирования с помощью ОВД с решетками Брэгга на протяжении исследуемого объекта длиной до 10 км [120]. В связи с дискретностью измерений и низкой разрешающей способностью на длинных расстояниях до 10 км и потенциальной дороговизной подобного решения квазираспределенные оптоволоконные датчики в составе систем мониторинга НДС БК рекомендуется использовать только на локальных участках БК или КНБК, система мониторинга будет относиться к III типу.

В системах мониторинга НДС БК IV типа рекомендуется использовать распределенные ВОД. Распределенные оптоволоконные датчики деформации основаны на явлении упругого рассеяния Рэлея и неупругого рассеяния Манделъштама-Бриллюэна. Оптоволоконный датчик измерения деформации не требует внесения изменений в обычное одномодовое волокно и требует только специального оборудования на устье скважины или в ЗТС. Измерительная аппаратура анализирует рассеянный свет и определяет уровень внешнего воздействия,

оптическая рефлектометрия позволяет определить местоположение внешнего воздействия по бурильной колонне. В состав устьевого телеметрической системы также будет входить лазер, формирующий лазерные импульсы.

При бурении с ГНКТ система мониторинга IV типа может быть реализована при текущем уровне развития техники в связи с возможностью предварительной установки оптоволоконна во внутритрубное пространство и распространения технологий распределенного зондирования при осуществлении работ с колтюбингом.

Предлагаемые схемы реализации оптоволоконной телеметрии при бурении со свинчиваемыми бурильными трубами представлены на рисунке 4.4.

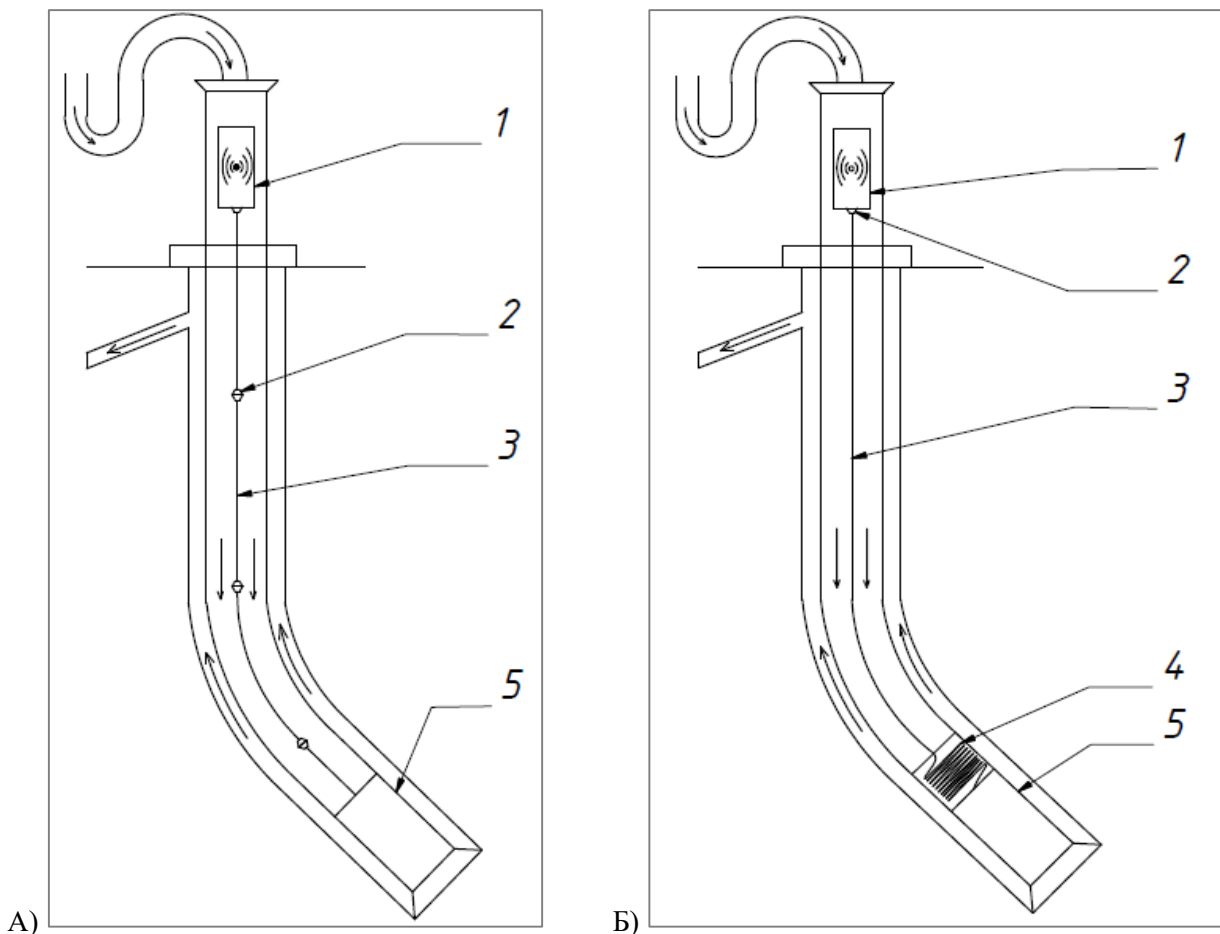


Рисунок 4.4 – Схемы с секционированным кабелем и оптическими коннекторами А, с непрерывным кабелем Б. 1 – телеметрическая ведущая труба или приемно – передающее устройство; 2 – оптический коннектор; 3 – оптоволоконный кабель; 4 – устройство для высвобождения кабеля; 5 – КНБК с ЗТС [15]

Приемно-передающее устройство 1, располагающееся на устье скважины в специально сконструированной трубе, в «телеметрической ведущей трубе», или за пределами вертлюга/ВСП, отправляет команды на забойное оборудование и получает данные с забойного оборудования, в том числе каротажные данные и параметры бурения. В состав телеметрической ведущей трубы может входить интеррогатор, оптоволоконный анализатор. На подобии шпинделя у ВЗД и

турбобуров или конструкции вертлюга устройство 1 в «телеметрической ведущей трубе» будет крепиться к трубе с помощью радиальных и осевых подшипников качения, чтобы предупредить закручивание кабеля. Питание устройства 1 будет осуществляться либо устанавливаемыми аккумуляторами, либо от внешней электрической цепи. Аналогичное устройство будет располагаться в герметичном кожухе над системой ИиКВБ в составе КНБК 5, питание которого осуществляется либо от устанавливаемого аккумулятора, либо от генератора от течения бурового раствора, либо от кабеля с оптическим волокном. Оба устройства включают в себя лазерный и приемный модули. Передача сигнала между двумя приемно-передающими устройствами осуществляется электромагнитным излучением ультрафиолетового, видимого и инфракрасного диапазона по оптическому волокну. В случае со стеклянным волокном сигнал передается в инфракрасном диапазоне при длине волны, обеспечивающей работу ОВД или минимизирующей потери сигнала при передаче информации. Оптическое волокно заключается в металлическую бронь в случае с секционированным кабелем или в бронь иного состава для возможности упругой деформации для установки в специальных устройствах, в том числе устройстве 4. Предполагается, что для непрерывного кабеля можно использовать бронь, выполненную из композитного материала, дополнительно покрытого тонким слоем металла или стали, устойчивой к агрессивным средам. Дополнительно внутреннее пространство кабеля может заполняться гидрофобным гелем, устойчивым к высоким температурам и защищающим оптическое волокно от внешней среды, в том числе предупреждающим диффундирование водорода в стекло волокна. Бронь кабеля необходима для восприятия растягивающей нагрузки и защиты оптоволокну от среды бурового раствора и иных технологических жидкостей, используемых при строительстве скважин. В схеме с непрерывным кабелем его «наращивание» осуществляется за счет тягового усилия, высвобождающего кабель из устройства 4. В устройство 4 заранее наматывается требуемая длина кабеля и устанавливается над приемно-передающим забойным устройством и подключается к нему. Возможно также протаскивание кабеля через герметизированный ВСП или вертлюг или сварка кабеля с помощью специального аппарата с последующей защитой бронью места сварки. В случае с секционированным кабелем его наращивание осуществляется при помощи присоединения секций друг к другу оптическими коннекторами 2. Кабель центрируется или крепится ко внутренней стенке БТ с помощью специальных устройств центрирования или закрепления для осуществления измерений и предупреждения его колебаний. И секционированный, и непрерывный кабель подключаются к приемно-передающему устройству 1 при помощи оптического коннектора [15].

4.3 Система мониторинга НДС БК, основанная на аналитической модели и косвенных критериях

Выбрана гибридная модель колонны. Жесткую модель на текущее состояние развития техники невозможно использовать для систем мониторинга из-за значительного времени расчета, не позволяющего осуществлять расчеты и оперативный контроль в режиме реального времени. За основу взята модель гибкой колонны с доработками, имитирующие псевдо-жесткое состояние внутрискважинного инструмента.

Для верификации расчетной модели осуществляется калибровка параметров. В основном калибровка осуществляется за счет коэффициента сопротивления движению. В процессе калибровки коэффициент сопротивления включает неопределенности, поэтому процесс калибровки должен осуществляться для однотипных операций (рисунок 4.5). В процессе бурения часть бурильной колонны находится в сжатом состоянии и в наклонно направленных скважинах сжимающая нагрузка будет приходиться на бурильные трубы с замками, поэтому при расчете крутящего момента в процессе бурения используется ранее определенный коэффициент сопротивления на вращение с калибровкой эффективного радиуса на участке ниже нулевого сечения, если сходимость крутящего момента на устье не была достигнута, то осуществляться дополнительная калибровка за счет эффективного радиуса выше нулевого сечения. Эффективный радиус не может быть больше радиуса замка и меньше тела бурильной трубы. На участках с очевидным эффективным радиусом калибровка не осуществляется: УБТ, немагнитные УБТ, опорно-центрирующие устройства.



