

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Уфимский государственный нефтяной технический университет»

На правах рукописи



МУХАМЕТГАЛИЕВ ИЛЬМИР ДАМИРОВИЧ

**ПОВЫШЕНИЕ ТОЧНОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ ПРОЕКТНОЙ ТРАЕКТОРИИ
ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ПРИ БУРЕНИИ В ПРОДУКТИВНОМ
ГОРИЗОНТЕ**

Специальность 2.8.2. – «Технология бурения и
освоения скважин» (технические науки)

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, доцент
Аглиуллин Ахтям Халимович

Уфа 2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ, ПОСВЯЩЕННЫХ РАСЧЕТУ И ПРОЕКТИРОВАНИЮ ОРИЕНТИРУЕМЫХ КОМПОНОВОК НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ.....	10
1.1 Общие сведения о развитии технических средств для отклонения наклонно-направленной скважины	10
1.2 Развитие расчетных моделей и методов процессов искривления скважины и компоновки низа бурильной колонны	16
1.3 Состояние направленного бурения в Западной Сибири.....	22
1.4 Анализ отклоняющих систем роторных управляемых систем.....	25
1.5 Сравнительный анализ работы имитационных тренажерных комплексов для обучения практическим навыкам бурения.....	31
1.6 Выводы по главе 1.....	44
ГЛАВА 2 РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ И ПРОВЕДЕНИЕ АНАЛИТИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДИНАМИКИ КОМПОНОВКИ НИЖНЕЙ ЧАСТИ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ПРИ БУРЕНИИ НАКЛОННО- НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН.....	46
2.1 Установление и исследование факторов влияния контактного взаимодействия бурильной колонны со стенкой скважины на процесс набора кривизны при бурении наклонно-направленных скважин.....	46
2.2 Расчет дифференциальных уравнений системы «долото-забойный двигатель-утяжеленные бурильные трубы» при их взаимодействии со стенкой скважины.....	56
2.3 Расчет и исследование отклоняющей силы на долоте при асимметричном разрушении забоя скважины.....	66
2.4 Проведение аналитических исследований процесса взаимодействия КНБК со стенкой скважины.....	74
2.5 Сравнительный анализ методов расчета интенсивности искривления скважины при бурении направленных скважин.....	96
2.6 Выводы по главе 2.....	106

ГЛАВА 3 РАЗРАБОТКА И ПРОМЫШЛЕННОЕ ВНЕДРЕНИЕ ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ИЗМЕРЕНИЯ И УПРАВЛЕНИЯ ОТКЛОНЯЮЩЕЙ СИЛОЙ КНБК В ПРОЦЕССЕ НАБОРА КРИВИЗНЫ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ	108
3.1 Разработка программы-тренажера для контроля и управления процессом набора кривизны наклонно-направленных скважин.....	108
3.2 Анализ и практическое применение программы-тренажера по бурению при бурении наклонно-направленных скважин и скважин с горизонтальным окончанием.....	121
3.3 Расчет экономического эффекта совершенствования технологии проводки наклонно-направленных скважин с горизонтальным окончанием при промышленном внедрении разработанной программы-тренажера в ООО «Интеллектуальные системы».....	133
3.4 Выводы по главе 3.....	134
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	136
Список литературы.....	138
Приложение А. Свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ.....	156
Приложение Б. Справки о внедрении результатов диссертационной работы..	158

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

В современных условиях строительства скважин требуется разработка и применение наиболее эффективных и экономически выгодных решений для добычи нефти и природного газа. Буровые компании нуждаются в сокращении издержек и повышении качества строительства скважин, особенно наклонно-направленных и с горизонтальным окончанием. Горизонтальное бурение скважины осуществляется в основном в продуктивном горизонте по запроектированной траектории, призванной обеспечить максимальную длину по продуктивному пласту и качество его вскрытия. Точность выполнения запроектированной траектории оказывает большое влияние, как на продолжительность освоения скважины, так и на ее последующую продуктивность. Точность бурения горизонтального участка скважины достигается путем исключения отклонения ее траектории за пределы продуктивного пласта во время бурения за счет подбора изгибной жесткости немагнитной утяжеленной трубы (НУБТ), осевой нагрузки на долото, отклоняющего усилия на лопатках роторной управляемой системы (РУС) и длины активного участка компоновки низа бурильной колонны (КНБК). Под термином "длина активного участка КНБК" следует понимать интервал КНБК с определенной поперечной жесткостью ее элементов от долота до первой точки касания НУБТ стенки скважины под воздействием осевой нагрузки на долото, что согласуется с исследованиями Б. З. Султанова, М. Р. Мавлютова, А. Г. Калинина и Р.Х. Санникова. Эта задача частично решается применением РУС в сопровождении немагнитных утяжеленных бурильных труб и забойных телеметрических систем. Перечисленные решения не в полной мере удовлетворяют требованиям по точности бурения ствола скважины по заданной траектории.

Для повышения точности бурения наклонно-направленных скважин и скважин с горизонтальным окончанием по проектной траектории необходима разработка новых типов программ, в том числе программ-тренажеров, для проектирования КНБК и сопровождения бурения.

Таким образом, совершенствование методологии подбора параметров элементов КНБК для ориентированного бурения позволит повысить точность проводки скважины по заданной траектории, что является актуальной задачей при бурении горизонтальных скважин.

Степень разработанности темы

Исследование и разработку новых методов проектирования КНБК на основе отклоняющей силы на долоте проводят для точного и качественного выполнения проектного профиля скважины. Анализ известных исследований показал, что данные работы были выполнены для КНБК, в которой забойный двигатель помимо основного назначения выполнял функцию изменения профиля скважины. В настоящее время в практике бурения широко используются РУС, основной задачей которых является оперативное управление траекторией скважины. Вопросы подбора элементов КНБК совместно с РУС для контроля и управления траекторией горизонтальной скважины недостаточно изучены и не обеспечивают требуемой точности проводки скважины по проектной траектории. В связи с этим данная работа направлена на изучение особенностей управления траекторией скважин в продуктивном горизонте.

Работа выполнена при содействии Минобрнауки России в рамках соглашения № 075-15-2020-900 по программе развития Научного центра мирового уровня (НЦМУ) УГНТУ.

Соответствие паспорту заявленной специальности

Тема работы и содержание диссертации соответствуют паспорту специальности, а именно пунктам: 2 «Конструкции скважин. Профиль и технология проводки вертикальных, наклонных, а также горизонтальных скважин, в том числе с разветвлёнными стволами. Геонавигация в процессе бурения», пункту», 10 «Моделирование, автоматизация и роботизация процессов бурения и освоения скважин, включая ремонтно-восстановительные работы, предупреждение и ликвидацию осложнений».

Цель работы

Разработка технико-технологических решений повышения точности

проводки горизонтальных участков скважин по продуктивному горизонту в соответствии с проектной траекторией.

Основные задачи исследования

1 Провести системный анализ технико-технологических факторов и горно-геологических условий, определяющих точность управления траекторией ствола горизонтальных скважин.

2 Выполнить аналитические исследования влияния вылета лопаток роторной управляемой системы, осевой нагрузки на долото на величину отклоняющей силы на долоте и лопатках РУС.

3 Разработать математическую модель процесса искривления траектории скважины с учётом работы роторной управляемой системы и предела текучести горной породы, позволяющую повысить точность управления искривлением ствола при бурении в продуктивном горизонте.

4 Разработать технико-технологические решения с реализацией в программном инструменте (виртуальный тренажёр) по повышению точности проводки скважин в продуктивном горизонте с минимизацией отклонения ствола от проектной траектории.

Научная новизна

1 Аналитически установлено, что при регулировании осевой нагрузки на долото в диапазоне от 58 до 137 кН за счет подбора изгибной жесткости немагнитных утяжеленных бурильных труб и регулирования вылета лопаток (push the bit) роторной управляемой системы соотношение отклоняющих сил на долоте и на роторной управляемой системе увеличивается в 4 раза в пропорции от 11,6/46,4 кН до 69,9/67,1 кН соответственно.

2 Разработана математическая модель процесса искривления ствола скважины при бурении с использованием роторной управляемой системы с учетом предела текучести горной породы, что позволило, например, повысить точность проводки ствола горизонтальной скважины от 81 до 92 % в пластах толщиной 1,0 м.

Теоретическая значимость

Теоретическая значимость работы заключается в результатах аналитических исследований математических моделей для вычислений интенсивности искривления ствола скважины по данным о технических характеристиках КНБК с РУС, механических свойств горных пород и режимно-технологических параметров бурения, а также в экспериментальном обосновании метода расчета параметров активного участка низа бурильной колонны для РУС, позволяющего повысить точность вскрытия и проводки скважины по продуктивному пласту до 92 %.

Практическая значимость работы

Практическая значимость работы заключается в разработке программы-тренажера для подбора геометрических параметров КНБК с РУС, учитывающего характер изменения изгибающего момента вдоль активного участка ее компоновки применительно к улучшению управляемости инструментом и контроля соответствия положения ствола его проектной траектории. Программа внедрена автором и использовалась для проектирования компоновки низа бурильной колонны и контроля ствола при бурении 125 направленных скважин на месторождениях Западной Сибири. Виртуальная программа-тренажер прошла регистрацию программ для ЭВМ №2015618263, 2020613187 и внедрена в Автономной некоммерческой организации дополнительного профессионального образования «Октябрьский центр многопрофильного обучения», ООО «Интеллектуальные системы», Государственном бюджетном профессиональном образовательном учреждении «Пермский нефтяной колледж».

Разработаны и внедрены: П2-10 М-0005 ЮЛ-279 «Недопущение пересечения скважин», П2-10 РГБП-0004 ЮЛ-279-4 «Контроль за скважинными работами», П2-10-РГБП-0005-ЮЛ-279 «Оказание услуг по ННБ на объектах Заказчика», П2-10 ТИ-0014 ЮЛ-279-6 «Эксплуатация элементов КНБК», П2-10 ТИ-0019 ЮЛ-279-3 «По работе с ВЗД», П2-10 ТИ-0024 ЮЛ-279 «Технологические срезки», П2-10 ТИ-0025 ЮЛ-279 «Руководство по бурению».

Методология и методы исследования

Исследования и решения поставленных в работе задач основаны на опыте

проводки скважин с горизонтальным окончанием, статистической обработке данных промысловых данных с использованием современных методик и приборов. Для расчета напряжений в бурильной колонне применено числовое моделирование и лицензированное программное обеспечение. Для решения дифференциальных уравнений численными методами применен программный комплекс MathCad. Имитационное моделирование различных вариаций прогибов элементов КНБК и, как следствие, генерирование отклоняющей силы на долоте проводились на разработанном программе-тренажере «Слайд Мастер 1.18».

Положения, выносимые на защиту

1 Теоретическое обоснование проектирования КНБК с РУС и технология сопровождения проводки наклонно-направленных скважин, обеспечивающих повышение точности выполнения проектной траектории скважины.

2 Методология управления КНБК по данным забойной телеметрической системы работой РУС при корректировке траектории горизонтальной скважины при бурении в продуктивном горизонте.

3 Научно обоснованная методика подбора геометрических параметров КНБК с РУС, реализованная в программе-тренажере, позволяющей подбирать рациональную компоновку низа бурильной колонны с РУС для управления траекторией ствола скважины с учетом технико-технологических условий разбуривания месторождений Западной Сибири.

Степень достоверности и апробация результатов

Достоверность научных результатов, полученных в работе, основана на применении широко апробированных методик проектирования КНБК с РУС, выполненных на компьютерных программных продуктах, прошедших государственную сертификацию, и на статистическом анализе представительного объема промысловых данных бурения наклонно-направленных скважин и скважин с горизонтальным окончанием, в т.ч. по продуктивному горизонту.

Основные положения и результаты, полученные в ходе выполнения диссертационной работы, докладывались и обсуждались на: Международном семинаре, посвященной памяти профессора Г. В. Рассохина (УГТУ, г. Ухта, 4-5

февраля 2016 г.); 71-ой научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ (г. Уфа, 2020 г.); Международной отраслевой научной конференции, посвящённой проблемам бурения и освоения нефтяных и газовых скважин, им. профессора Л.А. Алексеева (УГНТУ, г. Уфа, 28 ноября 2025 г.).

Публикации

Материалы диссертационной работы опубликованы в 13 научных трудах, в том числе в 2 монографиях, 4 статьях в ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК Министерства науки и высшего образования РФ, в 1 статье в журналах, индексируемых в международных базах данных Scopus и Web of Science, в 3 работах в сборниках Международных и Всероссийских конференций. Получен 1 патент РФ и 2 свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ.

Структура и объем диссертации

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, библиографического списка использованной литературы, включающего 159 наименований. Работа изложена на 163 страницах машинописного текста, содержит 64 рисунков, 17 таблиц.

Благодарности

Автор выражает благодарность профессору, доктору технических наук, профессору кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» Р. А. Исмакову, кандидату технических наук, профессору Л. М. Левинсону и кандидату технических наук, доценту Д. И. Чистову за консультации и помощь в подготовке работы.

ГЛАВА 1 АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ, ПОСВЯЩЕННЫХ РАСЧЕТУ И ПРОЕКТИРОВАНИЮ ОРИЕНТИРУЕМЫХ КОМПОНОВОК НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

1.1 Общие сведения о развитии технических средств для отклонения наклонно-направленной скважины

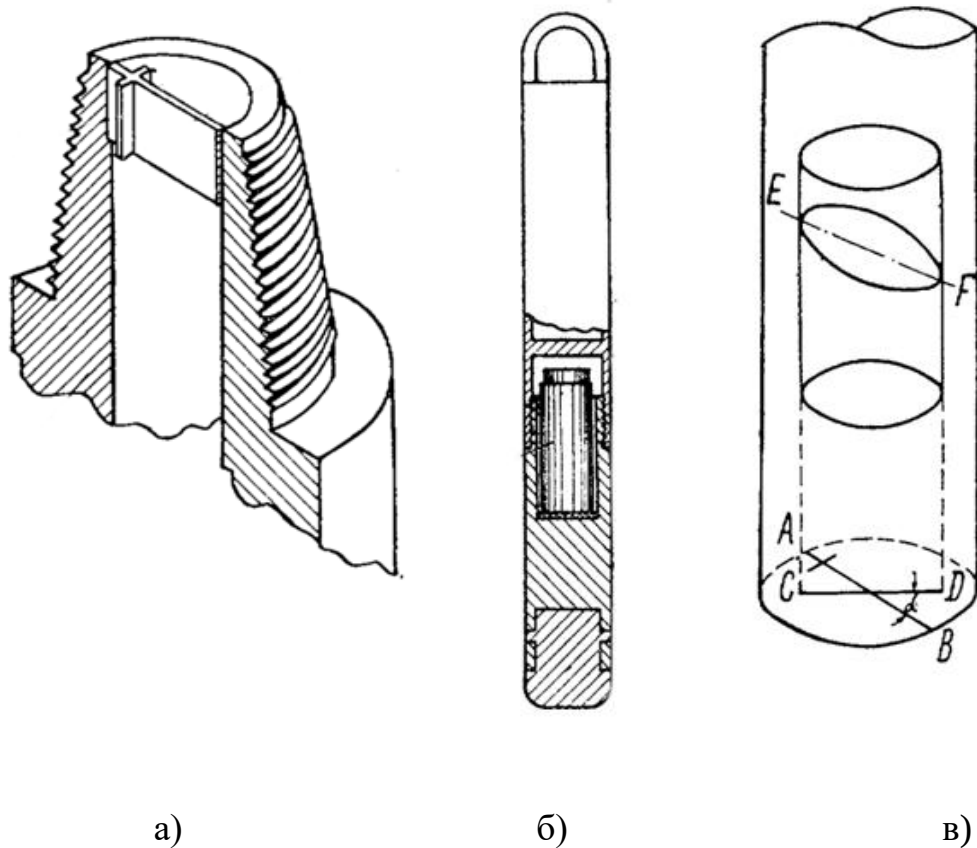
Расчетные модели и различные методики проектирования компоновки низа буровой колонны получили свое развитие главным образом из-за необходимости увеличения эффективности строительства нефтяных и газовых скважин.

Если с 20-х гг. прошлого века общее развитие технологии бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин шло умеренными темпами, то уже с 30-х гг. с приходом индустриализации и внедрением пятилеток потребовалось нарастить производственные мощности, в том числе в области строительства нефтяных и газовых скважин [1].

Отечественные развивающиеся производственные мощности позволили запустить бурение первой наклонно-направленной скважины в 1934 г. в Азербайджане [2]. Бурение проводилось роторным способом, а в качестве отклоняющего устройства был применен клиновой отклонитель. Следует отметить, что конструктивные параметры клиновых отклонителей были позаимствованы у Соединенных Штатов Америки. Впоследствии, поняв пользу этого нового скважинного устройства, стали различать вертикальную часть скважины и её наклонную секцию. Уже в 1934–1936 гг. применение клинового отклонителя стало повсеместным в районах Азербайджанской ССР и Чечено-Ингушской АССР. Именно двухинтервальный тип профилей получили нефтяные скважины в первой половине XX в. Подобное оптимальное решение было необходимо главным образом в связи с особенностями стратиграфического разреза в выше-обозначенных активно разрабатываемых регионах [3].

Советская научная школа продолжала научные изыскания в области расширения парка бурового оборудования.

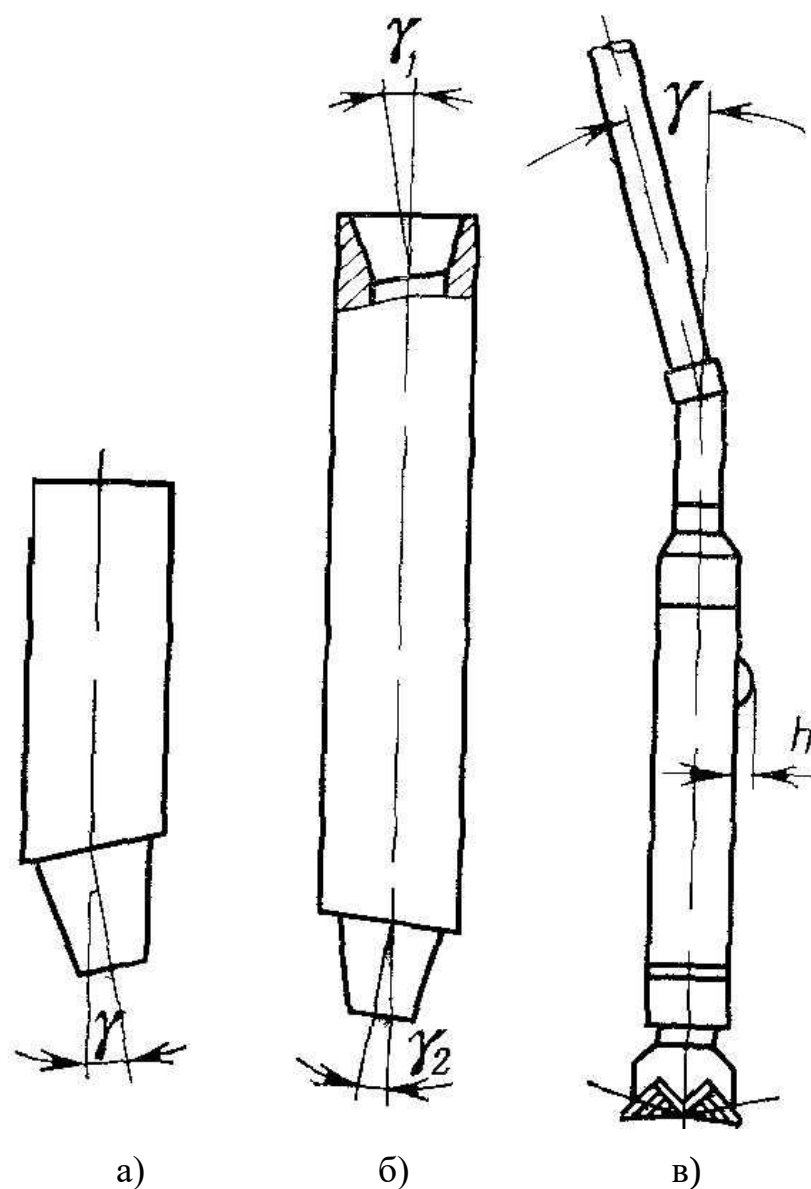
Инженеры А. Н. Шаньгин и Н. А. Кулигин разработали принципиально новый метод ориентирования клинового отклонителя. Основную ценность их разработка представляла в возможности проецирования лицевого направления клинового отклонителя на горизонтальную плоскость (Рисунок 1.1) [4].



а) методика ориентирования клинового отклонителя в бурящейся скважине; б) применение методики для измерения кривизны скважины; в) схема применения метода

Рисунок 1.1 – Пояснение методики, предложенной советскими учеными по ориентированию скважинного оборудования А. Н. Шаньгина и Н. А. Кулигина

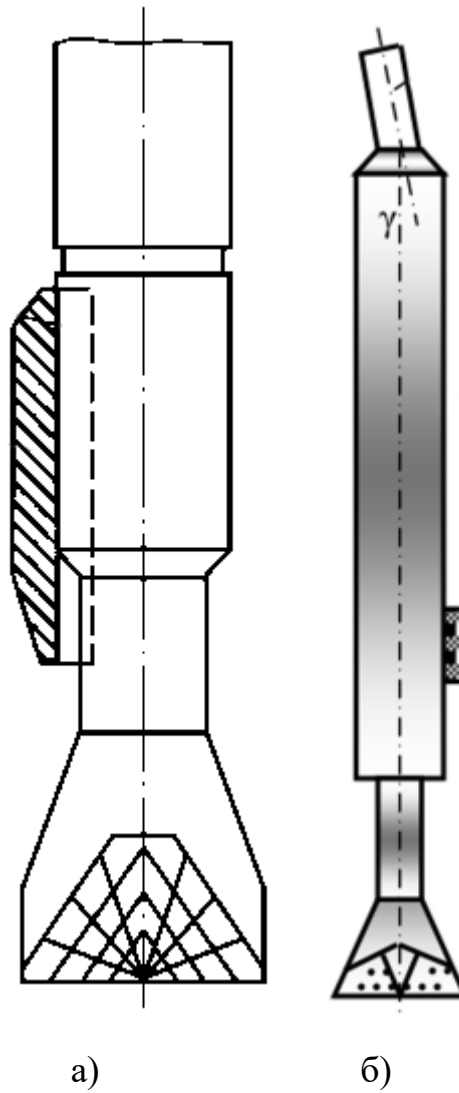
Применение кривого переводника как жесткого отклоняющего элемента как предложение было выдвинуто А. Н. Шаньгиным и Х. И. Бугаевым в 1945–1946 гг. Совместно с утяжеленными бурильными трубами подобный переводник в последствии позволил осуществлять бурение большим, средним и малым радиусом кривизны (Рисунок 1.2).



а) кривой переводник с искривленным ниппелем; б) кривой переводник с искривленным ниппелем и муфтой; в) применение кривого переводника совместно с забойным двигателем

Рисунок 1.2 – Эскизы кривого переводника и его применения в КНБК с забойным двигателем

К 1948 г. инженеры завершили конструирование отклоняющего устройства «эксцентричный ниппель». Суть изобретения заключается в том, что специальная металлическая опора устанавливается на корпус забойного двигателя в нижней её части. Опора оказывает влияние на расположение забойного двигателя в скважине и, придав двигателю эксцентричное положение, формирует отклоняющее усилие на стенку скважины (Рисунок 1.3) [5].



а) металлическая опора на корпусе забойного двигателя; б) общий вид забойного двигателя с металлической опорой

Рисунок 1.3 – Забойный двигатель с металлической опорой, предложенный
А. Н. Шаньгиным, В. В. Дорошевским и К. И. Лошкаревым

Несмотря на вклад отечественных инженеров в разработку технических устройств для бурения направленных скважин прогнозирование параметров искривления было затруднительным. Использование «кривого переводника» не позволяло выполнять набор параметров кривизны в соответствии с плановыми значениями. Понятие «обратного» позволило советским ученым А. С. Бронзову, Ю. С. Васильеву и Г. А. Шетлеру в 1960 г. определить реакцию и направление вращения бурильной колонны в зависимости от величины прикладываемой осевой нагрузки на долото и вооружения долота на забое. Расчет обратного момента стал

практикой для инженеров-нефтяников. Разработанная А. С. Бронзовым, Ю. С. Васильевым и Г. А. Шетлером [6] номограмма зависимости «глубина – угол закручивания» получила широкое практическое применение позволяя рассчитывать величину угла обратного закручивания при ориентировании направляющей КНБК (Рисунок 1.4) [7].

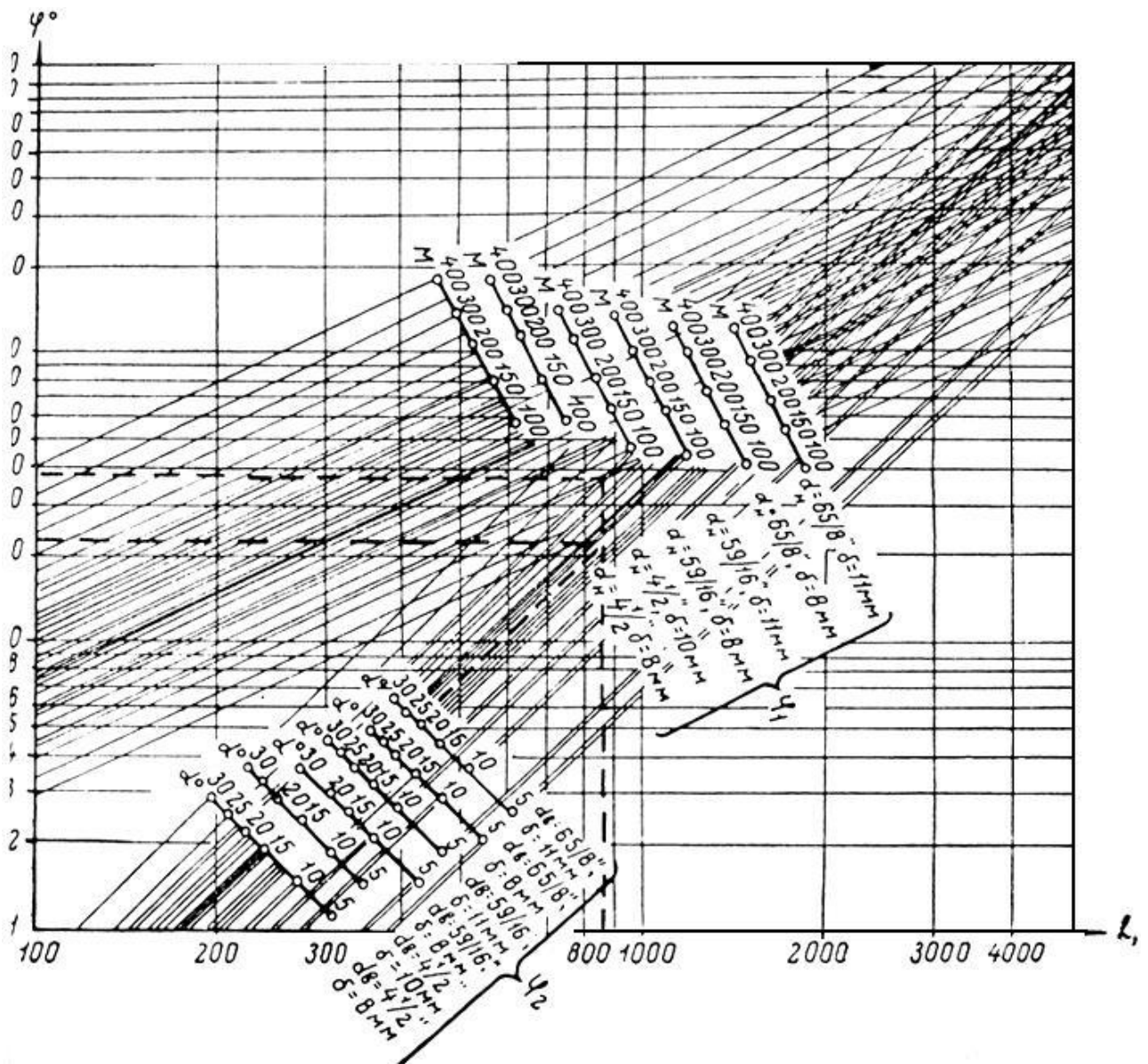


Рисунок 1.4 – Номограмма «глубина – угол» для расчета угла закручивания

Новая методика ориентирования забойного двигателя с отклоняющим устройством предложили П. И. Галюта и А. С. Сквирский в 1946 г. Суть метода заключалась в переносе меток на корпус бурильного инструмента, совмещенного с

неподвижной частью роторного стола, по мере увеличения забоя скважины (Рисунок 1.5) [8].

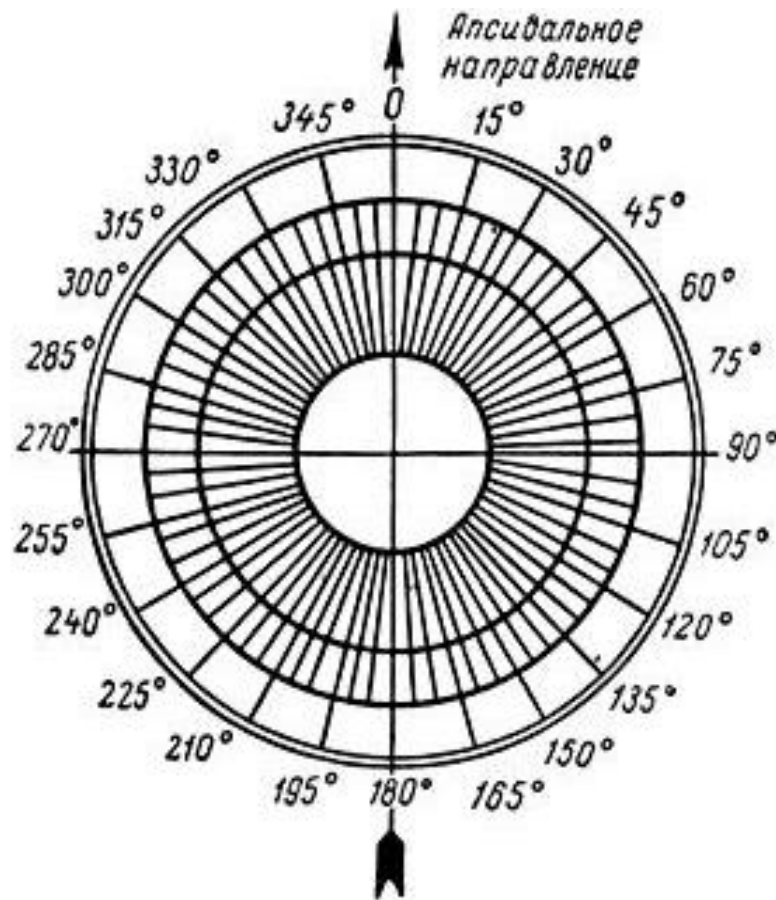


Рисунок 1.5 – Снос меток по шаблону

Данный метод имел свои недостатки, т.к. при бурении на глубине 1000-1200 м смещение метки могло достигать до 30-50°. Используемые теодолиты и визирь были вытеснены из отечественной практики после широко распространения данной методики спуска бурильного инструмента по меткам [9].

Проявление обратного момента и реакции на породоразрушающем инструменте при бурении направленных скважин стал предметом исследования А. С. Бронзова, Ю. С. Васильева и М. С. Онищенко, результаты которых легли в основу разработки шарнирного отклонителя в 1961 г. Данный шарнирный отклонитель для проводки наклонных скважин турбинным способом способен интенсифицировать процесс искривления благодаря шарнирному соединению забойного двигателя и скважинного отклонителя (Рисунок 1.6) [10].

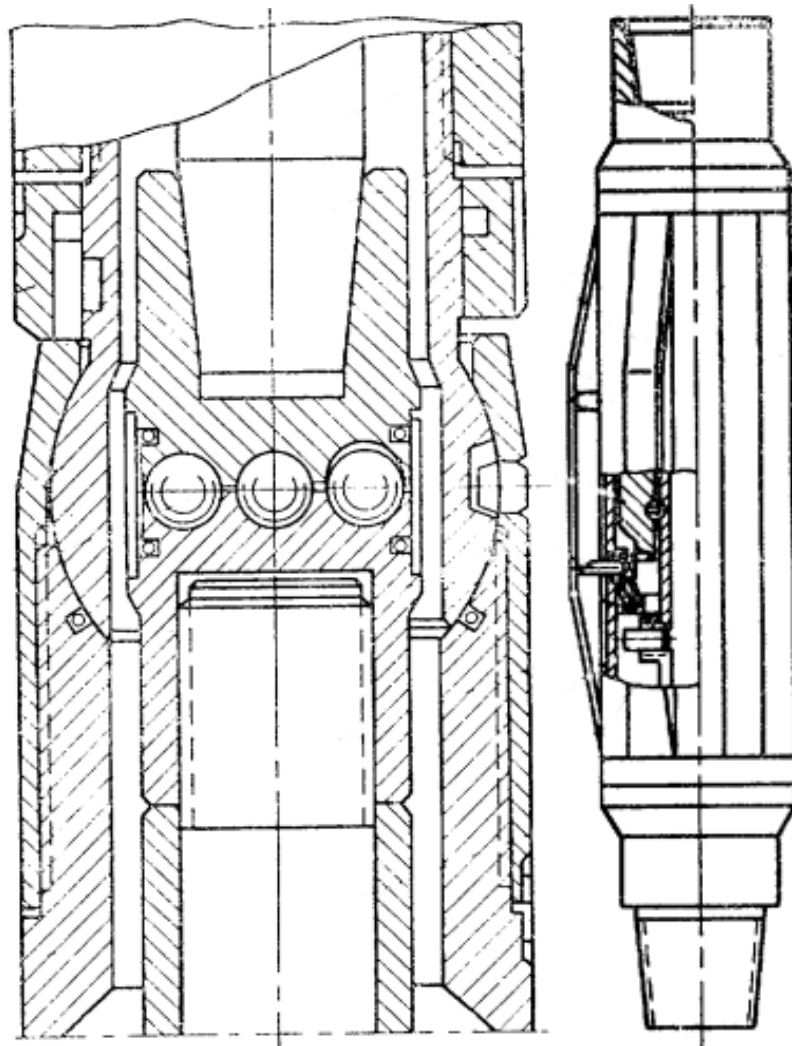


Рисунок 1.6 – Снос меток по шаблону

В данной разработке переходник-отклонитель был помещен на корпусе забойного двигателя, что придало большей устойчивости КНБК и позволило увеличить интенсивность искривления направленной скважины. В 50-х – 60-х годах XX века изучение процесса бурения направленных скважин стало интересным в обширных научных кругах, его изучение было начато в ряде технологических институтов.

1.2 Развитие расчетных моделей и методов процесса искривления скважины и компоновки низа бурильной колонны

Современное назначение КНБК в аспекте бурения направленных скважин

необходимо рассматривать для бурения с набором параметров кривизны скважины (зенитный угол и азимут ствола наклонной скважины) и для управления только зенитным углом. В первую группу относят ориентируемые отклоняющие приспособления (забойные двигатели с регулируемым углом перекоса, роторные управляемые системы). Вторая группа чаще всего включает неориентируемые отклоняющие (чаще всего лишь стабилизирующие) компоновки. Стабилизация достигается путем установки опорно-центрирующих устройств (калибраторы, корпусные стабилизаторы, центраторы и т.д.) [11].

Ориентируемые КНБК включают в себя долото, забойный двигатель с установленным углом перекоса, забойную телеметрическую систему и т.д. Однако КНБК с высокотехнологичным оборудованием как правило содержит долото, роторную управляемую систему. В турбинном бурении отклоняющая (ориентируемая) компоновка включает в себя: долото, турбинный отклонитель, магнитный переводник, бурильную трубу из немагнитного материала, УБТ и обычные бурильные трубы (БТ) [12].

Исследование сил, воздействующих на неориентируемые КНБК, получило развитие благодаря выдающемуся ученому Александру Михайловичу Григоряну, который заложил основу отечественного многозабойного бурения [13].

Бурильную компоновку с забойным двигателем с применением дифференциального уравнения упругой линии балки в 1953 г. рассмотрел Р. А. Иоаннесян [14]. В эти же годы на американском континенте исследователями Г. Вудсом и А. Лубинским была предложена наиболее полная модель плоского изгиба бурильной колонны в наклонно-направленной скважине [15]. Их модель была упрощена в виде дифференциального уравнения [16, 17]. В обновленную модель была включена осевая нагрузка и возможное уменьшение изгибающего момента от осевой составляющей веса направляющего участка бурильной колонны. Компьютерные программы дали возможность упрощения расчетов выбранных моделей и дифференциальных уравнений, что позволило кратно увеличить объем выполняемых расчетов и снижало время их проведения [18]. Ученые Е. И. Ишемгузин и Б. З. Султанов использовали нагрузку на долото в

новом уравнении, которое решалось аналитическим способом. Отказавшись учитывать в расчетах собственный КНБК была предпринята попытка избежать громоздких формул [19]. Одновременно проводились исследования и разрабатывались уравнения для построения трехмерных моделей направленных скважин, где как правило учитывалось азимутальное искривление [20]. Согласно проведенным исследованиям Т. О. Акбулатова, В. О. Белорусова, О. К. Мамедбекова, М. П. Гулизаде и др. [21-23] существует несколько теорий проявления подобного искривления, связанных, во-первых, с обратным моментом, и, во-вторых, с накатом долота. Установлено, что для расчета азимутального искривления необходимо знать величину коэффициента трения породоразрушающего инструмента об стенку скважины и его фрезерующую способность, реальное значение которых варьируется в широких пределах. По результатам исследования О. К. Мамедбекова азимутальное искривление с учетом воздействующих факторов оказывает существенное влияние на формирование напряженно-деформированного состояния бурильной колонны [24-26], что согласуется с расчетами для трехмерных моделей для плоскостных моделей КНБК [27-28]. По этой причине применение методики расчета по декартовым координатам является вполне оправданным решением для профилей наклонно-направленных скважин, находящихся в вертикальной плоскости. Скважины проектируются со сложной траекторией и являются пространственно-искривленными по причине сложного геологического разреза или, например, со сложной сеткой разработки нефтяного или газового месторождения. В данной диссертационной работе сделан существенный акцент на расчет реакции на долоте с учетом геометрических параметров КНБК и отдельно расчет азимутального искривления не предполагается.

В диссертационной работе рассматриваются два типа моделей: модели искривления скважины (кинематическая модель ИС) и статические модели КНБК [29]. Автором диссертации проведены аналитические расчеты КНБК для ориентированного бурения, что позволило получить алгоритм выбора параметров КНБК для достоверного прогнозирования изменения интенсивности искривления

ствола скважины. Рассмотренные модели показали соотношение векторов скоростей продольного и поперечного перемещения породоразрушающего инструмента. Содержится внушительное количество факторов и параметров, которые учитывать в одной определенной скважине является крайне сложной задачей. Недостатком уже имеющихся расчетов является и то, что не заложен учет коэффициента кавернозности, интенсивность кривизны скважины является равномерной без учета зон с локально высокой интенсивностью кривизны, пространственное положение скважины рассматривается с одинаковым показателем зенитного угла скважины на каждом рассчитываемом интервале.

Существует немало важных физико-механических факторов, которые существенно влияют на поведение КНБК при ориентированном бурении, однако их количественная оценка практически невозможна и наиболее важные из них перечислены в работе [30]. Отмечалось, что исследователи рассматривали плоскостную модель вместо пространственной модели наклонно-направленной скважины. При этом наблюдается обратный подход, то есть сначала определяют требования работы к КНБК и следующим шагом определяют геометрические характеристики каждого из отдельно взятого элемента КНБК, которые бы удовлетворяли определенным критериям. Расчет реакции на долоте проводился с целью его минимизации, т.е. оптимизация КНБК проводилась по критерию равенства нулю реакции на долоте [31 – 34]:

$$R_d = 0. \quad (1.1)$$

Удовлетворение выше описанному критерию по данным их исследований способна придать КНБК стабильное состояние. Подобная стабилизация предполагает полную соосность долота со скважиной, где отклонение траектории будет происходить незначительно. Ученые А. Ф. Федоров, К. М. Солодкий, А. С. Повалихин и А. Г. Калинин [35-37] предложили критерий согласно которому реакция на долоте и угол между осями долота и скважины в любой её точке равна нулю:

$$R_d = 0, U_{gd} = 0. \quad (1.2)$$

Если использовать данный критерий с двумя условиями возможно получение

таких параметров КНБК, при которых первый опорно-центрирующий элемент будет иметь существенное расстояние от породоразрушающего инструмента. При этом данное расстояние может иметь длину больше, чем расстояние до забойного двигателя. Однако, если использовать только первый критерий (1) то, калибратор возможно разместить в любом необходимом месте.

Рассмотрение плоскостной модели заняло свою историческую нишу и его применение вполне справедливо, однако воздействующие на КНБК силы, граничные условия и нагрузки требуют более детального анализа.

В работах А. Е. Сарояна рассмотрены различные профили скважин, а так же два основных способа создания осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент: первый способ предполагает создание осевой нагрузки где приложенная сила (точнее её вектор) совпадает с осью скважины, во втором случае совпадает с осью исключительно долота [38]. Дилеммой для исследователей стал вопрос о целесообразности учета нагрузки на породоразрушающий инструмент. Практика показывает, что его учет создает небольшую разницу в конечных результатах расчетов. Например, С. А. Оганов и др. рассчитывая величину сил, оказывающих результирующее влияние на КНБК отказались учитывать продольные силы в связи с тем, что их влияние не велико [39]. И. С. Гасанов и Г.С. Оганов в своих расчетах включили несколько опорно-центрирующих элементов, но не стали учитывать осевую нагрузку на долото [40]. Влияние осевой нагрузки на породоразрушающий элемент также не учитывалось М. П. Гулизаде и О. К. Мамедбековым при исследовании скважин с зенитным углом более 60 градусов [41]. Выполненные расчеты КНБК с одним опорно-центрирующим элементом Л.Я. Сушоном, П. В. Емельяновым, Р. Т. Муллагалиевым, А. Г. Шатровским, учитывая составляющую осевой нагрузки на долото и траектории скважины показали [42], что в интервале стабилизации траектории на отклоняющую силу осевая нагрузка большого эффекта не оказывает. В интервале с кривизной скважины около 2 град/100 м возникает некоторая разница в результатах расчётов, которая может составлять в пределах 2%. Данные результаты расчетов подтвердили, что при статическом расчете нет необходимости учитывать осевую нагрузку на долото.

Считается, что если частота вращения бурильной колонны менее 60 оборотов в минуту, то такой расчет можно считать статическим [43], т.к. воздействие факторов возникающих в динамическом режиме являются малозначимыми.

Выполняя подобного рода сложный расчет автор учитывал осевую нагрузку на долото [44-45]. В главе 2 представлены методы расчета, которые во многом способствуют решению научной задачи, которой посвящена данная работа.

Описание математической модели процесса искривления скважины М. П. Гулизаде, Л. Я. Кауфманом, Л. Я. Сушоном имеет вид [46-47]:

$$i_a = \frac{2}{l} \left[\beta + \theta + f * \frac{F_{от}}{F_{ос}} - \frac{h}{2} \sin 2(\alpha \pm \gamma) \right], \quad (1.3)$$

где l – длина направляющего участка, м;

$\beta = (Dd - Dt)/2l$ – угол несоосности, град;

θ – угол поворота оси долота под действием приложенных нагрузок, град;

f – коэффициент фрезерующей способности долота;

$F_{от}$ – отклоняющая сила на долоте, кН;

$F_{ос}$ – осевая нагрузка, кН;

h – индекс анизотропии пород по буримости;

α – зенитный угол, град;

γ – угол падения пластов, град.

Фрезерующая способность долота также неоднократно исследовалась учеными, однако Н. А. Григорян [48] пришел к мнению, что его точный расчет невозможен. Однако в работе другого ученого В. О. Белорусова данный коэффициент принимается от 0,096 до 0,113 в зависимости от региона проведения буровых работ [49]. Значение равное 0,25 фигурирует в работах О. К. Мамедбекова [50]. Р. И. Стефурак и А. Г. Шатровский предложили упрощение в виде совмещения результатов расчётов реакции на долоте с регрессионной моделью [51, 52].