Рисунок 4.5 – Однотипность технологических операций и калибровка коэффициента сопротивления движению (составлено автором)

Калибровка осуществляется путем поиска параметров модели, обеспечивающих сходимость расчетных значений веса на крюке (ВСП) и крутящего момента на ВСП с измеренными значениями. Калибровка эффективного радиуса и коэффициента сопротивления вращению (кручению) при бурении с ЗД без вращения колонны осуществляется только при дохождении реактивного момента до устья скважины. Из-за высокой скорости вращения вала ЗД соотношение линейной скорости вращения (кручения) к результирующей скорости при расчете затухания крутящего момента можно принять, что $\frac{v_{BP}}{v_R} = 1$. При недохождении крутящего момента до устья скважины можно использовать коэффициент сопротивления на осевое движение при расчете крутящего момента.

В системе мониторинга при осуществлении расчетов рекомендуется использовать граничные условия на конце инструмента. К граничным условиям относится осевая нагрузка на долото (конец инструмента) и крутящий момент на долоте (на конце инструмента). Способы определения граничных условий представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Определение граничного условия для расчетной модели (составлено автором)

Определяемое граничное условие	Оснащенность техническими средствами	Способ определения
Осевая нагрузка на долото (на конец инструмента)	При наличии забойного датчика осевой нагрузки	Измерения датчика
	При отсутствии забойного датчика осевой нагрузки	За счет разности веса на крюке нагруженного и ненагруженного конца инструмента при условии соблюдения однотипности операции по совпадению направления движения инструмента, наличия циркуляции бурового раствора, соотношений скорости осевого движения и линейной скорости движения точек на наружной поверхности БК
Крутящий момент на долоте (на конце инструмента)	При наличии забойного датчика крутящего момента	Измерения датчика
	При наличии датчика частоты вращения ГЗД	Косвенные измерения из расчета мощности ЗД
	При наличии ВЗД в составе компоновке	По дифференциальному давлению по предварительным динамометрическим испытаниям ВЗД [1]
	При отсутствии вспомогательных средств	Расчетным способом по моделям из таблицы 4.5

Таблица 4.5 – Расчетные модели определения крутящего момента на долоте (составлено автором)

Тип долота	Модель	Формула
Шарошечное (дробяще и дробяще-скальвающего действия) ¹	Т.М. Warren	$M_d = D_d F_d \left(C_{d,1} + C_{d,2} \sqrt{\frac{v_{бур}}{n_d D_d}} \right) \left(\frac{1}{1 + k_{изн} L_{дол}} \right)$

Продолжение Таблицы 4.5

Тип долота	Модель	Формула
Лопастное, в том числе РДС (режущее-скалывающего действия)	Е. Detournay и др.	$M_d = \frac{D_d^2 - d_d^2}{8} \left(\frac{2\mu_d \gamma_d F_d}{D_d - d_d} + \sigma_{кр.ск} h_{об} (1 - \mu_d \gamma_d \xi) \right)$
Алмазное и импрегнированное (истирающего и истирающе-режущего действия) ²	Фрикционная	$M_d = \frac{1}{3} \mu_a D_d F_d$
<p>1 – константы $C_{д,1}$, $C_{д,2}$, $k_{изн}$ определяются в лабораторных условиях или в полевых за счет аппроксимации функции $\frac{M_d}{D_d F_d} = f\left(\sqrt{\frac{v_{бур}}{n_d D_d}}\right)$</p> <p>2 – μ_a определяется за счет отношения $\frac{3\Delta v_{бур}}{D_d \Delta F_d}$</p>		

При потере устойчивости бурильной колонны формируются дополнительные силы прижатия БК о стенки скважины, напряжения изгиба в теле БК. Учет соответствующих эффектов осуществляется после идентификации и локализации потери устойчивости предлагаемым алгоритмом.

Алгоритм идентификации и локализации потери устойчивости:

1. Осуществляется обработка данных инклинометрии по предложенному в диссертационной работе алгоритму.
2. Калибруется коэффициент сопротивления в процессе спуска колонны до забоя скважины.
3. При достижении забоя скважины движение тальблока будет вызвано сжатием колонны и выработкой забоя скважины от осуществления бурения. До потери устойчивости снижение веса на крюке от момента достижения забоя скважины будет приближенно соответствовать фактической осевой нагрузке на породоразрушающем инструменте.
4. Строя распределение осевой силы по инструменту также осуществляется расчет осевой деформации по колонне. Если фактическая скорость движения тальблока отличается от ожидаемой, являющейся суммой сжатия колонны по закону Гука и объема разрушения горной породы, согласно реализуемого закона изменения веса на крюке на РПД, то это свидетельствует, что сформировался продольный изгиб (таблица 4.6). Осевую деформацию колонны также вызывают температурное расширение материала и избыточное давление на стенки БК, однако данные явления уже закладываются на начало выполнения алгоритма и не препятствуют отслеживанию деформации от разгрузки колонны на забой скважины.

Таблица 4.6 – Критерии идентификации и локализации потери устойчивости (составлено автором)

Увеличение скорости движения тальблока (ВСП)	Потеря устойчивости бурильной колонны. Силы трения на участках потери устойчивости малы в осевом направлении	Если отсутствует риск вскрытия каверны, слабого пласта или пропластка
Снижение скорости движения тальблока (ВСП)	Потеря устойчивости бурильной колонны. Силы трения на участках потери устойчивости в осевом направлении значительны	Перед осуществлением алгоритма коэффициент сопротивления на спуск должен быть откалиброван или отмечается его неизменность в процессе продолжительного времени бурения
Резкий ударный инцидент (шок), сопровождающийся изменением скорости движения тальблока	Спонтанный переход бурильной колонны в спиральную конфигурацию	Регистрируется забойным датчиком вибрации. Одновременная регистрация устьевым датчиком вибрации позволяет локализовать эпицентр спиральной потери устойчивости
Гашение боковых колебаний бурильной колонны при нагружении долота	Бурильная колонна переходит в спиральную конфигурацию	Регистрируется забойным датчиком вибрации. Одновременная регистрация устьевым датчиком вибрации позволяет локализовать участки с синусоидальной и спиральной потерей устойчивости

5. При фиксировании отклонения скорости движения тальблока определяется наиболее вероятное место потери устойчивости по известным формулам критической нагрузки синусоидальной и спиральной потери устойчивости с учетом избыточного давления, действующего на стенки бурильной колонны (таблица 4.7). В качестве критерия вероятности $\lambda_{кр}$ определяется отношение рассчитанного значения осевой силы в каждой точке согласно расчетному шагу к расчетно определенной критической нагрузке синусоидального и спирального изгиба в этих же точках. Расчетная критическая нагрузка может быть положительной величиной из-за влияния крутящего момента и избыточного давления. Если критическая нагрузка отрицательная, то риск потери устойчивости растет по мере увеличения критерия, если критическая нагрузка положительная – критерий снижается. При одинаковом риске предпочтение отдается более глубоким расчетным точкам, как более неопределенным, если отсутствуют дополнительные технические средства, позволяющие верифицировать техническую гипотезу.

5.1 Верифицируется критическая нагрузка, протяженность участка с синусоидальным изгибом и определяется угол наклона графика деформации от сжимающей нагрузки. Точка пересечения графика деформации в синусоидальной конфигурации с графиком деформации в

спиральной конфигурации позволяет спрогнозировать критическую нагрузку спирального изгиба;

5.2 Резкий скачок деформации может свидетельствовать о преждевременном переходе в состояние спирального изгиба;

5.3 Верифицированным значениям критических нагрузок будут соответствовать вес на крюке (ВСП) и осевая нагрузка на долоте, если при последующем нагружении вес на крюке будет меньше соответствующего определенной критической нагрузки, то произойдет потеря устойчивости БК.

Таблица 4.7 – Расчетные критические нагрузки в критериях вероятности (составлено автором)

Тип участка	Критерий участка	Формула
Вертикальный	$\lambda_B \sqrt[3]{EIw_{\text{плав}}^2}$ больше, чем критическая нагрузка синусоидального изгиба, определенная для прямолинейного или искривленного участка	$F_{\text{кр}} = \lambda_B \sqrt[3]{EIw_{\text{плав}}^2} - S_{\text{вн}}P_{\text{T}} + S_{\text{н}}P_{\text{зт}}$, где $\lambda_B = 1,94$ (только спиральная форма потери устойчивости)
Прямолинейный	Неизменность зенитного и азимутального углов на расчетном участке	$F_{\text{кр}} = \lambda_{\text{пр}} \sqrt{\frac{EIw_{\text{плав}} \sin \theta}{r_3}} - S_{\text{вн}}P_{\text{T}} + S_{\text{н}}P_{\text{зт}}$, где $\lambda_{\text{пр}} = 2$ – синусоидальная форма, $\lambda_{\text{пр}} = 4\sqrt{2}$ – спиральная форма
Искривленный	Есть изменение зенитного или азимутального угла	По формуле из сноски*, где $\lambda = 2$ – синусоидальная форма, $\lambda = 4\sqrt{2}$ – спиральная форма
		$* (F_{\text{кр}} - S_{\text{вн}}P_{\text{T}} + S_{\text{н}}P_{\text{зт}})^4 = \frac{\lambda^4 (EI)^2 \left[(w_{\text{плав}} \sin \theta + (F_{\text{кр}} - S_{\text{вн}}P_{\text{T}} + S_{\text{н}}P_{\text{зт}})i_{\theta})^2 + ((F_{\text{кр}} - S_{\text{вн}}P_{\text{T}} + S_{\text{н}}P_{\text{зт}})i_{\alpha} \sin \theta)^2 \right]}{r_3^2}$

Для повышения качества детектирования и локализации потери устойчивости рекомендуется установка датчиков вибрации, давления, осевой нагрузки и момента на долоте. Датчик вибрации за счет определения времени прохождения волны от эпицентра участка перехода в изогнутую конфигурацию позволит повысить точность определения местоположения продольного изгиба в буровой колонне. Датчик нагрузки на долоте может также выступать в роли индикатора потери устойчивости за счет недохождения осевой нагрузки сравнительно с разгрузкой на крюке и инструментом косвенной локализации потери устойчивости за счет определения участков с дополнительным прижатием от потери устойчивости.

При обнаружении потери устойчивости в целях устранения продольного изгиба рекомендуется поднять колонну с ограниченной скоростью в целях недопущения разрушения стенок скважины. Высота положения тальблока должна быть не меньше значения, соответствующего вытяжке при операции с подъемом колонны, при этом должна быть устранена затяжка БК, вызванная дополнительными силами прижатия от потери устойчивости. В целях

недопущения потери устойчивости при повторном нагружении долота вес на крюке не должен становиться меньше значения, определенного в пункте 5.3 алгоритма. Использование спрогнозированного или верифицированного значения критической нагрузки спирального изгиба позволяет подобрать технологические параметры, чтобы сохранить синусоидальную конфигурацию в целях повышения механической скорости проходки. Однако такой режим не является оптимальным из-за диссипации подводимой на забой скважины энергии и снижения ресурса внутрискважинного инструмента и оборудования из-за высокой амплитуды колебаний синусоидально изогнутой колонны и требует строгого контроля за усталостным износом бурильных труб и оборудования.

Смена амплитудно-частотных зон колебаний БК, скорости нагружения долота может изменить критические нагрузки и требуется повторное выполнение алгоритма для их верификации или осуществления непрерывного его выполнения в автоматическом режиме.

4.4 Выводы по Главе 4

Проведенное диссертационное исследование и анализ эффективности потенциальных компонентов системы мониторинга НДС БК позволяет на основе схем размещения технических средств и способов их использования выделить четыре типа систем и их подтипы. Предложена классификация систем мониторинга НДС БК и их описание.

Наиболее точный мониторинг возможен осуществлением прямых измерений сил и моментов системами III-IV типа. Предлагается использовать распределенные ОВД, основанные на явлениях упругого рассеяния Рэлея и неупругого рассеяния Мандельштама-Бриллюэна, по всей БК и квазираспределенные с брэгговскими решетками на локальных участках. Разработаны схемы реализации оптоволоконной телеметрии с непрерывным кабелем и секционированным, сборка которого осуществляется герметичными быстроразъемными оптическими коннекторами.

В краткосрочной и среднесрочной перспективах компромиссным решением может стать реализация систем мониторинга II-III типов, основанные на аналитических моделях. Предлагается математическая модель гибридной колонны, где учитывается фактор потери устойчивости, неопределенного явления, часто встречающегося при углублении наклонно направленных скважин. Учет потери устойчивости осуществляется за счет разработанного алгоритма идентификации и локализации форм продольного изгиба. Алгоритм основан на теоретически и экспериментально доказанных критериях, контроль которых прост и возможен уже используемой и распространенной аппаратурой на производстве. В качестве основного критерия используется изменение в скорости движения тальблока.

Предлагаемые разработанные решения позволяют контролировать пространственную форму БК, напрямую влияющую на качество и целостность ствола скважины, управляемость

траекторией ствола, долговечность и статическую прочность БК и внутрискважинного оборудования, то есть на эффективность технологии строительства скважины.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертации приведено решение актуальной задачи - обеспечение энергоэффективности углубления наклонно направленных скважин усовершенствованием методов контроля и управления пространственной формой бурильной колонны в условиях геолого-технологической неопределенности.

Выполненные исследования позволяют сделать следующие выводы и рекомендации:

1. Выполнен анализ существующих средств и аналитических моделей, позволяющих осуществлять оценку и прогнозирование напряженно деформированного состояния бурильной колонны. Предложены четыре типа систем мониторинга НДС БК в зависимости от наличия датчиков и их расположения в бурильной колонне, сложности и адаптивности математических моделей.

2. По результатам проведенных численных и лабораторных экспериментов уточнен принцип влияния колебаний на потерю устойчивости бурильной колонны, позволяющий усовершенствовать аналитическую модель НДС. В основе принципа заложены анализ и оценка факторов, включающих снижение сил трения бурильной колонны о стенки скважины, нивелирование стабилизирующего эффекта гравитации от прогибов при наличии утолщений бурильной колонны или ее нахождения на уступах локального участка ствола скважины, боковой прогиб колонны от поперечных колебаний в плоскости перпендикулярной вертикальной, изменение мгновенной осевой силы от осевых колебаний, а также стабилизирующий и дестабилизирующий эффекты явления параметрического резонанса.

Наличие амплитудно-частотных зон стабильности и нестабильности из-за явления параметрического резонанса свидетельствуют о сложной прогнозируемости явления потери устойчивости в реальных скважинных условиях при использовании систем мониторинга, основанных на работе аналитической модели с отсутствием средств для прямых измерений. При работе с динамически активной бурильной колонной рекомендуется поддержание технологических параметров для работы в амплитудно-частотной зоне, стабилизирующей бурильную колонну в целях аккумуляции энергии в системе бурильная колонна – разбуриваемый забой.

3. На основе проведенных экспериментов выявлены закономерности деформации колонны в критическом и закритическом состоянии. Предлагается использовать отличие в скорости деформации колонны при осевой с траекторией скважины формы, синусоидальной и спиральной конфигурации в качестве критерия идентификации потери устойчивости. Выявлено, что колонна в состоянии синусоидального изгиба под воздействием боковых колебаний испытывает высокоамплитудные деформации, при дальнейшем переходе в спиральную форму наблюдается их гашение. Рекомендуется избегать нахождения колонны в синусоидальной и

спиральной конфигурации для повышения ресурса внутрискважинного инструмента и оборудования.

4. Разработан алгоритм идентификации и локализации потери устойчивости бурильной колонны с математическим описанием напряженно-деформированного состояния внутрискважинного инструмента. Алгоритм предоставляет возможность определения фактических критических нагрузок потери устойчивости бурильной колонны в скважинных условиях. Разработанные рекомендации позволяют контролировать пространственную форму бурильной колонны, что обеспечивает энергоэффективность углубления наклонно направленных скважин.

Перспективами дальнейшего развития темы диссертации следует считать исследование влияния крутильных колебаний и эффектов вращения колонны и их сложных сочетаний с осевыми и поперечными колебаниями на НДС БК в наклонно направленных скважинах, в том числе с учетом явления параметрического резонанса и демпфирования буровым раствором, в целях преднамеренной стабилизации внутрискважинного инструмента.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- АСУ – автоматизированная система управления;
- БК – бурильная колонна;
- БТ – бурильная труба;
- БУ – буровая установка;
- ВЗД – винтовой забойный двигатель;
- ВСП – верхний силовой привод;
- ГГКп – гамма-гамма каротаж;
- ГК – гамма каротаж;
- ГКС – гидравлический канал связи;
- ГМУЭ – гидромеханическая удельная энергия;
- ГНКТ – гибкие насосно-компрессорные трубы;
- ГТИ – геолого-технологические исследования;
- ЗД – забойный двигатель;
- ЗТС – забойная телеметрическая система;
- ИВБ – измерения во время бурения;
- ИиКВБ – измерения и каротаж во время бурения;
- КВБ – каротаж во время бурения;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- КПД – коэффициент полезного действия;
- МКЭ – метод конечных элементов;
- НДС – напряженно-деформированное состояние;
- НКТ – насосно-компрессорные трубы;
- ННБ – наклонно-направленное бурение;
- ННК – нейтронный каротаж;
- ННС – наклонно направленная скважина
- ОВ – оптическое волокно;
- ОВД – оптоволоконный датчик;
- ОДУ – обыкновенное дифференциальное уравнение;
- ПК – программный комплекс;
- РД – руководящий документ;
- РПД – регулятор подачи долота;

РУС – роторно-управляемая система;

СБОВ – скважина с большим отходом от вертикали;

СБТ – стальная бурильная труба;

СКТПБ – система наземного контроля технологических параметров процесса бурения;

СПО – спуско-подъемная операция;

УБТ – утяжеленная бурильная труба;

ЭМКС – электромагнитный канал связи;

ЯМК – ядерный магнитный каротаж;

CoF – coefficient of friction (коэффициент трения);

DAS – distributed acoustic sensing (распределенный датчик вибраций);

DSS – distributed strain sensing (распределенный датчик деформаций);

DTS – distributed temperature sensing (распределенный датчик температуры);

DTSS – distributed temperature and strain sensing (распределенный датчик температуры и деформаций)

FBG – fiber bragg gratings (оптоволоконный датчик с решетками Брэгга);

FF – friction factor (коэффициент сопротивления движению);

FIMT – fiber in metal tube (технология «волокно в металлической трубке»);

LRGM – Low Resolution Geomagnetic Model (геомагнитная модель низкого качества);

PDC - polycrystalline diamond compact (долото с поликристаллическими алмазными вставками);