Понятие устойчивости бурильной компоновки было введено А. С. Повалихиным и А.С. Огановым (ВНИИБТ) и оно было основано на результирующей воздействия факторов и сил на реакцию на долоте [53-56]. Если классически к этим факторам приписывали только параметры кривизны скважины

[53, 57], то со временем начали учитывать площадь поперечного сечения скважины и диаметр опорно-центрирующих элементов [58]. Проведенные расчеты позволили исследователям установить количественные оценки показателей устойчивости, что впоследствии начали называть показателем надёжности стабилизации зенитного угла. А. С. Повалихин в своей работе [59] высказывал идею о вероятности учета реальных сил, воздействующих на КНБК на базе показателей устойчивости.

Известны 3 классических способа изучения сил, воздействующих на КНБК: промышленный, который основан на реальных данных с производства, теоретический, базирующийся на теории и экспериментальный [60-61]. Для изучения и апробации теории в 1970-1980-е гг. создано множество различных установок для проведения экспериментов, однако авторы [61] придерживаются теоретического метода исследования, обосновывая его дешевизной и информативностью. Искривление скважины в пространстве возможно изучить с помощью установки АЗИНЕФТЕХИМ [53,62-65], которая была разработана на базе кафедры бурения данного одноименного института. Установка во многом позволяет изучить пространственное искривление скважины. Если продолжать рассматривать теорию изучения сил, воздействующих на КНБК, то невозможно обойтись без описания уравнений трёх моментов (3М), применяемого для раскрытия статической неопределимости многопролётных неразрезных балок. Метод наилучшим образом подходит для решения уравнений, когда опорно-центрирующие элементы имеют различные конструктивные габариты. Особенность применения метода 3М такова, что неизвестное расстояние от долота до точки контакта КНБК с нижней стенкой наклонно-направленной скважины может оставаться неопределенным. Метод разработан школой М. П. Гулизаде (АЗИНЕФТЕХИМ) [66-69]. Решение уравнения, описанного в работе [69], основано на поиске минимальной потенциальной энергии упругой системы. Методы расчета предполагают поиск равновесия, которое может быть проявлено только при минимально воздействующей потенциальной энергии.

Существует несколько неоспоримо применимых для расчета КНБК методов: конечных разностей (МКР) [56, 70-71], конечных элементов (МКЭ), который как

правило используется на базе программного обеспечения «ANSYS».

1.3 Состояние направленного бурения в Западной Сибири.

С 2024 г. доля бурения скважин с применением забойного геонавигационного оборудования (телеметрических систем) близка к 100% от общего объема бурения, в том числе с учетом сектора разведочного бурения [72]. Как неоднократно упоминал в своих научных трудах видный российский ученый А. В. Лягов, телеметрические системы давно перестали рассматриваться как атрибут контроля и управления траекторией и сейчас в режиме реального времени с их помощью возможно получить данные сложнейшего геофизического каротажа и режимов эксплуатации забойного оборудования [73-77].

Рассмотрим технические и технологические характеристики наиболее распространенных телесистем в Западной Сибири: БТС-172 и Таргет («Петротул»), Вектор и Тензор («Башнефтегеофизика»), Компасс (НПП «Буринтех»), Слимпалс (СК «Петроальянс») (Таблица 1.1).

Таблица 1.1 – Анализ параметров и режимов эксплуатации телесистем

Телесис- тема	Канал связи	Параметры измерения	Не- про- мер, м	Габарит, мм	Пог- реш- ность, гр	Про- мывка, л/сек
БТС	ЭМК	$\varphi, \alpha, Az, \gamma T_t, M, w_k$	≥ 12	172-210	$\pm 0,2$	28
Таргет	ЭМК./ гидроим п.	$\varphi, \alpha, Az, \gamma T_t, M, w_k$	≥ 12	105-203	$\pm 0,1$	6
Вектор	ГК	$\varphi, \alpha, Az, \gamma T_t, M, w_k, M_B, NN$	≥ 14	95-250	$\pm 0,2$	4
Компасс	ГК	$\varphi, \alpha, Az, \gamma, w_k, M_B, M$	≥ 13	95-203	$\pm 0,1$	3
Слим- палс	ГК./ гидроим п	$\varphi, \alpha, Az, \gamma T_t, M, w_k, M_B, NN$	≥ 15	63,5-203	$\pm 0,1$	2,2
Тензор	ГК	$\varphi, \alpha, Az, \gamma, M, M_B, w_k$	≥ 13	88,9-203	$\pm 0,1$	4,73

Параметры измерения: φ – положение направляющей КНБК, α – зенитный угол, Az – азимут, γ – естественное гамма излучение, M – вибраций КНБК, T_t – температура телесистемы, M_b – магнитное влияние от бурильной колонны, w_k – частота вращения БК, NN – нейтрон-нейтронный каротаж.

В Западной Сибири активно развивается бурение скважин с горизонтальным окончанием. В настоящее время в Западной Сибири имеются скважины, которые имеют рекордные показатели по протяженности в горизонтальной секции. Бурение высокодебитных скважин с большим отходом от вертикали (БОВ) зачастую проводится с применением роторных управляемых систем. Представим мировые достижения бурения скважин БОВ в Таблице 1.2 [78].

Таблица 1.2 – Скважины БОВ

Горизонтальное отклонение забоя, м	Длина ствола, м	Глубина скважины, м	Коэффициент отклонения забоя от устья	Компания-оператор, регион	Месторождение, скважина
14129	15000	–	–	ПАО «НК «Роснефть», Россия	Чайво, O-5RD
12033	13500	–	–	ПАО «НК «Роснефть», Россия	Чайво, O-14
11475	12345	1784	6,4	Еххон Neftegas, Россия	Одопту, OP-11
10 902	12289	1061	10,2	Maersk, Катар	Al-Shaheen, BD-04A
10585	11184	1657	6,4	TotalFinaElf, Аргентина	Ара, CN-1
10114	10658	1605	6,3	BP, Англия	Уитч-Фарм, M-11Y
9058	10191	2336	3,9	ЕххонMobil, США	Сакейт, Sa-15
8938	9557	1795	5,0	BP, Англия	Уитч-Фарм, M-14
8434	9275	2335	3,6	RWEDea, Германия	Мителпплей, Dieksand 6
8306	9278	2896	2,7	Woodside, Австралия	Гудвин, GWA-18
8146	8687	1498	5,4	TotalFinaElf, Аргентина	Каус, CS-1
8066	9244	2914	2,8	Phillips, Китай	Ксианг, 24-3A-14

Горизонтальное отклонение забоя, м	Длина ствола, м	Глубина скважины, м	Коэффициент отклонения забоя от устья	Компания-оператор, регион	Месторождение, скважина
8040	8720	1612	5,0	BP, Англия	Уитч-Фарм, М-05
7974	8530	1616	4,9	TotalFinaElf, Аргентина	Эра, AS-3
7967	8892	1633	4,9	BP, Англия	Уитч-Фарм, М-15
7853	9327	2770	2,8	Norsk Hydro, Норвегия	Озеберг 30/6-С-26А
7793	8672	2112	3,7	RWEDea, Германия	Мителплэйт, Dieksand 8
7679	8193	1503	5,1	TotalFinaElf, Аргентина	Кэус, CS-2
7652	8303	1656	4,6	BP, Англия	Уитч-Фарм, М-9Z
7645	9032	2156	3,5	Maersk, Дания	Дан, MFF-19C
7593	9082	2990	2,5	Statoil, Норвегия	Висанд 34/8-А-6НТ

Разработкой в 1996 г. компанией «Бейкер Хьюз» первой роторной управляемой системы (РУС) произошел заметный технологический скачок в бурении скважин БОВ. Современная интеллектуальная РУС «AutoTrak» способна работать автономно и проводить траекторию скважин по заранее запрограммированному профилю наклонно-направленной или горизонтальной скважины на основе алгоритмов управления траекторией скважины. На Рисунке 1.7 показана схема развития технологий направленного бурения [79-81].



Рисунок 1.7 – Становление технических средств для ННБ

1.4 Анализ отклоняющих систем роторных управляемых систем

Проект нового отечественного РУС с концепцией отклонения долота от оси забоя скважины был одобрен Фондом развития промышленности при Минпромторге РФ в 2016 г.

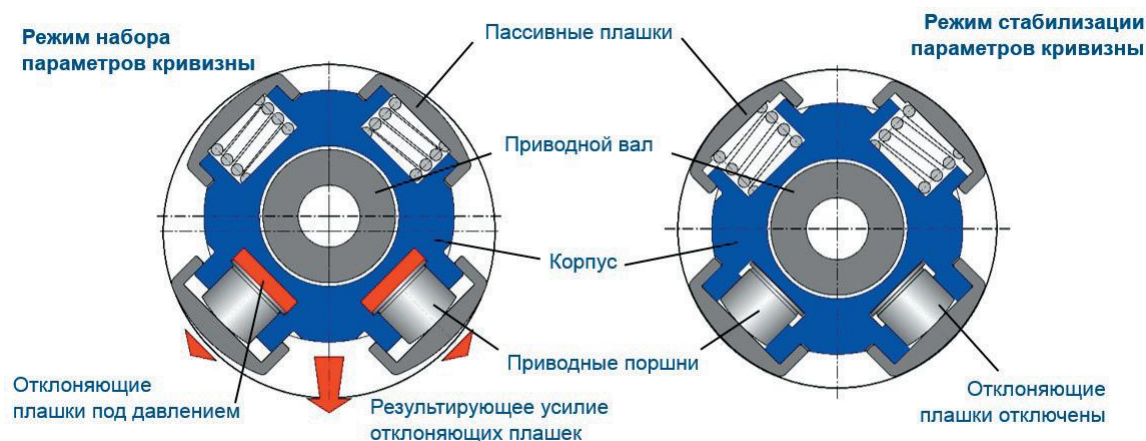


Рисунок 1.8 – Схема отклоняющих лопаток

Первый Российский РУС (Рисунки 1.8 и 1.9) [82] гидромеханического типа действия, разработанный компанией ООО НПП «Буринтех», имеет ключевое преимущество перед зарубежными аналогами. Данное преимущество заключается в прямом использовании энергии потока бурового раствора для создания давления в приводных поршнях без её потери для питания электродвигателей. В РУС-ГМ функциональные поршни приводятся в действие силой, создаваемой потоком буровой промывочной жидкости. Однако величина силы прижатия отклоняющих лопаток о стенку скважины зависит от перепада гидродинамического давления внутри буровой колонны.



Рисунок 1.9 – Общий вид РУС-ГМ компании «Буринтех»

Подобное технологическое решение позволило избежать применения таких дорогостоящих комплектующих как модули электроники, генераторы или электродвигатели и т.д. Возможность применения простых механизмов и комплектующих позволяет снизить риск выхода из строя отдельных частей РУС-ГМ, например таких, как гидравлические редукторы, пружины сжатия, торцевые муфты и др.

Еще одно преимущество РУС-ГМ-195 это то, что его разрабатывали с учетом российских технологических условий и требований к ним. На этапе проектирования заложены режимы управления РУС с учетом современной специфики бурения направленных скважин, а именно первый режим является нерабочим и два остальных являются рабочими. Сокращение времени переключения режимов управления РУС путем переключения буровых насосов позволяет сократить время на манипуляции перепускным клапаном, которым оборудовано большинство импортных РУС.

Режим удержания параметров кривизны является наиболее функциональным и важным режимом при бурении горизонтальных секций нефтяных и газовых скважин. Данный режим (далее — режим стабилизации параметров кривизны СПК) позволяет стабилизировать параметры и существенно увеличить точность проводки траекторий скважин. Следует отметить о зацеплении корпуса РУС относительно вала при отключении функциональных лопаток, что позволяет ориентировать корпус РУС-ГМ.

Непосредственный набор параметров кривизны РУС-ГМ-195 осуществляет в режиме активно работающих отклоняющих лопаток, который называется режимом набора параметров кривизны (далее — режим НПК). Для смены режимов достаточно перезапустить буровые насосы. Система распознает данную манипуляцию с буровым насосом и сменит режим работы РУС. Техно-технологические характеристики РУС-ГМ-195 производства компании «Буринтех», работающий под руководством видного российского ученого Г. Г. Ишбаева, представлены в Таблице 1.3.

Глубина замера по стволу [м]	Зенит [°]	Азимут [°]	Угол установки отклонителя в НПК ТГО [°]	Проходка в НПК [м]	Разница по зениту [°]	Разница по азимуту [°]	Пространственный угол искривления за интервал [°]	Приведенная простран- ственная интенсивность в НПК [°/10 м]	Простран- ственная интенсивность в СПК [°/10 м]	Свиты
1499,9	35,91	25,09	Режим СПК	0	Начальный замер					Уватская
1524,60	34,99	26,51	120-180	10	-0,92	1,42	1,23	1,23	-	
1549,20	35,73	23,65	260-300	10	0,74	-2,8	1,78	1,78	-	
1573,80	35,18	24,25	110-160	6	-0,56	0,60	0,66	1,09	-	
1598,50	35,32	24,56	режим СПК	-	0,15	0,31	0,23	-	0,09	Верхне- хантыммансийская
1623,10	36,55	25,55	340-35	7	1,23	0,99	1,36	1,94	-	
1647,70	36,94	25,19	режим СПК	-	0,39	-0,37	0,45		0,18	
1672,30	37,29	25,77	режим СПК	-	0,35	0,59	0,50	-	0,20	
1696,90	36,83	24,66	160-210	9	-0,46	-1,11	0,81	0,90	-	
1721,50	36,80	26,19	60-120	8	-0,03	1,53	0,92	1,14	-	
1746,10	37,03	25,82	режим СПК	-	0,23	-0,37	0,32	-	0,13	
1770,70	36,92	23,20	190-230	12	-0,10	-2,63	1,58	1,32	-	
1795,30	35,48	24,70	100-150	12	-1,45	1,50	1,70	1,42	-	Нижне- хантыммансийская
1819,90	35,20	24,96	режим СПК	-	-0,27	0,26	0,31		0,13	
1869,40	34,09	25,86	100-130	5,4	-1,12	0,90	1,23	2,27	-	
1894,00	34,24	25,77	режим СПК	-	0,16	-0,09	0Д7	-	0,07	
1918,60	34,89	24,45	280-310	10	0,65	-1,31	0,99	0,99	-	
1943,40	34,58	24,65	режим СПК	0	-0,31	0,20	0,33	-	0,13	Викуловская
1968,10	34,40	24,94	режим СПК	0	-0,18	0,29	0,25	-	0,10	
1992,70	32,86	26,59	20-40	12	-1,53	1,65	1,78	1,48		
2017,40	33,91	26,08	330-0	13,6	1,05	-0,51	1,09	0,80		
2042,10	34,97	25,44	320-0	22,1	1,06	-0,64	1,12	0,50		
2066,80	36,14	23,45	320-350	13,6	1,17	-1,99	1,65	1,21		
2091,60	37,07	22,52	340-350	11,1	0,93	-0,93	1,08	0,97		
2116,20	37,94	24,27	режим СПК	0	0,87	1,75	1,37	-	0,56	
2141,00	37,91	21,99	режим СПК	0	-0,03	-2,28	1,40	-	0,56	
2165,60	36,92	25,56	90-110	13,5	-0,99	3,57	2,39	1,77	-	
2190,20	36,42	31,35	60-110	24,6	-0,50	5,79	3,49	1,42	-	
2214,90	34,89	33,79	70-160	21,1	-1,52	2,43	2,08	0,99	-	
2239,40	34,75	34,07	режим СПК	0	-0,14	0,28	0,22	-	0,09	Алымская
2264,10	32,90	34,49	110-150	12	-1,85	0,42	1,86	1,55	-	
2288,70	31,67	37,88	90-120	13,5	-1,24	3,39	2,19	1,62	-	
2313,20	30,09	42,05	90-120	20,6	-1,58	4,16	2,66	1,29	-	
2337,80	30,29	46,12	50-90	24,6	0,20	4,07	2,06	0,84	-	
2362,30	29,90	49,68	50-100	24,6	-0,39	3,56	1,83	0,74	-	
2387,00	29,39	54,15	90-100	24,6	-0,52	4,47	2,27	0,92	-	

Рисунок 1.10 – Описание параметров кривизны траектории скважины при использовании РУС-ГМ

Физический смысл отклонения выдвижных лопаток – создание бокового усилия на долоте, которое в свою очередь начинает фрезеровать стенку скважины в направлении приложенного усилия и тем самым искривляет траекторию скважины. Модуль телеметрической системы содержит магнитометры, которые позволяет системе отслеживать собственное состояние относительно верха скважины.

Стандартная КНБК с разработанным РУС-ГМ-195 включает следующие компоненты: долото (220,7 мм) + РУС-ГМ-195 + ОЦЭ (210 мм) + немагнитная труба с забойной телесистемой (172 мм) + бурильный инструмент. Получена высокая интенсивность кривизны в режиме СПК при управляемом роторном бурении. Результаты достигнутых параметров кривизны в интервале бурения 1500 – 2398 м с РУС-ГМ-195 представлены на Рисунке 1.10.

Еще одно преимущество РУС-ГМ заключается в том, что она легко может быть совмещена с применяемыми в России телеметрическими системами для измерения параметров кривизны скважины, проведения каротажа во время бурения и т.д. Безусловно эксплуатация РУС-ГМ предполагает ручное управление, что может увеличить время настройки бурения, однако, если сравнивать с традиционным бурением, то очевидна эффективность применения РУС-ГМ и перспективность её применения. РУС-ГМ имеет неоспоримые преимущества благодаря возможности постоянного вращения во время бурения, что позволяет интенсифицировать процесс очистки скважины от шлама и сократить время, которое может быть затрачено на проработку ствола скважины и т.д. С 28 сентября по 5 октября на Южно-Приобском месторождении ПАО «Газпромнефть» были успешно завершены очередные опытно-промышленные испытания гидромеханической роторно-управляемой системы РУС-ГМ-195.

Таблица 1.3 – Технические характеристики РУС-ГМ-195

Наименование параметра	Величина
1	2
Наружный диаметр корпуса, мм	195
Минимальный наружный диаметр отклоняющих лопаток в сомкнутом положении, мм	216
Величина выхода отклоняющих лопаток, мм	12
Наружный диаметр корпусного центратора, мм	217
Общая длина, мм	4450

Наименование параметра	Величина
1	2
Длина нижнего плеча, мм	760
Полный вес, не более, кг	850
Максимальная пространственная интенсивность искривления ствола скважины на 10м проходки, град.	2,5
Минимальный зенитный угол для работы модуля электроники РУС, град.	15
Время переключения режимов работы РУС, с	40-50
Эффективный диапазон рабочего расхода промывочной жидкости, л/с	36-43
Номинальный рабочий расход промывочной жидкости, л/с	42
Максимально допустимый рабочий расход промывочной жидкости, л/с	44
Максимальный расход промывочной жидкости для выключения системы и перехода ее в режим переключения, л/с	16
Номинальная плотность промывочной жидкости, кг/м ³	1200
Максимально допустимая плотность промывочной жидкости, кг/м ³	1500
Номинальная площадь насадок на долоте, мм ²	774
Номинальный перепад давления на уровне инструмента в режиме стабилизации параметров кривизны, атм.	55
Номинальный перепад давления на уровне инструмента в режиме набора параметров кривизны, атм.	70
Максимально допустимый перепад давления на уровне инструмента, атм.	90
Содержание хлорид-ионов в растворе, не более, гр/л	190
Максимальная допустимая рабочая температура, °С	125
Максимально допустимые обороты ВСП, об/мин	200
Растягивающая нагрузка, опасная для целостности инструмента, кН	2000
Максимально допустимая рабочая осевая нагрузка, кН	300
Максимальный допустимый крутящий момент, кН·м	20
Присоединительная резьба нижняя к долоту по ГОСТ 28487-2018, муфта	3-117

Наименование параметра	Величина
1	2
Присоединительная резьба верхняя к инструменту по ГОСТ 28487-2018, муфта	3-133
Рекомендуемые моменты свинчивания резьбы 3-117, кН*м	15-20
Рекомендуемые моменты свинчивания резьбы 3-133, кН*м	20-30
Диаметр применяемых долот, мм	220,7- 222,3

Отметим, что разработка одного из самых дорогостоящих типов скважинного оборудования в России ведут сразу несколько предприятий [83]. Разработка РУС является крайне наукоемкой задачей, где требуется тщательно подбирать и сочетать как внутренние, так и внешние элементы РУС. Проведенные исследования динамики РУС показали, что основной источник колебания связан с изгибающими и сжимающими напряжениями, обусловленными искривлением скважины и жесткостью бурильного инструмента, а также режимными параметрами бурения. В связи с этими технико-технологическими условиями работы РУС разработка новых расчетных аналитических моделей расчета интенсивности кривизны наклонно-направленных скважин остается актуальной научной задачей.

1.5 Сравнительный анализ работы имитационных тренажерных комплексов для обучения практическим навыкам бурения

Активно развивается разработка отечественных ЗТС и локализация их производства [84]. Российские разработчики РУС имеют унифицированный подход в конструировании системы, которая заключается в возможности применения различных телеметрических модулей совместно с разрабатываемым РУС. Причина такого подхода заключается в распространенности достаточно большого количества ЗТС, работающих на основе гидравлического канала связи.

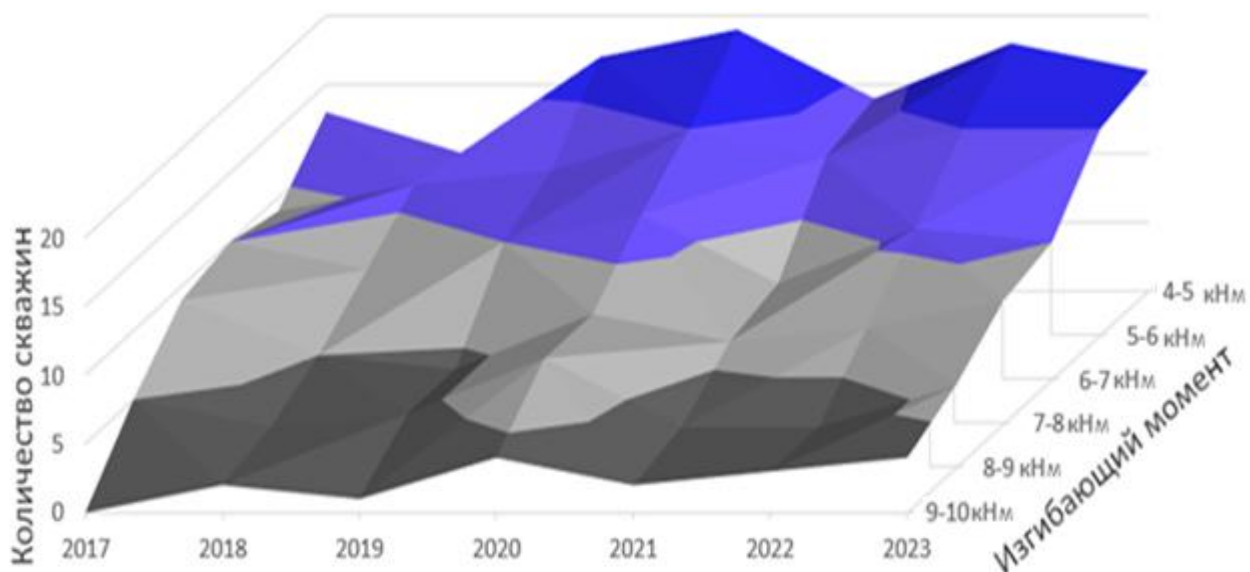


Рисунок 1.11 – Анализ скважин, пробуренных с горизонтальным участком за пределами продуктивного пласта при различном изгибающем моменте РУС

Очевидным является задача поиска решения по подбору НУБТ модуля телеметрии для РУС по технико-технологическим условиям бурения.

Необходимо также отметить, что наблюдается неудовлетворительное качество бурения горизонтальных интервалов направленных скважин в том числе с применением РУС на многих месторождениях [85]. Анализ пробуренных 872 скважин в Западной Сибири показал, что бурение в интервале «коридора» толщиной всего 1 метр приводит к отклонениям ствола скважины по следующим причинам: низкая интенсивность кривизны (70%) при управлении РУС, ошибка персонала (10%), особенности горно-геологического расположения пласта (15%), нарушение параметров бурения (5%).

Основываясь на личном производственном опыте бурения горизонтальных участков скважин с применением РУС в Западной Сибири с 2017 г. по настоящее время автором представлена диаграмма (Рисунок 1.11), показывающая количество завершенных скважин с фактическим забоем за пределами продуктивного пласта: выше его кровли или ниже подошвы в зависимости от создаваемого изгибающего момента КНБК.

В Таблице 1.4 представлена доля осложненных скважин по причинам,

вызывающим осложнение по отношению к общему количеству осложненных скважин. Исследование точности проводки траектории проводилось с целью установления влияния толщины продуктивного горизонта и изгибной жесткости НУБТ. Анализ показал, что точность проходки в горизонтальном участке скважины снижается с 94% до 68% не только по мере уменьшения толщины продуктивного пласта, но и при повышении изгибной жесткости используемого НУБТ.

Предметом анализа стали тренажеры для их применения в вузах для обучения инженеров и моделирования специфических производственных задач строительства скважин для обучения инженерно-технических работников, на выпуск которых ориентированы Уфимский государственный нефтяной технический университет, а также Тюменский индустриальный университет, Ухтинский государственный технический университет, Томский политехнический университет [86].

Таблица 1.4 – Количество горизонтальных скважин, в которых наблюдался вылет ствола за пределы толщины продуктивного горизонта

Толщина продуктивного пласта, м	Количество скважин всего, шт	Скважины без отклонений от проектной траектории, %	Тип НУБТ, количество осложненных скважин, шт
0,25	225	68%	НУБТ №1, 4
			НУБТ №2, 9
			НУБТ №3, 8
			НУБТ №4, 15
			НУБТ №5, 18
			НУБТ №6, 18
0,50	170	67%	НУБТ №1, 6
			НУБТ №2, 7
			НУБТ №3, 7
			НУБТ №4, 10
			НУБТ №5, 13
			НУБТ №6, 13
1,00	182	68%	НУБТ №1, 3
			НУБТ №2, 11
			НУБТ №3, 10
			НУБТ №4, 13
			НУБТ №5, 10
			НУБТ №6, 12
1,50	161	89%	НУБТ №1, 0
			НУБТ №2, 3
			НУБТ №3, 1
			НУБТ №4, 3

Толщина продуктивного пласта, м	Количество скважин всего, шт	Скважины без отклонений от проектной траектории, %	Тип НУБТ, количество осложненных скважин, шт
2,00	134	94%	НУБТ №5, 6
			НУБТ №6, 5
			НУБТ №1, 0
			НУБТ №2, 0
			НУБТ №3, 0
			НУБТ №4, 1
			НУБТ №5, 3
			НУБТ №6, 5
Итого	872	75%	214

Рассмотрен вопрос актуальности разработки специализированных виртуальных тренажеров для обучения специфическим задачам строительства нефтяных и газовых скважин.

Проанализировав функциональные возможности тренажеров, автор определил их эффективность и направления, по которым эти тренажеры могут быть доработаны. Также приведены рекомендации и критерии, на основе которых возможно создать новый тренажер.

Проведен анализ производственных направлений для разработки тренажеров по принципу приоритетной необходимости, простоты изготовления и востребованности на рынке образовательных услуг.

Рассмотрен вопрос достижения перечисленными тренажерами уровня подготовки для компетенций федерального государственного образовательного стандарта высшего образования по направлению подготовки Нефтегазовое дело 21.03.01 (уровень бакалавриата) и 21.03.01 (уровень магистратуры).

Развитие компьютерных технологий дало возможность моделировать сложные технологические процессы для подготовки и повышения квалификации специалистов для различных областей производственной деятельности. В таких условиях во многих государствах применение компьютерных тренажерных комплексов (автоматизированных систем обучения - АСО) для обучения персонала, в том числе в разведке и добыче углеводородов становится законодательной нормой.

Требования для имитационных тренажеров следующие:

- тренажер должен моделировать реальные физические процессы;
- чем выше степень сходства с имитируемым физическим процессом, тем выше степень качества обучения;
- тренажер должен симулировать не только стандартные условия работы, но и аварийные, нештатные ситуации: ликвидация возникающих осложнений, возможность проведения инженерных расчетов для определения оптимальных вариантов ликвидации аварии и целесообразности продолжения работы;
- система должна поддерживать автоматические режимы тренировки с использованием заранее заданного набора упражнений, без постоянного контроля со стороны инструктора. Тренажер должен не только ставить задачи перед оператором, но и выдавать рекомендации по их решению;
- тренажер должен оценивать работу оператора и иметь возможность впоследствии составлять отчеты, а также анализировать эффективность принятых решений;
- система должна быть направлена на обучение не одного оператора, а работать на нескольких тренировочных станциях;
- система должна уметь «адаптироваться» под требования заказчика. Так, например, тренажер по бурению должен имитировать бурение не только однообразных условий, а предоставлять возможность вводить региональные особенности ведения буровых работ: физико-механические факторы воздействия на бурильную колонну, учитывать возможности бурового оборудования, требуемого результата от исполнителя в практике.

В настоящий момент на рынке виртуальных тренажеров по бурению нефтяных и газовых скважин присутствует несколько предложений. К наиболее известным и хорошо себя зарекомендовавшим можно отнести тренажеры: «АМТ-231» и «DART».

Тренажер АМТ-231 оснащен пультами управления, персональным компьютером и программным обеспечением (Рисунок 1.12) [87].

Тренажер направлен на выработку общего представления о технологии бурения нефтяных и газовых скважин и имитирует в реальном и ускоренном

масштабах времени следующие технологические операции: непосредственно процесс бурения, спуско-подъемные операции, цементирование, ликвидацию газонефтепроявлений.



Рисунок 1.12 – Тренажер-имитатор бурения АМТ-231

Тренажер обладает следующими возможностями [87]:

- при имитации технологических процессов выводятся: ориентировочные числовые характеристики, графики контролируемых технологических параметров, анимация операций (Рисунок 1.13);
- тренажер позволяет студентам приобрести теоретическое представление и знания выполнения, контроля и оптимизации основных технологических процессов, распознавания и предотвращения осложнений и аварийных ситуаций,

ликвидации нефтегазоводопроявлений и выбросов.

Тренажер АМТ-231 наиболее применим для учебных целей, так как именно его подход к решению задач в бурении смоделирован в достаточно обобщенном виде для выполнения простейших операций. Одно из главных преимуществ АМТ-231 это возможность работы сразу нескольких операторов (студентов) - каждого на отдельном персональном компьютере.

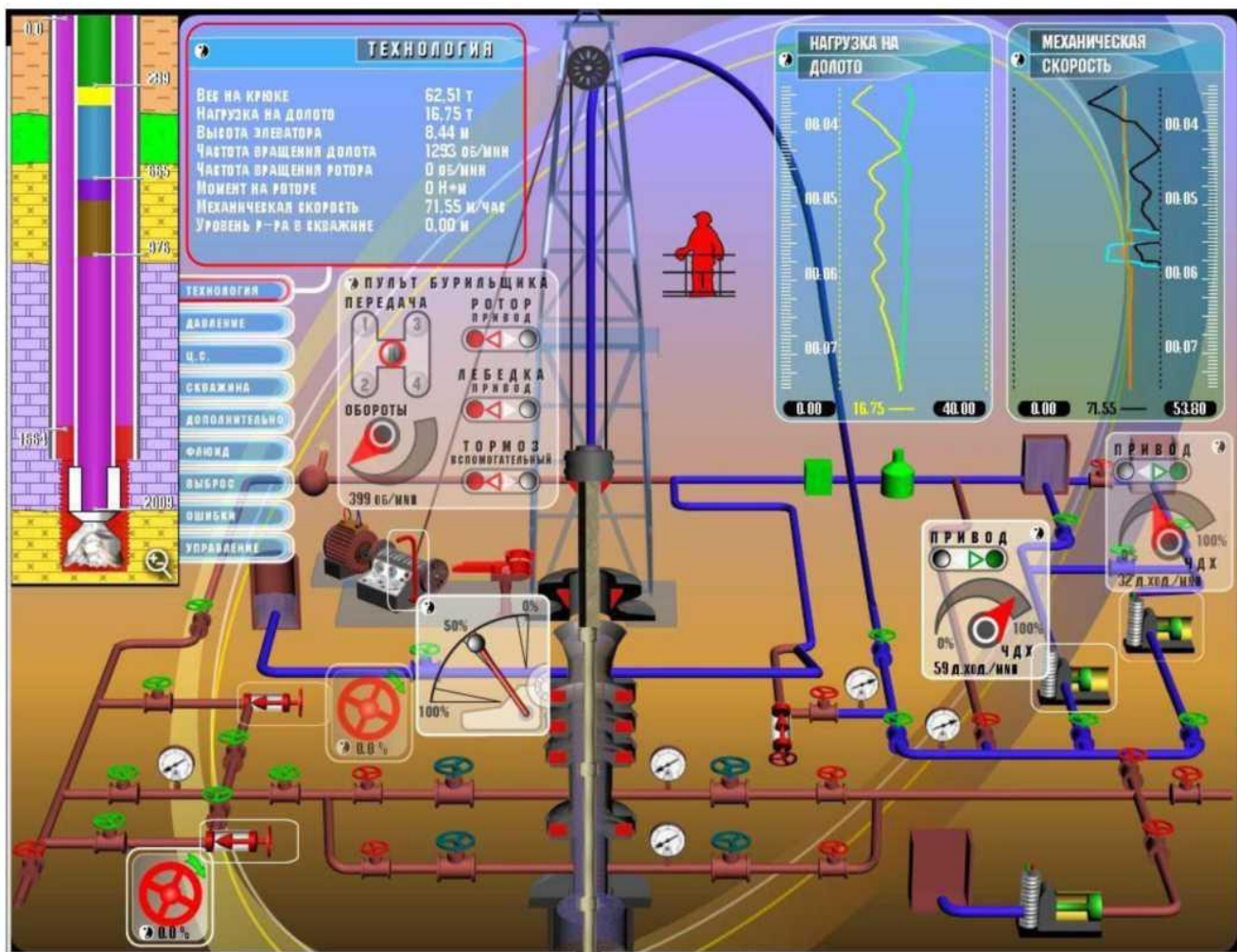


Рисунок 1.13 – Интерфейс тренажера-имитатора бурения АМТ-231

К примеру, в практике бурения процесс проведения спускоподъемных операций совершается не вводом определенной последовательности команд для вычислительной машины, а реальными действиями со стороны исполнителя (исполнителей).

В Таблице 1.5 представлена технико-функциональная характеристика тренажера АМТ-231.

Таблица 1.5 - Техничко-функциональная характеристика тренажера АМТ-231

Предмет оценки \ Тренажер	АМТ-231	
	Степень сравнения	
Тренажер обладает реалистичными динамическими свойствами*	Да/нет, %	Да, 50%
Симуляция аварии и осложнений*	Да/нет, %	Да, 70%
Автоматический режим	Да/нет	Да
Интерфейс соответствует принятым стандартам	Да/нет	Да
Разработчик может эмулировать типовой операторский интерфейс	Да/нет	Нет
Оценка и составление отчетов	Да/нет	Да
Несколько тренировочных станции	Да/нет	Да

Принимая во внимание, что приоритетным направлением тренажера является не обучение выполнению вспомогательных работ типа СПО, запуск насосов, проработка пробуренного интервала, а решение сложных задач в условиях приближенных к буровой площадке, таких как: ликвидация ГНВП, бурение, вскрытие продуктивного горизонта, необходима дополнительная тренажерная физическая платформа.

Для определения степени сходства с реальными условиями проводился устный опрос студентов заочной формы обучения трех групп специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин» УГНТУ. Учитывался ответ студентов, работающих в пределах буровой установки и прошедших практические занятия на тренажере АМТ-231.

Тренажер DART (Рисунок 1.14) оснащен экранами для воспроизведения 3D-графики, звуковыми колонками, виртуальными люльками бурильщика, пультом управления.

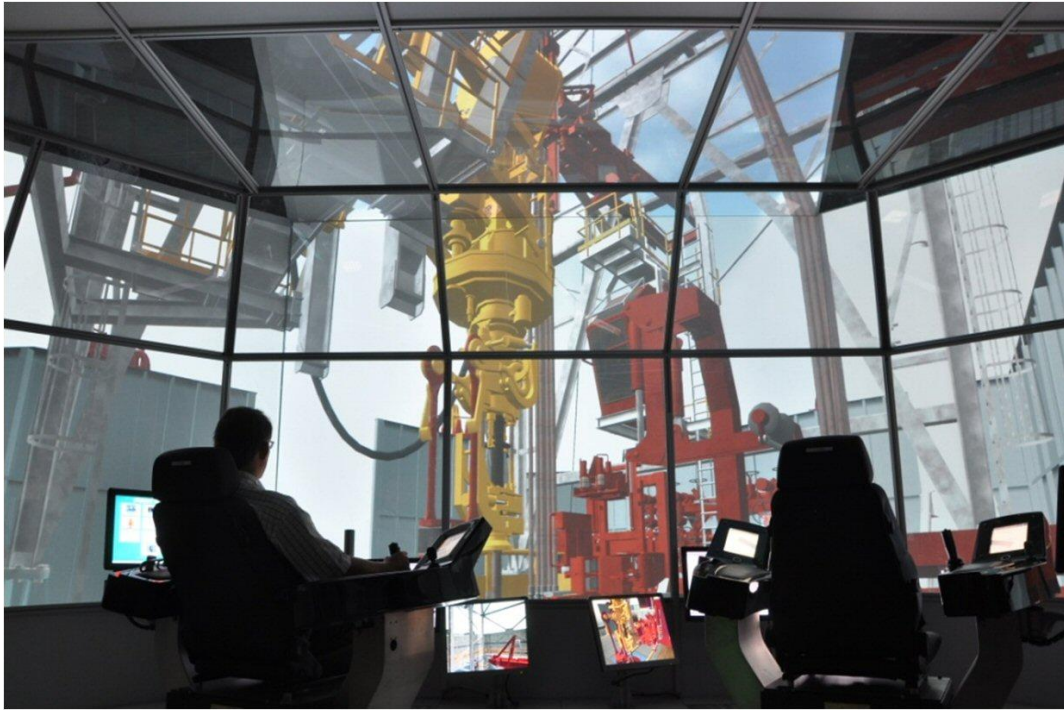


Рисунок 1.14 – Тренажер-симулятор бурения DART

Тренажер DART позволяет отрабатывать навыки бурения и различные сценарии в режиме реального времени для конкретного случая с применением технологии визуального внутрискважинного моделирования и тем самым оптимизировать процесс обучения [88]. В системе DART используется программное обеспечение, которое интегрирует и воспроизводит скважинные условия. Имитация основных технологических действий производится обучаемым с применением ЭВМ, при этом работа бурового оборудования и сама скважина визуализируются на нескольких экранах, так как это показано на Рисунке 1.14 [89]. Возможности тренажера DART следующие:

- позволяет пробурить виртуальную скважину по заданным проектным параметрам и выявить потенциальные проблемы;
- способствует повышению эффективности коммуникаций и сплоченности буровых бригад.

Одним из главных недостатков является возможность работать на тренажере всего лишь от одного до трех операторов, тогда как практические занятия в вузах проводятся группами в 15 и более студентов. Техничко-функциональная характеристика тренажера DART представлена в Таблице 1.6 [89].

Таблица 1.6 - Техничко-функциональная характеристика тренажера DART

Предмет оценки \ Тренажер	DART	
	Степень сравнения	
Тренажер обладает реалистичными динамическими свойствами*	Да/нет, %	Да, –
Симуляция аварии и осложнений*	Да/нет, %	Да, –
Автоматический режим	Да/нет	Да
Интерфейс соответствует принятым стандартам	Да/нет	Да
Разработчик может эмулировать типовой операторский интерфейс	Да/нет	Да
Оценка и составление отчетов	Да/нет	Да
Несколько тренировочных станций	Да/нет	Нет

Компетенции федерального государственного образовательного стандарта высшего образования (ФГОС ВО) по направлению подготовки Нефтегазовое дело 21.03.01 (уровень бакалавриата) и 21.03.01 (уровень магистратуры) предполагают качественный рост знаний в обучаемой области. Применяемые тренажеры вероятно способны ухудшить или исказить реальные представления о производственных технологических процессах. Мы провели глубокий анализ субъектов ФГОС ВО и выявили ряд пунктов, обучение которых могло бы исказиться в определенной степени, а именно:

- овладение объектами профессиональной деятельности:

- 1) технологические процессы и устройства для строительства, ремонта, реконструкции и восстановления нефтяных и газовых скважин на суше и на море;
- 2) технологические процессы строительства, ремонта, реконструкции и восстановления нефтяных и газовых скважин;

- готовность к решению следующих профессиональных задач:

- 3) разрабатывать физические, математические и компьютерные модели исследуемых процессов, явлений и объектов, относящихся к профессиональной

сфере;

4) совершенствовать и разрабатывать методы анализа информации по технологическим процессам и работе технических устройств в области бурения скважин;

5) создавать новые и совершенствовать методики моделирования и расчетов, необходимых при проектировании технологических процессов и технических устройств отрасли;

6) осуществлять технологические процессы строительства, ремонта, реконструкции и восстановления нефтяных и газовых скважин на суше и на море;

7) вести технологические процессы эксплуатации и осуществлять технологическое обслуживание оборудования, используемого при строительстве, ремонте, реконструкции и восстановлении нефтяных и газовых скважин на суше и на море;

8) анализировать информацию по технологическим процессам и техническим устройствам в области бурения скважин;

9) составлять описания принципов действия и устройства проектируемых изделий и объектов с обоснованием принятых технических решений;

- ведение научно-исследовательской деятельности:

10) способностью планировать и проводить аналитические, имитационные и экспериментальные исследования, критически оценивать данные и делать выводы (ПК-3);

- ведение производственно-технологической деятельности:

11) способностью анализировать и обобщать экспериментальные данные о работе технологического оборудования (ПК-18);

12) способностью совершенствовать методики эксплуатации и технологии обслуживания оборудования (ПК-19);

13) способностью применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику (ПК-1);

14) способностью осуществлять и корректировать технологические процессы при строительстве, ремонте и эксплуатации скважин различного

назначения и профиля ствола на суше и на море, транспорте и хранении углеводородного сырья (ПК-2);

15) способностью эксплуатировать и обслуживать технологическое оборудование, используемое при строительстве, ремонте, реконструкции и восстановлении нефтяных и газовых скважин (ПК-3).

Проанализировав функциональные возможности тренажеров АМТ-231 и DART, нами установлены недостатки их применимости в вузах, готовящих инженерно-технический персонал:

- тренажеры должны быть применимы не только в процессе обучения, но и в производственной среде с целью дополнительного улучшения профессиональных навыков и разработок модели выполнения работ, проверки компетенции, а также аттестации персонала. Если тренажер неприменим в условиях производства, на тренировку и воссоздание которых и предназначен, то и для учебного процесса такой тренажер мы не рекомендуем;

- имитационный процесс должен касаться не только общего представления бурения скважин. На примере предыдущих тренажеров мы увидели, как симулируется исключительно общий этап работы, а именно: спуско-подъемная операция, бурение относительно данных о геологии месторождения, ввод режимов и параметров бурения. Тренажер должен обладать достаточными функциональными возможностями для обучения инженерной деятельности в бурении нефтяных и газовых скважин. Актуальными профессиями сегодня являются: инженер по сопровождению буровых долот, инженер по буровым растворам, инженер по ННБ, инженер по сопровождению винтовых забойных двигателей, супервайзер, инженер геолого-технологических исследований [90];

- создание тренажеров должно обуславливаться изготовлением физического симулятора, который создаст максимальную степень соответствия условиям в практике. Есть мнение, что правдоподобный тренажер для помощников бурильщика практически невозможно создать, а целесообразность создания является сомнительной. Совершенно иная ситуация с тренажерами для инженеров по буровым растворам, сопровождению буровых долот и ННБ, где по нашему

мнению, не обязательно наличие физических комплектующих;

- тренажер должен обладать возможностью его применения для обучения сразу нескольким рабочим специальностям и профессиям [91]. К примеру, тренажер по буровым растворам должен содержать работу не только инженера по буровым растворам, но и деятельность инженера по ННБ, а желательно и инженера по сопровождению буровых долот;

- тренажер DART показал недостаточно эффективный пользовательский инструментарий и интерфейс, так как здесь предполагается, что из 30 членов учебной группы работу выполняет всего 1 из них, что не укладывается в критерии применения в вузах;

- независимо от цели разработки тренажера главное требование к нему, это наличие методологии симуляции. К примеру, для тренажера по ННБ, это наличие прямой связи «скважинное оборудование – геологические факторы – глубина бурения – параметры искривления – текущий процесс», а множественная вариативность исполнения, т. е. возможность работы и результат не должны быть ограничены определенным количеством сценария [92-93]. Разрабатываемые сценарии для работы тренажеров в своей области деятельности не должны ограничивать представления оператора о реальном ходе производства во время обучения, тренировки. Проведенный анализ позволил установить, что:

1. Существующие тренажеры-иммитаторы основных процессов бурения предназначены, как правило, для обучения персонала буровой бригады, а обучение инженерно-технических работников ограничено.

2. Актуальной представляется задача разработки рабочей методологии, на основе которой возможно было бы создание специализированных виртуальных тренажеров для обучения и моделирования специфических производственных задач строительства нефтяных и газовых скважин, в частности наклонно-направленного бурения.

3. Разработку методологии и инженерного тренажера необходимо вести с учетом возможности:

- применения, как в целях обучения, так и моделирования непосредственно в

условиях производства;

- обучения главным образом инженерно-технического персонала: инженер по наклонно-направленному бурению (ННБ);
- тренировки рабочей деятельности сразу нескольких рабочих специальностей и профессии.

1.6 Выводы по главе 1

1 Активное внедрение наклонно-направленного бурения с середины прошлого столетия требовало разработки новых типов скважинных отклоняющих устройств. Внедрение клиновых отклонителей, кривых переводников и новых методов ориентирования КНБК было невозможным без расчета отклоняющих сил, влияющих на реакцию на долоте во время направленного бурения.

2 Расчет и прогнозирование жесткостных характеристик скважинного оборудования становится одной из главных задач при проектировании их конструктивных параметров, который помогает прогнозировать пространственную интенсивность кривизны и тем самым проектировать траекторию направленных скважин.

3 Несмотря на обширную гамму телеметрического оборудования в Западной Сибири актуальным остается вопрос увеличения применения роторных управляемых систем для этого региона. Новые геополитические реалии показали актуальность вопроса увеличения парка скважинного телеметрического оборудования, что безусловно приведет к наращиванию объема добычи полезных ископаемых.

4 Ведется активная разработка отечественных РУС, успешные опытно-промышленные испытания которых подтвердили работоспособность наиболее ответственных элементов геостационарного корпуса и модуля электроники, что позволило сформировать требования в системе верхнего привода для эффективной эксплуатации РУС.

5 Темп развития технологии бурения направленных скважин показал, что

требуется разработка и внедрение новых типов компьютерных программ для обучения нового поколения специалистов в области направленного бурения. Разработка новых методов тренировки инженеров ННБ может решить задачу обучения студентов в вузах, а также повышения или оценки квалификации производственного персонала.

ГЛАВА 2 РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ И ПРОВЕДЕНИЕ АНАЛИТИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДИНАМИКИ КОМПОНОВКИ НИЖНЕЙ ЧАСТИ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ПРИ БУРЕНИИ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

2.1 Установление и исследование факторов влияния контактного взаимодействия бурильной колонны со стенкой скважины на процесс набора кривизны при бурении наклонно-направленных скважин

Рассмотрим для примера контакт бурильной колонны со стенкой скважины в вертикальной скважине [19]. Подобный контакт с одноразмерной бурильной колонной исследовался различными учеными, в том числе и за рубежом. Бурильная колонна как многоступенчатая балка исследована недостаточно глубоко. Изучение общей оценки возникновения сопротивления между забойным двигателем и стенкой скважины способно раскрыть причину образования каверн, микроизвилистости, причин увеличения диаметра скважины на отдельно взятом участке. Обоснование расчетной схемы для раскрытия причин искривления скважин в том или ином направлении может помочь с вопросами планирования КНБК. Известно множество работ, где бурильную колонну рассматривают одноразмерной [94-97]. Подавляющее большинство ученых получили результаты расчетов, где в контакт со стенкой скважины вступает не забойный двигатель, а утяжеленная бурильная труба, которая устанавливается после него. Есть научные работы [98], где показан расчет ступенчатой КНБК, но все же результаты показывают, что со стенкой скважины контактирует верхняя часть забойного двигателя.

С помощью дифференциального уравнения упругой линии можно рассчитать контактное усилие первой полуволны нижней части КНБК, которая находится в сжатом состоянии.

На Рисунке 2.1 показана схема полуволны низа КНБК, на которую действует продольная сжимающая сила $P_{пр} = P - 0,5ql$, где q – силой отклонения в

горизонтальном направлении является Q и S в качестве контактного усилия.

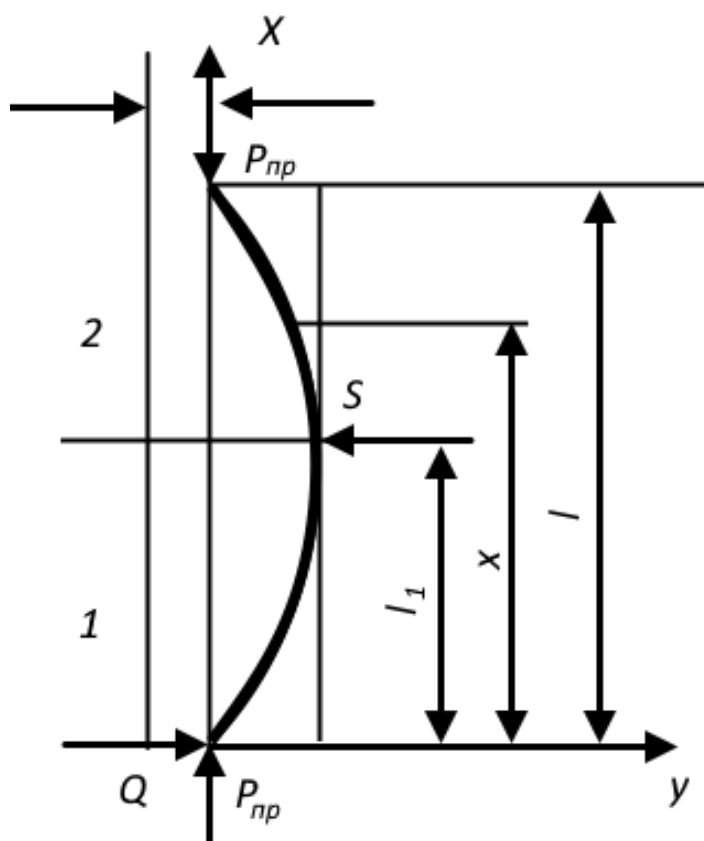


Рисунок 2.1 - Схема действия сил при изгибе одноразмерной колонны

Участок, который будет рассмотрен, принимается условно шарнирно упирающимся, а действие собственного веса заменено концевой силой, которая равна половине веса участка колонны. Дифференциальное уравнение в таком случае примет вид:

$$EI \frac{d^2 y}{dx^2} = Qx - P_{\text{пр}} y - S(x - l_1), \quad (2.1)$$

или

$$y'' + k^2 y = \frac{Qx - S(x - l_1)}{EI}, \quad (2.2)$$

где $k = \sqrt{\frac{P_{\text{пр}}}{EI}};$

EI – жесткость буровой колонны.

Разделение полуволны на участки позволит провести интегрирование дифференциального уравнения.

Участок 1. Контактное усилие S и уравнение 2.1 будут иметь следующий вид:

$$y'' + k^2 y = \frac{Qx}{EI}. \quad (2.3)$$

Вариант решения уравнения следующий:

$$y = A_1 \sin kx + A_2 \cos kx + \frac{Qx}{EI}, \quad (2.4)$$

где A_1 и A_2 – постоянные интегрирования.

Начальные параметры: $x=0, y=0$. Граничные условия: при $x_1 = l_1$ $y=r; \frac{dy}{dx} = 0$.

Тогда

$$A_1 = \frac{r}{\sin kl_1 - l_1 k \cos kl_1}, A_2 = 0, \quad (2.5)$$

$$Q = \frac{P_{\text{пп}} r k \cos kl_1}{rl_1 \cos kl_1 - \cos kl_1}. \quad (2.6)$$

Завершенный вид уравнения упругой линии на данном участке представлено в следующем виде:

$$y = \frac{r \sin kx}{\sin kl_1 - l_1 k \cos kl_1} + \frac{Qx}{P_{\text{пп}}}, \quad (2.7)$$

Участок 2. Дифференциальное уравнение для второго участка имеет вид:

$$y'' + k^2 y = \frac{Qx - S(x-l_1)}{EI}, \quad (2.8)$$

Решение:

$$y = C_1 \sin kx + C_2 \cos kx + \frac{Qx - S(x-l_1)}{P_{\text{пп}}}, \quad (2.9)$$

Постоянные C_1 и C_2 могут быть определены из условия взаимосвязи, то есть непрерывности y и y' в месте сопряжения соответственно участков интегрирования 1 и 2:

$$y_{x=l_1}^1 = y_{x=l_1}^2, y_{x=l_1}'^1 = y_{x=l_1}'^2. \quad (2.10)$$

Следует

$$C_1 = \frac{r}{\sin kl_1 + l_1 k \cos kl_1} + \frac{S}{P_{\text{пп}} k} \cos kl_1, \quad (2.11)$$

$$C_2 = -\frac{S}{P_{\text{пп}} k} \sin kl_1, \quad (2.12)$$

Уравнение приобретает вид:

$$y = \left(\frac{r}{\sin kl_1 - kl_1 \cos kl_1} + \frac{S}{P_{\text{пп}} k} \cos kl_1 \right) \sin kx - \frac{S}{P_{\text{пп}} k} \sin kl_1 \cos kx + \frac{Qx - S(x-l_1)}{P_{\text{пп}}}. \quad (2.13)$$

В уравнение 2.13 при $x=l, y=0$ (Рисунок 2.1), приводятся преобразования, где

усилие S :

$$S = \frac{k[P_{\text{пр}}r \sin kl + Ql(\sin kl_1 - l_1 k \cos kl_1)]}{[k(l - l_1) + \sin kl_1 \cos kl - \cos kl_1 \sin kl]} \quad (2.14)$$

Возможно получить контактное усилие с учетом продольного изгиба (при условии, что $2l_1 = l$):

$$S = P_{\text{пр}}kr \frac{2 \cos kl}{l_1 k \cos kl_1 - \sin kl_1}, \quad (2.15)$$

или

$$S = \mu P_{\text{пр}}kr, \quad (2.16)$$

где

$$\mu = \frac{2 \cos kl_1}{l_1 k \cos kl_1 - \sin kl_1}. \quad (2.17)$$

Уравнение 2.16 позволяет сделать анализ контактного усилия первого участка полуволны, где видно, что контактное усилие при продольном изгибе зависит от нагрузки на долото, кажущегося радиуса скважины, жесткости колонны и коэффициента μ , который теоретически может быть определен формулой 2.17.

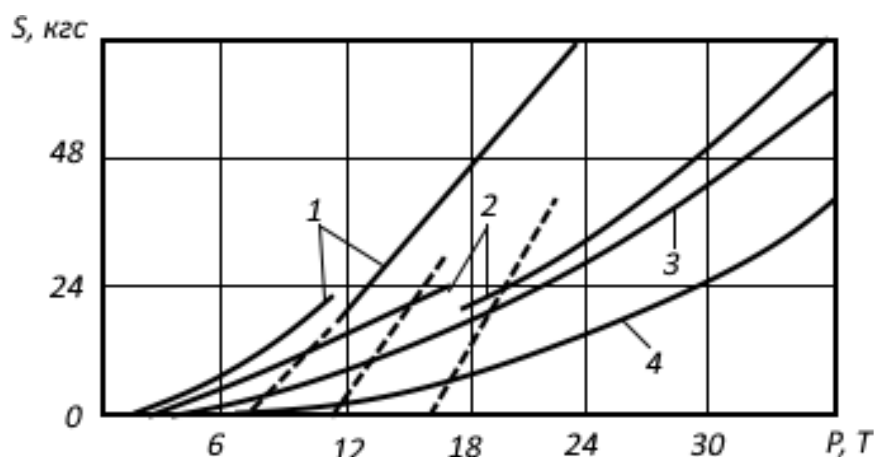


Рисунок 2.2 – Зависимость контактного усилия от нагрузки на долото: 1 – бурильные трубы ТБП-114, 2 – бурильные трубы ТБП-168, 3 – УБТ-146, 4 – УБТ-180

Рисунок 2.2 показывает степень изменения контактного усилия полуволны, который может быть изменен в зависимости от величины нагрузки на долото. Данная величина контактного усилия может быть определена по формуле 2.14, но с учетом допущения, что изгиб колонны происходит в соответствии со случаем, рассмотренным А. Е. Сарояном [99] и В. И. Феодосьевым [100]. График

демонстрирует увеличение контактного усилия с ростом нагрузки на долото. Если меняется форма равновесия, то возможна и смена скачкообразного изменения самой величины контактного усилия. В Таблице 2.1 представлены величины контактных усилий, которые были получены при различных значениях осевой нагрузках на долото для второй полуволны, результаты которого отражены в работах А. Лубинского [15] по формуле 2.15 при кажущемся радиусе 5 см.

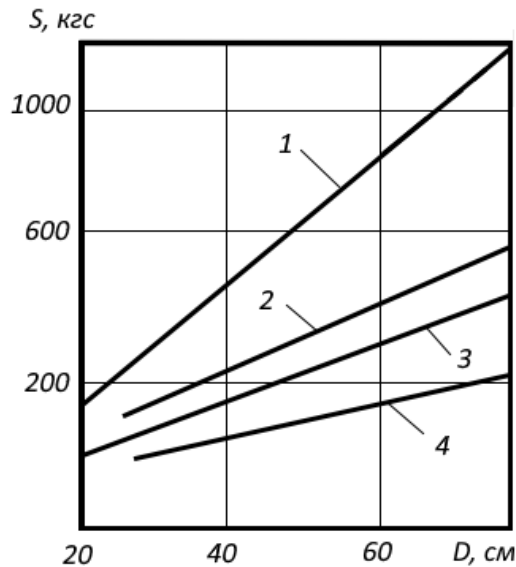


Рисунок 2.3 - Зависимость контактного усилия от диаметра скважины: 1 – бурильные трубы ТБП-114, 2 – бурильные трубы ТБП-168, 3 – УБТ-146, 4 – УБТ-180.

На Рисунке 2.3 показано изменение контактного усилия при влиянии постоянной осевой нагрузки 15 т*с. Анализ графика показывает, что даже незначительное изменение диаметра скважины может привести к значительному росту контактного усилия. Допустим, если при диаметре скважины 200 мм контактное усилие составляет 149 кгс при использовании бурильных труб ТБП диаметром 114 мм, то при диаметре скважины 80 см составляет 1191 кгс.

С использованием формулы 2.15 выполнен анализ теории изгиба КНБК, которая характеризуется общей формулой сжатого шарнирно опертого стержня, рассмотренная в работе [101]:

$$P_{\text{пр}} = \frac{n^2 \pi^2 EI}{l^2}, \quad (2.18)$$

где $P_{пр}$ – продольная сжимающая сила, кН;

n – произвольное целое число;

EI – жесткость стержня, кгс*см²;

l – длина стержня, м.

Таблица 2.1 - Контактное усилие на первой полуволне

Тип труб	По Лубинскому, кгс	По выражению 2.15, кгс	Расхождение, %
УБТ-146мм, $EI = 4,36 \cdot 10^9$ кгс*см ²	13.1	13.7	4.6
ТБП-114мм, $EI = 9,36 \cdot 10^9$ кгс*см ²	4.5	4.7	4.4
УБТ-180мм, $EI = 10,14 \cdot 10^9$ кгс*см ²	20.3	21.2	4.4
ТБП -168мм, $EI = 3,26 \cdot 10^9$ кгс*см ²	6.5	6.8	4.6

Рисунок 2.2 пунктирными линиями демонстрирует изменение величины контактного усилия первой части полуволны согласно предоставленной теории для бурильных труб ТБП диаметром 114. При увеличении осевой нагрузки с 0 до 3177 кгс пунктирная линия на графике и кривая I совпадают. Это свидетельствует о том, что характер изгиба КНБК при запредельных нагрузках любого порядка может быть недостаточной согласно формуле 2.17. По этому направлению исследования были опубликованы несколько научных трудов [102]. Исследования Султановым Б. З., Ишемгужиным Е. И., Шаммасовым Н. Х., Сорокиным В. Н. показали результаты анализа КНБК, находящейся в прямолинейной скважине (Рисунок 2.4).

Учеными Султановым Б. З., Ишемгужиным Е. И., Шаммасовым Н. Х., Сорокиным В.Н. составлено дифференциальное уравнение для расчета упругой линии бурильной колонны, которая имеет вид:

$$EI \frac{d^2 y}{dx^2} = Qx - Py + \frac{qx^2}{2}, \quad (2.19)$$

где q – погонный вес бурильного инструмента в промывочной жидкости.

Представим решение уравнения 2.19 в следующем виде:

$$y = C_1 \sin rx + C_2 \cos rx + \frac{Qx}{P} + \frac{qx^2}{2P} - \frac{q}{k^2 P}, \quad (2.20)$$

где C_1 и C_2 – постоянные интегрирования.

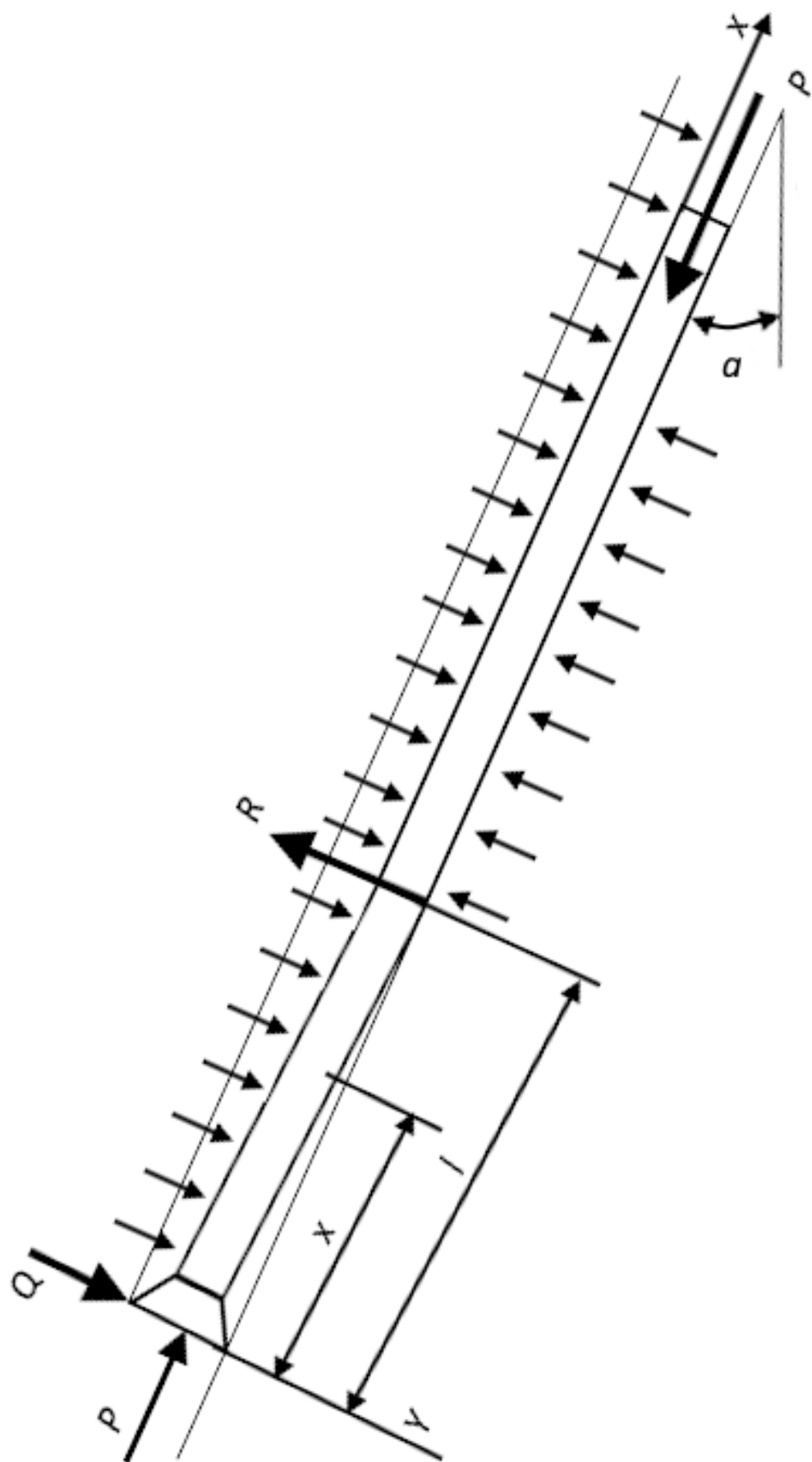


Рисунок 2.4 – Схема к расчету КНБК в наклонной скважине

Использованы следующие граничные условия:

При $x = 0$:

$$y = 0, \frac{dy}{dx} \neq 0, \frac{d^2y}{dx^2} = 0. \quad (2.21)$$

При $x = l$:

$$y = r, \frac{dy}{dx} = 0, \frac{d^2y}{dx^2} = 0, \quad (2.22)$$

где l – расстояние от долота до точки касания;

r – кажущийся радиус скважины.

Если подставить граничные условия, приведенные выше в условиях задачи в формулу 14, то получается система уравнений:

$$\begin{cases} C_1 - \frac{q}{k^2 P} = 0, \\ C_1 k \cos kl - C_2 k \sin kl + \frac{Q}{P} + \frac{ql}{P} = 0, \\ C_1 \sin kl - C_2 k \cos kl + \frac{Ql}{P} + \frac{ql^2}{2P} - \frac{q}{k^2 P} = r. \end{cases} \quad (2.23)$$

Решение системы уравнений 2.23 относительно Q и C_1 , позволило получить

$$Q = \frac{Prk^2 \cos kl - q [1 - \cos kl + kl(0.5kl \cos kl - \sin kl)]}{k(kl \cos kl - \sin kl)}, \quad (2.24)$$

$$C_1 = \frac{Prk^2 - q(\cos kl + kl \sin kl - 0.5k^2 l^2 - 1)}{Pk^2(\sin kl - kl \cos kl)}. \quad (2.25)$$

Формула 2.24 позволяет установить взаимосвязь между следующими параметрами: реакция забоя, ось скважины, кажущийся радиус скважины, жесткость и погонный вес элементов КНБК. Однако, если скважина вертикальная ($q=0$), то из формулы 2.24 получается формула 2.15, а учитывая что $\frac{d^2y}{dx^2} = 0$ при $x=l$, получим:

$$Q = \frac{Pr - 0.5ql^2}{l}. \quad (2.26)$$

Составляя выражения 2.24 и 2.26, получаем

$$\frac{Prk^2 \cos kl - q[1 - \cos kl + kl(0.5kl \cos kl - \sin kl)]}{k(kl \cos kl - \sin kl)} = \frac{Pr - 0.5ql^2}{l}. \quad (2.27)$$

Данное уравнение возможно использовать для расчета расстояния L от долота до точки касания бурильной колонны со стенками скважины.

Так как при $y' = \beta$ при $x = 0$, из уравнения 2.23 найдем

$$\beta = C_1 k + \frac{q}{p}, \quad (2.28)$$

где β – угол наклона долота в рад.

Результаты расчета по уравнению 2.27 представлены в виде номограммы (Рисунок 2.5).

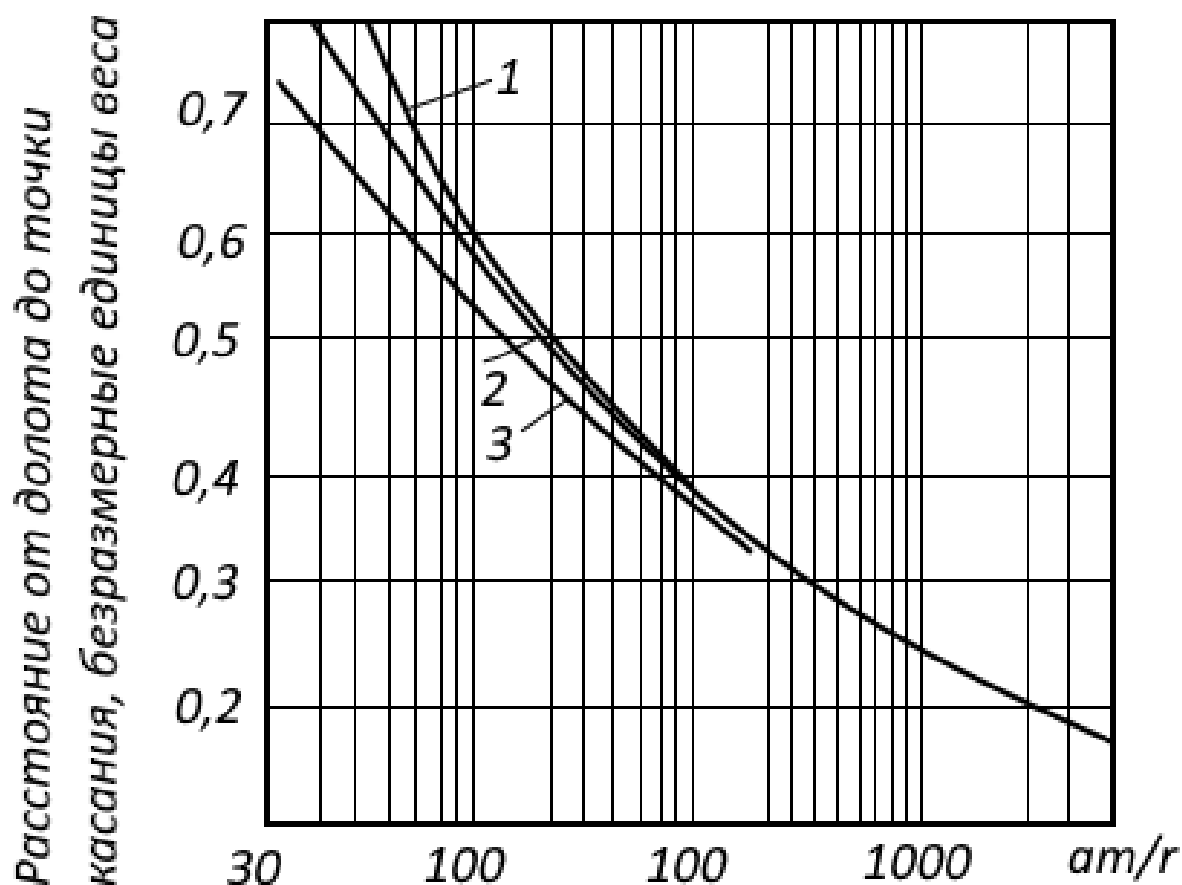


Рисунок 2.5 - Номограмма, разработанная для установления длины КНБК до точки касания со стенкой скважины в зависимости от нагрузки на долото: 1- при единственной безразмерной единице, 2 – при пяти, 3 – при десяти.

Номограмма, предложенная авторами исследований Султановым Б. З., Ишемгужиным Е. И., Шаммасовым Н. Х., Сорокиным В.Н. имеет большое сходство с работой А. Лубинского и Г. Вудса [15], однако эти авторы произвели расчет для больших нагрузок на долото и для значительных зенитных углов направленных скважин:

$$\frac{\alpha m}{r} > 1000, \quad (2.29)$$

где α – зенитный угол в рад;

r – кажущийся радиус скважины в м;

m – длина одной безразмерной единицы веса в м.

Возможно провести расчет одной безразмерной единицы веса по ниже представленной формуле:

$$m = 10^{-2} \sqrt[3]{\frac{EI}{10^{-2}q}}. \quad (2.30)$$

Интерес авторов привлек полученный показатель сосредоточенной силы на месте контакта бурильной колонны со стенкой скважины. Выбранная расчетная схема в данном случае и является объяснением появления силы R [103]. Сила R определяется в виде суммы проекций сил на ось y . С учетом выражения 2.26, запишем:

$$R = Q + ql = \frac{Pr + 0,5ql^2}{l}. \quad (2.31)$$

Составляющие реакции забоя Q , угла наклона долота β и реакции стенки скважины R могут быть вычислены по уравнениям 2.24, 2.28 и 2.31 после определения точки касания бурильной колонны со стенкой скважины.

Авторы привели пример применения номограммы. Допустим зенитный угол скважины $\alpha=10^\circ$, а диаметр долота 190 мм; осевая нагрузка на долото $P=15000$ кгс; забойный двигатель 172 габарита; $EI=6 \cdot 10^9$ кгс*см²; вес 1 м длины забойного двигателя в воздухе $q_v=122,82$ кгс; плотность промывочной жидкости $\rho_p=1,25$ г/см³.

Таким образом длина одной безразмерной единицы веса составляет $m = 10^{-2} \sqrt[3]{\frac{EI}{10^{-2}q}} = 17,97$ м, где $q = q_v \frac{\rho_m - \rho_p}{\rho_m}$, ρ_m – плотность стали, кг/м³. Делаем вывод, что вес одной безразмерной единицы $mq=17,97 \cdot 103,6=1856$ кгс.

Проведя определение показателя $\frac{\alpha m}{r}$, по номограмме (Рисунок 2.5) можем определить положение точек касания при нагрузке на долото в одну, пять и

десять безразмерных величин. Показатели безразмерных величин и места касания КНБК приведены в Таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Результаты определения расстояния от места касания КНБК со стенкой скважины и долотом

Нагрузка на долото		$\frac{am}{r}$	Безразмерные единицы	Метры
Безразмерные единицы	кгс			
1	1 856	314	0,522	9,38
5	9 280	314	0,509	9,15
10	18 560	314	0,490	8,81

Создавая осевую нагрузку на долото 15 кгс место касания КНБК со стенкой скважины составит 8,95 м. Уравнения 2.26, 2.28 и 2.31 позволяют получить величину реакции забоя Q , которая равно 63,47 кгс при угле наклона $2,234 \cdot 10^{-3}$ рад. и $R=97,97$ кгс.

2.2 Расчет дифференциальных уравнений системы «долото-забойный двигатель-утяжеленные бурильные трубы» при их взаимодействии со стенкой скважины

В работах А. С. Бронзова, В. О. Белорусова, Х. И. Бугаева, Ю. С. Васильева, Г. Вудса, А. М. Григоряна, Н. А. Григоряна, М. П. Гулизаде, Р. А. Иоаннесяна, Е. И. Ишемгужина, Б.З. Султанова, Н.Х. Шаммасова, В.Н. Сорокина представлены различные методики и результаты расчета отклоняющих сил в системе «долото-забойный двигатель-утяжеленные бурильные трубы» как вертикальном так и в прямолинейном наклонном стволе скважины. Авторы отмечают, что первостепенная задача это установление положения этой системы в стволе скважины, так как неправильный выбор расчетной схемы приведет к получению необоснованных результатов. Рисунок 2.6 содержит ранее упомянутую систему «долото-забойный двигатель-утяжеленные бурильные трубы» в прямолинейном наклонном стволе скважины.

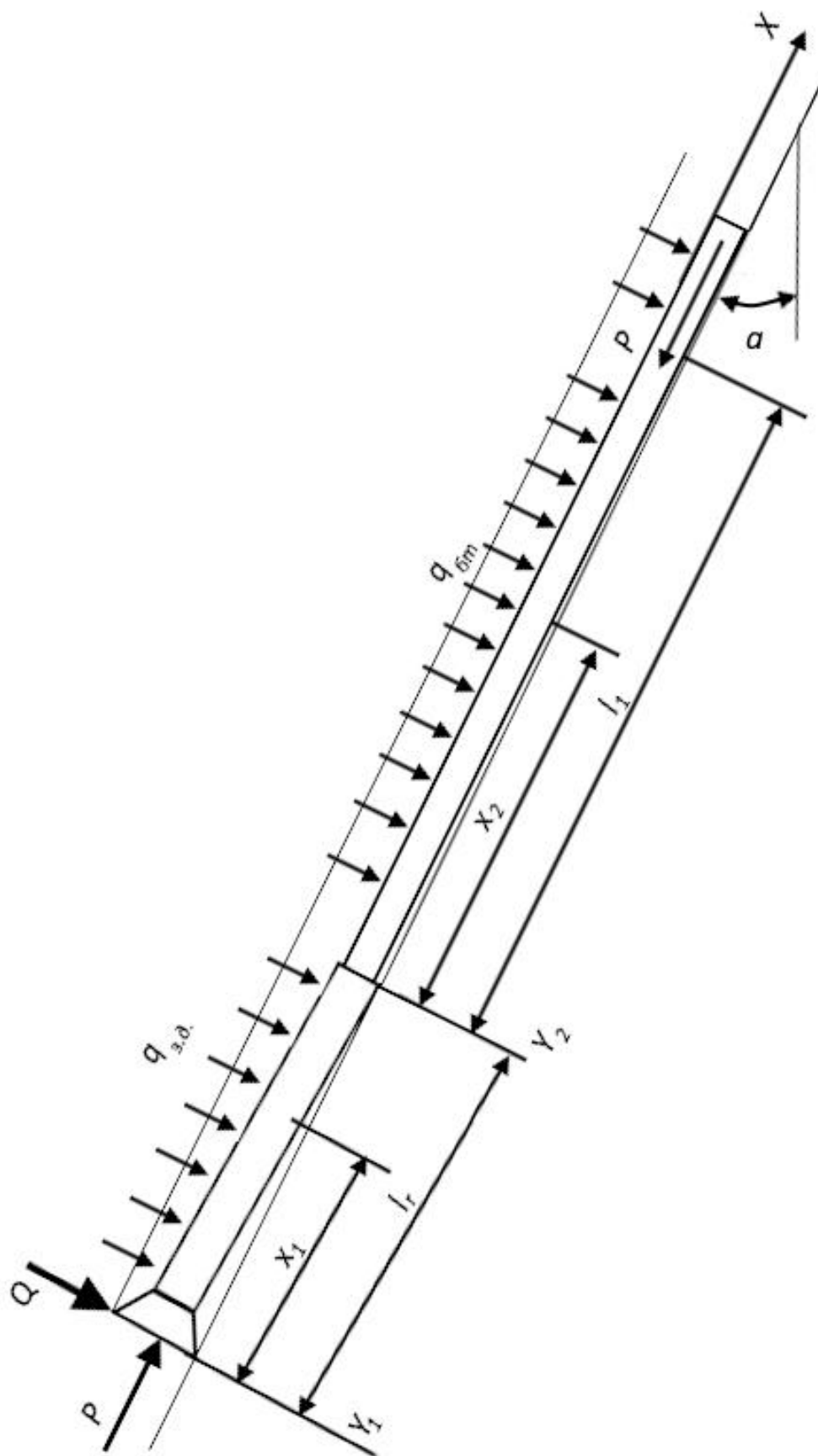


Рисунок 2.6 - Схема воздействия различных сил на многоступенчатую колонну в наклонно-направленной скважине

Если предположить, что забойный двигатель не соприкасается со стенками скважины, то возьмем L_I как расстояние от переводника корпуса забойного двигателя до точки касания УБТ со стенками скважины.

В таком случае авторы составили дифференциальное уравнение упругой линии на участке 1 в следующем виде:

$$EI_I \frac{d^2 y_1}{dx_1^2} = -Py_1 + Qx_1 + \frac{q_{зд}x_1^2}{2}. \quad (2.32)$$

Интегрированное уравнение примет вид:

$$y_1 = A_1 \sin k_1 x_1 + A_2 \cos k_1 x_1 + \frac{Qx_1}{P} + \frac{q_{зд}x_1^2}{2P} - \frac{q_{зд}}{k_1^2 P}. \quad (2.33)$$

Дифференциальное уравнение на участке 2:

$$EI_2 \frac{d^2 y_2}{dx_2^2} = -Py_2 + Q(l_{зд} - x_2) + \frac{q_{бт}x_2^2}{2} + \frac{q_{зд}l_{зд}^2}{2} + q_{т}l_{зд}x_2. \quad (2.34)$$

Решение этого уравнения:

$$y_2 = C_1 \sin k_2 x_2 + C_2 \cos k_2 x_2 + \frac{q_{бт}x_2^2}{2P} + \frac{(Q+q_{зд}l_{зд})x_2}{P} + \frac{Ql_{зд}}{P} + \frac{q_{зд}l_{зд}^2}{2P} + \frac{q_{бт}}{Pk_2^2}. \quad (2.35)$$

Приняты граничные условия по концам и в точке сопряжения участков следующего вида:

при $x_1 = 0$ и $y_1 = 0$:

$$\frac{d^2 y_1}{dx_1^2} = 0, \quad (2.36)$$

при $x_1 = l_{зд}$ и $x_2 = 0$:

$$y_1 = y_2, \quad (2.37)$$

$$\frac{dy_1}{dx_1} = \frac{dy_2}{dx_2}, \quad (2.38)$$

при $x_2 = l_1$ и $y_2 = r_2$:

$$\frac{d^2 y_2}{dx_2^2} = 0; \frac{dy_2}{dx_2} = 0. \quad (2.39)$$

Отметим h как прогиб КНБК на месте переводника забойного двигателя для того случая, когда стенки скважины не касаются КНБК в зоне прогиба. Выполнен анализ касания КНБК стенок скважины в зависимости от радиального зазора между забойным двигателем и стенками скважины.

Исходя из схемы на Рисунке 2.7:

$$y_2 = h \text{ при } x_2 = 0,$$

или

$$h = C_2 + \frac{Q l_{зд}}{P} + \frac{q_{зд} l_{зд}^2}{2P} - \frac{q_{б.т.}}{2k_2^2}. \quad (2.40)$$

Величины $C_2=f_1(P, r_2, k_1, k_2, q_t, q_{б.т.}, l_1, l_{зд})$ и $Q= l_2(P, r_2, k_1, k_2, q_{зд}, q_{б.т.}, l_1, l_{зд})$ находим, используя граничные условия 2.38.

На Рисунке 2.7 приведена диаграмма, позволяющая проводить анализ реальной величины прогиба h , которая может быть вычислена по выражению 2.40.

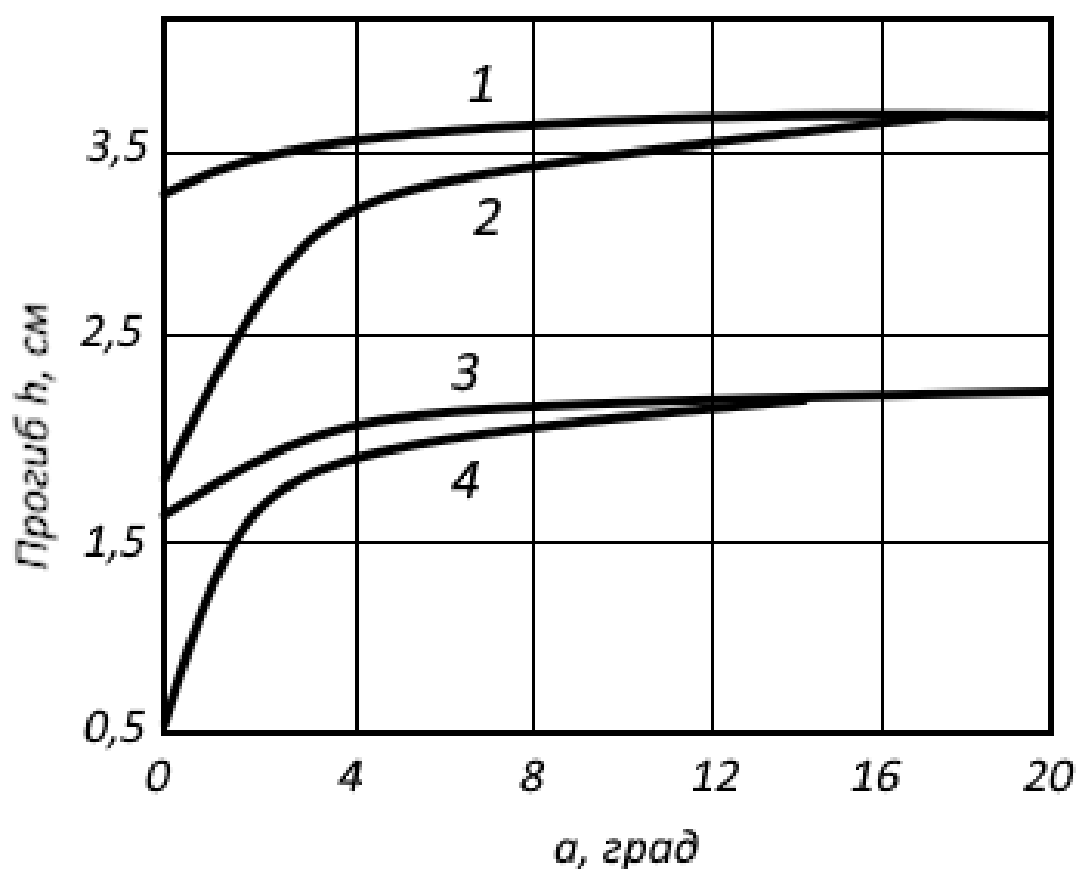


Рисунок 2.7 – Прогиб системы «долото – забойный двигатель – УБТ» по переводнику забойного двигателя

Представлены 2 группы кривых для забойного двигателя с внешним диаметром 172 мм с бурильными трубами ТБПВ-114 мм (кривые 1 и 2) и с УБТ-146 мм (кривые 3 и 4) в скважине диаметром 190 мм. Кривые 4 и 2 соответствуют нагрузке на долото, равной 1 т, а кривые 3 и 1 - нагрузке 19 т. Можно сделать вывод что прогиб больше радиального зазора между скважиной и забойным двигателем.

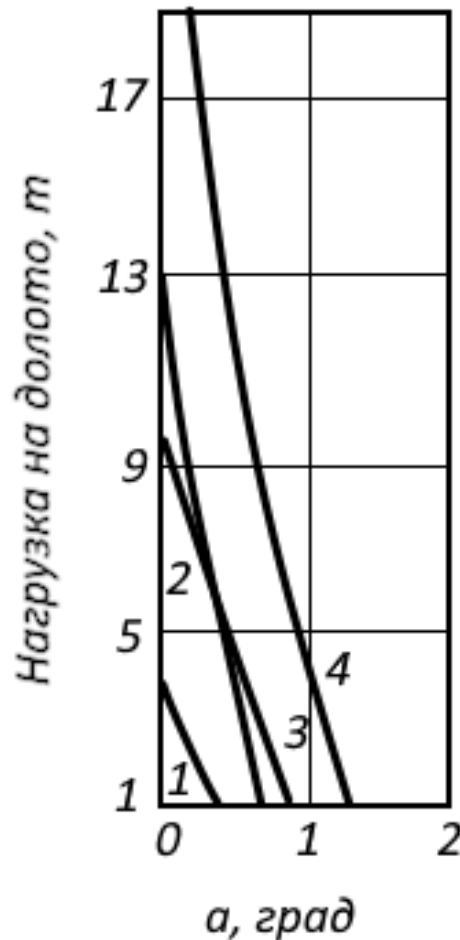


Рисунок 2.8 - Осевые нагрузки на долото, при которых забойный двигатель касается стенок скважины: 1 - долото диаметром 190 мм; забойный двигатель 172 мм, УБТ-146; 2 - долото 269 мм., забойный двигатель 172 мм, УБТ-203; 3 - долото 214 мм., забойный двигатель 172 мм, УБТ-178; 4 - долото 243 мм, забойный двигатель 172 мм, УБТ-203

Рисунок 2.8 показывает величину осевых нагрузок, при которых теоретически может возникнуть касание забойного двигателя со стенкой скважины. Рисунок 2.8 отображает не только диаметр долот, но и нагрузку на долото и зенитные углы для анализа системы «долото – забойный двигатель - УБТ», что позволило ученым сделать вывод о том, что первая точка контакта со стенками скважины относится к забойному двигателю. Авторы, составляя дифференциальные уравнения на участках интегрирования принимали продольную силу, равной нагрузке на долото. Для проверки справедливости

данного условия провели сравнение положения точки касания КНБК с неизменными параметрами, что было оговорено как частный случай (Таблица 2.3), которые подробно описаны в работе [15].