SRGM – Standard Resolution Geomagnetic Model (геомагнитная модель стандартного качества).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Балденко, Д. Ф. Винтовые забойные двигатели: Справочное пособие / Д. Ф. Балденко, Ф. Д. Балденко, А. Н. Гноевых. – М.: Недра, 1999. – 375 с.
2. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин / под общ. ред. А. Г. Калинина. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2011. – 647 с.
3. Буровые комплексы / под общ. ред. К. П. Порожского. – Екатеринбург: Издательство УГГУ, 2013. – 768 с.
4. ГОСТ 14169-93 Системы наземного контроля процесса бурения нефтяных и газовых скважин. Общие технические требования и методы испытаний: введен в действие Постановлением Комитета Российской Федерации по стандартизации, метрологии и сертификации от 29.03.95 № 172: дата введения 1996-01-01. – Минск: Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации. – 13 с.
5. ГОСТ Р 53375-2016 Скважины нефтяных и газовые. Геолого-технологические исследования. Общие требования: утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 18 июля 2016 г. № 849-ст: дата введения 2017-03-01. – М.: Стандартиформ, 2016. – 23 с.
6. Григулецкий, В. Г. Влияние типоразмера долота на устойчивость равновесия нижней части бурильной колонны при бурении горизонтального ствола скважины / В. Г. Григулецкий, А. Б. Кузнецов // Нефть и газ. – 2021. – № 3. – С. 37-51. DOI: 10.31660/0445-0108-2021-3-37-51
7. Двойников, М. В. Разработка методики исследования потери прямолинейной формы устойчивости бурильной колонны в динамических условиях / М. В. Двойников, П. А. Кутузов // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2024. – № 8(152). – С. 68-74. – EDN QSMRJF
8. Динамика бурильного инструмента при проводке вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин / М. С. Габдрахимов, А. С. Галеев, Л. Б. Хузина [и др.]. – СПб.: ООО «Недра», 2011. – 244 с.
9. Карпов, К. А. Методика определения зависимости вероятности отказа оптического волокна от текущего времени эксплуатации / К. А. Карпов, Е. П. Ионикова, В. П. Шувалов // Вестник СибГУТИ. – 2021. – № 2. – С. 60-68.
10. Кемаев, М. Ю. Опыт применения ядерно-магнитного каротажа во время бурения скважин для оценки насыщенности пластов ачимовских отложений / М. Ю. Кемаев, А. Р. Рахимов, И. В. Блинов // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 2025. – Т. 67, вып. 3. – С. 140-149. – EDN QSDIDF
11. Кирсанов, А. Н. Буровые машины и механизмы / А. Н. Кирсанов, В. П. Зиненко, В. Г. Кардыш. – М.: Недра, 1981. – 448 с.

12. Леонов, Е. Г. Гидроаэромеханика в бурении: Учебник для вузов / Е. Г. Леонов, В. И. Исаев. – М.: Недра, 1987. – 304 с.
13. Листвин, А. В. Оптические волокна для линий связи / А. В. Листвин, В. Н. Листвин, Д. В. Швырков. – М.: ЛЕСАРарт, 2003. – 288 с.
14. Неопределенности процесса бурения наклонно направленных скважин на примере потери устойчивости бурильной колонны / **П. А. Кутузов**, М. В. Двойников // Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья: Тезисы докладов III Международной научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 22-24 мая 2024 года. – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, 2024. – С. 36-37.
15. Оперативный контроль технологии бурения. Оптическое волокно как новый инструмент измерений и связи для условий бурения наклонно направленных скважин / **П. А. Кутузов**, М. В. Двойников, А. А. Мелехин [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 5(365). – С. 11-19. – DOI: 10.33285/0130-3872-2023-5(365)-11-19. – EDN PNZIDH
16. Патент № 2552249 Российская Федерация, МПК E21B 47/135 G08C 23/00. Порт световой связи для использования на скважинных инструментах : № 2012123378/03 : заявл. 03.06.2010 : опубл. 10.06.2015, Бюл. № 16. / Уджерех С., Йебоа Д., Мача Э. С. [и др.]; заявитель/патентообладатель Шлюмбергер Текнолоджи Б.В. – 15 с.
17. Патент № 2636989 Российская Федерация, МПК E21B 47/12 E21B 47/06. Волоконно-оптическое зондирование формы оборудования низа бурильной колонны : № 2016115351 : заявл. 27.11.2013 : опубл. 29.11.2017, Бюл. № 34. / Гадззи Б., Пурохит А., Кадам Р. С. [и др.]; заявитель/патентообладатель Халлибертон Энерджи Сервисез Инк. – 28 с.
18. Патент № 2640324 Российская Федерация, МПК E21B 44/00, G06G 7/48. Калибровка моделирования бурения, включая оценку растяжения и скручивания бурильной колонны : № 2016118660 : заявл. 17.12.2013 : опубл. 27.12.2017 / Робелло С.; заявитель/патентообладатель Халлибертон Энерджи Сервисез Инк. – 30 с.
19. Патент № 2723291 Российская Федерация, МПК H01B 11/22. Скважинный кабель с уменьшенным диаметром : 2018127648 : заявл. 22.12.2016 : опубл. 09.06.2020, Бюл. № 16. / Лоуэлл М. Э., Винсек Э., Денне М., Бодзиони М.; заявитель/патентообладатель Призмиан С.П.А. – 16 с.: ил.
20. Патент № 2850145 Российская Федерация, СПК E21B 47/007 (2025.08), G01N 3/08 (2025.08). Лабораторная установка для исследования продольного изгиба бурильной колонны в динамических условиях. Заявка № 2025107717 : заявл. 17.12.2024 : опубл. 05.11.2025 / **П. А. Кутузов**, М. В. Двойников; заявитель/патентообладатель федеральное государственное

бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II». – 10 с.: ил.

21. Практические расчеты в бурении / В. С. Федоров, В. Г. Беликов, Ф. Д. Зенков [и др.]. – М.: Недра, 1966. – 600 с.

22. Применение метода DLS-фильтрации для повышения точности расчета напряженного состояния внутрискважинного инструмента / Я. Д. Минаев, А. В. Каракетов, В. Г. Копченков [и др.] // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2022. – № 4. – С. 21-26. – EDN KPSBOM.

23. Работа бурильной колонны в скважине / Б. З. Султанов, Е. И. Ешемгужин, Н. Х. Шаммасов [и др.]. – М.: Недра, 1973. – 216 с.

24. Расчет компоновок нижней части бурильной колонны / В. М. Беляев, А. Г. Калинин, К. М. Солодский [и др.]. – М.: Недра, 1977. – 192 с.

25. РД 39-0147014-502-85. Инструкция по расчету бурильных колонн: Утв. 20.12.85 / Миннефтепром. – Куйбышев, 1986. – 130 с.

26. Сароян, А. Е. Бурильные колонны в глубоком бурении / А. Е. Сароян. – М.: Недра, 1979. – 231 с.

27. Успешное применение технологии ультразвукового каротажа для получения имиджей высокого разрешения для структурного анализа при строительстве горизонтального участка скважины на месторождении Восточной Сибири с использованием системы БРД / Е. А. Филинкова, А. С. Халилов, Д. А. Ковригин [и др.] // Бурение и нефть. – 2023. – № 3. – С. 10-17. – EDN FBJJCP.

28. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»: утв. приказом Ростехнадзора от 15 дек. 2020 г. № 534 (зарег. в Минюсте России 29 дек. 2020 г. № 61888).

29. Хошро, С. Метод оптимизации, основанный на концепции удельной механической энергии, для повышения производительности бурения: пример практического применения / С. Хошро, С. Ш. Табатабаи Моради // Записки Горного института. – 2025. – Т. 276, вып. 1. – С. 51-66. – EDN YBYKWI

30. Юнин, Е. К. Динамика глубокого бурения / Е. К. Юнин, В. К. Хегай. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – 286 с.

31. A new calculation approach of wellbore separation factor based on the relative position of adjacent wells / H. Difeng, T. Xueping, G. A. O. Wenkai [et al.] // Petroleum Exploration and Development. – 2020. – Vol. 47(1). – P. 196-203. DOI: 10.1016/S1876-3804(20)60018-0

32. A robust anomaly detection methodology using predicted hookload and neutral point for oil well drilling / V. Ramba, S. Selvaraju, S. Subbiah [et al.] // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – Vol. 195. – 13 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107787
33. A Rotation Independent In-Place Inclinator/Tilt Sensor Based on Fiber Bragg Grating / M. Maheshwari, Y. Yang, D. Upadrashta [et al.] // *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*. – 2019. – Vol. 68. – № 8. – P. 2943-2953. DOI: 10.1109/TIM.2018.2870246
34. Aadnoy, B. S. A 3D Analytical Model for Wellbore Friction / B. S. Aadnoy, M. Fazaelizadeh, G. Hareland // *Journal of Canadian Petroleum Technology*. – 2010. – № 49(10). – P. 25-36. DOI: 10.2118/141515-PA
35. Aadnoy, B. S. Theory and Application of Buoyancy in Wells / B. S. Aadnoy, E. Kaarstad // *IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition*. – Bangkok, 2006. – 10 p. DOI: 10.2118/101795-MS
36. Aarsnes, U. J. F. Benchmarking of Industrial Stick-Slip Mitigation Controllers / U. J. F. Aarsnes, F. di Meglio, R. J. Shor // *IFAC-PapersOnLine*. – 2018. – Vol. 51. – № 8. – P. 233-238. DOI: 10.1016/j.ifacol.2018.06.382
37. Adaptive dual-sensor noise cancellation method for continuous wave mud pulse telemetry / F. Qu, Z. Zhang, J. Hu [et al.] // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – Vol. 162. – P. 386-393. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.12.058
38. Advanced distributed fiber optic sensors for monitoring real-time cementing operations and long term zonal isolation / Q. Wu, S. Nair, M. Shuck [et al.] // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2017. – Vol. 158. – P. 479-493. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.08.072
39. Advancements in 3D Drillstring Mechanics: From the Bit to the Topdrive / S. Menand, H. Sellami, M. Tijani [et al.] // *IADC/SPE Drilling Conference*. – Miami, 2006. – 12 p. DOI: 10.2118/98965-MS
40. An event-triggered approach to torsional vibration control of drill-string system using measurement-while-drilling data / C. Lu, M. Wu, L. Chen [et al.] // *Control Engineering Practice*. – 2021. – Vol. 106. – 14 p. DOI: 10.1016/j.conengprac.2020.104668
41. An Improved Analysis of Axial Force Along Coiled Tubing in Inclined/Horizontal Well bores / S. Miska, W. Qiu, L. Volk [et al.] // *International Conference on Horizontal Well Technology*. – Calgary, 1996. – P. 207-214. DOI: 10.2118/37056-MS
42. Analysis on the dynamics of flexible drillstring under different drilling parameters / J. Cao, D. Zou, Q. Xue [et al.] // *Frontiers in Earth Science*. – 2024. – Vol. 12. – 20 p. DOI: 10.3389/feart.2024.1396784