Таблица 2.3 - Расчётные величины расстояния от места касания забойного двигателя со стенкой скважины до долота

Нагрузка на долото, кгс	Диаметр УБТ, м	Радиальный забор, см	Угол искривления скважины, град			
			2	6	10	15
3000	146	2,2	15,44	11,96	10,6	9,63
12000	146	2,2	13,53	11,07	9,98	9,16
5000	178	1,8	16,3	12,59	11,14	10,11
19000	178	1,8	14,7	11,85	10,63	9,73
7000	203	3,3	23,61	15,42	13,67	12,42
30000	203	3,3	18,97	14,1	12,75	11,73

Еще в одной работе [15] Г. Вудс и А. Лубинский учитывали продольную составляющую собственного веса бурильной колонны и аппроксимировали кривую изгиба. Получены удовлетворительные результаты. Сама методика расчета многоступенчатой бурильной колонны, где кривую изгиба аппроксимируют, является громоздким. Только сведение дифференциальных уравнений к линейным позволило в существенной степени упростить решение данной задачи.

Отечественные научные труды также содержат и расчеты для системы «долото - забойный двигатель - утяжеленные трубы», где точкой касания со стенкой скважины является переводник корпуса забойного двигателя (Рисунок 2.9, а).

Для участка I дифференциальное уравнение упругой линии будет иметь вид:

$$EI_1 \frac{d^2 y_1}{dx_1^2} = -Py_1 + Qx_1 + 0,5q_{зд}x_1^2. \quad (2.41)$$

Решение уравнения 2.41:

$$y_1 = A_1 \sin k_1 x_1 + A_2 \cos k_1 x_1 + \frac{Qx_1}{P} + \frac{q_{зд}x_1^2}{2P} + \frac{q_{зд}}{k_1^2 P}, \quad (2.42)$$

где A_1 и A_2 – постоянные интегрирования.

Для участка II дифференциальное уравнение упругой линии будет иметь вид:

$$EI_2 \frac{d^2 y_2}{dx_2^2} = -Py_2 + Q(l_{зд} + x_2) - Rx_2 + \frac{q_{6т}x_2^2}{2} + \frac{q_{зд}l_{зд}^2}{2} + q_{зд}l_{зд}x_2, \quad (2.43)$$

где R – реакция стенки скважины, кН.

Решение уравнения 2.43:

$$y_2 = C_1 \sin k_2 x_2 + C_2 \cos k_2 x_2 + \frac{q_{6T} x_2^2}{2} + \frac{(Q - R + q_{3д} l_{3д}) x_2}{P} + \frac{Q l_{3д}}{P} + \frac{q_{3д} l_{3д}^2}{2P} - \frac{q_{6T}}{P k_2^2}, \quad (2.44)$$

где C_1 и C_2 – постоянные интегрирования.

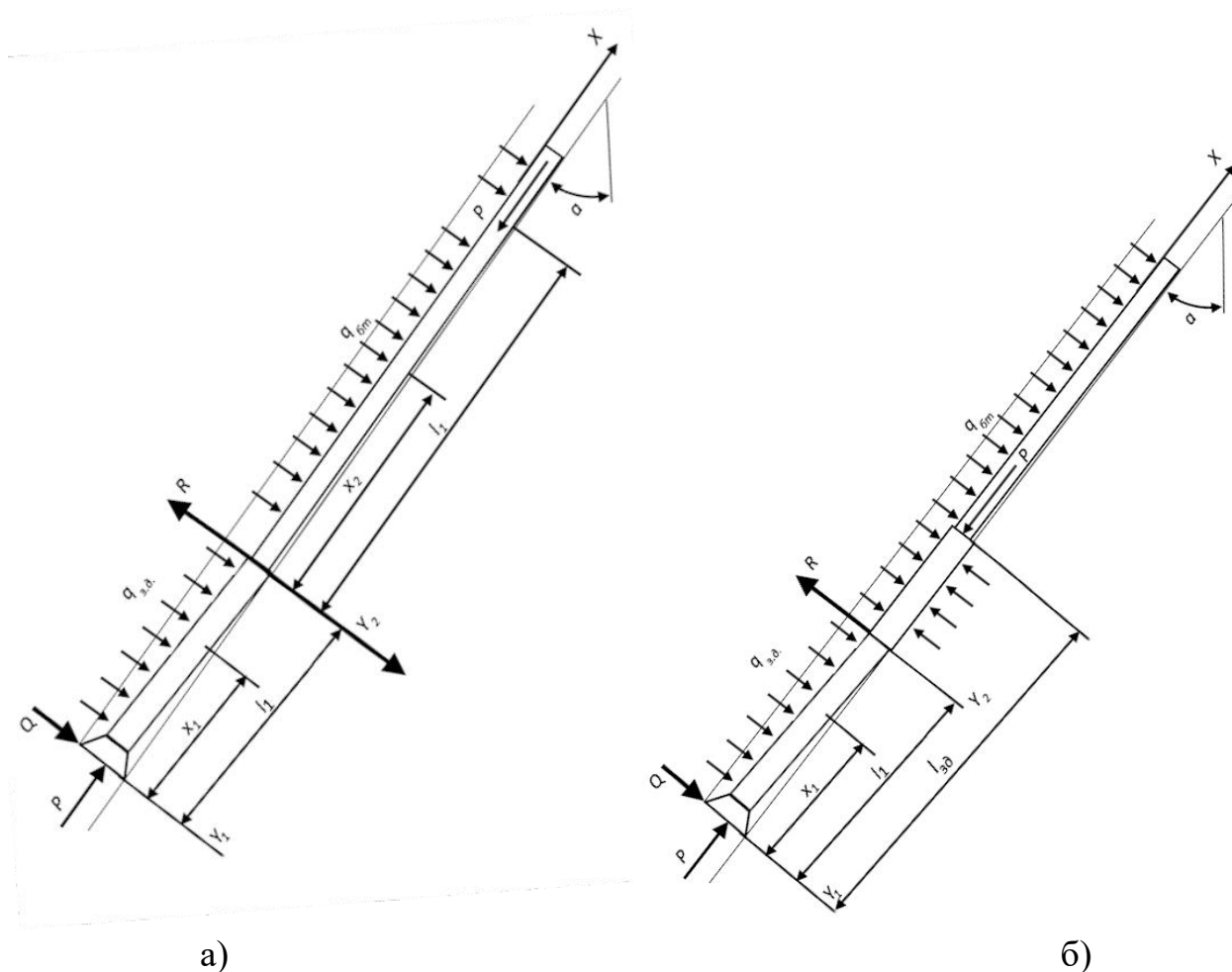


Рисунок 2.9 – Схема, содержащая различные виды действующих сил на забойный двигатель в наклонной скважине

Граничные условия по концам и в точке сопряжения участков:

при $x_1 = 0$ и $y_1 = 0$:

$$\frac{d^2 y_1}{dx_1^2} = 0, \quad (2.45)$$

при $x_1 = l_{3д}$ и $x_2 = 0$:

$$y_1 = r, y_2 = r, \frac{dy_1}{dx_1} = \frac{dy_2}{dx_2}, \quad (2.46)$$

при $x_2 = l_2$

$$y_2 = r_2 \frac{dy_2}{dx_2} = 0; \frac{d^2 y_2}{dx_2^2} = 0, \quad (2.47)$$

где l_2 – это интервал от долота до верхнего конца корпуса забойного двигателя до точки касания со стенками скважины, м.

С применением граничных условий 2.46, 2.47, найдем реакцию R:

$$R = f_1(P, k_1, k_2, l_{зд}, l_2, q_{зд}, q_{бт}, r, r_1). \quad (2.48)$$

С использованием граничного условия 2.46 возможно получить определения l_2 по уравнению:

$$Pr_1 - Q(l_{зд} + l_2) + Rl_2 - 0,5q_{бт}l_2^2 - 0,5q_{зд}l_{зд}^2 - q_{зд}l_{зд}l_2 = 0. \quad (2.49)$$

Условия уравнений 2.46 и 2.47 позволяют сформировать уравнение реакции забоя Q:

$$Q = f_2(P, k_1, k_2, l_{зд}, l_2, q_{зд}, q_{бт}, r, r_1). \quad (2.50)$$

В зависимости от создаваемой осевой нагрузки на долото и зенитного угла скважины наблюдается прилегание забойного двигателя к стенке скважины. Тогда при $x_1 = l_{зд}$ имеем:

$$\frac{dy_1}{dx_1} = 0; \frac{d^2 y_1}{dx_1^2} = 0 \quad y_1 = r. \quad (2.51)$$

Используя граничные условия 2.46 и 2.50:

$$\frac{Prk_1^2 \cos k_1 l_{зд} - q[1 - \cos k_1 l_{зд} + k_1 l_{зд}(0,5k_1 l_{зд} \cos k_1 l_{зд} - \sin k_1 l_{зд})]}{k_1(k_1 l_{зд} \cos k_1 l_{зд} - \sin k_1 l_{зд})} = \frac{Pr - 0,5q_{зд}l_{зд}^2}{l_{зд}}. \quad (2.52)$$

На Рисунке 2.10 представлено влияние осевой нагрузки на долото и зенитного угла скважины на прилегание КНБК к стенке скважины. Графики на Рисунке 2.10 авторы получили по уравнению 2.52. Из графика видно, что увеличение осевой нагрузки или зенитного угла приводит к тому что точка контакта двигателя со стенкой скважины смещается к долоту. Рассчитать это расстояние возможно по уравнению 2.52, но заменив $l_{зд}$ на l_1 или используя номограмму, показанную на Рисунке 2.5.

При прилегании к стенке скважины забойного двигателя на него воздействует система сил, которые представлены на рисунке 2.11:

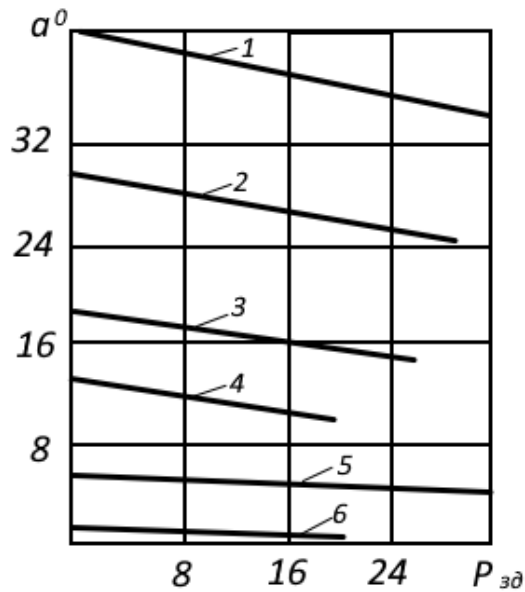


Рисунок 2.10 – Угол искривления и нагрузка на долото, при которых забойный двигатель начинает прилегать к стенке скважины.

1 - долото диаметром 269 мм, забойный двигатель 172 мм; долото 243 мм, забойный двигатель 172 мм; 3 - долото 214 мм, забойный двигатель 172 мм; 4 - долото 190 мм, забойный двигатель 172 мм; 5 - долото 269 мм, забойный двигатель 172 мм; 6 - долото 190 мм, забойный двигатель 172 мм.

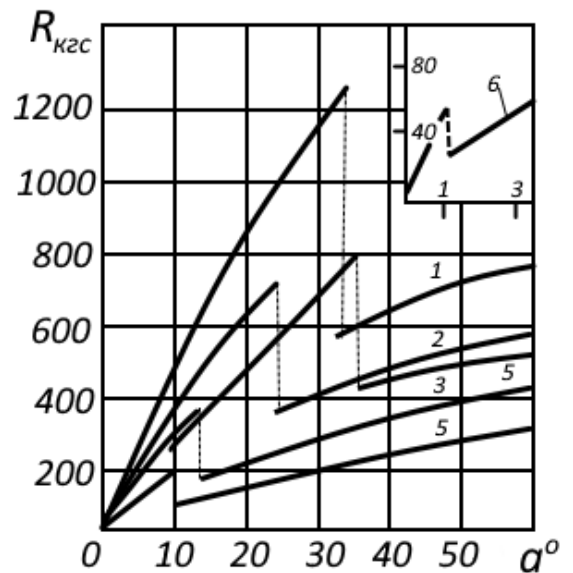


Рисунок 2.11 – Изменение реакции стенки скважины R в зависимости от угла наклона ствола.

1 - долото 269 мм, забойный двигатель 172 мм, УБТ-203, P=30 т; 2 - долото 243 мм, забойный двигатель 172 мм, УБТ-203, P=30 т; 3 - долото 214 мм, забойный двигатель 172 мм, УБТ-178, P=25 т; 4 - долото 190 мм, забойный двигатель 172 мм, УБТ-148, P=19; 5 - долото 243 мм, забойный двигатель 172 мм, УБТ-178, P=25 т; 6 - долото 214 мм, забойный двигатель 172 мм, P=25 т.

Принимая во внимание, что $y = r$, $\frac{d^2 y_1}{dx_1^2} = 0$, при $x_1 = l_1$ имеем:

$$Q = \frac{Pr - 0,5q_{зд}l_1^2}{l_1}. \quad (2.53)$$

Тогда

$$R = \frac{Pr}{l_1} + 0,5q_{зд}l_1. \quad (2.54)$$

Уравнение 2.54 позволяет определить реакцию стенки скважины R для тех случаев, когда имеется точечный контакт забойного двигателя со стенкой скважины. Для случая, когда забойный двигатель полностью прилегает к стенке скважины возможно использовать уравнение 2.54 для определения реакции стенки скважины.

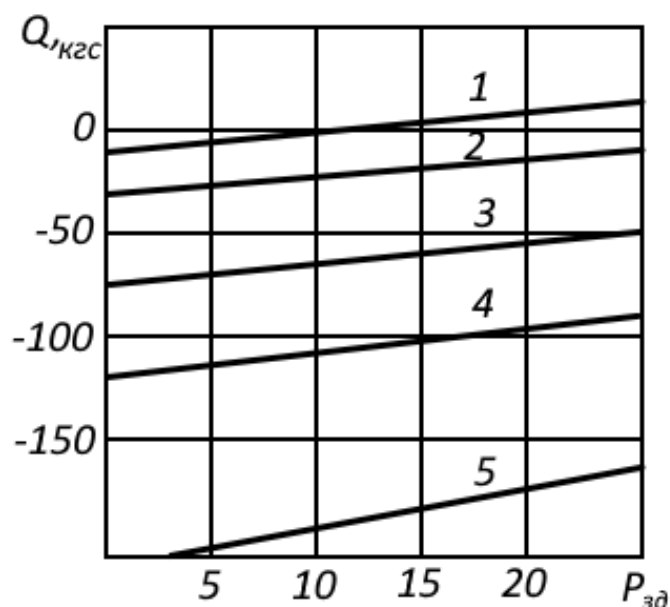


Рис. 2.12 - Зависимость составляющей реакции забоя Q от нагрузки на долото и угла искривления скважины. 1 - долото 214 мм, забойный двигатель 172 мм, УБТ-178, $\alpha=2^\circ$; 2 - долото 214 мм, забойный двигатель 178 мм, УБТ-178, $\alpha=2^\circ$; 3 - долото 214 мм, забойный двигатель 178 мм, УБТ-178, $\alpha=10^\circ$; 4 - долото 214 мм, забойный двигатель 178 мм, УБТ-178, $\alpha=10^\circ$; 5 - долото 214 мм, забойный двигатель 172 мм, УБТ-178, $\alpha=20^\circ$

Сопоставляя обе схемы расчета, можем проследить изменение реакции R и составляющей реакции забоя Q в зависимости от зенитного угла скважины и осевой составляющей бурильной колонны для ранее обозначенной системы «долото – забойный двигатель - утяжеленные бурильные трубы». Показатели реакции забоя частично показаны на Рисунке 2.11. Скачкообразное изменение реакции может возникнуть при чрезмерном увеличении осевой нагрузки на КНБК. Выполненные расчеты позволили установить авторам, что увеличение разницы диаметров забойного двигателя и долота ведет к прилеганию забойного двигателя к стенке скважины, как показано на Рисунках 2.10 и 2.11 (кривые 3 и 5), при этом величина реакции опоры долота постепенно увеличивается. Рисунок 2.11 содержит только значения сосредоточенной реакции R . Сила прилегания забойного двигателя к стенке скважины S может быть выражена согласно Рисунку 2.11:

$$S = R + q_{зд}(l_{зд} - l_1). \quad (2.55)$$

Уравнение 2.50 позволяет определить составляющую реакции забоя Q в

соответствии с расчетной схемой, которая приведена на Рисунках 2.10 и 2.11, а сама величина изменения реакции Q использована на Рисунке 2.12, где кривая 5 показывает, что даже различные виды забойных двигателей при одинаковых осевых усилиях и зенитных углах скважины имеют одинаковую величину прогиба.

В своей работе А. Г. Калинин, Л. Я. Кауфман, Н. А. Кулигин, А. Лубинский приводят немало описаний результатов подобных расчетов, которые были подтверждены на промысловых условиях. Анализ взаимодействия забойного двигателя со стенками скважины показал, что разделяя на несколько секций само КНБК для направленного бурения возможно регулировать не только жесткость КНБК, но и отклоняющую силу в целом. В работе будут рассмотрены расчеты для КНБК РУС, где будет выполнено изучение отклоняющей силы на лопатках интегрированного стабилизатора РУС, который искривляет скважину по принципу фрезерования долотом.

2.3 Расчет и исследование отклоняющей силы на долоте при асимметричном разрушении забоя скважины

Теоретические основы бурения направленных скважин путем асимметричного разрушения забоя предложены М. П. Гулизаде [104], научные труды ВНИИБТ по этой теме принадлежат ученым А. С. Бронзову, Ю. С. Васильеву, Г. А. Шетлеру [105]. Авторы испытали и внедрили различные типы отклоняющих устройств, которые искривляют ствол скважины по принципу асимметричного разрушения забоя. Они отмечают, что когда на долото не действует отклоняющая сила и отсутствует фрезерование стенки ствола скважина искривляется за счет наклонного положения оси долота относительно оси скважины.

Авторы [47] провели анализ сил, возникающих при прижатии долота отклонителем к стенке скважины во время асимметричного разрушения забоя. Данная работа проведена для системы «долото-забойный двигатель».

Вопрос равновесия сил многократно поднимался в своих научных работах

учеными Л.Ф. Федоровым, К.М. Солодким, А.Г. Калинин, А.С. Повалихиным, которые сделали вывод, что искривление ствола скважины за счет асимметричного разрушения забоя может происходить даже при относительно небольшой отклоняющей силе на долоте, если эта сила в боковом направлении больше сопротивляемости пород стенок скважины к разрушению. Подобный пример позволяет понять, что как такового фрезерования может не происходить, однако прижатие долота к стенке скважины будет. Необходимо помнить, что и чрезмерно высокая калибрующая способность долота может не обеспечить должного отклоняющего усилия в связи потерей бокового вооружения долота. Потеря диаметра породоразрушающего элемента происходит чаще всего к концу рейса. Теряется возможность интенсивного трения калибрующей поверхности долота об породу вследствие чего теряется возможность асимметричного разрушения забоя.

В настоящее время разработаны несколько моделей РУС, которые направлены на искривление скважины путем асимметричного разрушения забоя. Положительными сторонами этого способа являются:

1. Отсутствие заклинок и скачков момента вращения бурильной колонны, когда передается максимальный вращательный момент на долото.
2. Увеличение срока эксплуатации PDC долота т.к. при передаче части нагрузки на создание отклоняющего усилия на долоте, осевое усилие на торцевое вооружение долота передается меньше.
3. При боковом разрушении забоя интенсивность искривления не зависит от таких режимов бурения как механическая скорость проходки, осевое усилие на долото, поэтому имеется возможность сохранять высокую интенсивность проходки.
4. Снижается риск возникновения чрезмерно высокого момента упругих сил и возможности упругой деформации скважинного оборудования, а, следовательно, степени ухудшения их работы. Подобное преимущество играет высокую роль при бурении скважин малых диаметров, например, при бурении боковых стволов.

Однако главным недостатком направленного бурения за счет асимметричного разрушения забоя является низкая интенсивность искривления

скважины. Это происходит из-за того, что роторные управляемые системы создают незначительные боковые отклоняющие усилия на отклоняющих лопатках.

Обобщенная теория содержит понятие о прямой зависимости радиуса искривления скважины от геометрических размеров системы «долото-забойный двигатель» при асимметричном разрушении забоя:

$$R = \frac{L_{зд}^2}{D - d_{зд}}, \quad (2.56)$$

где $L_{зд}^2$ - длина КНБК в м;

D - диаметр долота в м;

$d_{зд}$ - диаметр забойного двигателя в м.

Подобная зависимость является справедливым при условии бурения в крепких породах и со сравнительно жесткими забойными двигателями, т. е. когда диаметр скважины равен диаметру долота и забойной двигатель не изогнут.

Известен факт, когда бурение в породах средней и мягкой твердости сопровождается увеличением диаметра скважины относительно диаметра долота на величину коэффициента кавернозности. Использование забойных двигателей создает условия, когда скважины имеют либо первоначальную искривленность, либо стенка скважины может упруго деформироваться в связи с возникновением продольных и поперечных нагрузок. Формирование траектории ствола скважины с использованием системы «долото-забойный двигатель» будет сопровождаться при асимметричном разрушении забоя.

Если диаметр долота меньше чем диаметр ствола скважины, то ось долота может совпасть с осью скважины только в том случае если отсутствует отклоняющая сила на долото, как показано на Рисунке 2.13. Но возникновение отклоняющей силы на породоразрушающем инструменте будет толкать его к верхней части скважины. Проявление подобного эффекта и является причиной асимметричного разрушения забоя.

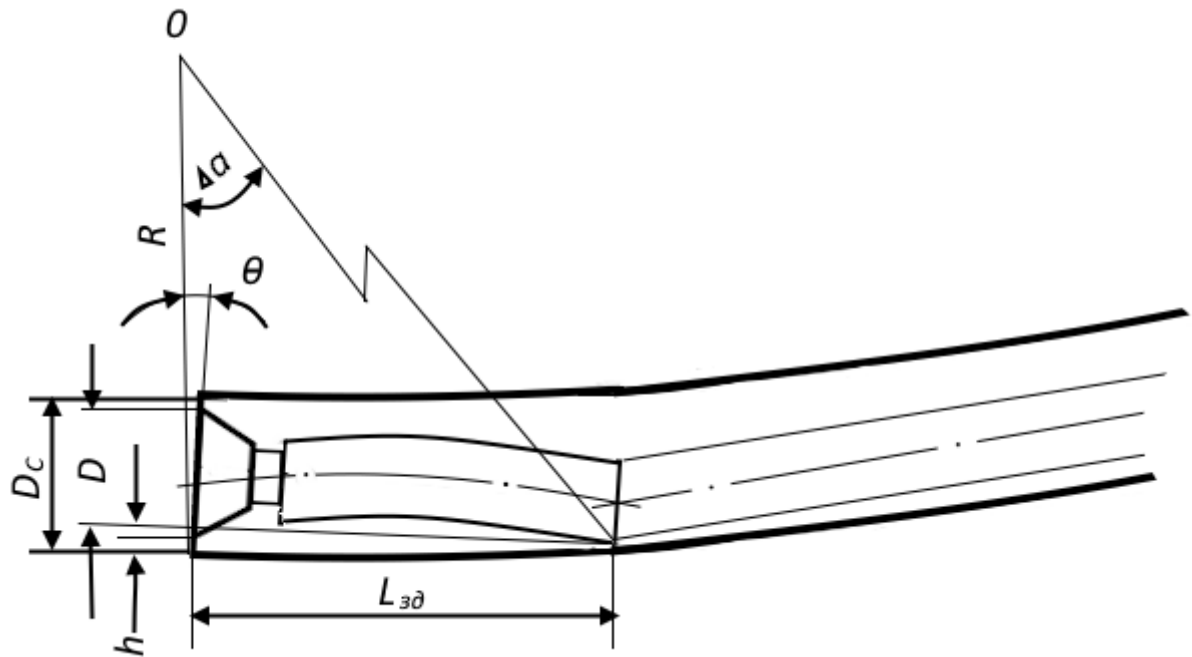
Формула ниже справедлива для описания радиуса кривизны скважины:

$$R = \frac{L_{зд}^2 + h^2}{2h}, \quad (2.57)$$

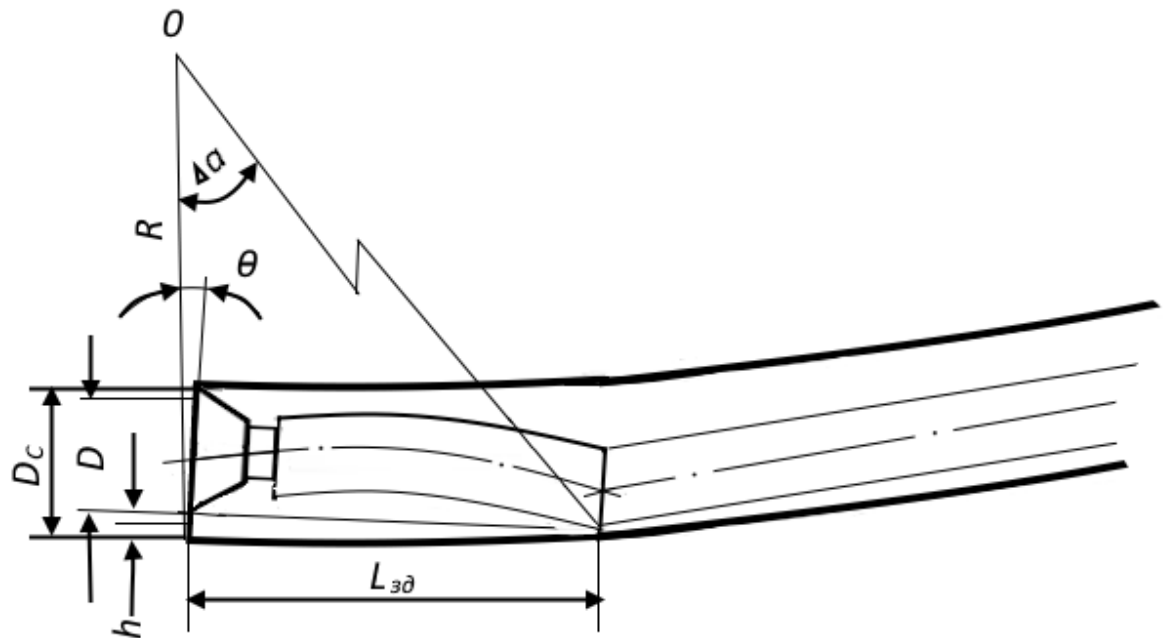
где R – показатель радиуса искривленной части ствола скважины по нижней

стенке скважины в м;

h - наибольшее расстояние от корпуса забойного двигателя до нижней стенки скважины в м.



а)



б)

Рисунок 2.13 – Влияние асимметричного разрушения забоя: а) при отсутствии отклоняющей силы; б) при наличии отклоняющей силы

Показатель радиуса искривления оси ствола скважины:

$$R_{\text{оси}} = R + 0,5D_c. \quad (2.58)$$

В связи с тем, что радиус ствола скважины принят $0,5D_c$ и достаточно мал по сравнению с величиной радиуса искривления, можно принять, что $R_{\text{оси}} \approx R$.

Определение наибольшего расстояния от корпуса забойного двигателя до нижней стенки скважины можно рассматривать в двух случаях.

Вариант 1. Асимметричное разрушение забоя воздействует на искривление скважины, но отсутствует отклоняющая сила на долоте (Рисунок 2.13, а):

$$h = 0,5(D_c - d_{\text{зд}}) - L_{\text{зд}} \sin \theta, \quad (2.59)$$

где θ - угол поворота породоразрушающего инструмента, который зависит от прогиба забойного двигателя выраженного в градусах.

Угол прогиба θ не может превышать $4-5^\circ$, то можно учесть, что $\sin \theta = \theta \frac{\pi}{180}$. Считая, что забойный двигатель может быть изогнут по дуге окружности, то угол θ и стрела прогиба f связаны между собой зависимостью

$$\sin \theta = \frac{4F}{L_{\text{зд}}} * \frac{180}{\pi} \quad (2.60)$$

Следовательно,

$$h = 0,5(D_c - d_{\text{зд}}) - 4f. \quad (2.61)$$

Значение, которое в себе содержит h , применимо, когда направление отклонения забойного двигателя совпадает с изгибом самого забойного двигателя в связи с тем, что угол между ними равен нулю ($\varphi = 0$). В тех случаях когда изгиб забойного двигателя не совпадает с отклоняющей забойного двигателя прогиб забойного двигателя будет соответствовать $\cos \varphi$.

В этом случае

$$h = 0,5(D_c - d_{\text{зд}}) - 4f \cos \varphi. \quad (2.62)$$

Принимая в учет тот факт, что значение h^2 существенно мало чем R и $L_{\text{зд}}^2$, то допускается пренебрежение в расчетах этим параметром. В этом случае для расчета радиуса искривления будем использовать формулу

$$R = \frac{L_{\text{зд}}^2}{D_c - d_{\text{зд}} - 8f \cos \varphi}. \quad (2.63)$$

Формула для расчета угла искривления скважины на каждые 10 м бурения в связи с асимметричным разрушением забоя при условии отсутствия отклоняющей силы на породоразрушающем инструменте

$$\Delta a'_{ac} = 573 \frac{D_c - d_{зд} - 8f \cos \varphi}{L_{зд}^2}. \quad (2.63)$$

Влияние изгиба забойного двигателя на величину интенсивности искривления скважины вследствие асимметричного разрушения забоя имеет прямую зависимость между изгибом отклонителя и направлением отклонителя забойного двигателя φ . Если показатель $\varphi = 0$, то изгиб забойного двигателя приведет к снижению параметров кривизны и, если $\varphi = 180^\circ$ то, наоборот, к увеличению параметров кривизны. Если рассматривать остальные значения, то видно, что в таких случаях будет изменяться и азимут скважины. При этом видим, что если угол φ изменяется в пределах $0-90^\circ$ и $270-360^\circ$, то изгиб забойного двигателя, совместно с изменением значения азимута скважины, будет снижаться и величина интенсивности искривления скважины. В том случае если φ изменяется в рамках 90° до 270° , то в этом случае изгиб забойного двигателя совместно с изменением азимута будет подвержен увеличению интенсивности искривления скважины.

В связи с тем, что наибольшая интенсивность кривизны скважины возникает при изгибе забойного двигателя при $\varphi = 180^\circ$, то при критических значения стрелы изгиба забойного двигателя f возможно использование этого проявления с целью повышения кривизны скважины при асимметричном разрушении забоя долотом. Рассмотрим следующие варианты:

$$1. \text{ При } f < 0,125(D_c - d_{зд}), \Delta a'_{ac} > 0; \quad (2.64)$$

$$2. \text{ При } f = 0,125(D_c - d_{зд}), \Delta a'_{ac} = 0; \quad (2.65)$$

$$3. \text{ При } f > 0,125(D_c - d_{зд}), \Delta a'_{ac} < 0. \quad (2.66)$$

Вариант номер 1 показывает рост зенитного угла скважины в связи с тем, что прогиб забойного двигателя и ось породоразрушающего инструмента составляют с осью скважины положительный угол. Второй вариант показывает стабилизацию параметров кривизны из-за совпадения оси долота с осью скважины. Третий

вариант показывает снижение зенитного угла скважины из-за возникновения отрицательного угла между осью долота и осью скважины.

Вариант 2. Породоразрушающий инструмент касается верхней стенки скважины, когда ствол скважины искривляется из-за отклоняющей силы на породоразрушающем инструменте, при сопротивляемости пород больше, чем сила равная контактной нагрузке в направлении искривления скважины. Это приводит к тому, что стенки скважины не фрезеруются. В ином случае, когда стенки скважины все же фрезеруются, то даже в этом случае можно рассматривать только долю искривления ствола в результате асимметричного разрушения забоя.

Величина наибольшего расстояния от долота до точки касания забойным двигателем нижней части стенки скважины h равна (Рисунок 2.13, б):

$$h = D_c - 0,5(D - d_{зд}) - L_{зд} \sin \theta. \quad (2.63)$$

Также можно записать

$$h = D_c - 0,5(D - d_{зд}) - 4 f \sin \varphi. \quad (2.64)$$

Формулы 2.64 и 2.62 показывают, что при условии увеличения диаметра скважины относительно диаметра породоразрушающего инструмента интенсивность искривления увеличивается даже при ассиметричном разрушении забоя. Совместное возникновение опрокидывающего момента и фрезерования стенки скважины увеличивают интенсивность искривления скважины при ассиметричном разрушении забоя больше, чем при действии лишь одного опрокидывающего момента (Рисунок 2.14). К примеру, если увеличить диаметр скважины в 1,2 раза по сравнению с диаметром долота, то это приводит к росту интенсивности искривления кривизны скважины в результате асимметричного разрушения забоя при использовании 190-мм породоразрушающего инструмента и забойного двигателя 172 габарита в почти в 2,83 раза при условии отсутствия отклоняющей силы и в 4,84 раза – если имеется отклоняющая сила на долоте.

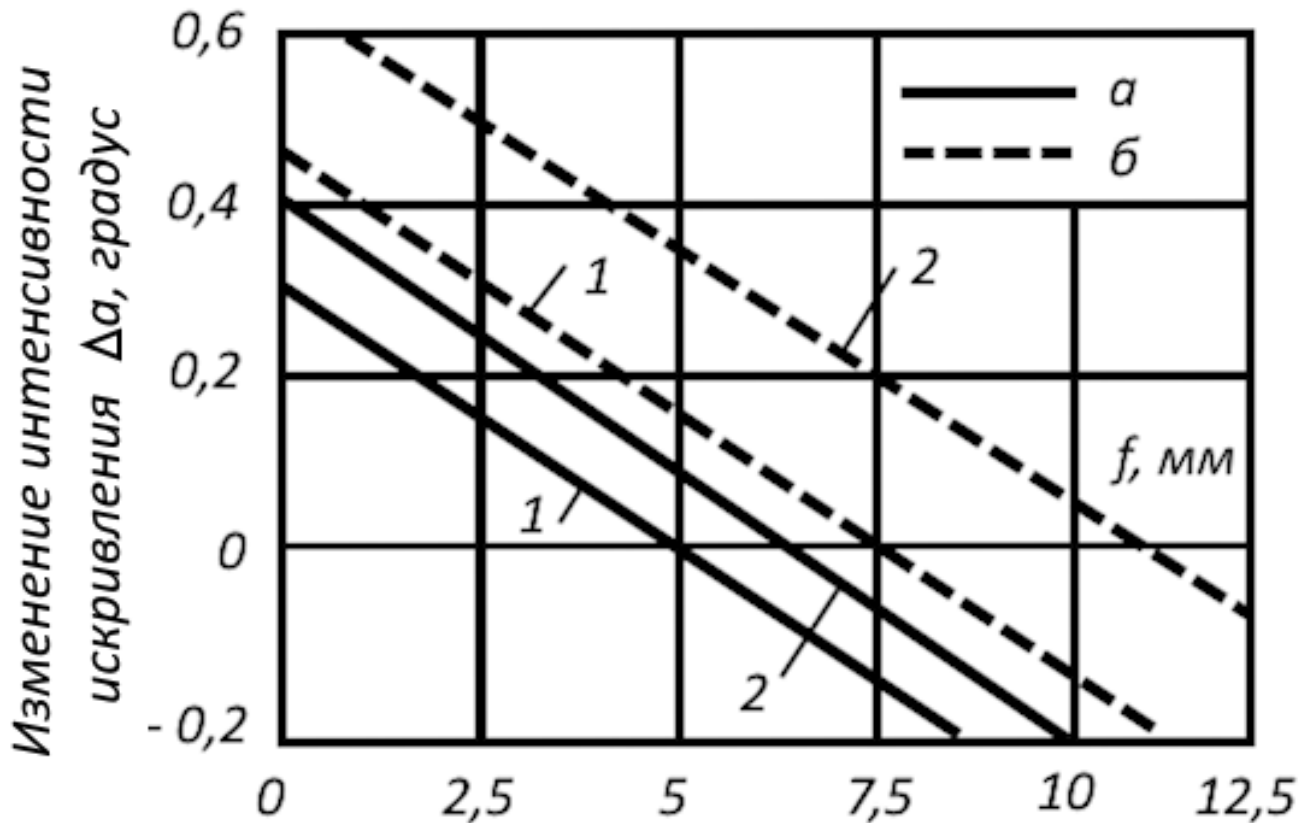


Рисунок 2.14 – Изменение интенсивности искривления скважины при асимметричном разрушении забоя в зависимости от изгиба забойного двигателя 172 габарита с долотом диаметром 190 мм: 1 – $D_c = 1,1 D$; 2 – $D_c = 1,15 D$; $a - P_{от} = 0$; б – $P_{от} > 0$.

При значении угла между плоскостью изгиба отклонителя и направлением искривления забойного двигателя равным нулю критические значения изгиба забойного двигателя могут иметь вид:

$$1. \text{ При } f < 0,25D_c - 0,125 (D + d_{зд}), \Delta a''_{ac} > 0; \quad (2.64)$$

$$2. \text{ При } f = 0,25D_c - 0,125 (D + d_{зд}), \Delta a''_{ac} = 0; \quad (2.65)$$

$$3. \text{ При } f > 0,25D_c - 0,125 (D + d_{зд}), \Delta a''_{ac} < 0. \quad (2.66)$$

Первый вариант показывает угол между осью породоразрушающего инструмента и осью скважины больше 0 градусов. Это является причиной того, что ствол скважины может искривляться и в результате асимметричного разрушения забоя и фрезерования стенки скважины.

Второй вариант описывает совпадение оси долота с осью скважины, что является причиной того что асимметричное разрушение горной породы не возникнет. В данном случае можно рассчитывать лишь на искривление скважины путем фрезерования стенки скважины.

В третьем варианте ось скважины и ось породоразрушающего инструмента составляют угол меньше нуля. В данном случае забой будет разрушаться асимметрично, но исключительно в таком направлении, где зенитный угол будет стремиться к нулю. Интенсивность искривления скважины в данном случае зависит от соотношений интенсивности фрезерования стенки скважины в направлении увеличения угла искривления ствола и отрицательного асимметричного разрушения забоя в направлении уменьшения угла искривления ствола. В том случае если интенсивность фрезерования стенки скважины будет преобладать над интенсивностью искривления ствола от отрицательного асимметричного разрушения забоя, то при этом общая интенсивность искривления скважины будет иметь положительное значение и угол искривления скважины увеличится.

2.4 Проведение аналитических исследований процесса взаимодействия КНБК со стенкой скважины

Представлен расчет по результатам аналитического исследования взаимодействия НУБТ с РУС со стенкой скважины, определены допущения для расчетных моделей, проведено сравнение величин усилия на долоте и усилия на лопатках РУС с различной осевой нагрузкой на бурильную колонну.

Область представленного в диссертационной работе исследования связана с использованием роторных управляемых систем, отклоняющий модуль которых представлен лопатками Push-the-Bit. Для проведения расчетов и моделирования множества параметров были приняты различные величины зенитного угла скважины, осевой нагрузки на бурильную колонну, изгибной жесткости НУБТ, диаметров выдвижных лопаток (Таблица 2.4).

Таблица 2.4 – Принятые для расчета технические и технологические параметры

Параметр	ед. изм	Величины					
Осевая нагрузка на бурильную колонну, Р	т*с	6	8	10	12	14	–
	Н	58860	78480	98100	117720	137340	–
Зенитный угол, θ	град	30		60		90	
Диаметр лопаток РУС, $\varnothing$	мм	203		210		220	
Изгибная жесткость НУБТ, EI	кН*м ²	3535	3598	3623	4371	4508	4637

Представлены результаты аналитического исследования взаимодействия НУБТ с РУС со стенкой скважины, целью которого было численное решение дифференциальных уравнений упругой линии КНБК с РУС и модулем телеметрии. Для этого в КНБК в качестве значения изгибной жесткости и данные по распределенной нагрузке от веса элементов использовались геометрические размеры поперечного сечения, указанные в паспорте изделия (руководстве по эксплуатации, схем компоновок, технических отчетов). Диаметр долота принят равным 220,7 мм, т.к. расчеты проводились для скважин двухколонной конструкции, где эксплуатационная секция имеет длину от 2200 до 4500м. Диаметр РУС по корпусу равен 178 мм.

Стандартный вид КНБК с РУС для бурения скважин двухколонной конструкции представлен на Рисунке 2.15.

Определены допущения для расчетных моделей трех секций КНБК (Таблица 2.5) (1-я – направляющая с интегрированным модулем выдвижных лопаток, 2-я – гибкий патрубок, 3-я – модуль телеметрии, размещенный в НУБТ).



Рисунок 2.15 – Общий вид компоновки РУС с применением НУБТ

Таблица 2.5 – Параметры расчетных вариантов НУБТ

Вариант НУБТ	$\varnothing_{\text{долота}} = 220,7 \text{ мм}; \varnothing_{\text{РУС}} = 178 \text{ мм.}$					Диапазон изменения $\varnothing_{\text{пл}}, \text{ мм}$
	$\varnothing_{\text{нар}}, \text{ мм}$	$\varnothing_{\text{корп}}, \text{ мм}$	$\varnothing_{\text{внут}}, \text{ мм}$	$L_{\text{НУБТ}}, \text{ мм}$	$EI_{\text{НУБТ}}, \text{ кН*м}^2$	
1.	172	127	83	8300	3535	203, 210, 220
2.	168	127	76	8300	3598	
3.	165	127	60	8300	3623	
4.	165	127	57	8300	4371	
5.	184	140	105	8300	4508	
6.	184	140	102	8300	4637	

В расчетной схеме, учитывающей конструктивные особенности современных КНБК с РУС, приняты следующие допущения:

- форма изгиба оси КНБК плоская;
- ось ствола скважины прямолинейная или является дугой окружности;
- КНБК нагружена продольными и поперечными силами;
- долото является шарнирной опорой, а опора на лопатках интегрированного стабилизатора РУС - точечной опорой;
- каждая секция КНБК имеет различную жесткость на изгиб, диаметр и вес единицы длины;
- веса элементов КНБК определены в жидкости плотностью равной 1000 кг/м³;
- зенитный угол скважины для расчетных моделей 1 и 2 составляет $\alpha \leq 90^\circ$ и $\alpha > 90^\circ$ соответственно.

При корректном подборе технологических параметров процесса проводки скважины динамические составляющие рассмотренных усилий намного меньше своих соответствующих статических значений. При этом несмотря на то, что динамические составляющие оказывают влияние на мгновенные значения рассмотренных выше усилий, для решения поставленной в работе задачи об исследовании влияния изгибной жесткости НУБТ на значение отклоняющей силы на долоте Q и поперечной реакции R_1 на лопатках стабилизатора РУС, в работе учитывались только статические составляющие сил P , Q , R_1 (Рисунок 2.16). Аналитические расчеты по определению деформации, вызванной крутящим моментом по методике авторов Султанова Б.З., Ишемгужина Е.И. показали, что КНБК с НУБТ из немагнитной стали марки RSNM140 (модуль упругости 200кПа)

испытывает угловую деформацию в пределах $0,65^\circ$.

Установлено что возникаемый на участке КНБК крутящий момент создает угловую деформацию не более $0,4-0,65^\circ$ при частоте его вращения 60-100 об/мин и осевой нагрузке на долото в 58-137кН. Для практических расчетов столь малые величины угловой деформации значимого эффекта не оказывают, поэтому его решено не учитывать и в настоящей работе.

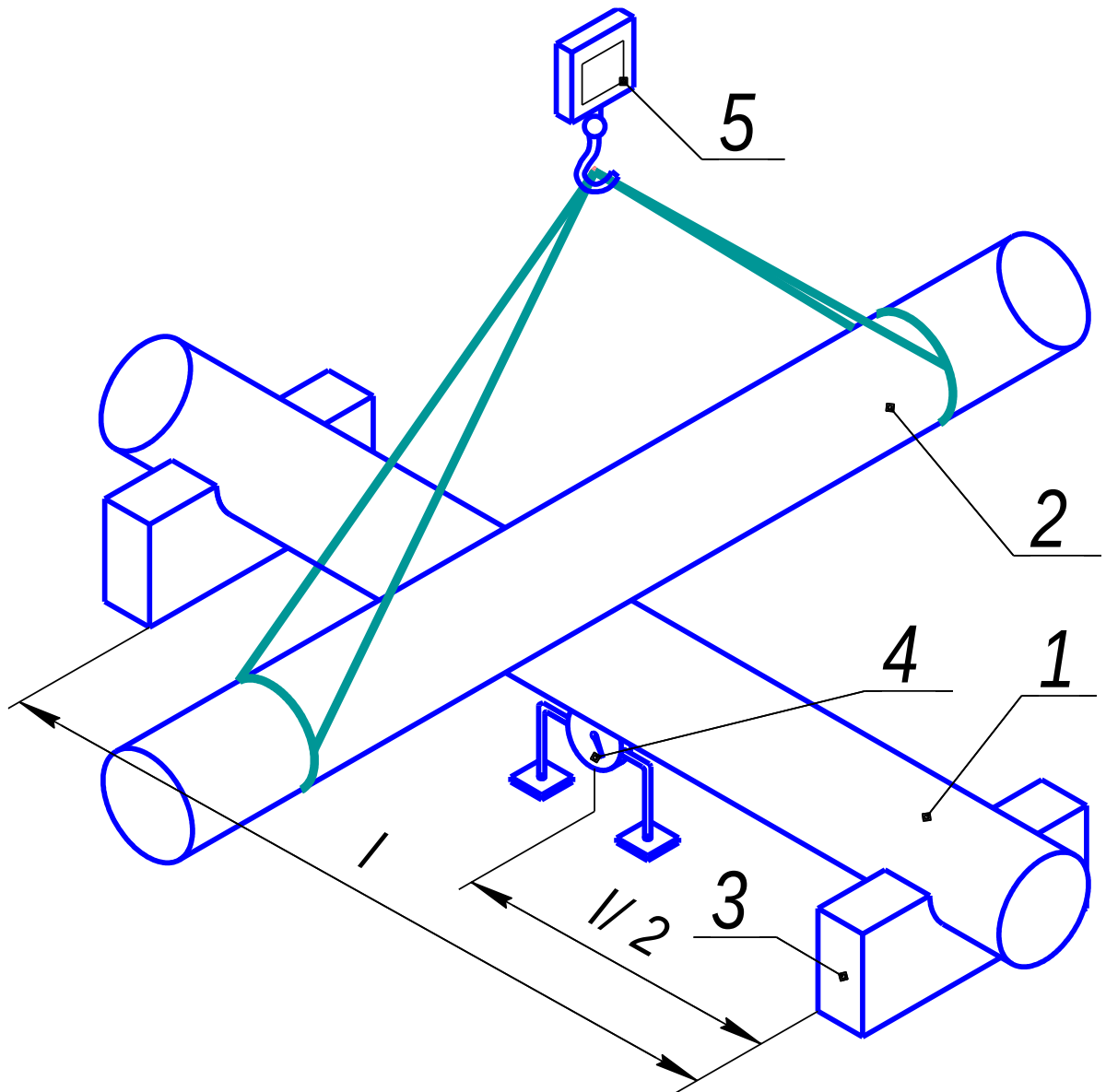


Рисунок 2.16 – Стенд для определения изгибной жесткости ВЗД: 1 – двигатель нагружаемый (испытываемый); 2 – двигатель нагружающий; 3 – опоры нагружаемого двигателя; 4 – часы индикаторные на штативе; 5 – весы крановые

При определении исходных данных руководствовались, в основном, наиболее актуальными параметрами зенитных углов ствола скважины, осевой нагрузки на долото РДС номинальным диаметром 220,7 мм.

При назначении данных по распределенной нагрузке от веса элементов КНБК использовались паспортные данные на рассматриваемое оборудование.

Значения изгибной жесткости РУС, винтового забойного двигателя (ВЗД) и модуля телеметрии были получены из следующих источников: для РУС использовались геометрические размеры поперечного сечения, указанные в паспорте (руководстве по эксплуатации, схем компоновок, чек-листов); для ВЗД габарита 172 мм данные по изгибной жесткости были взяты из отчета НИР по теме «Разработка компоновок для безориентированного бурения наклонно-направленных скважин», выполненного коллегами с кафедры «Механика и конструирование машин» УГНТУ (2012 г.).

Значения конструкционных параметров для модуля телеметрии были получены на основании данных паспортов на телеметрию и НУБТ.

Целью расчета является определение влияния отдельных геометрических размеров РУС на величину отклоняющей силы на долоте.

Всего построены 3 модели с расчетными схемами для КНБК с РУС и ВЗД (Рисунки 2.17-2.18): 1 – выдвижные лопатки РУС касаются нижней стенки скважины при зенитном угле скважины $\alpha \leq 90^\circ$, 2 – значение зенитного угла для КНБК с РУС скважины $\alpha > 90^\circ$, 3 – винтовой забойный двигатель с установленным углом перекоса ($1,5^\circ$) в скважине с $\alpha=90^\circ$. Выполнено решение дифференциальных уравнений упругой линии КНБК для определения отклоняющей силы на долоте в зависимости от вылета выдвижных лопаток интегрированного стабилизатора РУС. При этом РУС представлен тремя секциями (1 – направляющая с интегрированным модулем выдвижных лопаток, 2 – гибкий патрубок, 3 – модуль телеметрии, размещенный в НУБТ).

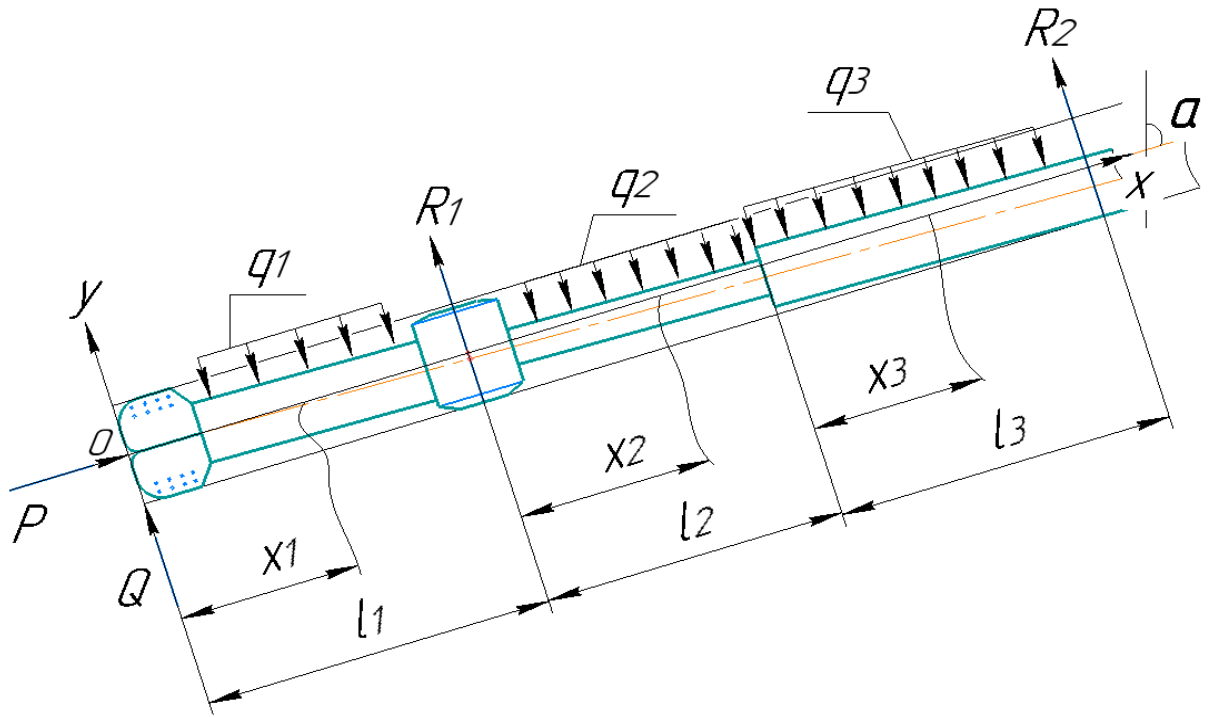


Рисунок 2.17 – Расчетная схема модели 1 при зенитном угле скважины $\alpha \leq 90^\circ$

Модель 1. Выдвижные лопатки РУС касаются нижней стенки скважины.

Предполагается, что это самая реальная картина при значении угла в апсидальной плоскости $\alpha \leq 90^\circ$. Расчетная модель представлена на Рисунке 2.17.

Дифференциальное уравнение упругой линии КНБК на участке I запишется следующим образом:

$$E \cdot I_1 \cdot \frac{d^2 y_1}{dx_1^2} = -P \cdot y_1 + Q \cdot x_1 + \frac{q_1 \cdot x_1^2}{2}. \quad (2.67)$$

Решение уравнения (2.67):

$$y_1 = c_1 \cdot \sin(k_1 \cdot x_1) + c_2 \cdot \cos(k_1 \cdot x_1) + \frac{Q \cdot x_1}{P} + \frac{q_1 \cdot x_1^2}{2P} - \frac{q_1}{k_1^2 \cdot P}. \quad (2.68)$$

В уравнениях 2.67 и 2.68 приняты следующие обозначения:

$E \cdot I_1$ – изгибная жесткость первой секции РУС, кН*м²;

P – осевая нагрузка на долоте, кН;

Q – отклоняющая сила на долоте, кН;

q_1 – погонный вес первой секции РУС, Н;

y_1, x_1 – текущие координаты упругой линии на участке I;

c_1, c_2 – постоянные интегрирования;

$$k_1 = \sqrt{\frac{P}{E \cdot I_1}} - \text{коэффициент.}$$

Дифференциальное уравнение упругой линии КНБК на участке II имеет следующий вид:

$$E \cdot I_2 \cdot \frac{d^2 y_2}{dx_2^2} = -P \cdot y_2 + Q \cdot (l_1 + x_2) - R_1 \cdot x_2 + \frac{q_2 \cdot x_2^2}{2} + \frac{q_1 \cdot l_1^2}{2} + q_1 \cdot l_1 \cdot x_1. \quad (2.69)$$

Решение уравнения 2.74:

$$y_2 = c_3 \cdot \sin(k_2 \cdot x_2) + c_4 \cdot \cos(k_2 \cdot x_2) + \frac{q_2 \cdot x_2^2}{2} + \frac{(Q - R_1 + q_1 \cdot l_1) \cdot x_2}{P} + \frac{Q \cdot l_1}{P} + \frac{q_1 \cdot l_1^2}{2P} - \frac{q_2}{k_2^2 \cdot P}. \quad (2.70)$$

Дополнительные обозначения в уравнениях 2.69 и 2.70:

$E \cdot I_2$ – изгибная жесткость второй секции РУС (гибкого переводника), кН*м²;

R_1 – реакция стенки скважины в месте касания лопаток РУС, кН;

q_2 – погонный вес второй секции РУС, Н;

l_1 – длина первой секции РУС, м;

l_2 – длина второй секции РУС, м;

c_3, c_4 – постоянные интегрирования;

$$k_2 = \sqrt{\frac{P}{E \cdot I_2}} - \text{коэффициент.}$$

Дифференциальное уравнение упругой линии на участке III имеет вид:

$$E \cdot I_3 \cdot \frac{d^2 y_3}{dx_3^2} = -P \cdot y_3 + Q \cdot (l_1 + l_2 + x_3) - R_1 \cdot (l_2 + x_3) + \frac{q_1 \cdot l_1^2}{2} + q_1 \cdot l_1 \cdot l_2 + q_1 \cdot l_1 \cdot x_3 + \frac{q_2 \cdot l_2^2}{2} + q_2 \cdot l_2 \cdot x_3 + \frac{q_3 \cdot x_3^2}{2}. \quad (2.71)$$

Решение уравнения 2.71:

$$y_3 = c_5 \cdot \sin(k_3 \cdot x_3) + c_6 \cdot \cos(k_3 \cdot x_3) + \frac{(Q - R_1 + q_1 \cdot l_1 + q_2 \cdot l_2) \cdot x_3}{P} + \frac{Q \cdot (l_1 + l_2)}{P} + \frac{1}{P} \cdot \left[\frac{q_1 \cdot l_1^2}{2} + q_1 \cdot l_1 \cdot l_2 + \frac{q_2 \cdot l_2^2}{2} + \frac{q_3}{k_3^2} \right]. \quad (2.72)$$

Начальные и граничные условия для всех участков (I, II и III):

– при $x_1=0$ и $y_1=0$:

$$\frac{d^2 y_1}{dx_1^2} = 0, \quad (2.73)$$

– при $x_1=l_1$ и $x_2=0$:

$$y_1=\Delta_1, y_2=\Delta_1, \quad (2.74)$$

$$\frac{dy_1}{dx_1} = \frac{dy_2}{dx_2},$$

– при $x_2=l_2$ и $x_3=0$:

$$y_2=y_3, \quad (2.75)$$

$$\frac{dy_2}{dx_2} = \frac{dy_3}{dx_3},$$

– при $x_3=l_3$ и $y_3=\Delta_2$:

$$\frac{dy_3}{dx_3} = 0, \quad (2.76)$$

$$\frac{d^2 y_3}{dx_3^2} = 0. \quad (2.77)$$

Дополнительные обозначения в выражениях 2.81 и 2.82:

Δ_1 – прогиб КНБК по выдвижным лопаткам первой секции РУС;

Δ_1 – кажущийся радиус скважины.

Модель 2. Наиболее вероятная картина при значении зенитного угла скважины $\alpha > 90^\circ$. Расчетная модель представлена на Рисунке 2.18.

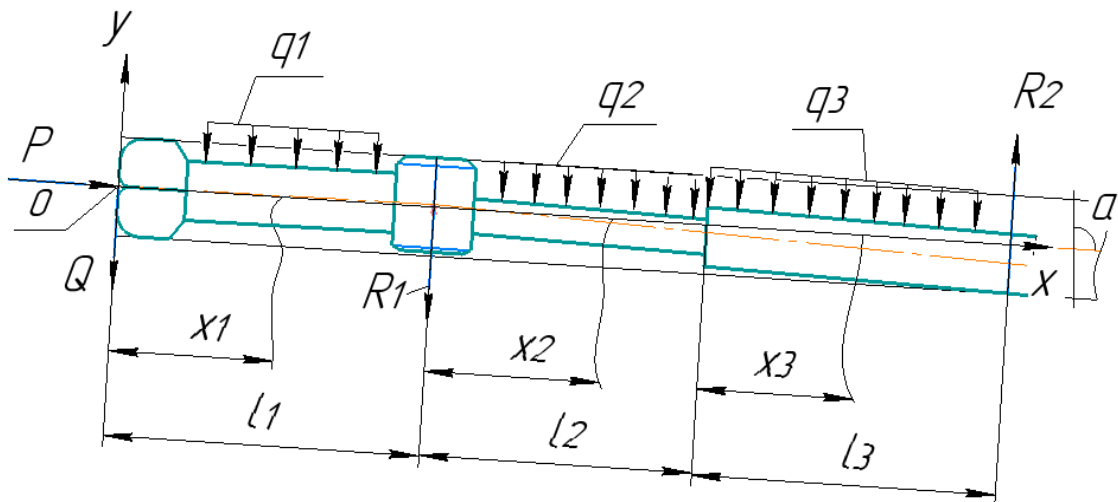


Рисунок 2.18 – Расчетная схема модели 2 при зенитном угле скважины $\alpha > 90^\circ$

Дифференциальные уравнения упругой линии КНБК будут иметь следующий вид:

– на участке I:

$$E \cdot I_2 \cdot \frac{d^2 y_1}{dx_1^2} = P \cdot y_1 - Q \cdot x_1 + \frac{q_1 \cdot x_1^2}{2}. \quad (2.78)$$

Решение уравнения 2.78:

$$y_1 = c_5 \cdot \sin(k_1 \cdot x_1) + c_6 \cdot \cos(k_1 \cdot x_1) - \frac{Q \cdot x_1}{P} + \frac{q_1 \cdot x_1^2}{2P} - \frac{q_1}{k_1^2 P}; \quad (2.79)$$

– на участке II:

$$E \cdot I_2 \cdot \frac{d^2 y_2}{dx_2^2} = P \cdot y_2 - Q \cdot (l_1 + x_2) + R_2 \cdot x_2 + \frac{q_2 \cdot x_2^2}{2} + \frac{q_1 \cdot l_1^2}{2} + q_1 \cdot l_1 \cdot x_2. \quad (2.80)$$

Решение для уравнения 2.80:

$$y_2 = c_7 \cdot \sin(k_2 \cdot x_2) + c_8 \cdot \cos(k_2 \cdot x_2) + \frac{q_2 \cdot x_2^2}{2} + \frac{(q_1 \cdot l_1 - Q + R_2) \cdot x_2}{P} - \frac{Q \cdot l_1}{P} + \frac{q_1 \cdot l_1^2}{2P} - \frac{q_2}{k_2^2 P}, \quad (2.81)$$

– на участке III

$$E \cdot I_3 \cdot \frac{d^2 y_3}{dx_3^2} = P \cdot y_3 - Q \cdot (l_1 + l_2 + x_3) + R_1 \cdot (l_2 + x_3) + \frac{q_1 \cdot l_1^2}{2} + q_1 \cdot l_1 \cdot l_2 + q_1 \cdot l_1 \cdot x_3 + \frac{q_2 \cdot l_2^2}{2} + q_2 \cdot l_2 \cdot x_3 + \frac{q_3 \cdot x_3^2}{2}. \quad (2.82)$$

Решение уравнения 2.82:

$$y_3 = c_{11} \cdot \sin(k_3 \cdot x_3) + c_{12} \cdot \cos(k_3 \cdot x_3) - \frac{Q \cdot (l_1 + l_2)}{P} + \frac{(q_1 \cdot l_1 + q_2 \cdot l_2 - Q + R_1) \cdot x_3}{P} - \frac{Q \cdot (l_1 + l_2)}{P} + \frac{q_1 \cdot l_1^2}{2P} + \frac{q_1 \cdot l_1 \cdot l_2}{P} + \frac{q_2 \cdot l_2^2}{2 \cdot P} + \frac{q_3}{P \cdot k_3^2}. \quad (2.83)$$

Обозначения в представленных выше выражениях:

$c_5 - c_{12}$ – постоянные интегрирования;

$E \cdot I_3$ – изгибная жесткость третьей секции РУС (модуля телеметрии);

R_2 – реакция стенки скважины в месте касания модуля телеметрии.

Остальные обозначения – аналогичные модели 1.

Для решения уравнений 2.79, 2.81, 2.83 применимы граничные условия 2.73-2.78.

Проведенный анализ позволил установить зависимость отклоняющей силы

на долоте и реакции на выдвижных лопатках РУС от изгибной жесткости НУБТ при бурении в интервале горизонтальной секции скважины. Использование РУС даст возможность планировать параметры бурения на длинные участки ствола скважины, которые могут составлять более 4 тыс. м. в том числе для скважин с двухколонной конструкцией.

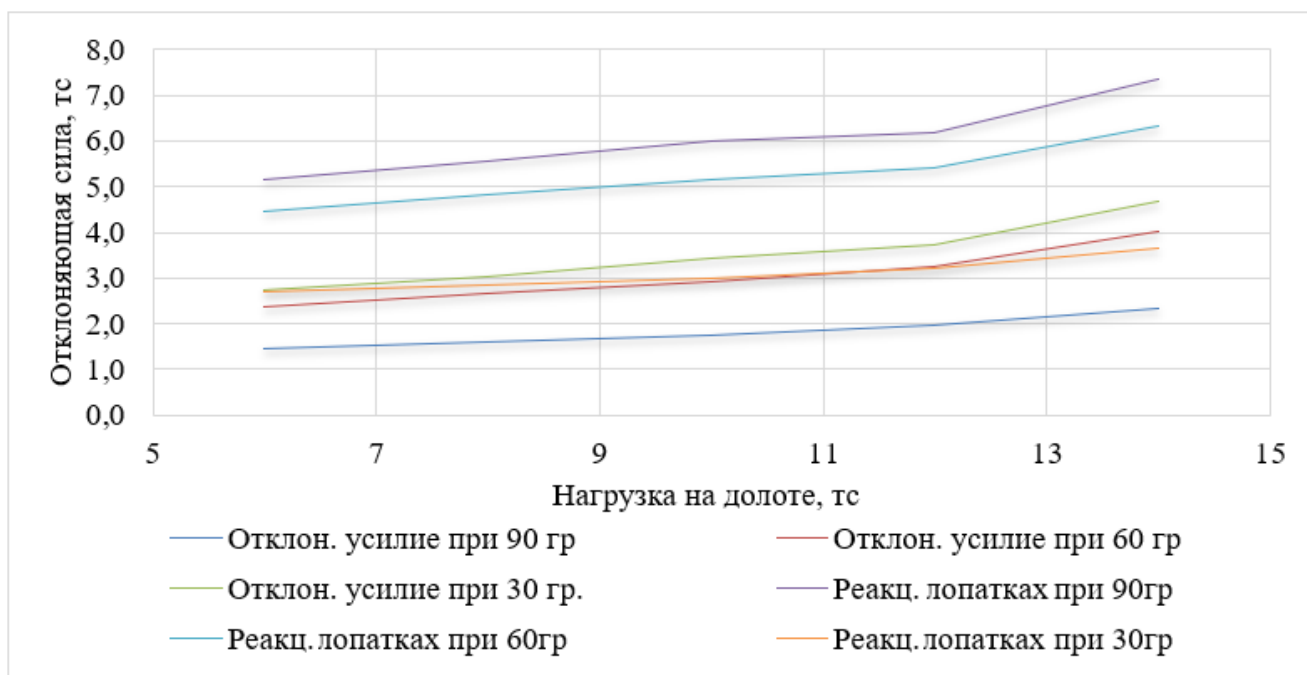


Рисунок 2.19 – Изменение отклоняющего усилия на долоте и реакции на лопатках РУС для НУБТ с внешним диаметром 172 мм и внутренним диаметром 83 мм

Анализ зависимости отклоняющей силы на долоте от диаметра лопаток РУС по полученной модели показал (Рисунок 2.19), что при бурении горизонтальной секции скважины размерность НУБТ и диаметр лопаток РУС не оказывают значимого влияния на изменение отклоняющей силы на долоте при осевом усилии на бурильную колонну до 6 т*с.

Увеличение осевой нагрузки на бурильную колонну до 8 т*с, то есть на 25% ведет росту отклоняющей силы на долоте на 13% с НУБТ №1 и №3, 12% с НУБТ №2 и лишь 9,7% с НУБТ №4 для РУС с диаметром лопаток 220 мм. Равномерная градация отклоняющей силы наблюдается при любом диаметре лопаток РУС и также наблюдается влияние конструкции НУБТ (Рисунок 2.20).

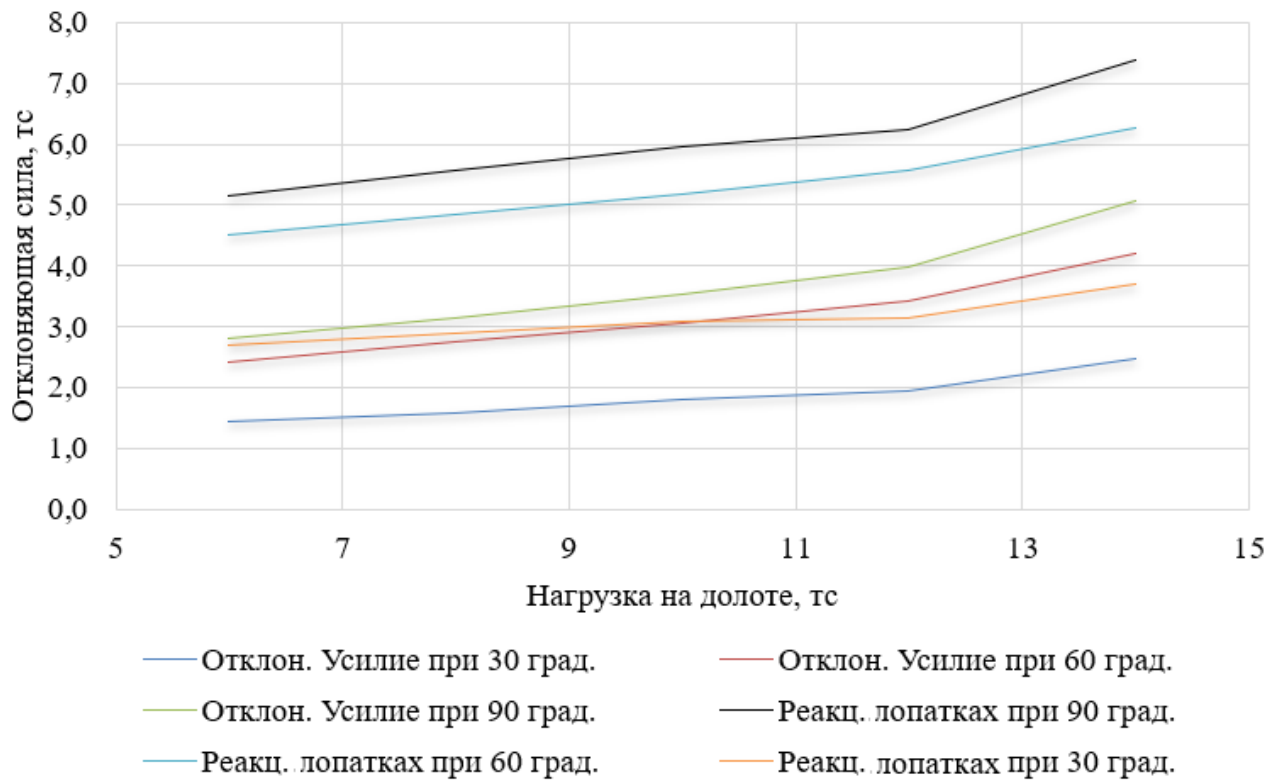


Рисунок 2.20 – Изменение отклоняющего усилия на долоте и реакции на лопатках РУС для НУБТ с внешним диаметром 178 мм и внешним диаметром 90 мм

На Рисунке 2.21 показан характер изменения реакции на выдвижных лопатках РУС при зенитном угле меньше либо равным 90° и при зенитном угле больше 90° .

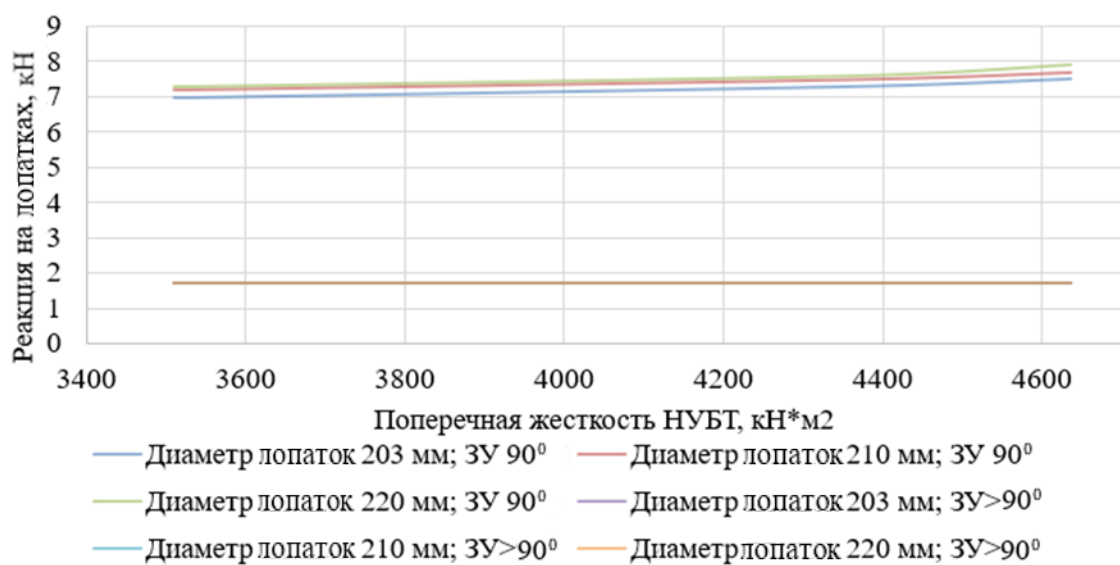


Рисунок 2.21 – Изменение отклоняющего усилия на долоте и реакции на лопатках РУС при ЗУ 90° и больше 90°

Аналитические исследования взаимодействия КНБК «Долото + ВЗД + модуль телеметрии» со стенкой скважины (Рисунок 2.22).

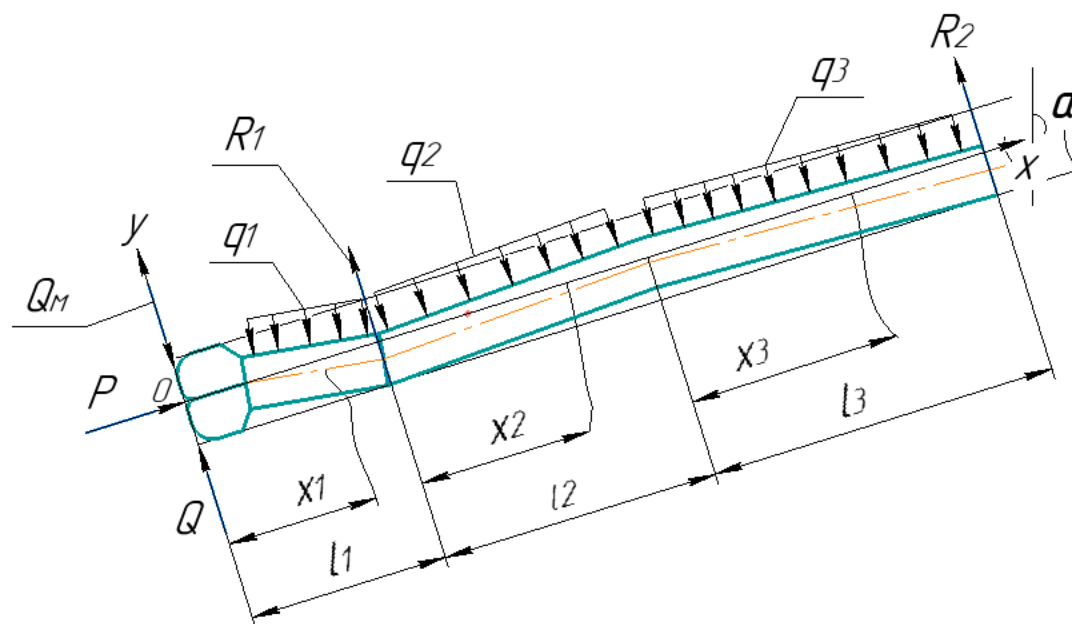


Рисунок 2.22 – Расчетная схема модели 3 при зенитном угле скважины $\alpha = 90^\circ$

Целью расчета является исследование влияния геометрических параметров модуля телеметрии на значение отклоняющей силы на долоте.

В расчетной модели, представленной на Рисунке 2.22, приняты следующие допущения:

- упругая линия оси КНБК является плоской кривой;
- ось ствола скважины прямолинейная;
- конструкция ВЗД предусматривает наличие угла перекоса между шпинделем и двигательной секцией;
- КНБК касается стенок скважины не более чем в двух точках: в точке угла перекоса кривого переводника ВЗД и в точке касания модуля телеметрии нижней стенки ствола, положение которой определяется представленным ниже расчетом;
- для определения отклоняющей силы на долоте применен принцип суперпозиции сил, а именно, полное значение отклоняющей силы равно алгебраической сумме усилия от предварительно напряженного состояния ВЗД в стволе скважины и усилия от изгиба КНБК под действием нагрузки на долото и поперечной распределенной нагрузки от собственного веса ее элементов в столбе

жидкости плотностью равной 1 г/см³;

– при определении составляющей отклоняющей силы от предварительно напряженного состояния ВЗД, часть КНБК от долота до точки касания кривого переводника ВЗД нижней стенки скважины рассматривается как консольная балка с защемлением в точке касания;

– составляющая отклоняющей силы на долоте, вызванная изгибом КНБК под действием осевой нагрузки на долоте и собственным весом элементов компоновки, определяется из условия, что долото рассматривается как безмоментная шарнирная опора; ВЗД имеет только одну точку касания с нижней стенкой скважины по кривому переводнику; верхняя точка касания КНБК с нижней стенкой скважины расположена по телу модуля телеметрии.

Выражение для определения составляющей отклоняющей силы на долоте Q_m от предварительного напряженного состояния ВЗД может быть получено из уравнения взаимосвязи прогиба свободного конца консольной балки с поперечным усилием на том же свободном конце [68]:

$$Q_m = \frac{3 \cdot E \cdot I \cdot f}{l^3}, \quad (2.84)$$

где $E \cdot I$ – изгибная жесткость ВЗД, кН*м²;

l – длина ВЗД от долота до точки перегиба осей кривого переводника, м;

Δ_1 – «прогиб» ВЗД по кривому переводнику, град:

$$\Delta_1 = \frac{D_d - D_{ВЗД}}{2}, \quad (2.85)$$

где D_d – диаметр долота, м;

$D_{ВЗД}$ – наружный диаметр ВЗД, м.

Для определения составляющей отклоняющей силы на долоте от изгиба КНБК составлялись дифференциальные уравнения ее упругой линии:

– для участка I (шпиндель ВЗД)

$$E \cdot I \cdot \frac{d^2 y_1}{dx_1^2} = P \cdot y_1 + Q \cdot x_1 + \frac{q_1 \cdot x_1^2}{2}. \quad (2.86)$$

Решение уравнения 2.86:

$$y_1 = A_1 \cdot \sin(k_1 \cdot x_1) + B_1 \cdot \cos(k_1 \cdot x_1) + \frac{Q_P \cdot x_1}{P} + \frac{q_1 \cdot x_1^2}{2 \cdot P} - \frac{q_1}{k_1^2 \cdot P}; \quad (2.87)$$

– для участка II (секция двигателя ВЗД):

$$E * I * \frac{d^2 y_2}{dx_2^2} = P * y_2 + Q * (l_1 + x_2) - R_1 * x_2 + \frac{q_1 * x_2^2}{2} + \frac{q_1 * l_1^2}{2} + q_1 * l_1 * x_2. \quad (2.88)$$

Решение для уравнения 2.88:

$$y_2 = A_2 * \sin(k_1 * x_2) + B_2 * \cos(k_1 * x_2) + \frac{q_1 * x_2^2}{2 * P} + \frac{(Q - R_1 + q_1 * l_1) * x_2}{P} + \frac{Q * l_1}{P} + \frac{q_1 * l_1^2}{2 * P} - \frac{q_1}{k_1^2 * P}; \quad (2.89)$$

– для участка III (модуль телеметрии):

$$E * I_3 * \frac{d^2 y_3}{dx_3^2} = P * y_3 + Q * (l_1 + l_2 + x_3) - R_1 * (l_2 + x_3) + \frac{q_1 * l_1^2}{2} + q_1 * l_1 * l_2 + q_1 * l_1 * x_3 + \frac{q_1 * l_2^2}{2} + q_1 * l_2 * x_3 + \frac{q_3 * x_3^2}{2}. \quad (2.90)$$

Решение для уравнения 2.90:

$$y_3 = A_3 * \sin(k_3 * x_3) + B_3 * \cos(k_3 * x_3) + \frac{[Q - R_1 - q_1 * (l_1 + l_2)] * x_3}{P} + \frac{Q * (l_1 + l_2)}{P} + \frac{1}{P} * \left[\frac{q_1 * l_1^2}{2} + q_1 * l_1 * l_2 + \frac{q_1 * l_2^2}{2} + \frac{q_3}{k_3^2} \right]. \quad (2.91)$$

Начальные и граничные условия для решения уравнений 2.92, 2.94, 2.96:

– при $x_1=0$ и $y_1=0$:

$$\frac{d^2 y_1}{dx_1^2} = 0, \quad (2.92)$$

– при $x_1=l_1$ и $x_2=0$:

$$y_1 = \Delta_1, y_2 = \Delta_1, \quad \frac{dy_1}{dx_1} = \frac{dy_2}{dx_2}; \quad (2.93)$$

– при $x_2=l_2$ и $x_3=0$:

$$y_2 = y_3, \quad \frac{dy_2}{dx_2} = \frac{dy_3}{dx_3}, \quad (2.94)$$

– при $x_3=l_3$ и $y_3=\Delta_2$:

$$\frac{dy_3}{dx_3} = 0, \quad \frac{d^2 y_3}{dx_3^2} = 0. \quad (2.95)$$

В выражениях 2.86 – 2.94 приняты следующие обозначения:

$E \cdot I$ – изгибная жесткость ВЗД, кН*м²;

$E \cdot I_3$ – изгибная жесткость модуля телеметрии, кН*м²;

P – осевая нагрузка на долото, кН;

q и q_3 – погонный вес ВЗД и модуля телеметрии, соответственно, Н;

Q – отклоняющая сила на долоте, возникающая из-за изгиба КНБК под действием P и q , кН;

R_1 и R_2 – опорные реакции в точках касания кривого переводника и модуля телеметрии с нижней стенкой ствола, соответственно, кН;;

$A_1, A_2, A_3, B_1, B_2, B_3$ – постоянные интегрирования;

x и y – текущие координаты упругой линии КНБК;

$k_1 = \sqrt{\frac{P}{E \cdot I}}, k_3 = \sqrt{\frac{P}{E \cdot I_3}}$ – коэффициенты.

l_1 – длина участка I (шпинделя ВЗД), м;

l_2 – длина участка II (двигательной секции ВЗД), м;

l_3 – длина модуля телеметрии до точки касания с нижней стенкой ствола скважины, м;

Δ_2 – стрела прогиба модуля телеметрии в стволе (град), определяемая, как:

$$\Delta_2 = \frac{D_D - D_{\text{тел}}}{2}, \quad (2.96)$$

где D_D – диаметр долота, м;

$D_{\text{тел}}$ – наружный диаметр модуля телеметрии, м.

С помощью описанных моделей в диссертационной работе решена задача определения отклоняющей силы на долоте и реакции на выдвижных лопатках РУС в зависимости от величины вылета выдвижных лопаток интегрированного стабилизатора РУС и зенитного угла скважины. Проведенные расчеты показали, что в горизонтальном участке скважины положение точки контакта НУБТ со стенкой скважины меняется в зависимости от диаметра РУС с выдвижными лопатками в разной градации, но установлено, что диаметры рассматриваемых НУБТ влияния не оказывают.

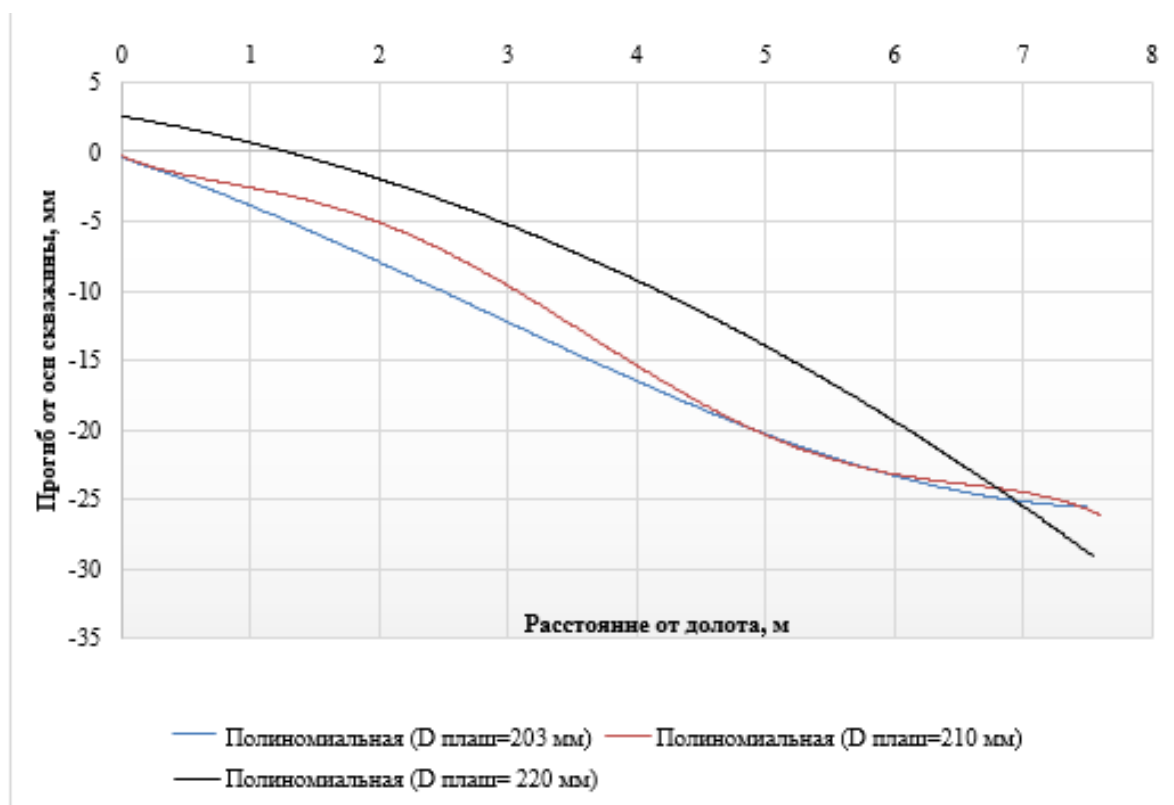


Рисунок 2.23 – Длины активной части КНБК при нагрузке на бурильную колонну 137 кН

Данная корреляция между прогибом от оси КНБК и изменением активной части КНБК, которая касается стенки скважины, позволяет сделать вывод о влиянии точки контакта на отклоняющую силу на долоте и на выдвижных лопатках РУС (Рисунок 2.23).

Проведено сравнение величин усилия на долоте и усилия на выдвижных лопатках РУС при различных значениях осевой нагрузки на бурильную колонну при бурении секций с ЗУ равной 90° и более 90° . Получены результаты расчетов, которые показывают, что величина усилия на выдвижных лопатках РУС больше усилия на бурильную колонну на 81% при осевой нагрузке на бурильную колонну 58 кН и диаметре лопаток РУС 203 мм на участке скважины с ЗУ равной 90° . Бурение при тех же условиях секции более 90° сопровождается усилием на выдвижные лопатки РУС с долей лишь 26% при оказываемом усилии бурильной колонны в 58 кН.

Расчеты, проведенные для зенитного угла скважины 60° , показывают снижение распределения осевого усилия на долото с 39% до 29%, а на выдвижные лопатки РУС при увеличении осевого усилия с 58 до 137 кН (Рисунок 2.24).