43. Applied real-time data analytics improves drillstring life and design / E. Martinez, A. Ardoin, C. Cheatham [et al.] // SPE/IADC Drilling Conference, Proceedings. – Galveston, 2020. – 14 p. DOI: 10.2118/199630-ms
44. Auriol, J. Sensing and computational frameworks for improving drill-string dynamics estimation / J. Auriol, N. Kazemi, S. I. Niculescu // Mechanical Systems and Signal Processing. – 2021. – Vol. 160. – 25 p. DOI: 10.1016/j.ymssp.2021.107836
45. Basics of Optical Fiber Measurements / M. Ding, D. Fan, W. Wang [et al.] // Handbook of Optical Fibers. – Singapore: Springer Nature Singapore Pte Ltd., 2018. – P. 1–39. DOI: 10.1007/978-981-10-1477-2_57-1
46. Benham, P. P. Mechanics of Solids and Structures / P. P. Benham, F. V. Warnock. – London: Pitman Publishing Ltd., 1979. – 678 p.
47. Berro, M. J. Laboratory investigations of a hybrid mud pulse telemetry (HMPT) – A new approach for speeding up the transmitting of MWD/LWD data in deep boreholes / M. J. Berro, M. Reich // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – Vol. 183. – 14 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106374
48. Buckling configurations of tubular strings constrained in three-dimensional curved wellbores / J. Zhang, G. Yin, Y. Li [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Vol. 195. – 14 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107953
49. Challenges in the Automation of a Laboratory-Scale Drilling Rig and Comparison with the Requirements for Full Scale Drilling Automation / E. Cayeux, D. Sui, O. Akisanmi [et al.] // SPE Bergen One Day Seminar. – Bergen, 2017. – 22 p. DOI: 10.2118/185898-MS
50. Chen, Y. C. Tubing and Casing Buckling in Horizontal Wells / Y. C. Chen, Y. H. Lin, J. B. Cheatham // Journal of Petroleum Technology. – 1990. – Vol. 42. – № 02. – 5 p. DOI: 10.2118/19176-PA
51. Cobb, C. C. Real-Time Fiber Optic Downhole Video System / C. C. Cobb, P. K. Schultz // Offshore Technology Conference. – Houston, 1992. – P. 575-582. DOI: 10.4043/7046-MS
52. Comparing the results of a full-scale buckling-test program to actual well data: New semiempirical buckling model and methods of reducing buckling effects / S. Mitchell, N. B. Moore, J. Franks [et al.] // SPE Drilling and Completion. – 2011. – Vol. 26. – № 4. – P. 578-596. DOI: 10.2118/144535-PA
53. Critical buckling load assessment of drill strings in different wellbores using the explicit finite element method / M. Hajianmaleki, J. S. Daily, L. Ring [et al.] // Society of Petroleum Engineers - SPE Offshore Europe Conference and Exhibition, OE 2013. – 2013. – P. 430-446. DOI: 10.2118/166592-ms

54. Cunha, J. C. Buckling of tubulars inside wellbores: A review on recent theoretical and experimental works / J. C. Cunha // *SPE Drilling and Completion*. – 2004. – Vol. 19. – № 1. – P. 13-19. DOI: 10.2118/87895-PA
55. Data acquisition and processing of carbon rod conveyed DTS and DAS in very long horizontal wells: First trial in North Sea Danish sector / H. Danardatu, S. Gregersen, E. Altern [et al.] // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. – Amsterdam: Society of Petroleum Engineers, 2014. – P. 1101-1118. DOI: 10.2118/170663-MS
56. Dawson, R. Drillpipe Buckling in Inclined Holes / R. Dawson // *Journal of Petroleum Technology*. – 1984. – Vol. 36. – № 10. – P. 1734-1738. DOI: 10.2118/11167-PA
57. Denney, D. Continuous Improvement Led to the Longest Horizontal Well / D. Denney // *Journal of Petroleum Technology*. – 2015. – Vol. 61. – P. 55-56. DOI: 10.2118/1109-0055-JPT
58. Design and Investigation of a High-Sensitivity Tilt Sensor Based on FBG / J. Pan, L. Wang, W. Hou [et al.] // *Photonic Sensors*. – 2023. – Vol. 13. – № 2. – 11 p. DOI: 10.1007/S13320-022-0671-8
59. Design and optimization of annular flow electromagnetic measurement system for drilling engineering / L. Ge, H. Li, Q. Wang [et al.] // *Journal of Sensors*. – 2018. – Vol. 2018. – 12 p. DOI: 10.1155/2018/4645878
60. Design of a rotary valve orifice for a continuous wave mud pulse generator / Y. Zhidan, W. Chunming, G. Yanfeng [et al.] // *Precision Engineering*. – 2015. – Vol. 41. – P. 111-118. DOI: 10.1016/j.precisioneng.2015.03.005
61. Design Principles Behind the Construction of an Autonomous Laboratory-Scale Drilling Rig / E. A. Loeken, A. Trulsen, A. M. Holsaeter [et al.] // *IFAC-PapersOnLine*. – Elsevier B.V., 2018. – Vol. 51. – P. 62-69. DOI: 10.1016/j.ifacol.2018.06.356
62. Detournay, E. A Phenomenological Model for the Drilling Action of Drag Bits / E. Detournay, P. Defourny // *International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences*. – 1992. – № 29(1). – P. 13-23. DOI: 10.1016/0148-9062(92)91041-3
63. Detournay, E. Drilling response of drag bits: Theory and experiment / E. Detournay, T. Richard, M. Shepherd // *International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences*. – 2008. – № 45. – P. 1347-1360. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2008.01.010
64. Distributed fiber optic strain sensing of bending deformation of a well mockup in the laboratory / T. Sasaki, S. Zhang, K. Soga [et al.] // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2021. – Vol. 96. – 13 p. DOI: 10.1016/j.jngse.2021.104309
65. Distributed fibre optic strain sensing of an axially deformed well model in the laboratory / T. Sasaki, J. Park, K. Soga [et al.] // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2019. – Vol. 72. – 18 p. DOI: 10.1016/j.jngse.2019.103028

66. Distributed viscosity and flow velocity measurements using a fiber-optic shear stress sensor / M. P. Lipus, S. Kranz, T. Reinsch [et al.] // *Sensors and Actuators A: Physical*. – 2022. – Vol. 345. – 9 p. DOI: 10.1016/j.sna.2022.113760
67. Dong, G. The vibration characteristics of drillstring with positive displacement motor in compound drilling Part1: Dynamical modelling and monitoring validation / G. Dong, P. Chen // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2018. – Vol. 43. – № 5. – 13 p. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2017.12.161
68. Dong, G. The vibration characteristics of drillstring with positive displacement motor in compound drilling Part 2: Transient dynamics and bit control force analysis / G. Dong, P. Chen // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2018. – Vol. 43. – № 27. – 11 p. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2018.02.198
69. Downhole fiber optic temperature-pressure innovative measuring system used in Sanshing geothermal test site / C. Yu, S. Lei, W. Chen [et al.] // *Geothermics*. – 2018. – Vol. 74. – P. 190-196. DOI: 10.1016/j.geothermics.2018.03.005
70. Downton, G. C. Challenges of modeling drilling systems for the purposes of automation and control / G. C. Downton // *IFAC Proceedings Volumes (IFAC-PapersOnline)*. – IFAC Secretariat, 2012. – Vol. 45. – P. 201-210. DOI: 10.3182/20120531-2-NO-4020.00054
71. Dunayevsky, V. A. Dynamic stability of drillstrings under fluctuating weight on bit / V. A. Dunayevsky, F. Abbassian, A. Judzis // *SPE Drilling and Completion*. – 1993. – Vol. 8. – № 2. – P. 84-92. DOI: 10.2118/14329-PA
72. Dupriest, F. Maximizing Drill Rates with Real-Time Surveillance of Mechanical Specific Energy / F. Dupriest, W. Koederitz // *SPE/IADC Drilling Conference*. – Amsterdam, 2007. – 10 p. DOI: 10.2118/92194-MS
73. Dushaishi, M. F. Al. An Analysis of Common Drill Stem Vibration Models / M. F. Al Dushaishi, R. Nygaard, D. S. Stutts // *Journal of Energy Resources Technology, Transactions of the ASME*. – 2018. – Vol. 140. – № 1. – 12 p. DOI: 10.1115/1.4037682
74. Dvoynikov, M. V. Analysis of Efficiency of Communication Channels for Monitoring and Operational Control of Oil and Gas Wells Drilling Process / M. V. Dvoynikov, **P. A. Kutuzov** // *International Journal of Engineering, Transactions A: Basics*. – 2025. – Vol. 38, No. 1. – P. 120-131. DOI: 10.5829/ije.2025.38.01a.12.
75. Dvoynikov, M. V. Designing of well trajectory for efficient drilling by rotary controlled systems / M. V. Dvoynikov // *Journal of Mining Institute*. – 2018. – № 231. – P. 254-262. DOI: 10.25515/pmi.2018.3.254