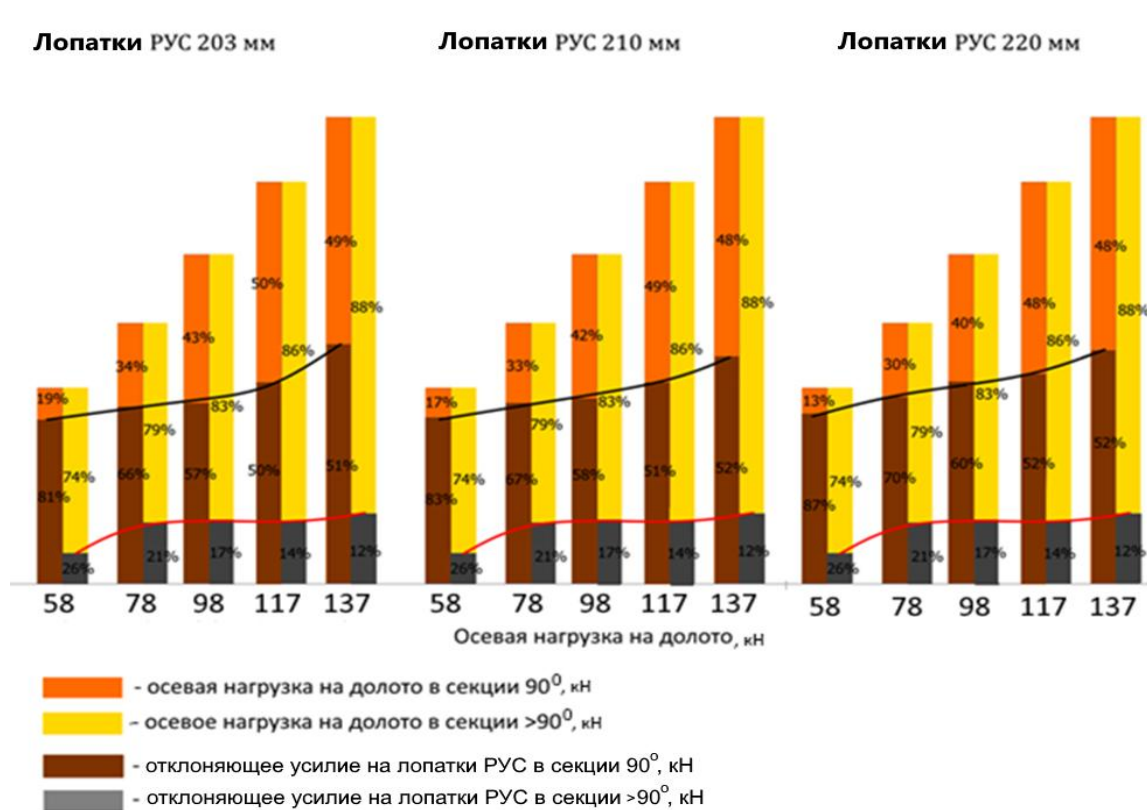


Рисунок 2.24 – Сравнение отклоняющих усилий на лопатках РУС

Похожая ситуация наблюдается при расчетах на участке ствола скважины с зенитным углом 30 гр, где рост осевого усилия на бурильную колонну с 58 до 137 кН способно снизить распределяемое усилие на долото с 45 до 33%.

Получены результаты расчетов, которые показывают, что величина усилия на лопатках РУС составляет 46,4кН, при этом отклоняющее усилие на долото равно 11,6кН, соответственно, то есть отклоняющее усилие на лопатках РУС в 4 раза больше при осевой нагрузке на долото 58 кН и вылета лопаток РУС 203 мм на участке скважины с зенитным углом 90° (Рисунок 2.25). Также анализ выполненных расчетов, результаты которых представлены на Рисунке 2.25 показывает, что при регулировании осевой нагрузки на долото в диапазоне от 58 до 137 кН за счет подбора изгибной жесткости немагнитных утяжеленных бурильных труб и регулирования вылета лопаток (push the bit) роторной управляемой системы соотношение отклоняющих сил на долоте и на роторной управляемой системе увеличивается в 4 раза в пропорции от 11,6/46,4 кН до 69,9/67,1 кН соответственно.



Рисунок 2.25 – Характер распределения осевой нагрузки на долото участка скважины с зенитным углом равным 90°

Величина отклоняющей силы на долоте зависит от жёсткости элементов КНБК и от расстояния между долотом и местом создания момента упругих сил, то есть от места искривления или перекоса КНБК. Чем это расстояние меньше, тем больше будет отклоняющая сила на долоте. При определённых соотношениях размеров КНБК в случае увеличения зенитного угла ствола скважины интенсивность её искривления за счёт отклоняющей силы на долоте может резко увеличиться (Рисунок 2.26).

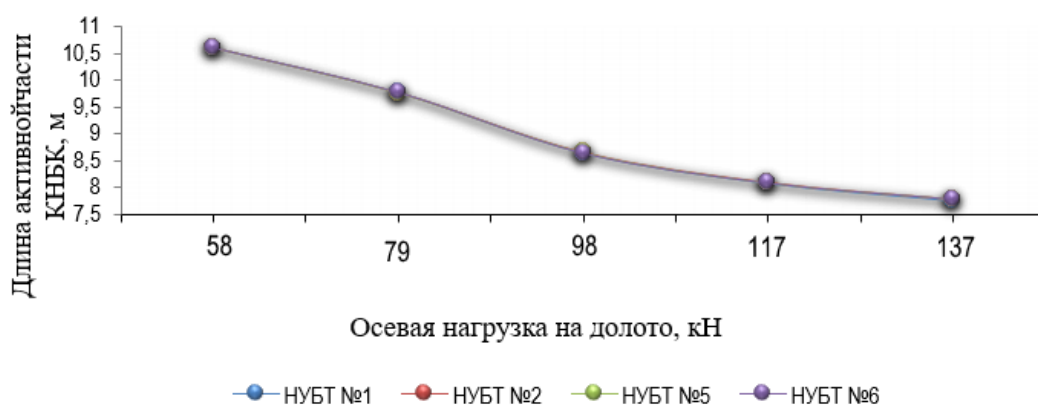


Рисунок 2.26 – Изменение активной части КНБК в зависимости от осевой нагрузки на долото

Оптимизация КНБК с применением РУС и НУБТ позволяет сократить непроизводительное время на подъем и смену НУБТ и риск отклонения от плановой траектории из-за низкой интенсивности кривизны. Соблюдение

предложенной технологии подбора НУБТ и соблюдения технологии позволяют реализовать следующую рабочую гипотезу: «Методичное использование возможностей РУС в сочетании с НУБТ подходящего типоразмера могут оптимизировать процесс строительства наклонно-направленных скважин в том числе с горизонтальным окончанием при постоянной оптимизации режима бурения с учётом величины осевой нагрузки на бурильную колонну, диаметра лопаток РУС, зенитного угла скважины и позволяет проводить скважины двухколонной конструкции без отклонений от плановой траектории, сроков строительства скважин».

Выполнен расчет интенсивности искривления ствола скважины при различных величинах её ЗУ и применении обозначенных НУБТ и диаметров лопаток РУС, что позволяет проектировать КНБК и рассчитать оптимальную осевую нагрузку на долото (Рисунок 2.27). Задачей расчета и прогнозирования искривления скважины на основе расчетной отклоняющей силы занимался Н.А. Григорян, который представил методику геометрического расчета. Остальные многочисленные расчеты других авторов приводятся без учета характеристик изгибной жесткости и режимных параметров бурения.

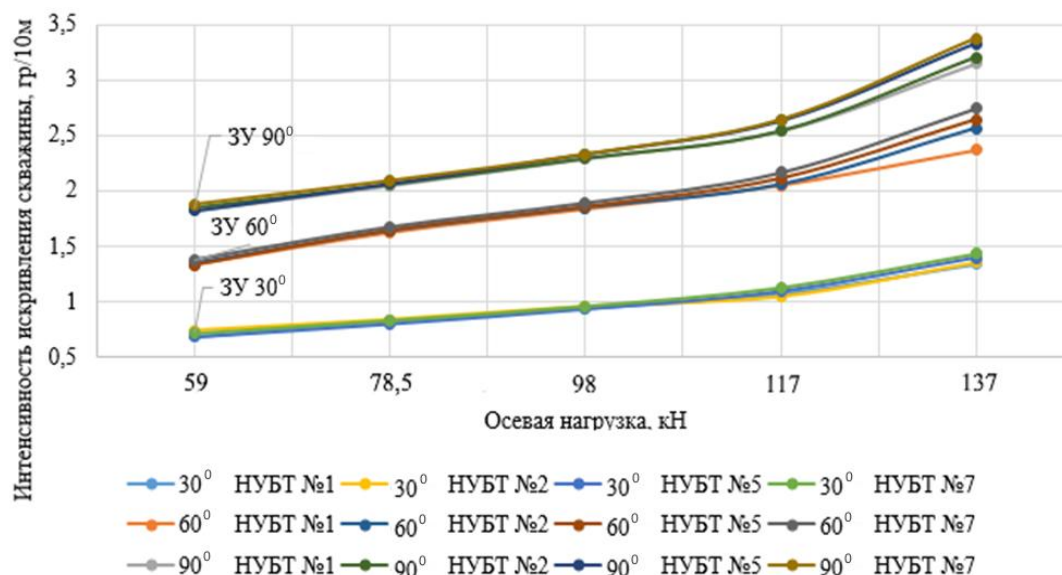


Рисунок 2.27 – Интенсивность искривления скважины в различных секциях скважины при вариации нагрузки на долото и поперечной жесткости НУБТ

Диаграммы на Рисунке 2.27 показывают величину интенсивности искривления

скважины с учетом отклоняющего усилия на выдвижные лопатки РУС при использовании обозначенных НУБТ.

Изменение интенсивности искривления ствола скважины был описан в работе А.И. Шахназарова, П. Полякова, В.С. Федорова [109]. Если принять постоянными геологические условия, то изменение осевой нагрузки на долото от 58 и, например, до 137 кН приводит к существенным изменениям интенсивности искривления скважины. Это объясняется тем, что с увеличением осевой нагрузки на долото растет и изгибающее усилие КНБК, укорачивается полуволна бурильных труб, увеличивается отклоняющее усилие на долоте и любых других опорно-центрирующих элементах КНБК.

Федоров В.С. предложил искривление ствола скважины рассчитать по следующей формуле:

$$\Delta\theta_k = A \frac{P \cdot D}{EI} \cdot \cos\theta \cdot \sin\beta, \quad (2.97)$$

где $\Delta\theta_k$ - интенсивность искривления, гр/10м;

A - коэффициент пропорциональности;

EI - жесткость КНБК, кН*м²;

P - осевая нагрузка на долото, кН;

D – диаметр долота, м;

θ - зенитный угол, град;

β - угол падения пластов, град;

$M = PD \cdot \cos\theta$ – момент, отклоняющий долото, кН.

Для применения на практике полученных результатов проведенных исследований поставлена задача математического моделирования процесса искривления ствола скважины. Для этого в качестве ближайшего аналога принята формула расчета интенсивности искривления ствола скважины, разработанная профессором Грозненского нефтяного института Федоровым В.С. Усовершенствование данной формулы позволило провести комбинированный расчет интенсивности кривизны скважины $\Delta\theta_k$, что в свою очередь дало возможность построить алгоритм расчета на базе прикладного программного обеспечения. Модель учитывает влияние на величину $\Delta\theta_k$ (1/м) осевой силы на долото P в диапазоне от 58

до 137 кН, диаметра долота D типа PDC (220,7 мм) с учетом его фрезерующей способности, зенитного угла участка скважины θ от 60 до 93°, изгибной жесткости КНБК (3535 – 4637 кН*м²) и предела текучести горных пород по Штампу. Учет среднего и максимального значений предела текучести горных пород по Штампу позволило автору разработать математическую модель процесса искривления при бурении с использованием роторной управляемой системы в следующем виде:

$$\Delta\theta_k = \frac{P \cdot D \cdot \cos\theta}{EI} \cdot \left(\frac{p_{шт.ср}}{p_{шт.м}} \right), \quad (2.98)$$

где $p_{шт.ср}$ – средний предел текучести горной породы по Штампу;

$p_{шт.м}$ – максимальный предел текучести горной породы по Штампу для месторождения.

Разработанная математическая модель процесса искривления ствола скважины при бурении с использованием роторной управляемой системы легла в основу разработки системы поддержки принятия решения, реализованной на базе созданной автором виртуальной программы-тренажера, которая способна дать рекомендации по подбору НУБТ при использовании заранее подготовленной траектории скважины. Получаемые в режиме реального времени данные со скважинной телеметрии затем используются для подготовки рекомендаций на изменение величины вылета выдвижных лопаток РУС и осевой нагрузки на долото. Схематично работа прикладного программного обеспечения представлена на Рисунке 2.28.

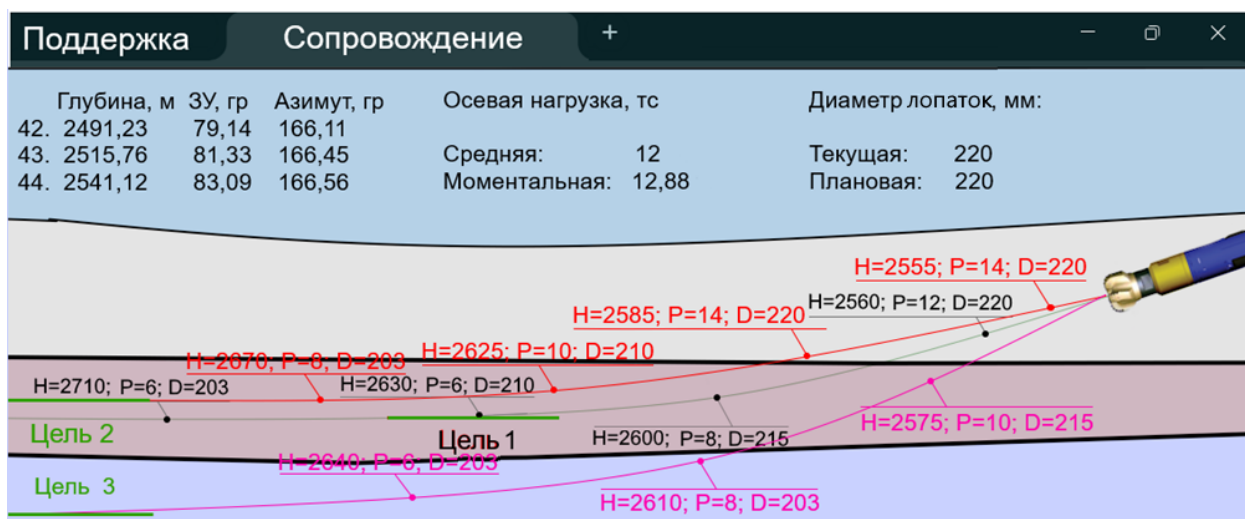


Рисунок 2.28 – Диалоговое окно интерфейса виртуальной программы-тренажера

Для работы в программном обеспечении требуется внести в него плановую инклинометрию, координаты геологической цели, изгибную жесткость НУБТ,

установить локальную сеть с компьютером, который получает от датчиков данные об осевой нагрузке на долото, зенитном угле скважины, глубине бурения.

Во время бурения программное обеспечение получает перечисленные параметры и выдает рекомендации о необходимости изменения величины вылета выдвижных лопаток РУС, осевой нагрузки на долото в зависимости от расположения геологической цели.

Данные о промысловых значениях интенсивности кривизны скважины получены от ЗТС при применении импортного РУС при бурении 125 скважин. Сравнение проведено для КНБК с РУС с различными НУБТ в интервале бурения горизонтального участка с зенитным углом 60-61° с нагрузкой на долото 59 - 137 кН. Сравнение показало, что достоверность расчета составляет в среднем 94,1%. Технология использована в П2-10 М-0005 ЮЛ-279 «Недопущение пересечения скважин»; П2-10 РГБП-0004 ЮЛ-279-4 «Контроль за скважинными работами», П2-10-РГБП-0005-ЮЛ-279 «Оказание услуг по ННБ на объектах Заказчика», П2-10 ТИ-0014 ЮЛ-279-6 «Эксплуатация элементов КНБК»; П2-10 ТИ-0019 ЮЛ-279-3 «По работе с ВЗД»; П2-10 ТИ-0024 ЮЛ-279 «Технологические срезки»; П2-10 ТИ-0025 ЮЛ-279 «Руководство по бурению».

Программа-тренажер использована автором для моделирования типоразмера НУБТ для РУС, используемой в Западной Сибири при строительстве горизонтальных участков в 125 скважинах, пробуренных компанией ООО «Интеллектуальные системы» с 2019 по 2023 гг. с использованием КНБК с РУС и с подбором НУБТ.

Таблица 2.6 – Расчетные значения зенитного угла скважины

КНБК	Зенитный угол скважины 30°									
	203					210				
	6	8	10	12	14	6	8	10	12	14
НУБТ№1	0,68	0,82	0,94	1,07	1,34	0,68	0,83	0,948265	1,07	1,34
НУБТ№2	0,74	0,83	0,96	1,04	1,35	0,74	0,84	0,964906	1,05	1,36
НУБТ№5	0,69	0,80	0,93	1,09	1,39	0,69	0,80	0,942649	1,10	1,40
НУБТ№6	0,71	0,83	0,96	1,12	1,43	0,72	0,83	0,966639	1,13	1,43
	Зенитный угол скважины 60°									
НУБТ№1	1,42	1,62	1,83	2,05	2,37	1,42	1,63	1,843419	2,05	2,37
НУБТ№2	1,44	1,64	1,85	2,05	2,56	1,44	1,64	1,856524	2,06	2,57

КНБК	Зенитный угол скважины 30°									
	203					210				
	6	8	10	12	14	6	8	10	12	14
НУБТ№5	1,42	1,64	1,85	2,11	2,64	1,42	1,65	6,759994	2,11	2,64
НУБТ№6	1,47	1,67	1,89	2,16	2,74	1,47	1,67	1,896809	2,17	2,75
	Зенитный угол скважины 90°									
НУБТ№1	1,82	2,04	2,29	2,54	3,15	1,82	2,05	2,298676	2,54	3,15
НУБТ№2	1,84	2,05	2,29	2,53	3,20	1,85	2,06	2,295972	2,54	3,21
НУБТ№5	1,82	2,07	2,33	2,63	3,32	1,83	2,07	2,339031	2,63	3,33
НУБТ№6	1,87	2,08	2,32	2,64	3,37	1,87	2,09	2,334246	2,64	3,38

Приведен расчет ожидаемого экономического эффекта от внедрения усовершенствованной технологии подбора НУБТ для бурения горизонтальных участков на базе программы-тренажера, который в целом составил до 42.000.000 рублей в год.

Полученные расчетные значения по формуле 2.98 имеют размерность 1/м, который был пересчитан в размерность %/10м. Расчет проводился с изменением отклоняющего усилия на лопатках РУС, различных зенитных углах и НУБТ и представлены в Таблице 2.6.

Применение усовершенствованной формулы А.В. Федорова позволило улучшить алгоритм расчета и прогнозирования интенсивности искривления скважин.

2.5 Сравнительный анализ методов расчета интенсивности искривления скважины при бурении направленных скважин

Использование РУС всех производителей в горно-геологических условиях России показало, что эффективность их применения может быть недостаточной из-за технологических особенностей бурения направленных скважин.

Общеизвестно, что применение дорогостоящего высокотехнологичного оборудования оправдано для бурения скважин со сложной траекторией. Сложной называется траектория направленной скважины, которая имеет уровень сложности бурения от 4 и выше, то есть траектория скважины содержит участки с высоким

зенитным углом, интенсивность искривления выше $2^\circ/10\text{м}$, длина горизонтального участка более 1500м, а отношение горизонтального смещения к глубине по вертикали составляет более 2. Однако, как показывает анализ бурения скважин на суше и на море, даже применение дорогостоящего РУС не может гарантировать полное соответствие фактической траектории скважины с плановой из-за низкой интенсивности искривления траектории ствола во время бурения.

Проведен сравнительный анализ технических параметров КНБК с РУС после бурения на 872 скважинах, где выявлена главная причина отклонения от плановой траектории. Основная причина заключается в изгибной жёсткости НУБТ, которая устанавливается после РУС и содержит измерительные и питающий модули телеметрической системы. Для РУС габарита 178мм изгибная жесткость НУБТ ЕІ варьируется от 3535 до 4637 кН*м². Однако даже оптимально подобранные КНБК с РУС не способны провести траекторию ствола скважины без отклонения от плановой из-за влияния горно-геологических условий, а частности предела текучести горной породы (по Штampu).

Актуальным видится научно-техническая задача, которая могла бы решить производственную проблему подбора осевого усилия на бурильную колонну, как параметра, влияющего на отклоняющее усилие на долоте и величину вылета лопаток РУС, как фактор, определяющий отклоняющее усилие на РУС и КНБК.

Для решения поставленной задачи выполнен обзор известных методик, которые были решены численным методом с использованием одинаковых параметров с целью анализа полученных результатов интенсивности искривления скважины. Использовались наиболее подходящие к решению задачи расчета интенсивности искривления методики, к которым подходят методы Т.О. Акбулатова и др. [106] для расчета интенсивности искривления скважины при бурении с применением РУС с радиальным смещением долота; Н.А. Григоряна [107] с приращением искривления ствола при бурении эксцентричным ниппелем без и с учетом НУБТ в КНБК; А.С. Повалихина и др. [108] для расчета минимального значения радиуса кривизны ствола скважины для секции забойного двигателя с центратором и без него; В.С. Федорова [109] с учетом осевой нагрузки на долото; автора, которая основана на формуле

расчета интенсивности искривления ствола скважины, разработанной В.С. Федоровым, с учетом горно-геологических особенностей месторождения, в частности предела текучести горной породы по Штампу.

Параметры, которые были приняты в расчетах приведены в Таблице 2.7.

Для $p_{\text{шт.ср}}$ и $p_{\text{шт.м}}$ взяты из фактического условия бурения на месторождении, на котором проводились исследования. Ниже приведены примеры расчетов на базе 7 методик и сравнение с фактически полученной интенсивностью искривления ствола во время бурения направленной скважины с применением КНБК.

Таблица 2.7 – технико-технологические параметры для численного решения формул для расчета интенсивности искривления скважин

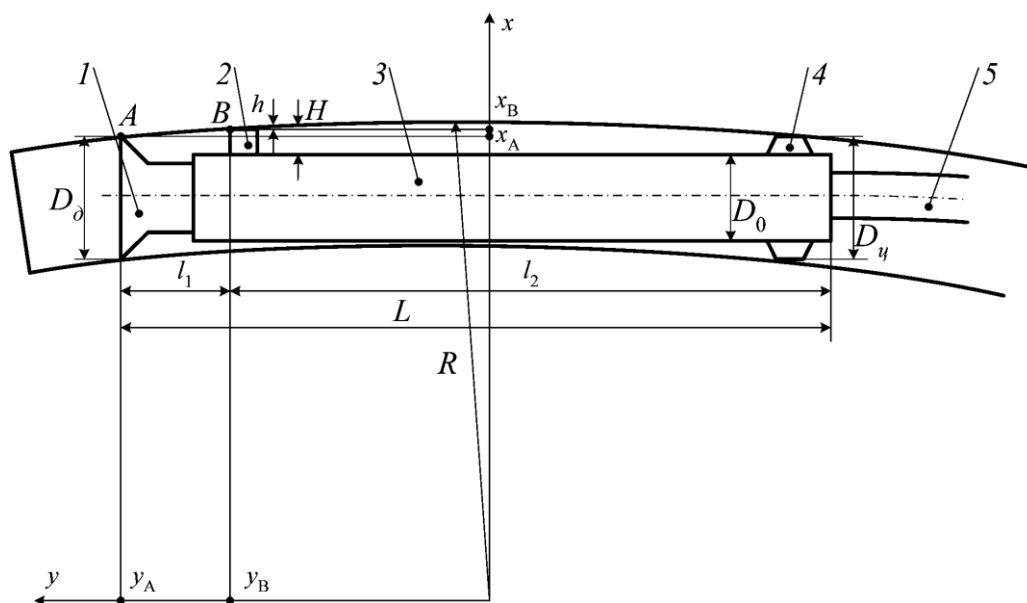
Обозначение	Пояснение	Единица измерения	Используемая величина
l_1	длина нижнего плеча отклонителя	м	0,8...2,5
l_2	длина верхнего плеча отклонителя	м	2,5...4,5
L_n	длина НУБТ, м	м	8,3
D_δ	диаметр долота	м	0,2207
R_δ	радиус долота	м	$D_\delta/2$
D_ψ	диаметр центратора	м	0,22
R_ψ	радиус центратора	м	$D_\psi/2$
D_0	диаметр корпуса РУС, забойного двигателя	м	0,178
R_0	радиус корпуса РУС, забойного двигателя	м	$R_\psi/2$
D_n	Вылет лопаток РУС	м	21...12,5
f	стрела прогиба забойного двигателя, м	м	Вычисляемая величина
m	коэффициент уширения ствола	D/D_d	Вычисляемая величина
L	длина забойного двигателя	м	5
κ	технологический зазор между скважиной и корпусом забойного двигателя	м	0,003
h	стрела прогиба РУС или забойного двигателя	м	Вычисляемая величина
H	Вылет лопаток РУС	мм	12,5...21
g	вес 1 м РУС/забойного двигателя	кН/м	3,021
EI	изгибная жесткость	кН*м ²	3535...10330
a	зенитный угол ствола скважины в месте размещения РУС, забойного двигателя	гр	60
$*p_{\text{шт.ср}}$	предел текучести горной породы по Штампу	МПа	1665...1710
$*p_{\text{шт.м}}$	допустимый предел текучести горной породы по Штампу месторождения	МПа	1500
$\Delta\theta_{10}$	интенсивность искривления ствола скважины	гр/10м	Вычисляемая величина
R	радиус искривления ствола скважины	рад	Вычисляемая величина

Метод Т.О. Акбулатова, Л.М. Левинсона, Р.А. Хасанова, предложенный для расчета интенсивности искривления скважины при бурении с применением РУС с радиальным смещением долота представлен ниже:

$$R = 0,5 * l_1 * \frac{l_2}{h}, \quad (2.99)$$

где $h = H - (R_d * R_o) + (R_d * R_{ц}) * \frac{l_1}{l_1 + l_2};$

Проведены 5 расчетов при условии, что длины нижнего и верхнего плеча РУС l_1 и l_2 равны по 2,5 м, вылет H отклоняющих лопаток из-за корпуса РУС составляет 21, 19, 16, 14 и 12,5 мм. При выполнении данного расчета учитывалось такое технологическое условие, где согласно схеме расчета авторов РУС имеет центратор и касается стенки скважины (Рисунок 2.29).



1 – долото; 2 – отклоняющая опора; 3 – корпус роторной управляемой системы; 4 – верхний центратор или фиксирующие опоры; 5 – бурильные трубы

Рисунок 2.29 – Схема размещения РУС в искривленном стволе скважины по методике Акбулатова и др.

Метод Н.А. Григоряна позволяет определить возможное приращение угла искривления на 10 м проходки с учетом прогиба забойного двигателя. Формула

предполагает, что при бурении относительно более гибкими забойными двигателями уменьшенных и малых диаметров, а также при использовании секционного забойного оборудования, с повышением осевой нагрузки и угла искривления скважины приращение кривизны будет увеличиваться (Рисунок 2.30). Ниже приведен расчет КНБК без учета НУБТ.

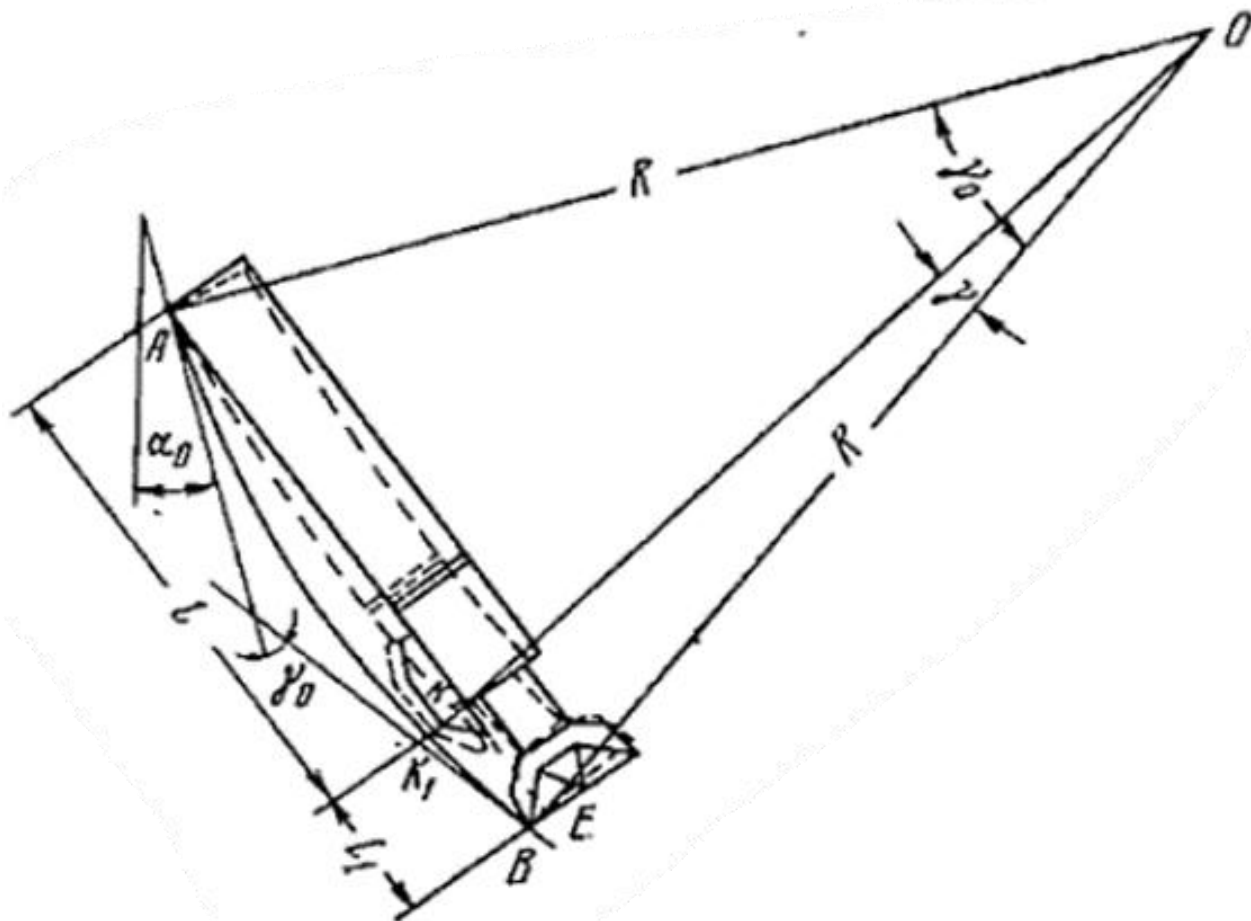


Рисунок 2.30 – Расчетная схема определения приращения искривления ствола при бурении эксцентричным ниппелем без учета НУБТ в КНБК

Формула по методике Н.А. Григоряна для приращения угла искривления скважины на 10м проходки имеет вид:

$$\Delta\alpha_{10} \approx \frac{1150}{l_1} \left[\frac{H+h}{l_2} - \frac{D_d - D_o}{2(l_1 + l_2)} \right]. \quad (2.100)$$

Григорян Н.А. предложил использование методики как отдельно для КНБК только с забойным двигателем, так и с НУБТ с забойным двигателем. В связи с этим проведены 2 расчета, где в обоих случаях длина до эксцентричного ниппеля

забойного двигателя l_1 равна 2,5 м, а l_2 для первого случая равна 2,5 м, для второго, как длина от эксцентричного ниппеля до точки касания НУБТ со стенкой скважины – 10 м.

После проведенных расчетов получены и отрицательные значения, что показывает отклонение направления бурения в противоположном направлении.

Метод А.С. Повалихина, А.Г. Калинина, С.Н. Бастрикова, К.М. Солодкого предполагает 2 методики для расчета минимального значения радиуса кривизны ствола скважины, где в первом случае расчет осуществляется для забойного двигателя с центратором (Рисунок 2.31), а во втором случае для забойного двигателя в два центратора по его концам (Рисунок 2.32). Учитывались диаметр долота D_d и центратора D_u , длина забойного двигателя L и его диаметр D_0 .

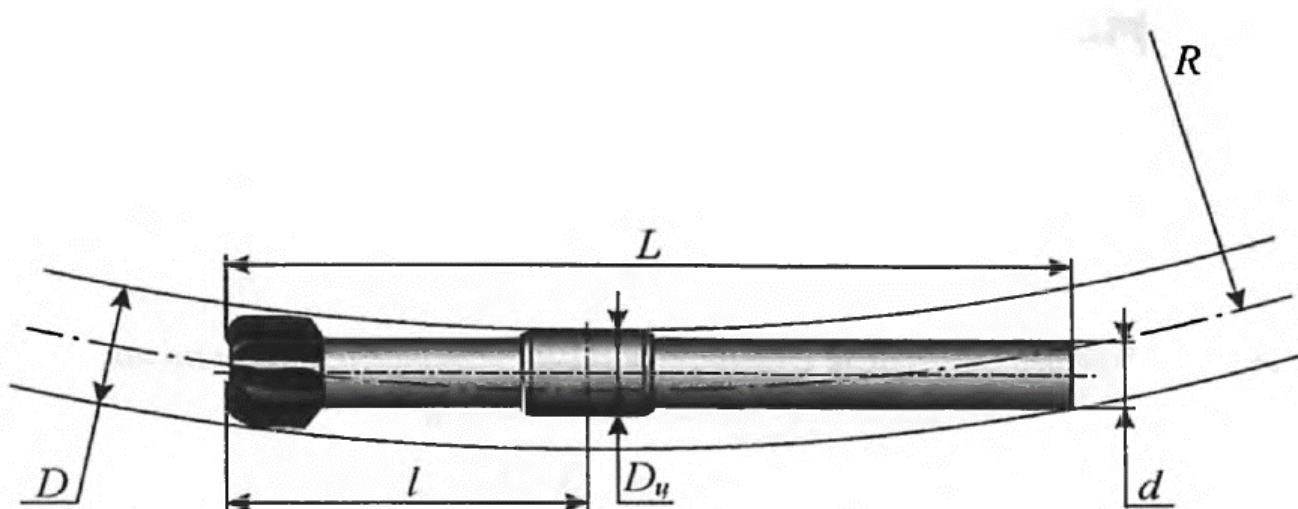


Рисунок 2.31 – Расчетная схема определения минимального значения радиуса кривизны ствола скважины для секции забойного двигателя с центратором

Авторы методики предложили расчет минимального значения радиуса кривизны ствола скважины для секции забойного двигателя с центратором по формуле:

$$R = \frac{L \cdot l_1 \cdot (L - l_1)}{L \cdot (D_d - D_u) + l_1 \cdot (D_d - D_0)}. \quad (2.101)$$

Для секции забойного двигателя с двумя центраторами по его концам так же проведен расчет минимального значения радиуса кривизны ствола скважины,

расчетная схема которого приведена на Рисунке 2.32.

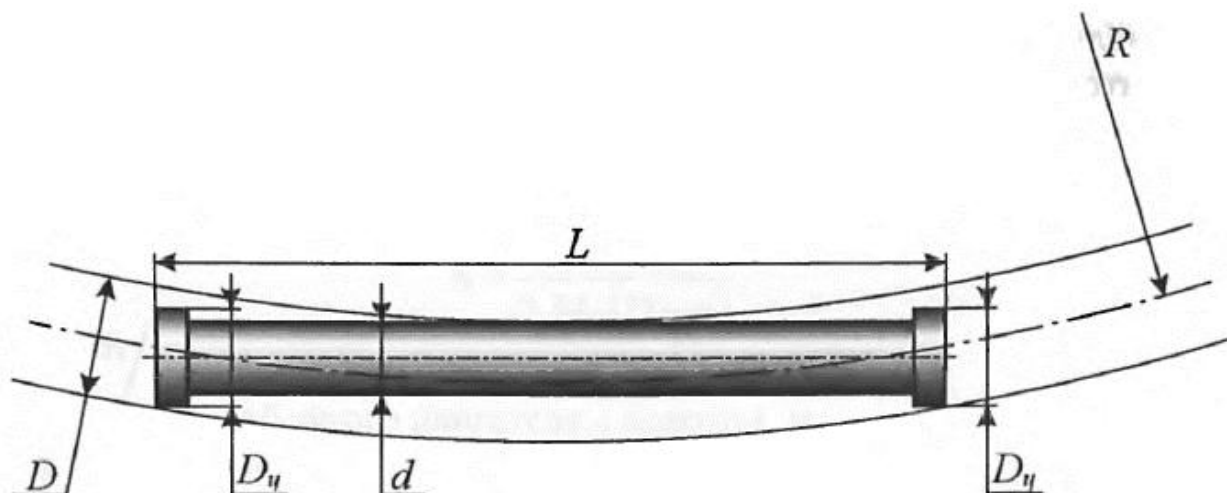


Рисунок 2.32 – Расчетная схема определения минимального значения радиуса кривизны ствола скважины для секции забойного двигателя с двумя центраторами, установленными по концам

$$R = \frac{0.171 \cdot L^2}{U \cdot D_n - D_o + 1.37 \cdot (f - k)}, \quad (2.102)$$

где $U = 1.41m - 0.41$

Для данной методики варьирование коэффициента расширения ствола скважины m и диаметра корпуса забойного двигателя D_o способствовало моделированию интенсивности искривления ствола скважины. Методика для расчета определения минимального значения радиуса кривизны ствола скважины для секции забойного двигателя с двумя центраторами, установленными по концам предполагает прогиб забойного двигателя f . Стрела прогиба забойного двигателя вычисляется по формуле $f = \frac{5 \cdot L^2 \cdot g \cdot \sin \alpha}{384 \cdot E \cdot J}$ и равна 0,002 м.

Методика, предложенная профессором Грозненского нефтяного института В.С. Федоровым показывает рост интенсивности искривления траектории скважины при увеличении осевой нагрузки на долото (Рисунок 2.33). То есть с увеличением осевой нагрузки увеличиваются изгибающие усилия, укорачивается полуволна бурильных труб (Таблица 2.8) и сильнее отклоняется ось КНБК от оси скважины, что описывается формулой В. С. Федорова.

$$\Delta\theta_{10} = \frac{P \cdot D \cdot \cos\theta}{EI}. \quad (2.103)$$

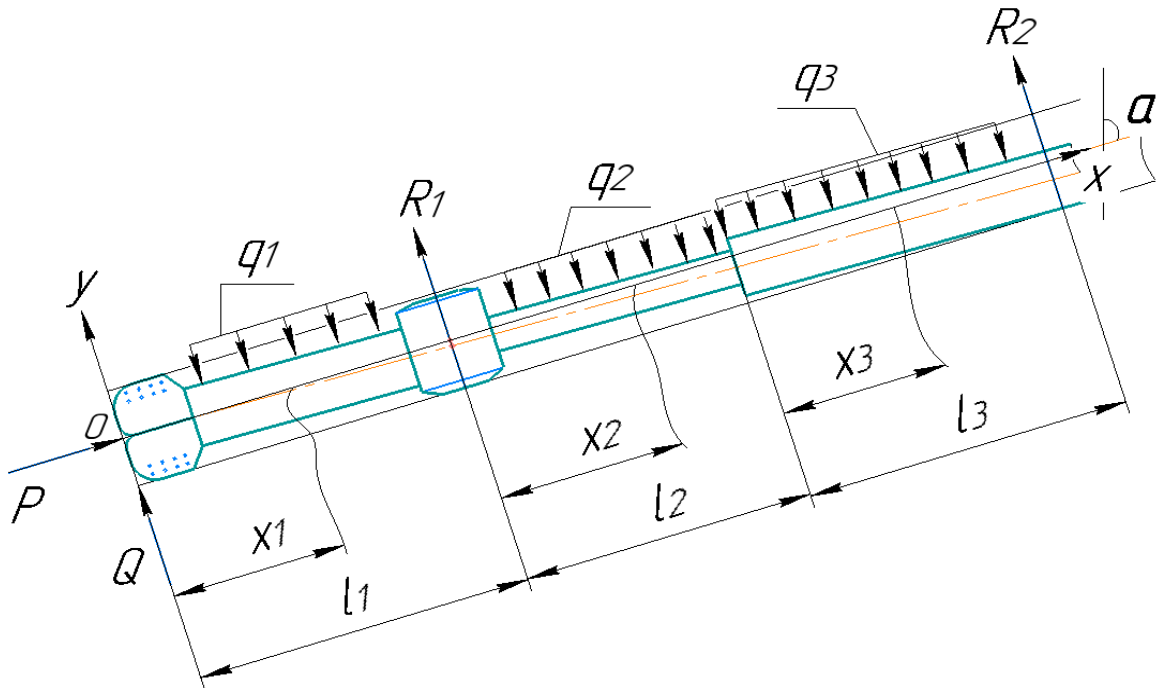


Рисунок 2.33 – Расчетная схема для решения дифференциального уравнения упругой линии КНБК для модели В. С. Федорова

Таблица 2.8 - Результаты расчетов интенсивности искривления по методике В. С. Федорова

Длина l_1 , м	Длина l_1 , м	Осевое усилие на бурильную колонну P , кН	Вылет лопатки или эксцентричного ниппеля H , мм	Интенсивность искрив. $\Delta\theta_{10}$, м
2,5	2,5	137	21	1,38
2,5	2,5	117	19	1,37
2,5	2,5	98	16	1,36
2,5	2,5	78	14	1,33
2,5	2,5	59	12,5	1,31

Проведен расчет минимального значения радиуса кривизны ствола скважины секции забойного двигателя с двумя центраторами, установленными по концам забойного двигателя для приближенного определения интенсивности искривления.

Представлена методика автора диссертации, которая основана на формуле расчета интенсивности искривления ствола скважины, разработанной В.С.

Федоровым, с учетом горно-геологических особенностей месторождения (Таблица 2.9), в частности предела текучести горной породы по Штампу (Рисунок 2.34).

$$\Delta\theta_k = \frac{P \cdot D \cdot \cos\theta}{EI} * \left(\frac{p_{шт.ср}}{p_{шт.м}} \right) \quad (2.104)$$

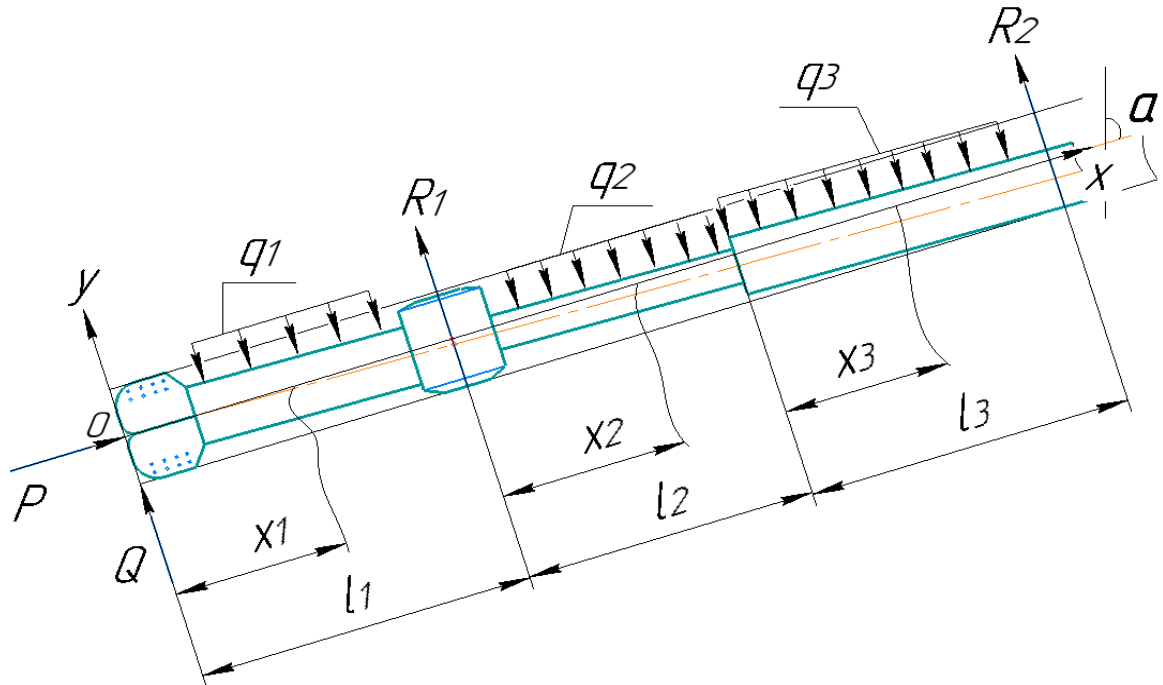


Рисунок 2.34 – Расчетная схема для решения дифференциального уравнения упругой линии КНБК для модели автора

Таблица 2.9 - Результаты расчетов интенсивности искривления ствола скважины по методике автора

Длина l_1 , м	Длина l_1 , м	Осевое усилие на бурильную колонну P , кН	Вылет лопатки или эксцентричного ниппеля H , мм	Предел текучести горной породы по Штампу $p_{шт}$, МПа	Интенсивность искрив. $\Delta\theta_{10}$, м
2,5	2,5	137	21	1710	1,63
2,5	2,5	117	19	1680	1,55
2,5	2,5	98	16	1665	1,54
2,5	2,5	78	14	1710	1,58
2,5	2,5	59	12,5	1710	1,53

Таким образом, с целью проведения сравнительного анализа разработанной автором математической модели процесса искривления ствола скважины проведены численные решения известных формул для расчета интенсивности

искривления ствола скважины. Использованы наиболее подходящие к решению задачи диссертации методики, к которым отнесены работы Акбулатова Т.О. и др. с учетом радиального смещения долота, Григоряна Н.А. с приращением искривления ствола скважины при бурении эксцентричным ниппелем с забойным двигателем и НУБТ, Повалихина А.С. и др. для расчета минимального значения радиуса кривизны ствола скважины при использовании ЗД с одним и двумя центраторами, Федорова В.С. и др. с учетом осевой нагрузки на долото, а для наглядного сравнения приведена фактическая интенсивность искривления ствола скважины, полученная во время бурения 125 скважин. По результатам анализа диаграммы на Рисунке 2.35 установлено, что точность расчета интенсивности искривления ствола скважины по отношению к реальной скважине по формулам предложенным А.С. Повалихиным и др. составила 60%, Т.О. Акбулатовым и др. – 64%, В.С. Федоровым – 80%, а математическая модель процесса искривления ствола скважины, разработанная автором, позволила достичь точности 94%. На Рисунке 2.35 приведено сравнение полученных промысловых данных об интенсивности кривизны по различным используемым известным методикам.

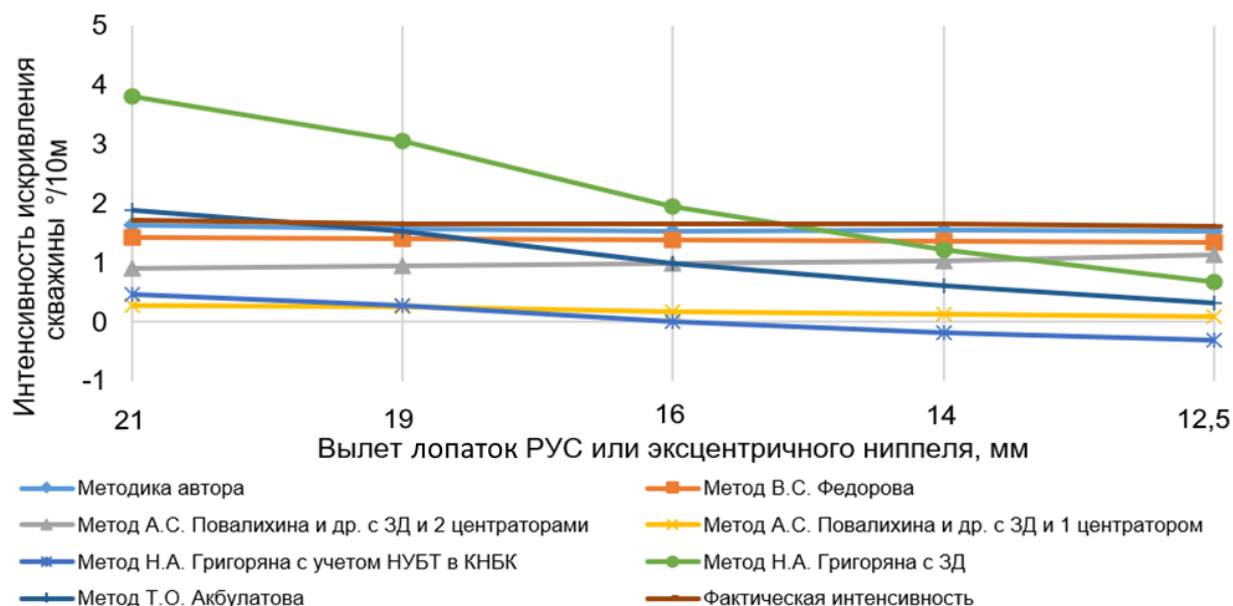


Рисунок 2.35 - Сравнение интенсивности искривления ствола скважин рассчитанных по различным формулам

Таким образом, использование предела текучести горной породы позволило

улучшить методику расчета интенсивности искривления траектории ствола скважины с повышением его точности с 80 до 94%.

2.6 Выводы по главе 2

1. Рассмотрена бурильная колонна как многоступенчатая балка, где установлено, что контактное усилие при продольном изгибе зависит от нагрузки на долото, кажущегося радиуса скважины, жесткости бурильной колонны и коэффициента μ . Уравнения 2.26, 2.28 и 2.31 позволяют получить величину реакции забоя Q , которая равна 63,47 кгс, при угле наклона $2,234 \cdot 10^{-3}$ рад. и $R=97,97$ кгс.

2. Представлены диаметры долот, нагрузка на долото и зенитные углы для анализа системы «долото – забойный двигатель - УБТ», что позволило сделать вывод, что точка контакта КНБК со стенками скважины находится на уровне забойного двигателя.

3. Установлено, что ученые, составляя дифференциальные уравнения на участках интегрирования, принимали продольную силу равной нагрузке на долото. При этом увеличение осевой нагрузки или зенитного угла приводит к тому, что точка контакта двигателя со стенкой скважины смещается к долоту.

5. Ученые Бронзов А.С., Васильев Ю.С., Шетлер Г.А. для системы «долото-забойный двигатель» установили, что, когда на долото не действует отклоняющая сила и отсутствует фрезерование стенки ствола, скважина искривляется за счет наклонного положения оси долота относительно оси скважины.

7. Наибольшее расстояние от корпуса забойного двигателя до нижней стенки скважины будет проявляться, когда направление отклонителя забойного двигателя совпадает с изгибом самого забойного двигателя в связи с чем угол между ними равен нулю. В тех случаях, когда изгиб забойного двигателя не совпадает с отклонителем забойного двигателя, прогиб забойного двигателя будет соответствовать зенитному углу скважины.

8. Использование значения предела текучести горной породы в формуле

А.В. Федорова позволила усовершенствовать прогнозирование интенсивности искривления ствола скважины, что дало возможность моделировать режимы бурения на различных участках скважины.

ГЛАВА 3 ИССЛЕДОВАНИЕ ПОЛУЧЕННЫХ РЕУЛЬТАТОВ И РАЗРАБОТКА ПРИКЛАДНОГО ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

3.1 Разработка программы-тренажера для контроля и управления процессом набора кривизны наклонно-направленных скважин

Низкое качество траектории ствола наклонно-направленной скважины в большинстве случаев связано с работой недостаточно квалифицированного персонала. Проблема обучения персонала в специализированных образовательных учреждениях, как видно из практики, ограничивается преподаванием отдельных сегментов наклонно-направленного бурения (ННБ), которые включают: устройство забойного оборудования и методы его эффективного и безопасного применения, особенности наземного оборудования для работы в совокупности с забойным и дальнейшие теоретические основы ННБ (расчет профиля, параметров кривизны и их обработка). Проблема обучения практическим навыкам бурения в учебных заведениях высшего профессионального образования подробно представлена в работах [110-112].

Создание идентичных условий бурения ННС в виртуальной среде и стало ключевой целью создания принципиально индивидуальной программы ЭВМ, так как главное требование к ПО для обучения специалистов такого узко специализированного профиля это максимальное соответствие условиям в практике. Востребованность ПО «Слайд Мастер 1.18» создают условия выполнения работы в нем, которые включают: технологическое соответствие производимых операций условиям в практике, идентичность нормативности работы, анимационное сопровождение, условия возникновения аварийных ситуаций, последовательность выполнения работы. Высокую степень идентичности работы виртуального тренажера по отношению к условиям в практике удалось достичь благодаря специфике работы инженера по ННБ, которая выполняется главным образом с применением ЭВМ. Таким образом, создание

связующего инструмента «практика – теория» оказалась возможной без отхода от главной идеи создания тренировочного инструмента.

Учет общей совокупности вышеперечисленных функций тренажера и условий наклонно-направленного бурения в условиях тренировки претендента на должность инженера по бурению наклонно-направленных скважин улучшает способности инженера, предопределяет его практические возможности и навыки при приеме в штат в производственных организациях.

Эффективность обучения при работе на тренажере достигается путем симуляции процесса бурения наклонно-направленной скважины в виртуальной среде посредством ЭВМ. Испытуемый в комплексе тренажеров проходит все этапы от комплектования забойной компоновки низа бурильной колонны и его спуска с расчетным количеством бурильного инструмента до бурения наклонно-направленной скважины и завершения бурения скважины с соблюдением всей требуемой технологии: соответствие вертикальной глубины, положение окончательного забоя относительно цели Т1, достижение проектных значений отклонения от устья, недопущения отклонения от проектных значений параметров кривизны с соблюдением длины скважины, без выхода за пределы толщи продуктивного пласта, с достаточно высокой механической скоростью проходки.

Полный цикл строительства скважины разработан не в виде видеоигры, а, как полноценный имитатор процесса бурения с учетом специфики должностных обязанностей инженера.

Комплекс виртуальных тренажеров «Слайд Мастер 1.18» состоит из 4 симуляторов процессов, применяемых в ходе подготовки к бурению и непосредственно бурения:

- Тренажер КНБК,
- Тренажер Мера Инструмента,
- Тренажер Бурение ННС (согласно варианту),
- Тренажер Бурение ННС выбор профиля.

Тренажер «КНБК» предназначен для выработки и укрепления навыков по составлению документа, обозначающего наименование элементов КНБК, их

порядок и использование каждого элемента КНБК: внешний диаметр, тип и размер резьбы и длину (Рисунок 3.1). Начиная работу, уже в первом из тренажеров Тренируемый учится выбору профиля (S или J-образный) и вида ствола скважины (основной или боковой) и из возможных 20 вариантов проектной инклинометрии на скважину подбирает правильные параметры КНБК. При составлении конструкции КНБК определением наименования формируется дизайн самого КНБК под соответствующей колонкой.

Длина по стволу скважины, метр	Зенитный угол, градус	Азимут, градус	Смещение, метр	Вертикальная глубина, метр	Интенсивность по зенитному углу, градус/10м	Пространственная интенсивность, градус/10м
0	0	0	0	0	0	0
2000	0	0	0	2000	0	0
2050	10	18	4,14	2049,81	2	2
2100	20	11	16,67	2098,11	2	2,03
2150	33	9	38,64	2142,85	2,6	2,61
2200	44	5	69,54	2181,98	2,2	2,25
2250	44	5	104,14	2217,95	0	0
2300	38	344	136,79	2255,69	-1,2	2,99
2350	25	346	162,03	2298,32	-2,6	2,61
2400	12	348	177,48	2345,73	-2,6	2,6
2450	6	354	185,21	2395,12	-1,2	1,21
2500	0	0	187,82	2445,05	-1,2	1,2

Рисунок 3.1 - Рабочий интерфейс тренажера «КНБК»

Тренажер «Мера инструмента» предназначен для тренировки расчета длины бурильного инструмента. На практике измеренную вручную длину каждой трубы заносят в документ, который называется «Мера инструмента» (Рисунок 3.2). Интерфейс тренажера «Мера Инструмента» является типовым для документа «Мера инструмента», что способно помочь ориентироваться Тренируемому при выполнении подобных работ в реальных условиях, находясь на буровой. Так же в нижней части интерфейса располагается блок для обучения и проверки навыков

работы с документом «Мера Инструмента». Полученные навыки при выполнении Тренажера способны предотвратить аварии с бурильной колонной в процессе проведения ряда работ на буровой.

Номер трубы	Длина трубы	Номер свечи	Длина всех труб	Длина всех труб + КНБК	Глубина долота с квадратом	Глубина замера
1	12,36	1	12,36	33,16	60,16	46,68
2	12,31		24,67	45,47	72,47	58,99
3	12,41	2	37,08	57,88	84,88	71,4
4	12,34		49,42	70,22	97,22	83,74
5	12,36	3	61,78	82,58	109,58	96,1
6	12,43		74,21	95,01	122,01	108,53
7	12,36	4	86,57	107,37	134,37	120,89
8	12,38		98,95	119,75	146,75	133,27
9	12,34	5	111,29	132,09	159,09	145,61
10	12,32		123,61	144,41	171,41	157,93
11	12,42	6	136,03	156,83	183,83	170,35
12	12,42		148,45	169,25	196,25	182,77

Рисунок 3.2 - Рабочий интерфейс тренажера «Мера Инструмента»

Тренажер «Бурение ННС» это завершающий из тройки симулятор, в котором Тренируемый по подготовленным работам производит бурение ствола скважины длиной примерно 500 м. в интервале от 2000 м. до 2500 м. по стволу скважины естественно с учетом цели на вертикальной глубине, в результате чего ствол скважины удлинится (Рисунок 3.3). Тренируемый производит проводку наклонно – направленного ствола скважины с искусственным искривлением ствола скважины. Искусственное отклонение скважин подразделяется на наклонное, горизонтальное, многозабойное (разветленно-наклонное, разветленно-горизонтальное) и многоствольное (кустовое) бурение. Бурение этих скважин ускоряет освоение новых нефтяных и газовых месторождений, увеличивает нефтегазоотдачу пластов, снижает капиталовложения и уменьшает затраты дефицитных материалов [113]. В настоящем виртуальном симуляторе

рассматриваются скважины типом профиля J-образный (трехинтервальный) и S-образный (пятиинтервальный) и по виду ствола скважины: боковой ствол и основной ствол. На Тренируемого возлагается ответственность за выбор интервала бурения в различных режимах: вращение и слайд.

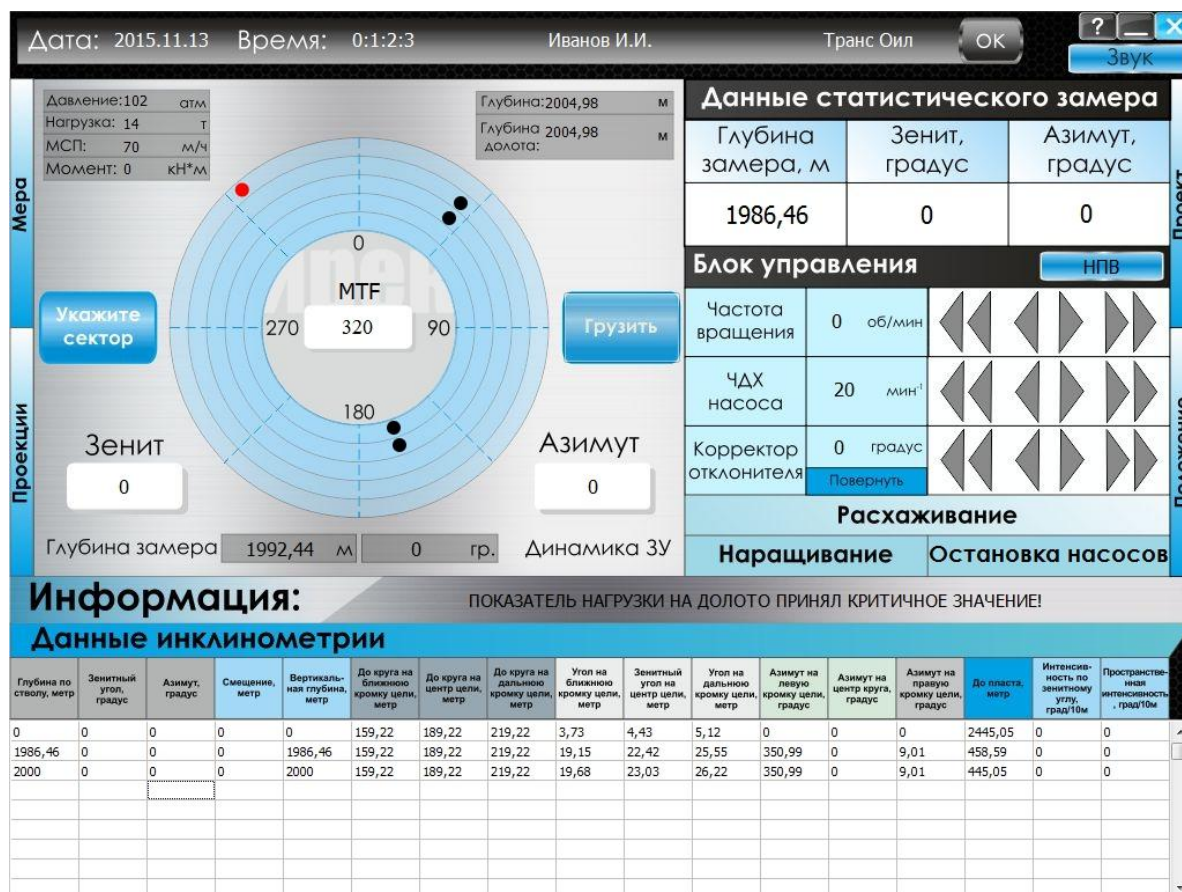


Рисунок 3.3 - Рабочий интерфейс тренажера «Бурение ННС»

В ходе бурения в ПО «Слайд Мастер» происходит выстраивание проекции оси скважины на вертикальную плоскость, проходящую через устье и проектную точку забоя, которая называется профилем, а так же на горизонтальную плоскость, называемой планом скважины. В практике если скважину предполагается бурить без изменения азимута, форма оси скважины совпадает с профилем, который в данном случае считается плоским. Профиль скважины должен обеспечивать эксплуатацию скважины всеми современными методами и оборудованием достаточно долго и безаварийно. Причем забой скважины должен находиться в так называемом «круге допуска» [114-115]. В применяемом тренажере рост или

уменьшение зенитного угла происходит совместно с изменением азимута, что увеличивает степень сложности выполнения работы в программе.

Тренажер «Бурение ННС выбор профиля» это по функциональности тот же симулятор, что и «Бурение ННС», но без выполнения тренажеров «КНБК» и «Мера Инструмента», а также без выбора определенного варианта работ (Рисунок 3.4). Выбор профиля будет производиться с помощью диалогового окна.

Ввод данных Бурение ННС

Введите свои данные:

ФИО:

Компания:

Выберите вид ствола:

Основной ☐

Боковой ☐

Выберите профиль скважины:

Трехинтервальный - J-образный ☐

Пятиинтервальный - S-образный ☐

Способ передачи вращательного момента:

ВСП ☐

РОТОР ☐

Вы уверены, что хотите начать бурение ННС без проведения подготовительных работ?

Рисунок 3.4 - Интерфейс тренажера «Бурение ННС выбор профиля». Окно выбора вида ствола, профиля скважины и способа передачи вращательного момента БК.

Ввод новых данных статического замера производится в «точке привязки»: точка привязки является точкой отсчета для всех последующих вычислений замеров, которую задает представитель заказчика. Точку привязки необходимо ввести в программу в начале работы.

Перечень критериев оценки для типового тренажера «Бурение ННС»:

- количество попыток на тренажерах «КНБК» и «Мера Инструмента»;
- количество точек замера с превышением пространственной интенсивности в 1^0 относительно проектной пространственной интенсивности;

- количество точек замера с превышением или недобором зенитного угла на 5 гр;
- количество точек замера с превышением или недобором азимутального угла на 10^0 ;
- выход за круг допуска;
- удлинение ствола скважины;
- количество точек замера с некорректным вводом данных статического замера;
- количество точек замера с превышением или недобором вертикальной глубины на 2 м в горизонтальном стволе;
- соответствие средней механической скорости бурения;
- время выполнения комплекса тренажеров «Слайд Мастер».

Координаты каждой точки определяются глубиной по стволу скважины, зенитным углом («угол между касательной к оси ствола в точке замера и проекцией касательной к стволу на вертикальную плоскость» [116]) и азимутальным углом («угол между направлением начала отсчета и проекцией на горизонтальную плоскость касательной к оси ствола в точке замера» [117]).

Разработка систем автоматизации технологических процессов кустового бурения нефтяных и газовых скважин тесно связана с задачами синтеза систем управления по отдельным каналам регулирования основных технологических параметров, что, в свою очередь, требует разработки динамических моделей технологических процессов бурения по данным каналам. При автоматизации процесса механического бурения скважин ситуация осложняется тем, что технологический процесс бурения является многосвязным объектом управления в “традиционной” ситуации нехватки количества управляющих воздействий и, в общем случае, требующий системы управления с переменной структурой, основанной, например, на ситуационном управлении с применением правил управления [118], реализация которых возможна с применением “мягких вычислений” [119]. Одной из актуальных задач автоматизации технологического процесса механического бурения является траекторное управление кустовым бурением скважин [120].

Таким образом, динамическую модель технологического процесса механического бурения скважин, необходимую для синтеза систем автоматического управления (САУ), целесообразно строить в классе имитационных моделей, позволяющих их применение также и в составе имитационных тренажеров для обучения персонала с целью имитации как базового технологического процесса бурения скважин, так и имитации случайных возмущающих факторов и осложненных условий:

- явлений поглощения-проявления буровой промывочной жидкости (БПЖ);
- изменения плотности и твердости пород в процессе бурения;
- изменение анизотропии пород в процессе бурения и пр.

На Рисунке 3.5 приведено представление разработанной имитационной модели технологического процесса бурения скважин на топологическом уровне, демонстрирующее взаимодействие моделей отдельных процессов бурения. Дальнейшая работа с данной имитационной моделью связана с разработкой структур подсистем приведенной топологической модели.

Одной из основных элементов имитационной модели является подсистема механического разрушения горных пород и удлинения ствола скважины. Основными управляемыми координатами, на которые влияет данный процесс, являются длина скважины $l(t)$, механическая скорость проходки $v_m(t)$ и расход образования шлама $G_{\text{образ}}(t)$, которые связаны следующими соотношениями:

$$l(t) = \int v_m(t) dt, G_{\text{образ}}(t) = S \cdot v_m(t), \quad (3.1)$$

где S – площадь забоя: $S = \pi \cdot D^2 / 4$ – для случая турбинного бурения (D – диаметр долота); данная площадь будет иметь большее значение в случае бурения с винтовым забойным двигателем и отклонителем в режиме “rotary”.

Модели данного класса традиционно строятся относительно управляемой координаты механической скорости проходки v_m , [121]. Как отмечает автор, графически зависимость скорости бурения v_m от нагрузки на долото G качественно имеет вид S-образной кривой, изображенной на Рисунке 3.6. Данное поведение кривой обусловлено тем, что при малых значениях нагрузки на долото G происходит только истирание породы долотом без объемного разрушения (участок 0-1), поэтому скорость бурения растёт незначительно.

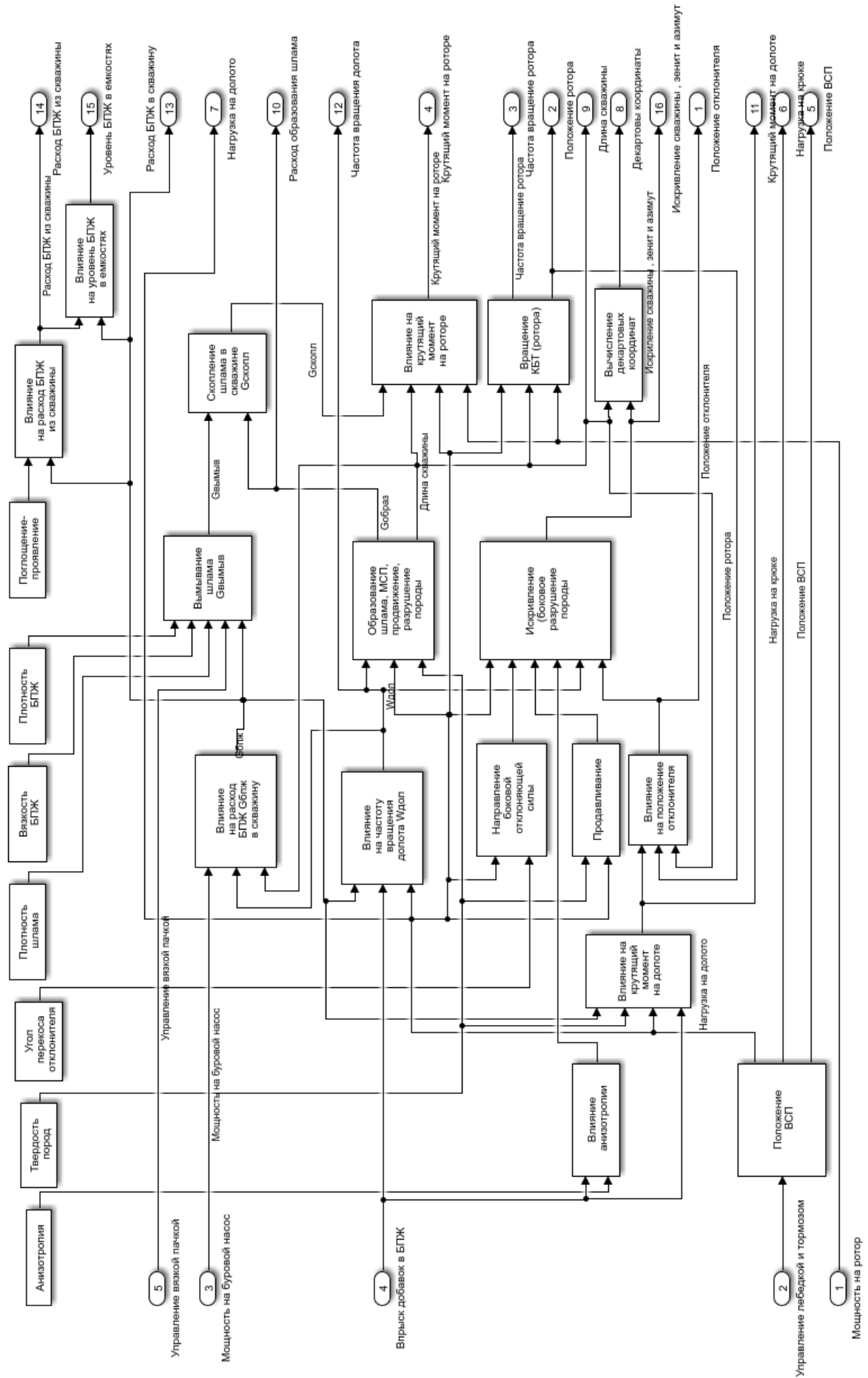


Рисунок 3.5 - Представление имитационной модели на топологическом уровне

При дальнейшем увеличении значений нагрузки на долото разрушение породы становится объёмным и скорость резко возрастает (участок 1-2). Далее скорость падает (участок 2-3) из-за повторного перемалывания шлама, т.к. расход БПЖ Q не успевает удалять выбуренную породу с забоя. Увеличение расхода БПЖ может привести к улучшению очистки, и в этом случае верхний участок S-образной кривой изменяется: участок кривой (а) передвигается выше (участок б).

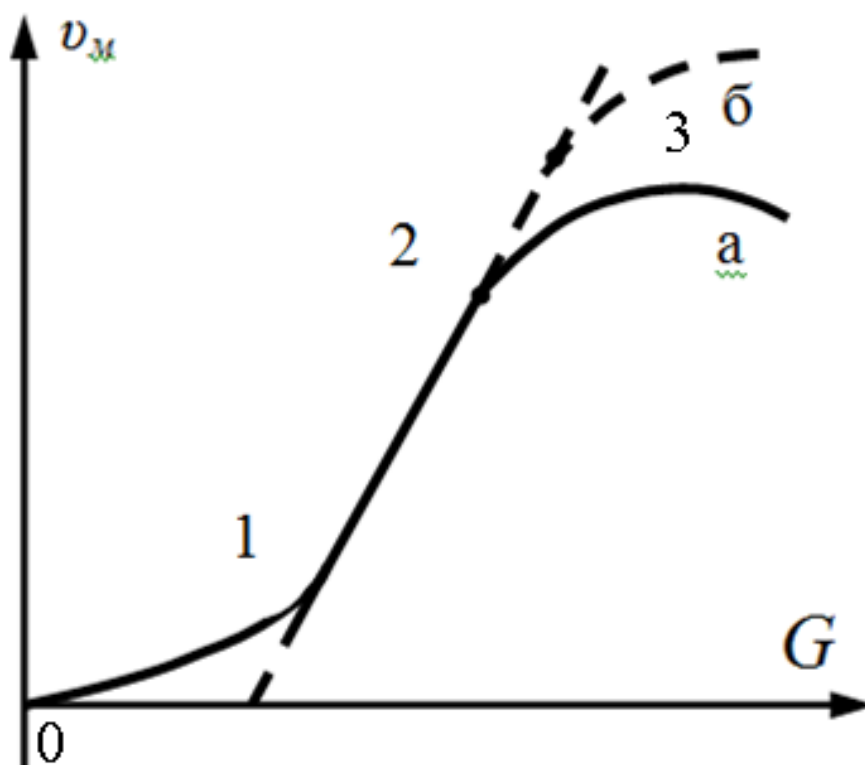


Рисунок 3.6 - Кривая зависимости скорости бурения v_m от нагрузки на долото G

Первые два участка (0-1 и 1-2) при условии, что расход Q и давление БПЖ обеспечивают качественную (полную) очистку забоя от выбуренной породы без повторного её перемалывания, хорошо описываются степенным уравнением, предложенным М.Г. Бингхэмом:

$$v_m = k_{\delta} G^{\epsilon} n^{\alpha}, \quad (3.2)$$

где G — осевая нагрузка на долото, кН;

n — частота вращения долота, об/мин;

ϵ и α — параметрические коэффициенты;

k_{δ} — коэффициент буримости, зависящий от твердости пород и характеризует

их способность к разбуливанию.

Поведение на участке 2-3 кривой зависимости скорости бурения v_m от нагрузки на долото G учитывается в уравнении А.А. Погарского [122]:

$$v_m = k_6 \cdot \frac{n^a \bar{G}^2}{1 + b^4 \bar{G}^4}, \quad (3.3)$$

Недостатком данного уравнения является неучет частоты вращения долота в знаменателе в явном виде, что будет проявляться в неадекватном изменении участка 2-3 кривой при изменении частоты вращения долота (a , следовательно, и скорости проходки, например, при роторном бурении). Сравнивая данную зависимость с уравнением Бингхэма, можно увидеть способ построения данной зависимости: формула Бингхэма корректируется на величину знаменателя $(1 + b^4 \bar{G}^4)$ для учета зависимости на участке 2-3. Числитель $(n^a \bar{G}^2)$ отражает “бурильную” способность КНБК и определяет основное поведение S-образной кривой зависимости скорости бурения v_m от нагрузки на долото G , поэтому данная “бурильная” способность $(n^a \bar{G}^2)$ должна присутствовать и в знаменателе в полном составе. Как уже было сказано [123], поведение кривой на участке 2-3 обусловлено недостаточностью значения расхода БПЖ Q для эффективного удаления выбуренной породы с забоя, вследствие чего происходит повторное перемалывание шлама и, как следствие, уменьшение механической скорости проходки. Поэтому, конечно же, учет расхода БПЖ Q должен вестись именно в знаменателе формулы Погарского, что отмечает и сам автор, указывая, что как раз коэффициент b зависит от расхода БПЖ Q и гидравлической мощности, приложенной к долоту N_d , но, к сожалению, в явном виде как зависимость от расхода БПЖ Q не определяет, а предлагает вычислять его по нагрузке на долото $b = 1/G$ в случае максимальной скорости $v_m = \max$.

На основе вышеприведенного анализа была разработана структура модели топологической подсистемы механического разрушения горных пород и удлинения ствола скважины для формирования управляемых координат - длины скважины $l(t)$, механической скорости проходки $v_m(t)$ и расхода образования шлама $G_{\text{образ}}(t)$, используемых для представления имитационной модели технологического

процесса механического бурения нефтяных скважин на структурном уровне, представленная на Рисунке 3.7. В основе модели лежит следующее представление зависимости механической скорости проходки v_m от нагрузки на долото G , частоты вращения долота n и расхода БПЖ Q в виде:

$$v_m = \frac{v_B}{1 + B \cdot \left(\frac{v_B}{Q}\right)^2}, \quad (3.4)$$

где $v_B = k_6 \cdot \sqrt{n} \cdot \bar{G}^2$ – базовое значение механической скорости проходки, отражающее “бурильную” способность КНБК и определяемое по уточненной формуле Бингхема при достаточном значении расхода БПЖ Q для эффективного удаления выбуренной породы с забоя и избежания повторного перемалывания шлама; B – параметрический коэффициент.

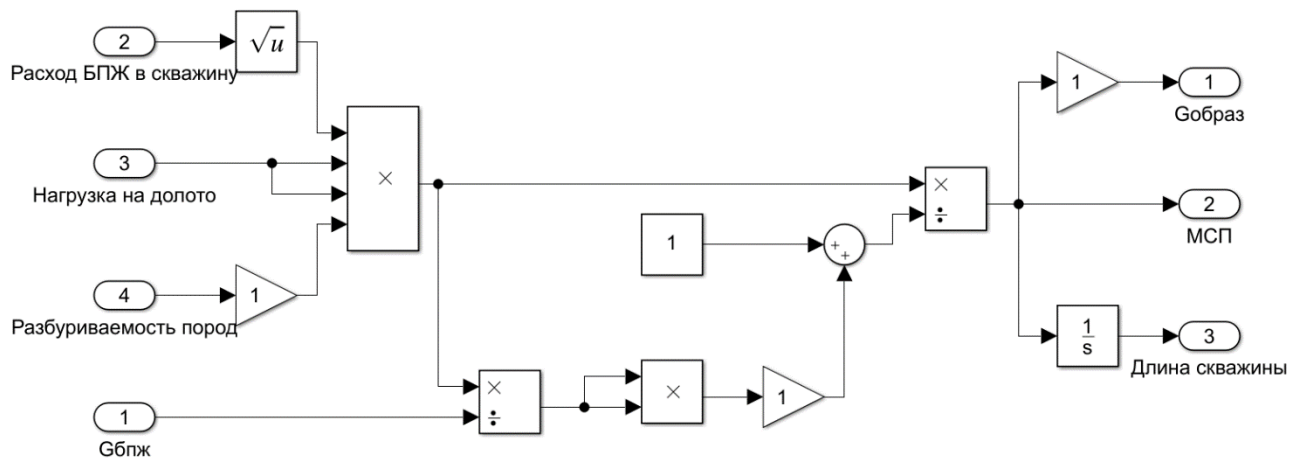


Рисунок 3.7 – Структура модели подсистемы механического разрушения горных пород и удлинения ствола скважины

Форма записи разработанной модели, во многом, продиктована невозможностью графически наглядно представить внешний вид четырехмерной поверхности $v_m = f(n, G, Q)$, поэтому было удобнее отдельно на Рисунке 3.8 представить влияние эффекта недостаточности расхода БПЖ Q на скорость v_m - общий вид трехмерной поверхности $v_m = f(v_B, Q)$, описывающей предложенную модель.

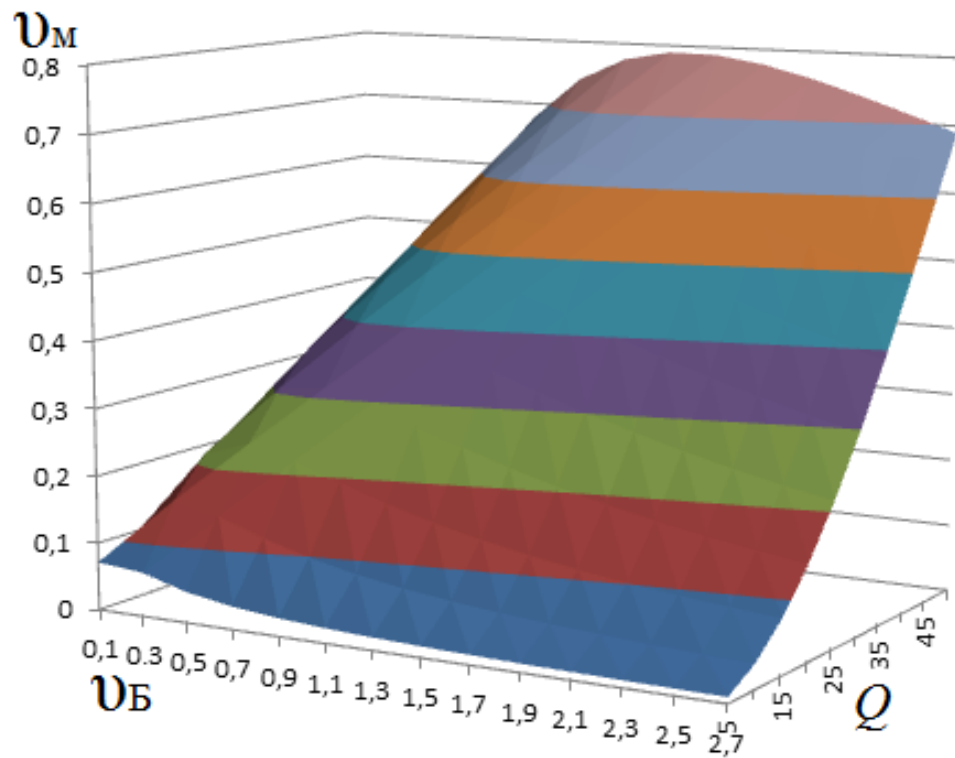


Рисунок 3.8 – Общий вид трехмерной поверхности модели $v_M = f(v_B, Q)$

И отдельно на Рисунке 3.9 представлен общий вид трехмерной поверхности $v_M = f(v_B, Q)$, описывающей базовую модель.

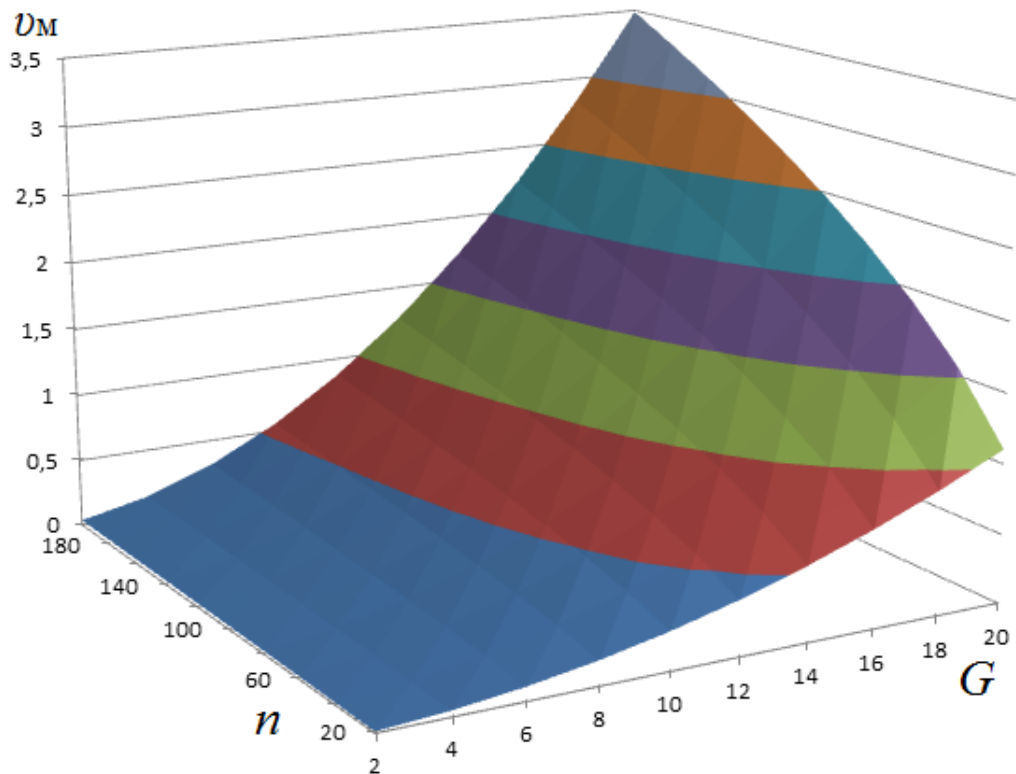


Рисунок 3.9 – Общий вид трехмерной поверхности базовой модели $v_B = f(n, G)$

Легко увидеть, что S-образная кривая зависимости скорости бурения u_m от нагрузки на долото G , представленная на Рисунке 3.8, является частным случаем разработанной модели, что качественно подтверждает адекватность разработанной модели. Таким образом, проведенные исследования позволили построить структуру модели топологической подсистемы механического разрушения горных пород и удлинения ствола скважины достаточного уровня сложности для синтеза систем автоматического управления, а также для применения в составе имитационных тренажеров для обучения персонала.

Для разработки же полной структуры имитационной модели процесса бурения скважин в среде MATLAB Simulink необходимо дополнительно разработать структуры моделей топологических подсистем, представленных на Рисунке 3.9, что и является планируемой работой автора.

3.2 Анализ и практическое применение программы-тренажера при бурении наклонно-направленных скважин и скважин с горизонтальным окончанием

Разработка тренажера по бурению наклонно-направленных скважин, осуществлялась путем проведения анализа сегмента бурения направленных скважин и классических требований к обучающим тренажерам. Описаны условия моделирования процессов бурения в ситуациях неопределенности состояний процессов на базе сетей Петри. Тренажер реализован совместно с модулем, содержащим систему принятия возможных решений для формирования компоновки низа бурильной колонны (далее КНБК) в соответствии с требованиями к созданию профиля скважины. Обеспечивается также функциональная возможность имитации на тренажере не только процедур сборки КНБК на основе определенных знаний и компетенций, но и непосредственно бурения направленной скважины.

Одной из основных задач, позволяющих сократить сроки строительства скважин, является внедрение типовых систем автоматизации производственных процессов, к которым можно отнести технологии принятия решений по

формированию КНБК, реализованные с помощью прикладного программного обеспечения. Для реализации установленной цели необходимо решить следующие актуальные задачи:

1. Разработать программное обеспечение для имитации основных процедур при бурении нефтяных и газовых скважин.
2. Разработать модель состояний процессов тренажера на основе сетей Петри.
3. Разработать базы данных экспертной системы формирования КНБК в соответствии с требованиями к профилю скважин и моделируемого модуля реальных процессов бурения в условиях неопределенности.
4. Разработать методику обучения персонала на основе игрового подхода для более качественного (избирательного) обучения.

В настоящей работе рассматриваются вопросы, касающиеся решения первых двух задач. Изложены результаты разработки универсальной методики поддержки принятия решения при работе роторных управляемых систем, позволяющей определить радиус искривления ствола скважины с учётом технико-технологических условий бурения скважин на месторождениях Западной Сибири и адаптировать оборудование для соответствия местным условиям, и даны примеры расчета радиусов для действующих образцов.

На рынке обучающих тренажеров по бурению нефтяных и газовых скважин имеются чуть более 20 моделей. Тренажеры, изготовленные за последние 5 лет для сектора бурения, ориентированы на обучение минимум по двум направлениям, например, для бурения и АТПП (автоматизации технологии производственного процесса), заканчивания и колтюбинга, эксплуатация сложного оборудования и ГИС.

Тренажер, имитирующий изменение свойств бурового раствора при смешивании и обработке различными химическими реагентами, а также позволяющий провести буровые работы с применением приготовленного раствора [124], разработан в Международном исследовательском институте Ставангера (IRIS, Норвегия). Тренажер обладает возможностями по имитации работы

различного бурового оборудования, режимы эксплуатации которого предварительно моделируются. В числе такого оборудования могут быть долото, ВЗД, осциллятор и т.д. Тренажер, имитируя работу бурового оборудования, не имеет при этом системы для принятия решений по формированию КНБК для снижения, к примеру, опасности прихватов, других необходимых технологических операций.