76. Dvoynikov, M. V. Identification of critical and post-critical states of a drill string under dynamic conditions during the deepening of directional wells / M. V. Dvoynikov, **P. A. Kutuzov** // Eng. – 2025. – Vol. 6, Issue 11. – P. 306. DOI: 10.3390/eng6110306
77. Dynamic Analysis of Drill String and Wellbore in Ultra Short Radius Wells Based on Abaqus / J. Che, Z. Qiao, L. Chen [et al.] // Membrane Technology. – 2025. – Vol. 2025. – № 1. – P. 732-740.
78. Dynamic Model for Stiff-String Torque and Drag / V. Tikhonov, K. Valiullin, A. Nurgaleev [et al.] // SPE Drilling and Completion. – 2014. – Vol. 29. – № 03. – 16 p. DOI: 10.2118/163566-MS
79. Electrodes Optimization of an Annular Flow Electromagnetic Measurement System for Drilling Engineering / L. Ge, D. Li, Q. Huang [et al.] // IEEE Access. – 2020. – Vol. 8. – P. 138481-138492. DOI: 10.1109/ACCESS.2020.3011935
80. Error reduction of tracking planned trajectory in a thin oil layer drilling using smart rotary steerable system / H. Zafarian, M. Ameri, Y. A. Vaghasloo [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Vol. 196. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107668
81. Estimating friction factors while drilling / U. J. F. Aarsnes, J. Auriol, F. Di Meglio [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – Vol. 179. – P. 80-91. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.04.014
82. Evaluation of structural integrity of tubulars in directional wellbores: A case study in north-eastern parts of India / V. Ramba, S. Selvaraju, B. V. Muppudathi [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Vol. 207. – 14 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109067
83. Evolution mechanism of optical fiber strain induced by multi-fracture growth during fracturing in horizontal wells / M. Chen, T. Guo, Y. Xu [et al.] // Petroleum Exploration and Development. – 2022. – Vol. 49. – № 1. – P. 211-222. DOI: 10.1016/S1876-3804(22)60017-X
84. Experimental study on repeater-free acoustic telemetry for downhole operations / J. Pagtalunan, K. Parmar, S. Kim [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Vol. 202. – 15 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108551
85. Fatigue crack growth life prediction for drill collar ports under constant-amplitude cyclic bending: Numerical and experimental studies / F. Song, H. Zhang, K. Li [et al.] // ASME International Mechanical Engineering Congress and Exposition, Proceedings (IMECE). – 2017. – Vol. 9. – 10 p. DOI: 10.1115/IMECE2017-72252
86. Fiber Bragg Grating Sensors Integration in Fiber Optical Systems / J. Braunfelds, S. Spolitis, J. Porins [et al.] // IntechOpen. – 2020. – 13 p. DOI: 10.5772/intechopen.94289

87. Fiber-optic sensors based on Vernier effect / Y. Liu, X. Li, Y. nan Zhang [et al.] // *Measurement: Journal of the International Measurement Confederation*. – 2021. – Vol. 167. – 17 p. DOI: 10.1016/j.measurement.2020.108451
88. Fontenot, J. E. An Improved Method for Calculating Swab and Surge Pressures and Circulating Pressures in a Drilling Well / J. E. Fontenot, R. K. Clark // *SPE Journal*. – 1974. – № 14(05). – P. 451-462. DOI: 10.2118/4521-PA
89. Franca, L. F. P. Drilling Action of Roller-Cone Bits: Modeling and Experimental Validation / L. F. P. Franca // *Journal of Energy Resources Technology*. – 2010. – № 132. – 9 p. DOI: 10.1115/1.4003168
90. From shallow horizontal drilling to ERD wells: How scale affects drillability and the management of drilling incidents / E. Cayeux, R. Shor, A. Ambrus [et al.] // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – Vol. 160. – P. 91-105. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.10.026
91. Gao, G. Effects of friction on post-buckling behavior and axial load transfer in a horizontal well / G. Gao, S. Miska // *SPE Journal*. – 2010. – Vol. 15. – № 4. – P. 1110-1124. DOI: 10.2118/120084-PA
92. He, X. Helical buckling and lock-up conditions for coiled tubing in curved wells / X. He, A. Kyllingstad // *SPE Drilling and Completion*. – 1995. – Vol. 10. – № 1. – P. 10-15. DOI: 10.2118/25370-pa
93. Ho, H.-S. An Improved Modeling Program for Computing the Torque and Drag in Directional and Deep Wells / H.-S. Ho // *63rd Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers*. – Houston, 1988. – P. 407-418. DOI: 10.2118/18047-MS
94. Hugaas, E. Buckling due to external pressure of a composite tube measured by Rayleigh optical backscatter reflectometry and analyzed by finite elements / E. Hugaas, N. P. Vedvik, A. T. Echtermeyer // *Structural Control and Health Monitoring*. – 2018. – Vol. 25. – № 8. – 13 p. DOI: 10.1002/stc.2205
95. Implementation of a Fully Automated Real-Time Torque and Drag Model for Improving Drilling Performance: Case Study / M. Shahri, T. Wilson, T. Thetford [et al.] // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. – Dallas, 2018. – P. 24-26. DOI: 10.2118/191426-MS
96. Industry-First Hybrid Technology for Coiled Tubing Services Combining Fiber-Optic and Electric Line, Enabling Downhole Power and Real-Time Communication for the Next-Generation Decision-Making Process with Wider Downhole Insight / V. Vera, C. Torres, E. Delgado [et al.] // *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. – Abu Dhabi, 2019. – P. 1-9. DOI: 10.2118/197177-MS

97. Influence of linear vibration on the errors of three-axis FOGs in the measurement while drilling systems / L. Wang, C. Zhang, S. Gao [et al.] // *Optik*. – 2018. – Vol. 156. – P. 204-223. DOI: 10.1016/j.ijleo.2017.10.114
98. IntelliServ. Handling and Best Practices : Handbook. – National Oilwell Varco, 2013. – 37 p.
99. Johancsik, C. A. Torque and Drag in Directional Wells - Prediction and Measurement / C. A. Johancsik, D. B. Friesen, R. Dawson // *Journal of Petroleum Technology*. – 1984. – Vol. 36(7). – P. 987-992. DOI: 10.2118/11380-pa
100. Liang, Z. Critical helical buckling load assessment of coiled tubing under axial force by use of the explicit finite-element method / Z. Liang, Z. L. Zhu // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – Vol. 169. – P. 51-57. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.05.053
101. Lightfoot, J. D. Introduction to API RP 78, Wellbore Surveying and Positioning / J. D. Lightfoot, W. Tank, B. Coco // *AADE National Technical Conference and Exhibition*. – Midland, 2023. – P. 1-7.
102. Liu, K. Applications of bootstrap method for drilling site noise analysis and evaluation / K. Liu, Y. Zhang, X. Wang // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – Vol. 180. – P. 96-104. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.05.030
103. Liu, K. Model and control method of a downhole electromagnetic transmitter for EM-MWD system / K. Liu // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – Vol. 192. – 13 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107210
104. Liyanarachchi, S. Improved stiff string torque and drag prediction using a computationally efficient contact algorithm / S. Liyanarachchi, G. Rideout // *Mathematical and Computer Modelling of Dynamical Systems*. – 2024. – Vol. 30. – № 1. – P. 417-443. DOI: 10.1080/13873954.2024.2348152
105. Lu, C. Improving the application depth of electromagnetic measurement while drilling (EM-MWD) systems by receiving signals from adjacent wells / C. Lu, T. Zhang, H. Zhao // *Journal of Applied Geophysics*. – 2021. – Vol. 195. – 8 p. DOI: 10.1016/j.jappgeo.2021.104468
106. Lubinski, A. Helical Buckling of Tubing Sealed in Packers / A. Lubinski, W. S. Althouse // *Journal of Petroleum Technology*. – 1962. – Vol. 14. – № 06. – P. 655–670. DOI: 10.2118/178-PA
107. Lubkin, S. Stability of columns and strings under periodically varying forces / S. Lubkin, J. J. Stoker // *Quarterly of Applied Mathematics*. – 1943. – Vol. 1. – № 3. – P. 215-236. DOI: 10.1090/qam/8982
108. Maidla, E. E. Field Comparison of 2-D and 3-D Methods for the Borehole Friction Evaluation in Directional Wells / E. E. Maidla, A. K. Wojtanowicz // *62nd Annual Technical Conference*

and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers. – Dallas, 1987. – P. 125-139. DOI: 10.2118/16663-MS

109. Mathematical model and analysis of characteristics of downhole continuous pressure wave signal / J. Wu, B. Zhou, D. Qin [et al.] // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – Vol. 186. – 9 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106706

110. McCann R. C. Experimental study of curvature and frictional effects on Buckling / R. C. McCann, P. V. R. Suryanarayana // *Proceedings Annual Offshore Technology Conference*. – 1994. – P. 511–521. DOI: 10.4043/7568-MS

111. Melekhin, A. A. Telemetry system based on fiber-optic gyroscopes / A. A. Melekhin, E. P. Riabokon, S. N. Krivoshchekov // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – 2022. – Vol. 1021. – 6 p. DOI: 10.1088/1755-1315/1021/1/012074

112. Method and apparatus for monitoring of downhole dynamic drag and torque of drill-string in horizontal wells / Y. Liu, T. Ma, P. Chen [et al.] // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – Vol. 164. – P. 320-332. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.01.077

113. Mirhaj, S. A. Torque and Drag Modeling; Soft-string versus Stiff-string Models / S. A. Mirhaj, E. Kaarstad, B. S. Aadnoy // *SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition*. – Abu Dhabi, 2016. – 15 p. DOI: 10.2118/178197-MS

114. Miska, S. An Analysis of Helical Buckling of Tubulars Subjected to Axial and Torsional Loading in inclined Wellbores / S. Miska, J. C. Cunha // *SPE Production Operations Symposium*. – Oklahoma City, 1995. – P. 173-180. DOI: 10.2118/29460-MS

115. Mitchell, R. F. How Good is the Torque-Drag Model? / R. F. Mitchell, R. Samuel // *SPE/IADC Drilling Conference*. – Amsterdam, 2007. – 9 p. DOI: 10.2118/105068-PA

116. Mitchell, R. F. Lateral buckling - The key to lockup / R. F. Mitchell, T. Weltzin // *SPE Drilling and Completion*. – 2011. – Vol. 26. – № 3. – P. 436-452. DOI: 10.2118/139824-pa

117. Mitchell, R. F. The Effect of Friction on Initial Buckling of Tubing and Flowlines / R. F. Mitchell // *SPE Drilling & Completion*. – 2007. – № 22. – P. 112-118. DOI: 10.2118/99099-PA

118. Mohan, K. Tracking Drilling Efficiency Using Hydro-Mechanical Specific Energy / K. Mohan, F. Adil, R. Samuel // *SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition*. – Amsterdam, 2009. – 12 p. DOI: 10.2118/119421-MS

119. Mud pulse signal demodulation based on support vector machines and particle swarm optimization / F. Qu, Q. Jiang, G. Jin [et al.] // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – Vol. 193. – 8 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107432

120. Multi-Wavelength Ultra-Weak Fiber Bragg Grating Arrays for Long-Distance Quasi-Distributed Sensing / W. Gao, J. Liu, H. Guo [et al.] // *Photonic Sensors*. – 2022. – Vol. 12. – № 2. – P. 185-195. DOI: 10.1007/s13320-021-0635-4

121. Namuq, M. A. Continuous wavelet transformation: A novel approach for better detection of mud pulses / M. A. Namuq, M. Reich, S. Bernstein // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2013. – Vol. 110. – P. 232-242. DOI: 10.1016/j.petrol.2013.08.052
122. Noise cancellation for continuous wave mud pulse telemetry based on empirical mode decomposition and particle swarm optimization / F. Qu, Q. Jiang, G. Jin [et al.] // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2021. – Vol. 200. – 10 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.108308
123. Numerical model and program development of horizontal directional drilling for non-excavation technology / J. Wan, S. Jiang, Y. Xia [et al.] // *Environmental Earth Sciences*. – 2021. – Vol. 80. – № 17. – 21 p. DOI: 10.1007/s12665-021-09842-w
124. Pagoda-Shaped Triboelectric Nanogenerator with High Reliability for Harvesting Vibration Energy and Measuring Vibration Frequency in Downhole / C. Wu, H. Huang, S. Yang [et al.] // *IEEE Sensors Journal*. – 2020. – Vol. 20. – № 23. – 7 p. DOI: 10.1109/JSEN.2020.3007000
125. Paslay, P. R. Bending Stress Magnification in Constant Curvature Doglegs with Impact on Drillstring and Casing / P. R. Paslay, E. P. Cernocky // 66th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers. – Dallas, 1991. – P. 138-146. DOI: 10.2118/22547-MS
126. Paslay, P. R. The stability of a circular rod laterally constrained to be in contact with an inclined circular cylinder / P. R. Paslay, D. B. Bogy // *Journal of Applied Mechanics, Transactions ASME*. – 1964. – Vol. 31. – № 4. – P. 605-610. DOI: 10.1115/1.3629721
127. Patent № 8245792 United States of America, IPC E21B 47/01. Drill bit with weight and torque sensors and method of making a drill bit : № 12/198,670 : appl. 26.08.2008 : published 21.08.2012 / Trinh T. T., Sullivan E., Pritchard D.; applicant/patentee Baker Hughes Inc. – 10 p.
128. Prediction of Wellbore Position Accuracy When Surveyed with Gyroscopic Tools / T. Torkildsen, S. Statoil, S. T. Håvardstein [et al.] // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Houston, 2008. – P. 5-12. DOI: 10.2118/184730-MS
129. Qiu, W. Drill pipe/coiled tubing buckling analysis in a hole of constant curvature / W. Qiu, S. Miska, L. Volk // *Proceedings Permian Basin Oil Gas Recovery Conference*. – 1998. – P. 385–389. DOI: 10.2118/39795-MS
130. Quantification of Depth Accuracy / A. Brooks, H. Wilson, A. Jamieson [et al.] // *Annual Technical Conference and Exhibition*. – Dallas, 2005. – 5 p. DOI: 10.2118/95611-MS
131. Quantifying Global and Random Uncertainties in High Resolution Global Geomagnetic Field Models Used for Directional Drilling / C. D. Beggan, S. Macmillan, W. J. Brown [et al.] // *SPE Drilling and Completion*. – 2021. – Vol. 36(03). – P. 1-10. DOI: 10.2118/204038-PA

132. Real-time Fiber-optic Integrated System Used For Maximizing Coiled Tubing Wellbore Cleanouts in the Latin American Region / E. Webb, R. Howard, A. Garcia [et al.] // SPE Bergen One Day Seminar. – Bergen, 2014. – 13 p. DOI: 10.2118/169218-MS
133. Real-time hybrid coiled tubing service redefines the concept of open architecture establishing a new generation of diagnostic and coiled tubing intervention / V. Vera, C. Torres, E. Delgado [et al.] // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. – Abu Dhabi, 2019. – 10 p. DOI: 10.2118/197872-MS
134. Research on Buckling Behavior and Analysis of Sensitive Factors in Horizontal Well Drilling / Y. Kuang, B. Li, J. Liu [et al.] // Journal of Failure Analysis and Prevention. – 2016. – Vol. 16. – № 3. – P. 376-383. DOI: 10.1007/s11668-016-0095-0
135. Rowley, D. S. Analysis of Surface Set Diamond Bit Performance / D. S. Rowley, F. C. Appl // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1969. – № 9(03). – P. 301-310. DOI: 10.2118/2242-PA
136. Samuel, R. Effective Force and True Force: What are They? / R. Samuel, A. Kumar // IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition. – San Diego, 2012. – 9 p. DOI: 10.2118/151407-MS
137. Samuel, R. Friction factors: What are they for torque, drag, vibration, bottom hole assembly and transient surge/swab analyses? / R. Samuel // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2010. – Vol. 73. – P. 258-266. DOI: 10.1016/j.petrol.2010.07.007
138. Samuel, R. Horizontal Drilling. Solutions and Applications / R. Samuel // Friesens Corporation, 2015. – 447 p.
139. Sawaryn, S. J. Well Collision Avoidance Management and Principles / S. J. Sawaryn // SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition. – The Hague, 2017. – P. 14-16. DOI: 10.2118/184730-MS
140. Self-Powered Multifunctional Sensor of Positive Displacement Motor Based on Triboelectric Nanogenerator / L. Kong, Y. Wang, C. Wu [et al.] // IEEE Sensors Journal. – 2021. – Vol. 21. – № 17. – 8 p. DOI: 10.1109/JSEN.2021.3090025
141. Sheppard, M. C. Designing Well Paths To Reduce Drag and Torque / M. C. Sheppard, C. Wick, T. Burgess // SPE Drilling Engineering. – 1987. – Vol. 2(4). – P. 344-350. DOI: 10.2118/15463-PA
142. Smith, S. Torque and drag modelling for Redhill South-1 in the Northern Perth Basin, Australia / S. Smith, V. Rasouli // WIT Transactions on Engineering Sciences. – 2012. – Vol. 81. – P. 97-108. DOI: 10.2495/PMR120091
143. Song, L. Study on viscosity measurement using fiber Bragg grating micro-vibration / L. Song, F. Fang, J. Zhao // Measurement Science and Technology. – 2013. – Vol. 24. – 7 p. DOI: 10.1088/0957-0233/24/1/015301

144. Srivastava, S. An extensive review of laboratory scaled experimental setups for studying drill string vibrations and the way forward / S. Srivastava, C. Teodoriu // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – Elsevier B.V., 2019. – Vol. 182. – 10 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106272
145. Stimulation With Innovative Fluid-Placement Methodology and World First Production Logging With Fiber Optic Enabled Coiled Tubing (CT) / M. Aldhufairi, K. Alomairan, S. Alghamdi [et al.] // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. – Florence, 2010. – P. 19-22. DOI: 10.2118/135200-MS
146. Studer, R. Improved BHA Sag Correction and Uncertainty Evaluation Brings Value to Wellbore Placement Importance of BHA sag / R. Studer, S. A. Total, L. Macresy // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. – San Antonio, 2006. – 11 p. DOI: 10.2118/102088-MS
147. Study of Downhole Lateral Force Measurement Modelling and Devices in Petroleum Exploration / K. Deng, W. Hu, L. Ge [et al.] // *Energies*. – 2022. – Vol. 15. – № 15. – 13 p.
148. Study on fiber-optic hydrogen sulfide gas sensor / H. Zhou, J. Q. Wen, X. Z. Zhang [et al.] // *Physics Procedia*. – Elsevier B.V., 2014. – Vol. 56. – P. 1102-1106. DOI: 10.1016/j.phpro.2014.08.023
149. Study on model-based pump noise suppression method of mud pulse signal / G. Chen, Z. Yan, T. Gao [et al.] // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2021. – Vol. 200. – 15 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108433
150. Study on the evolution of buckling behavior of tubular string under frictional effects in horizontal wells / L. Wu, P. Fang, Y. Huang [et al.] // *Journal of Vibroengineering*. – 2024. – Vol. 26. – № 4. – P. 961-982. DOI: 10.21595/jve.2024.23739
151. Sun, Y. Fiber optic distributed sensing technology for real-time monitoring water jet tests: Implications for wellbore integrity diagnostics / Y. Sun, Z. Xue, T. Hashimoto // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2018. – Vol. 58. – P. 241-250. DOI: 10.1016/j.jngse.2018.08.005
152. Suryadi, H. Evolution of drillstring integrity planning and monitoring / H. Suryadi, R. Chen, V. Dolgushin // *Society of Petroleum Engineers - SPE Annual Caspian Technical Conference*. – 2019. – P. 16-18. DOI: 10.2118/198397-ms
153. Tamura, R. High dynamic range uniaxial force/torque sensor using metal foil and semiconductor strain gauge / R. Tamura, S. Sakaino, T. Tsuji // *IEEJ Journal of Industry Applications*. – 2021. – Vol. 10. – № 5. – P. 506-511. DOI: 10.1541/ieejia.20007411
154. Tan X. C. Buckling of slender string in cylindrical tube under axial load: Experiments and theoretical analysis / X. C. Tan, B. Forsman // *Experimental Mechanics*. – 1995. – Vol. 35. – № 1. – P. 55–60.

155. Telemetry Drill Pipe: Enabling Technology for the Downhole Internet / M. J. Jellison, D. R. Hall, D. C. Howard [et al.] // SPE/IADC Drilling Conference. – Amsterdam, 2003. – 10 p. DOI: 10.2118/79885-ms
156. Temperature dependent torque and drag for 3-D wells: model description and field case study / E. Wiktorski, M. Tveiterå, D. Sui [et al.] // ASME 2017 36th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering. – 2018. – 17 p. DOI: 10.1115/OMAE2017-61230
157. Tikhonov, V. S. Analysis of postbuckling drillstring vibrations in rotary drilling of extended-reach wells / V. S. Tikhonov, A. I. Safronov // Journal of Energy Resources Technology, Transactions of the ASME. – 2011. – Vol. 133. – № 4. – 8 p. DOI: 10.1115/1.4005241
158. Tortuosity versus Micro-Tortuosity - Why Little Things Mean a Lot / T. M. Gaynor, D. C. Chen, D. Stuart [et al.] // SPE/IADC Drilling Conference. – Amsterdam, 2001. – 12 p. DOI: 10.2118/67818-MS
159. Tunkiel, A. T. Impact of data pre-processing techniques on recurrent neural network performance in context of real-time drilling logs in an automated prediction framework / A. T. Tunkiel, D. Sui, T. Wiktorski // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 208. – 20 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109760
160. Tvetdal, T. Torque & drag analyses of North Sea Wells using new 3D model: Master's thesis / T. Tvetdal. – 2011. – 75 p.
161. Use of Fibre-Optic Sensors for Pipe Condition and Hydraulics Measurements: A Review / J. Prisutova, A. Krynkina, S. Tait [et al.] // CivilEng. – 2022. – Vol. 3. – № 1. – P. 85-113. DOI: 10.3390/civileng3010006
162. Vibration noise modeling for measurement while drilling system based on FOGs / C. Zhang, L. Wang, S. Gao [et al.] // Sensors. – 2017. – Vol. 17. – 17 p. DOI: 10.3390/s17102367
163. Wang, C. Y. A critical review of the heavy elastica / C. Y. Wang // International Journal of Mechanical Sciences. – 1986. – Vol. 28. – № 8. – P. 549-559. DOI: 10.1016/0020-7403(86)90052-4
164. Warren, T. M. Factors Affecting Torque for a Roller Cone Bit / T. M. Warren // Journal of Petroleum Technology. – 1984. – Vol. 36(09). – P. 1500-1508. DOI: 10.2118/11994-PA
165. Warren, T. M. Penetration-Rate Performance of Roller-Cone Bits / T. M. Warren // SPE Drilling Engineering. – 1987. – Vol. 2(01). – P. 9-18. DOI: 10.2118/13259-PA
166. Williamson, H. S. Accuracy Prediction for Directional MWD / H. S. Williamson, B. P. Amoco // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Houston, 1999. – 17 p. DOI: 10.2118/56702-MS
167. Wu, C. Research on self-powered rotation speed sensor for drill pipe based on triboelectric-electromagnetic hybrid nanogenerator / C. Wu, Q. Zhou, G. Wen // Sensors and Actuators, A: Physical. – 2021. – Vol. 326. – 9 p. DOI: 10.1016/j.sna.2021.112723

168. Wu, J. Buckling and lockup of tubulars in inclined wellbores / J. Wu, H. C. Juvkam-Wold // *Journal of Energy Resources Technology, Transactions of the ASME*. – 1995. – Vol. 117. – № 3. – P. 208-213. DOI: 10.1115/1.2835342
169. Wu, J. Coiled tubing buckling implication in drilling and completing horizontal wells / J. Wu, H. C. Juvkam-Wold // *SPE Drilling and Completion*. – 1995. – Vol. 10. – № 1. – P. 16-21. DOI: 10.2118/26336-PA
170. Wu, J. Slack-Off Load Transmission in Horizontal and Inclined Wells / J. Wu // *SPE Production Operations Symposium*. – Oklahoma City, 1996. – P. 489-494. DOI: 10.2118/29496-MS
171. Xu, D. A new measurement approach for deflection monitoring of large-scale bored piles using distributed fiber sensing technology / D. Xu, J. Yin, H. Liu // *Measurement: Journal of the International Measurement Confederation*. – 2018. – Vol. 117. – P. 444-454. DOI: 10.1016/j.measurement.2017.12.032
172. Xue, Z. Geomechanical Monitoring of Caprock and Wellbore Integrity Using Fiber Optic Cable: Strain Measurement from the Fluid Injection and Extraction Field Tests / Z. Xue, T. Hashimoto // *Energy Procedia*. – Elsevier Ltd, 2017. – Vol. 114. – P. 3305-3311. DOI: 10.22107/jpg.2022.354445.1176
173. Yunus, M. Design of Oil Viscosity Sensor Based on Plastic Optical Fiber / M. Yunus, A. Arifin // *Journal of Physics: Conference Series*. – Institute of Physics Publishing, 2018. – Vol. 979. – 8 p. DOI: 10.1088/1742-6596/979/1/012083
174. Zaharov, D. O. Finite element modeling of bottom hole assembly stress-strain state / D. O. Zaharov, A. P. Sokolov // *International Journal of Mechanical Engineering and Robotics Research*. – 2020. – Vol. 9. – № 6. – P. 803-807. DOI: 10.18178/ijmerr.9.6.803-807
175. Ziaja, M. Model of the Impregnated Diamond Bits / M. Ziaja // *AADE 2005 National Technical Conference and Exhibition*. – Houston, 2005. – 9 p.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Патент на изобретение

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**ПАТЕНТ**

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2850145**ЛАБОРАТОРНАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ
ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОДОЛЬНОГО ИЗГИБА
БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ В ДИНАМИЧЕСКИХ
УСЛОВИЯХ**

Патентообладатель: *Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II" (RU)*

Авторы: *Кутузов Павел Андреевич (RU), Двойников Михаил Владимирович (RU)*

Заявка № **2025107717**

Приоритет изобретения **17 декабря 2024 г.**

Дата государственной регистрации

в Государственном реестре изобретений
Российской Федерации **05 ноября 2025 г.**

Срок действия исключительного права
на изобретение истекает **17 декабря 2044 г.**



*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

Ю.С. Зубов

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Акт внедрения



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

№ 1 Дата 24.03.2026
на № _____ от _____

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального директора
по научной работе в области
строительства скважин
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Д.Л. Бакиров
Дата «24» 03 2026 г.



АКТ

о внедрении (использовании) результатов
кандидатской диссертации

Кутузова Павла Андреевича
(фамилия, имя, отчество соискателя ученой степени)

по научной специальности 2.8.2 Технология бурения и освоения скважин

Комиссия Секции Ученого Совета «Строительство скважин» в составе:
Председатель: Бакиров Д.Л.;

Члены комиссии: Предеин А.А., Фаттахов М.М., Щербаков А.В., Гаршина О.В.

Составили настоящий акт о том, что результаты диссертации на тему «Разработка технологии мониторинга напряженно-деформированного состояния бурильной колонны при углублении наклонно направленных скважин», представленной на соискание ученой степени кандидата наук, использованы в производственной, научно-исследовательской деятельности и при проектировании скважин в ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» с целью повышения эффективности строительства наклонно направленных скважин за счет усовершенствования методов контроля и управления пространственной формой бурильной колонны.

Разработанные в диссертационной работе методические рекомендации по обеспечению сохранения равновесного состояния соосности с траекторией ствола скважины деформированного инструмента с целью предупреждения его повышенного механического и усталостного износа основаны на:

- математической модели напряженно-деформированного состояния (НДС) бурильной колонны (БК);
- технических предложениях по выполнению конструктивных схем систем мониторинга НДС БК;
- рекомендациях по обеспечению устойчивого состояния БК при строительстве наклонно направленных скважин.

Использование результатов, полученных при выполнении диссертационной работы Кутузовым П.А., позволяет:

в процессе проектирования скважины: определить оптимальную траекторию скважины с учетом минимизации возникновения синусоидальной и спиральной форм потери устойчивости под действием избыточного давления, действующего на стенки бурильной колонны;

в процессе мониторинга строительства скважин:

– повысить энергоэффективность процесса бурения наклонно направленной скважины за счет оптимизации технологических параметров бурения с применением разработанного алгоритма идентификации и локализации потери устойчивости БК, который позволяет учитывать нахождение колонны бурильных труб в закритическом состоянии для оценки и прогнозирования НДС БК в режиме реального времени бурения;

– сократить затраты на строительство скважин за счет предупреждения износа и слома внутрискважинного инструмента и оборудования.

С учетом отсутствия возможности диагностировать формирование напряженно-деформированного состояния бурильной колонны при углублении скважин методом дефектоскопии становится критически важным иметь возможность рассчитать вероятность потери устойчивости и спрогнозировать накопленный усталостный износ бурильных труб, что позволяет реализовать алгоритм, предложенный автором в диссертационной работе, как на этапе проектирования скважин, так и на этапе строительства.

Председатель комиссии:

Заместитель генерального директора
по научной работе в области
строительства скважин
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»,
к.т.н.

Д.Л. Бакиров

Члены комиссии:

Руководитель проектов по
сопровождению строительства
скважин г. Пермь
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

А.А. Предин

Начальник
Управления технологии
строительства скважин г. Тюмень
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»,
к.т.н.

М.М. Фаттахов

Руководитель направления
Управление проектирования
строительства скважин г. Тюмень
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

А.В. Щербаков

Старший менеджер
Управления технологии
строительства скважин г. Пермь
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»,
к.т.н.

О.В. Гаршина