Разработанный совместно инженерами компаний Exxon Mobil Upstream Technical Computing и Schlumberger тренажер [125-126] имеет три ключевые особенности: позволяет воспроизвести практические основы бурения при смоделированных геологических особенностях месторождений, планирование основных этапов с интегрированной системой поддержки принятия решений, использует 3D методы визуализации. Лучшим дополнением данного тренажера могло бы стать моделирование процессов бурения в условиях технологической неопределенности, а так же более узкая профилизация имитируемых работ.

Рассматриваемый в статье тренажер также содержит виртуальные инструменты для бурения направленной скважины [127], но при этом моделирует процесс бурения в условиях неопределенности и содержит систему принятия решений для формирования КНБК.

Автором настоящей работы определены требования к разработке тренажера, учитывающие особенности предметной области исследований:

- большой объем и разнородность одновременно обрабатываемой информации;
- высокая динамика изменения производственных процессов;
- жесткие временные ограничения на выработку и принятие решений;
- неформализованность задачи определения уровня знаний, умений и навыков обучающихся применительно к условиям Западной Сибири и горных территорий;
- трудности организации и отработки совместных действий на тренажере работников различных специальностей из нескольких сервисных компаний, объединенных в одну бригаду (их взаимодействие, слаженность работы,

обеспечение безопасности действий и пр.).

Данные особенности усложняют решение вышепоставленных задач и обуславливают специфические особенности компетенций персонала сервисных предприятий ТЭК.

Задание на разработку тренажера должно учитывать следующие требования, направленные на повышение качества профиля скважины, увеличение коммерческой скорости бурения и снижение аварийных опасностей при выполнении буровых работ:

- тренажер должен выполнять следующие функций: имитационное моделирование процесса бурения, проектирование профиля скважины, формирование КНБК на основе системы принятия решений, расчет критических параметров бурения, управление текущей ситуацией бурения с использованием удаленного доступа (администратор может в режиме онлайн контролировать условия бурения, а при необходимости оперативно изменять условия моделируемой ситуации, в том числе, с использованием интернет технологий);

- тренажер должен быть предназначен для использования:

- а) помощником мастера для имитационного моделирования с целью проверки обеспечения требуемых технико-экономических показателей процесса бурения;
- б) инженером по планированию бурения для проектирования профиля скважины, расчета параметров бурового оборудования по условиям бурения на базе системы принятия решений по формированию КНБК;
- в) для инженеров по наклонно-направленному бурению для их тренировки и адаптации в игровой форме к предстоящим сложным условиям бурения;

- минимальные системные требования к компьютеру для работы ПО: процессор с тактовой частотой 1800 MHz; оперативная память 512 Мб; свободное место на жестком диске от 250 Мб; архитектура с разрядностью 32 бит (x86); операционная система Windows 7 и выше.

Разработанная блок-схема выполнения технологических процессов при бурении направленной скважины [128] представлена на Рисунке 3.10 и представляет собой алгоритм работы тренажера. Из блок-схемы видно, что имеет

место цикличность модулей бурения слайдом и вращением, а корректирование положения отклоняющей системы ВЗД позволяет имитировать искривление профиля в любом направлении.

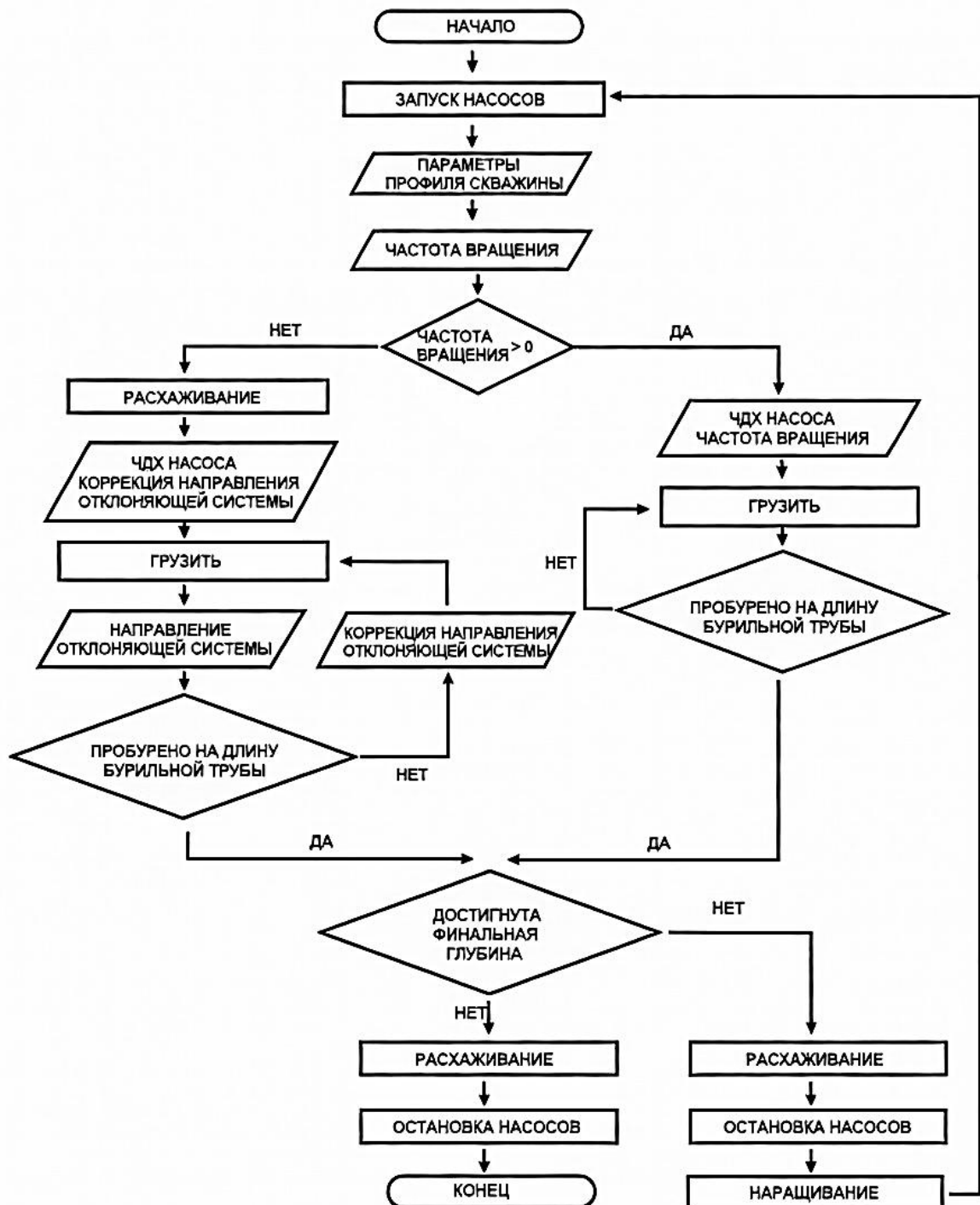


Рисунок 3.10 - Функциональная блок-схема тренажера

Основное окно разработанного тренажера представлено на Рисунке 3.11.

Приведенное окно компилирует в своем составе несколько автоматизированных рабочих мест (инженера по ННБ, инженера по планированию бурения, бурильщика, помощника мастера) и позволяет на одном экране контролировать и управлять моделируемым процессом бурения. Данное окно дополнено информационным полем тренажера, где отображается информация о текущем процессе имитации бурения.

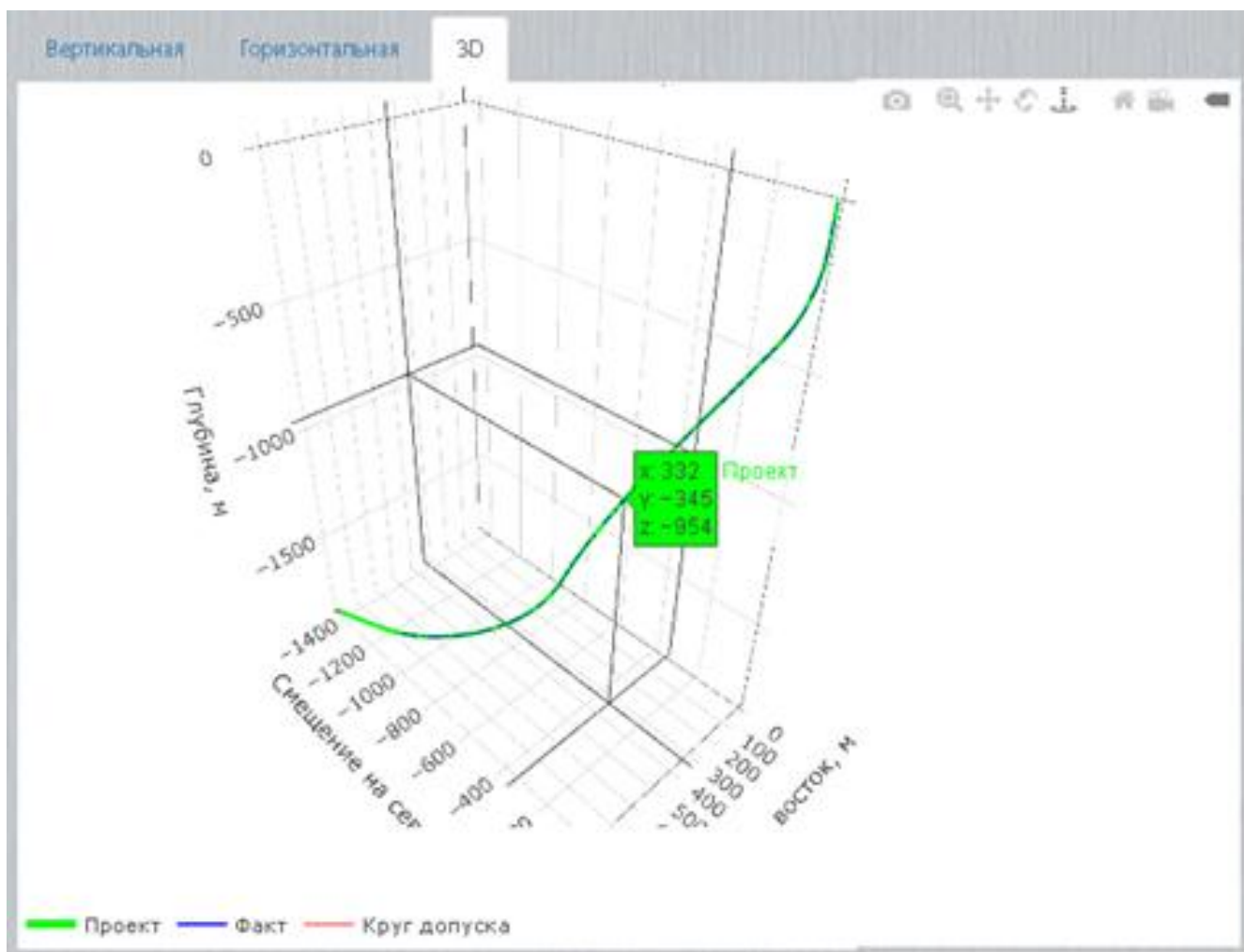


Рисунок 3.11 - Окно анализа трехмерной модели траектории скважины

В тренажере также интегрировано диалоговое окно, позволяющее прогнозировать и подбирать необходимые интенсивности искривления для обеспечения желаемого положения прогнозируемой траектории относительно проектного профиля [129]. Дополнительно введены режим паузы в работе тренажера, а также управление осевой нагрузкой программным способом.

Корректность функционирования тренажера была проверена на разработанной модели данного тренажера на основе сетей Петри, представленной на Рисунке 3.12. Моделирование данной сети Петри доказало отсутствие конфликтов выполняемых процедур и работоспособность алгоритмов тренажера.

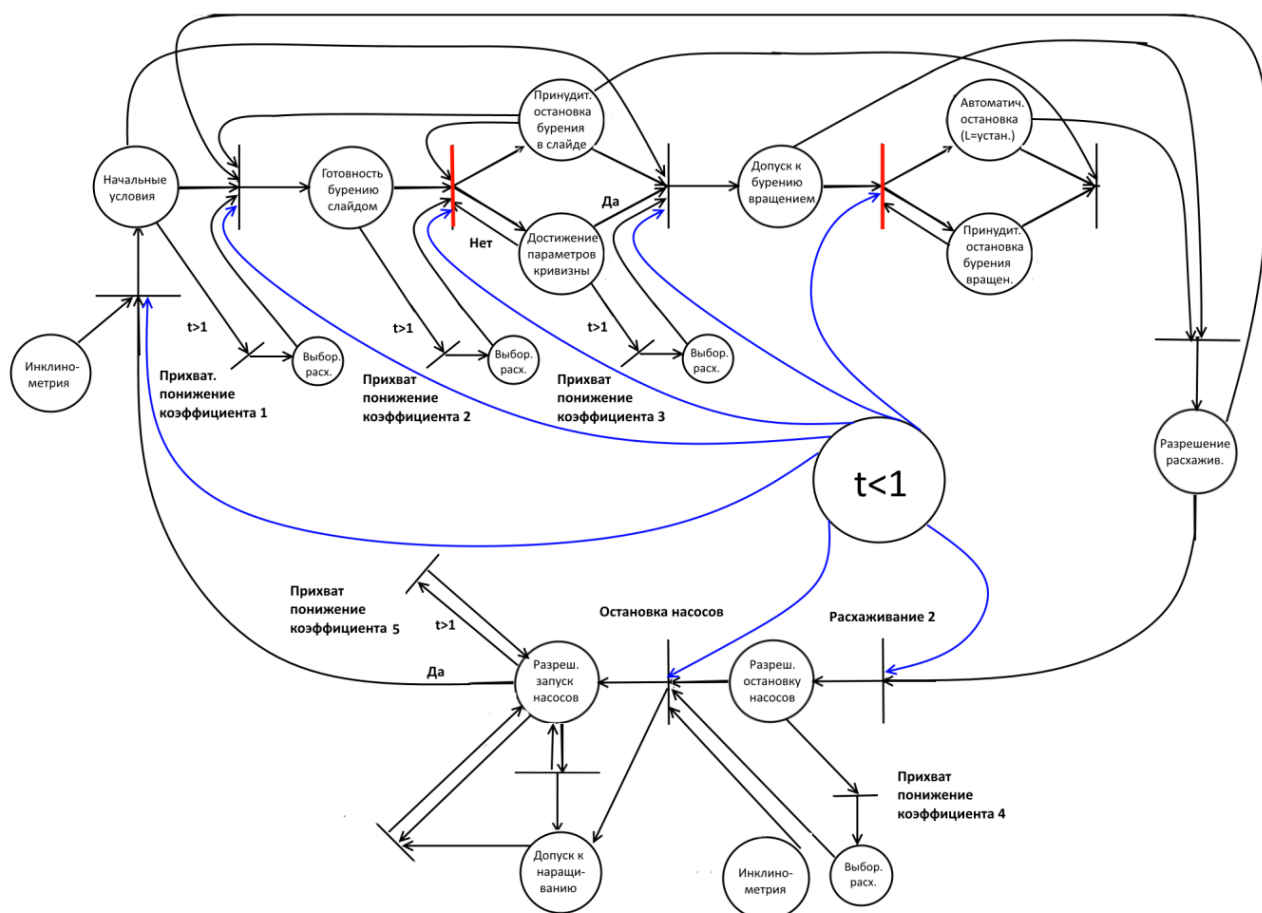


Рисунок 3.12 - Схема функционирования тренажера, смоделированная с помощью сетей Петри

Для разработки модели тренажера на основе сетей Петри были определены следующие атрибуты состояний процесса бурения: начальные условия, запуск насосов, готовность к бурению слайдом, достижение параметров кривизны, принудительная остановка бурения слайдом, допуск к бурению вращением, автоматическая остановка $L = \text{устан.}$, принудительная остановка бурения вращением, разрешение расхаивания, разрешение остановки насосов, допуск к наращиванию, разрешение запуска насосов, проведение инклинометрии [130]. В свою очередь каждый атрибут может иметь до 3 значений, как показано в Таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Атрибуты состояний и при различных условиях

Атрибуты состояний	Условие1	Условие2	Условие 3
Частота ходов насоса	>0	=0	-
Частота вращения	>0	=0	=≠0
Осевая нагрузка	>0	=0	=≠0
Предварительное расхаживание	Было	Не было	-
Автоматическая остановка L=устан.	Да	Нет	-

Состояния процесса бурения, описанные в развернутом виде, приведены в Таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Описание состояний с условиями атрибутов

№	Состояния	ЧХН	Частота вращения	Осевая нагрузка	Предварительное расхаживание	L=устан.
1	Начальные условия	>0	=0	=0	Не было	Нет,
2	Запуск насосов	=0	=0	=0	Не было	Нет,
3	Готовность бурению слайдом	>0	=0	=0	Было	Нет,
4	Достижение параметров кривизны	>0	=0	=0	Не было	Да, Нет
5	Принудительная остановка бурения слайдом	>0	=0	>0	Не было	Нет,
6	Допуск бурению вращением	>0	>0	=0	Не было	Нет,
7	Автоматическая остановка L=устан.	>0	=≠0	>0	Не было	Да,
8	Принудительная остановка бурения вращением	>0	>0	>0	Не было	Нет,
9	Разрешение расхаживания	>0	=0	=0	Было, не было	Да, нет
10	Разрешить остановку насосов	>0	=0	=0	Было	Да, Нет
11	Допуск наращиванию	>0	=0	=0	Не было	Да,
12	Разрешить запуск насосов	=0	=0	=0	Не было	Да, Нет
13	Инклинометрия	>0	=≠0	=≠0	Было, не было	Да, Нет

В ходе исследований были разработаны математические модели на основе сетей Петри, отражающие структуру функционирования процесса бурения направленной скважины в среде HPsim (HP Systems Insight Manager). Всего разработано семь моделей для различных режимов процессов бурения. На Рисунке 3.13 представлена основная модель бурения в процессе её функционирования в среде HPsim, учитывающая вышеописанные состояния процесса бурения и

вспомогательных работ (расхаживание БК, остановка насоса, наращивание, запуск насосов) [131-133].

Бурение ННС в реальных условиях почти всегда связано с проявлениями неопределенностей в той или иной мере. Неопределенность может быть выражена вероятностью проявления того или иного неблагоприятного аспекта бурения, как-то: неточность формообразования, нестабильность механической скорости проходки, прихватопасность и пр. Профессионализм обучаемого проявляется в оперативности выявления и точности “парирования” неблагоприятных аспектов.

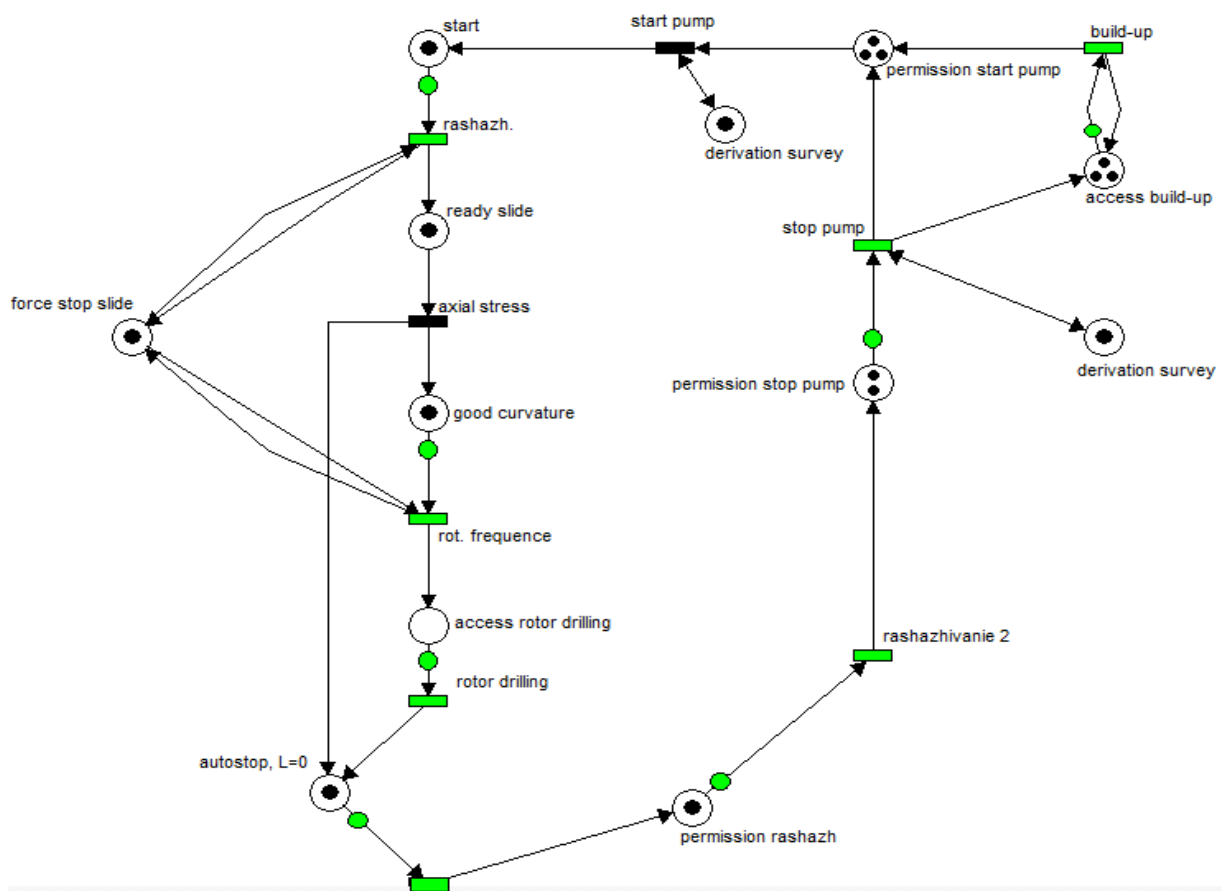


Рисунок 3.13 - Зацикленный процесс бурения (углубления)
направленной скважины

Для обучения в тренажере предусмотрено несколько уровней подготовки обучаемых от “Новичок” до “Профессионал”, соответствующих возрастающим уровням неопределенности моделируемой ситуации бурения, а также требующих различной тактики оперативного контроля и действий по управлению в

зависимостей от условий бурения в Западной Сибири или на горных территориях.

В тренажере рассматриваются такие факторы неопределенности, влияющие на формообразование скважины, механическую скорость проходки, прихватоопасность и пр., как возмущения измерения азимутального и зенитного углов при проведении инклинометрии, а также угла установки отклонителя, проявления баклинга, анизотропия пород, водопроявления, нестабильность свойств БПЖ, отказы оборудования и пр.

Модель возмущений $\delta_{\text{возм}}$ задается суммой систематической $\delta_{\text{сист}}$ и случайной $\delta_{\text{случ}}$ составляющих возмущений:

$$\delta_{\text{возм}} = \delta_{\text{сист}} + \delta_{\text{случ}}. \quad (3.5)$$

Систематическая составляющая возмущений $\delta_{\text{сист}}$ может быть представлена постоянной составляющей, трендом и пр., а случайная составляющая возмущений $\delta_{\text{случ}}$ описывается нормальным законом распределения с заданной дисперсией D .

Моделирование управления процессами бурения при обучении на тренажере затрагивает еще один аспект – соотношение течения времени процессов бурения и течение времени обучаемого. Очевидно, что применение равенства реального течения времени процессов бурения и течения времени обучаемого невозможно по причине ограниченности времени обучения в пределах нескольких часов, за которое необходимо промоделировать несколько суток и даже недель реального бурения. В тренажере реализуется адаптивное течение времени обучаемого, позволяющее, с одной стороны, уменьшать скорость течения времени при управлении со стороны обучаемого и увеличивать скорость течения времени при контроле процессов бурения без непосредственного управления, с другой стороны, что позволяет комфортно провести большой объем обучения за ограниченное время [134-135].

Для корректной имитации основных процессов бурения в тренажере применен ряд математических методов и эмпирических зависимостей, которые описывают их законы функционирования. К перечню математических процедур относятся расчеты: декартовых координат и пространственного положения скважины, расчеты зависимости профиля скважины от основных характеристик и

параметров бурового оборудования, интервалы размещения в состав бурильной колонны оборудования специального назначения и оценка выполненной работы по установленным критериям эффективности. На основе эмпирических знаний была сформирована форма представления зависимостей: «осевая нагрузка на долото → реактивный момент», «реактивный момент → положение отклоняющей системы ВЗД», «положение отклоняющей системы ВЗД → интенсивность искривления скважины», «частота вращения бурильной колонны → МСП», «МСП → интенсивность искривления скважины», «частота ходов насоса → МСП» и т.д. Учет данных зависимостей позволяет приблизить имитируемые процессы бурения к реальным [136-145].

Разработанная система поддержки принятия решения, реализованная на базе созданной автором программы тренажера способна дать рекомендации по подбору НУБТ при использовании заранее подготовленной траектории скважины. Получаемые в режиме реального времени данные со скважинной телеметрии затем используются для подготовки рекомендаций об изменении диаметра РУС с выдвижением лопаток и осевой нагрузки на долото [146-149].

Приведены результаты практической реализации методики аналитического решения дифференциальных уравнений упругой линии КНБК для определения отклоняющей силы на долоте в зависимости от вылета (диаметра) лопаток РУС [150-155].

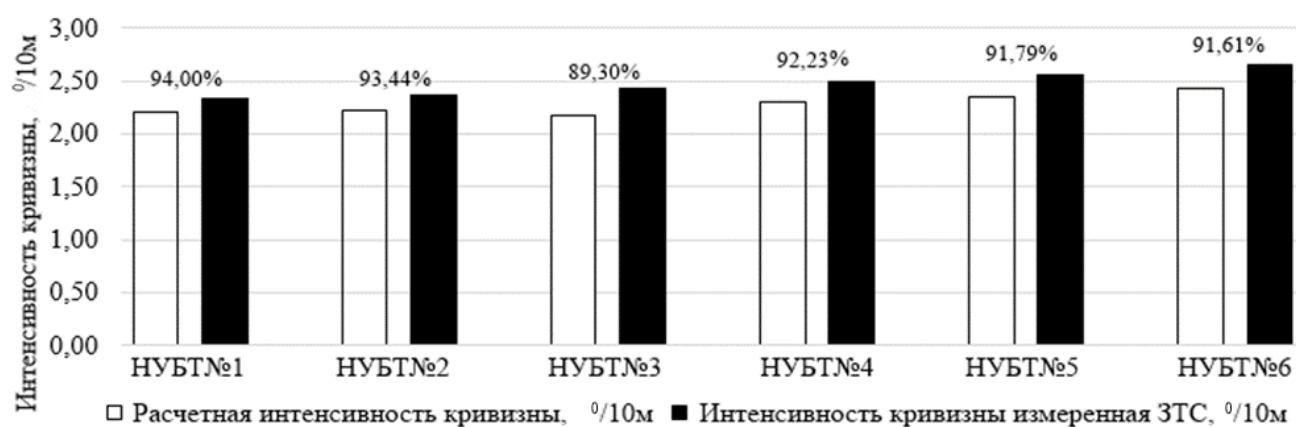


Рисунок 3.14 – Сравнение фактической интенсивности кривизны скважины, измеренных при бурении 125 скважин с расчетными, полученными на базе моделирования в программе-тренажере

Еще одним способом применения полученных данных при решении дифференциальных уравнений упругой линии КНБК с РУС для определения отклоняющей силы стала разработка программного обеспечения, позволяющего моделировать отклоняющее усилие на долоте в зависимости от усилия, создаваемого выдвижными лопатками интегрированного переводника РУС, изгибной жесткости каждой их трех секций (от долота до точки касания третьей секции РУС стенки скважины) и осевой нагрузки на долото [156-159].

На Рисунке 3.14 приведено сравнение полученных промысловых данных об интенсивности кривизны и рассчитанных на базе программы-тренажера.

Данные о промысловых значениях интенсивности кривизны скважины получены от ЗТС при применении импортного РУС при бурении 291 скважин. Сравнение проведено для КНБК с РУС с различными НУБТ и представлено на Рисунке 3.15 в интервале бурения горизонтального участка с зенитным углом 89-91° с нагрузкой на долото 68-79 кН. Сравнение показало, что достоверность расчета составляет в среднем 92%. Технология увеличения интенсивности кривизны при бурении горизонтальных участков скважин использована в таких регламентирующих документах как в П2-10 М-0005 ЮЛ-279 «Недопущение пересечения скважин»; П2-10 РГБП-0004 ЮЛ-279-4 «Контроль за скважинными работами», П2-10-РГБП-0005-ЮЛ-279 «Оказание услуг по ННБ на объектах Заказчика», П2-10 ТИ-0014 ЮЛ-279-6 «Эксплуатация элементов КНБК»; П2-10 ТИ-0019 ЮЛ-279-3 «По работе с ВЗД»; П2-10 ТИ-0024 ЮЛ-279 «Технологические срезки»; П2-10 ТИ-0025 ЮЛ-279 «Руководство по бурению».

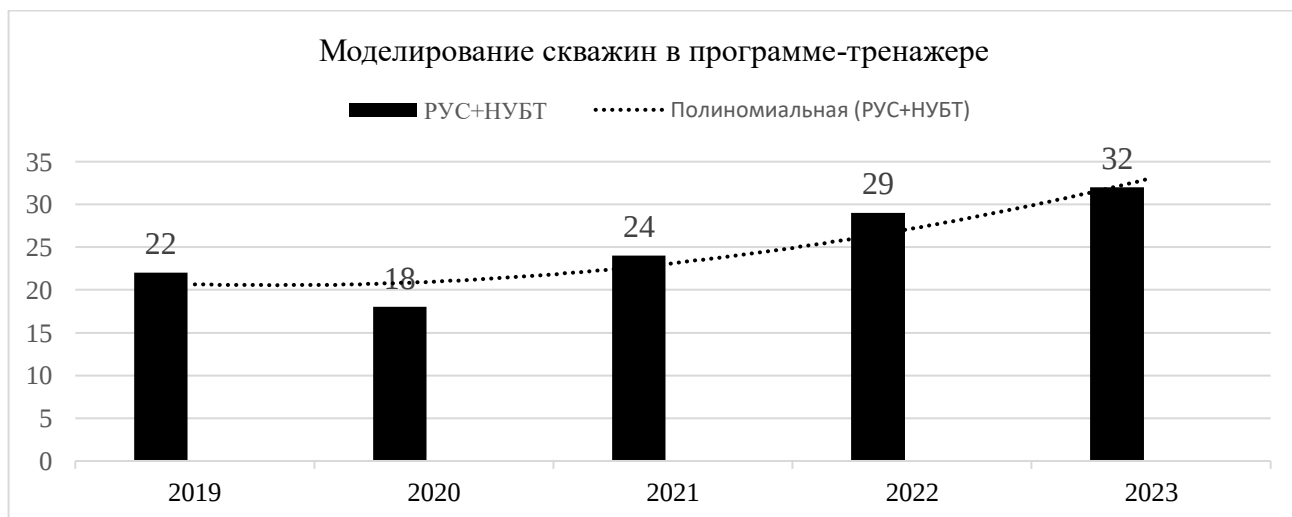


Рисунок 3.15 – Скважины, смоделированные в программе-тренажере

Программа-тренажер использована автором для моделирования типоразмера НУБТ для РУС, используемой в Западной Сибири при строительстве горизонтальных участков в 125 скважинах с 2019 по 2023 гг. с использованием КНБК с РУС и с подбором НУБТ (Рисунок 3.15).

Приведен расчет ожидаемого экономического эффекта от внедрения усовершенствованной технологии подбора НУБТ для бурения горизонтальных участков на базе программы-тренажера, который в целом составил до 42.500.000 рублей в год.

3.3 Расчет экономического эффекта совершенствования технологии проводки наклонно-направленных скважин с горизонтальным окончанием при промышленном внедрении разработанной программы-тренажера в ООО «Интеллектуальные системы»

Экономический эффект от внедрения программы-тренажера «Слайд Мастер» на типовой скважине двухколонной конструкции складывается из затрат на одну спуско-подъемную операцию для настройки характеристик КНБК с РУС. К настройке параметров относятся замена накладки на выдвижных лопатках РУС, замена НУБТ. Спуско-подъемная операция занимает в среднем 24 часа, которая включает 2 часа промывки с расхаживанием бурильной колонны, подъем КНБК в течении 10 часов, разборка и сборка КНБК 2 часа, спуск КНБК в скважину в течении 9 часов, промывка 1 час. Средняя стоимость сутки бурения на подрядчика по технико-технологическому сопровождению при бурении наклонно-направленных скважин и скважин с горизонтальным окончанием составляет 1,7 млн. руб. при использовании роторной управляемой системы.

Общее количество скважин, траектория которых моделировалась с использованием программы-тренажера «Слайд Мастер» с 2019-2023 гг. составила 125 шт. Таким образом, расчетный экономический эффект может составить до $25 \times 1,7 = 42$ млн. руб в год. С 01.11.2019г по 01.10.2023г в Западной Сибири пробурено 125 скважин с использованием РУС. Несмотря на применение программы-тренажера на относительно небольшой доле пробуренных скважин в

ООО «Интеллектуальные системы», получаемые при её использовании результаты показывают, что программа-тренажер является результативным инструментом при планировании бурения скважин с горизонтальным окончанием. К 2025-2026 гг. планируется увеличить количество скважин, которые будут моделироваться на базе программы-тренажера «Слайд Мастер».

Разработанная методология проектирования и технология сопровождения проводки горизонтальных секций скважин при использовании РУС позволила повысить точность: заданного пластового «коридора» в горизонтальной секции скважин на 76% и попадания проектного забоя скважины в круг допуска целей бурения на 86%.

3.4 Выводы по главе 3

1. Проведенные исследования и расчеты позволили разработать расчетные модели для создания наддолотного модуля, способного измерять 3 параметра, действующих на бурильный инструмент: осевой силы (до 200 кН), крутящего момента (20 кН·м) и изгибающего момента (16 кН·м). Результаты исследований выводятся в виде графиков суммарного действия изгибающего момента (поперечной силы), строятся в полярной системе координат по результату измерений на долоте на забое скважины.

2. Разработана программа-тренажер для инженеров по наклонно-направленному бурению, который способен моделировать: отклоняющую силу, воздействующую на КНБК, реакцию на долоте и тем самым отклонение траектории скважины. Общая совокупность функций, заложенных в программу-тренажер в условиях тренировки претендента на должность инженера по бурению может улучшить профессиональные навыки специалистов, расширить их компетенцию. На разработанную программу-тренажер получено свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2015618263 (Приложение А).

3. Проверка корректности функционирования модели программы-тренажера на основе сетей Петри показала работоспособность и корректность функционирования её алгоритмической структуры. Внедрение программы-тренажера позволило существенно улучшить производственные показатели в компаниях ООО «Бурение Сервис», ООО «ПИТЦ «Геофизика», ООО «Гольфстрим», оказывающих сервис в бурении направленных скважин с использованием забойных телеметрических систем, а также существенно обновить классический курс повышения квалификации для инженеров по бурению наклонно-направленных и горизонтальных скважин в ГАУ РНТИК «Баштехинформ» и ССП «ИДПО» УГНТУ (Приложение Б).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1 В результате выполненного системного анализа установлено, что ключевое влияние на точность проводки горизонтальной скважины оказывают изгибная жёсткость элементов компоновки низа бурильной колонны, осевая нагрузка на долото и вылет лопаток роторной управляемой системы. На основе анализа промысловых данных 872 горизонтальных и наклонно-направленных скважин Западной Сибири установлено, что при одновременно высокой изгибной жёсткости НУБТ и осевой нагрузке на долото снижается точность проводки горизонтального участка до 68 %.

2 Установлено, что регулирование вылета отклоняющих лопаток РУС и осевой нагрузки на долото является эффективным инструментом управления интенсивностью искривления скважины. Так, при увеличении осевой нагрузки с 58 до 137 кН и лопаток РУС с 203 до 220 мм соотношение отклоняющих сил на долоте и на РУС возрастает более чем в четыре раза с 11,6/46,4 кН до 69,9/67,1 кН соответственно, что обеспечивает повышение, например, точности проводки ствола горизонтальной скважины от 81 до 92 % а пластах толщиной 1,0 м.

3 Разработана математическая модель процесса искривления ствола скважины при бурении с использованием роторных управляемых систем с учетом в расчетах предела текучести горной породы по Штампу. Модель учитывает взаимодействие бурильного инструмента с породой при различных величинах зенитного угла, осевой нагрузки на долото и изгибной жёсткости немагнитной утяжелённой бурильной трубы. Сравнение расчётной интенсивности искривления ствола скважины на основе разработанной математической модели и промысловых данных при бурении 125 горизонтальных скважин показало повышение точности его прогнозирования с 80 % до 94 %.

4 На основании спроектированной автором практической системы поддержки принятия решений разработана научно обоснованная методика подбора геометрических параметров КНБК с РУС, реализованная в виде виртуальной программы-тренажёра, позволяющей подбирать рациональную компоновку низа бурильной колонны с РУС для управления траекторией ствола скважины. Программный продукт обеспечивает моделирование и прогнозирование траектории ствола скважины в зависимости от вылета лопаток РУС, осевой

нагрузки на долото и свойств разбуриваемых пород. В процессе бурения программа-тренажер в режиме реального времени анализирует поступающие с забойной телеметрии данные, формирует рекомендации по корректировке диаметра вылета лопаток РУС и осевой нагрузки на долото для поддержания проектной траектории. Внедрение разработанных решений в производственную практику позволило повысить точность проводки скважин по продуктивному пласту до 94,1 % и обеспечить экономический эффект до 42 млн рублей в год. Программа-тренажер зарегистрирована в Роспатенте (№ 2015618263, № 2020613187) и внедрена в образовательных и производственных организациях нефтегазового профиля.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Янгиров Ф. Н. Забойные телеметрические системы : учебное пособие / Ф. Н. Янгиров, А. Р. Яхин, В. П. Матюшин, И. Д. Мухаметгалиев. – Уфа : УГНТУ, 2017. – 56 с.
2. Мамедбеков О.К. Регулирование пространственного искривления наклонных скважин неориентируемыми забойными компоновками // Азерб. нефтяное хозяйство. – 1986. – № 3. – С. 27 – 30.
3. Басарыгин Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. пособие для вузов / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Просёлков; Рец.: каф. нефтегазового промысла Кубанского гос. технологического ун-та, д-р техн. наук, профессор В.Г. Гераськин, д-р техн. наук, профессор И.П. Дороднов. – М.: ООО Недра-Бизнесцентр, 2001. – 679 с.
4. А. с. 51881 СССР. Способ и приспособление для установки в буровой скважине ориентированного уипстока или коронки / А. Н. Шаныгин, Н. А. Кулигин (СССР). – ТП-0506; заявл. 19.09.1936; опубл. 30.09.1937.
5. А. с. 77323 Отклонитель для турбинно-направленного бурения / А. Н. Шаныгин (СССР). – 353935; заявл. 07.04.1947.
6. Сулакшин, С. С. Современные способы разрушения горных пород при бурении скважин / С. С. Сулакшин. – М. : Недра, 1964. – 106 с.
7. Инструкция по бурению наклонно-направленных скважин : РД 39-2-810-83 : утв. Министерством нефтяной промышленности СССР 17.12.1982 : ввод. в действие с 01.08.1983. – М., 1983. – 152 с.
8. Блинов, Г. А. Покорители земных недр / Г. А. Блинов, Э. С. Махновецкий. – Л.: Недра, 1986. – 144 с.
9. Виллерс, А. Продольный изгиб утяжеленных штанг / А. Виллерс // Zeitschrift für angewandte Mathematik und Mechanik. – 1941. – № 21.
10. Мухаметгалиев, И. Д. Развитие моделирования параметров КНБК для наклонно-направленного бурения / И. Д. Мухаметгалиев, А. Х. Аглиуллин, Р. А. Исмаков, М. Е. Логинова, А. Р. Яхин // SOCAR Proceedings. – 2020. – № 4. – С. 15–

23.

11. Левинсон, Л. М. Бурение и навигация наклонных и горизонтальных скважин : учеб. пособие / Л. М. Левинсон, Г. В. Конесев, Т. О. Акбулатов, М. Л. Левинсон, Р. А. Хасанов. – Уфа : УГНТУ, 2014. – 13 с.

12. Попов, А. Н. Теоретические предпосылки к вопросу моделирования устойчивости стенок скважины и прогнозирования гидроразрыва / А. Н. Попов, Р. А. Исмаков, Ф. Н. Янгиров, А. Р. Яхин, Абусал Юсеф, И. Д. Мухаметгалиев, Г. Л. Гаймалетдинова // SOCAR Proceedings. – 2021. – № 1. – С. 41–49.

13. Григорян, А. М. Вскрытие пластов многозабойными и горизонтальными скважинами / А. М. Григорян. – М. : Недра, 1969. – 190 с.

14. Мухаметгалиев И. Д., Аглиуллин А. Х., Чистов Д. И., Яхин А. Р. Аналитические исследования взаимодействия компоновки низа бурильной колонны со стенками скважины с горизонтальным окончанием // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2023. Вып. 6 (146). С. 29-39.

15. Вудс, Г. Искривление скважин при бурении : пер. с англ. / Г. Вудс, А. Лубински. – М. : Гостоптехиздат, 1960. – 161 с.

16. Toutain, P. Analyzing Drill String Behavior. An Introduction to Deviation Control Parameters. Part I. / P. Toutain // World Oil. – 1981. – VI. – Vol. 5, No. 6. – P. 2455–2457.

17. Toutain, P. Results of Dimensional Study Give Recommendations for Inclination Control. Part II. / P. Toutain // World Oil. – 1981. – VII. – Vol. 5, No. 7. – P. 4341–4350.

18. Акбулатов, Т. О. Информационное обеспечение процесса бурения: учеб. пособие / Т. О. Акбулатов, Л. М. Левинсон, Р. А. Исмаков, Р. А. Хасанов. – Уфа: Монография, 2010. – 67 с.

19. Султанов Б.З., Ишемгузин Е.И., Шаммасов Н.Х., Сорокин В.Н. Работа бурильной колонны в скважине. М.: Недра, 1973. 214 с.

20. Опыт применения КНБК-СА в условиях Западной Сибири/ Б.З. Султанов, А.В. Лягов, Р.Р. Сафиуллин и др. // Материалы V Всесоюз. науч.-техн. конф. "Разрушение горных пород при бурении скважин". Т.2/ Уфим. нефт. ин-т. – Уфа,

1990. – С.35-36.

21. Левинсон, Л. М. Бурение и навигация наклонных и горизонтальных скважин : учеб. пособие / Л. М. Левинсон, Г. В. Конесев, Т. О. Акбулатов, М. Л. Левинсон, Р. А. Хасанов. – Уфа : УГНТУ, 2014. – 13 с.

22. Гулизаде М.П. Закономерности искривления наклонных скважин и критерий стабилизации угла наклона / М.П. Гулизаде, Л.Я. Кауфман, Л.Я. Сушон // Нефтяное хозяйство. – 1972. – № 3.

23. Гулизаде М.П. Разработка забойных компоновок для стабилизации зенитного угла наклонных скважин / М.П. Гулизаде, О.К. Мамедбеков // Нефть и газ. – 1985. – № 6. – С. 17 – 22.

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

25. Мамедбеков О.К. Теоретическое исследование наката долота в стволе наклонной скважины // Нефть и газ. – 1989. – № 11. – С. 21 – 26.

26. Патент № 2039186 С1 Российская Федерация, МПК E21B 7/08. устройство для бурения наклонных скважин : № 4935036/03 : заявл. 06.05.1991 : опубл. 09.07.1995 / О. К. Мамедбеков, Л. Я. Кауфман, Ф. А. Абдулзаде ; заявитель Азербайджанский индустриальный университет им.М.Азизбекова. – EDN RNRIVF.

27. Гальянов, А. В. Исторические вехи развития горного искусства / А. В. Гальянов // Маркшейдерия и недропользование. – 2011. – Т. 51, № 1. – С. 62–70.

28. Гречин, Е. Г. Проектирование технических средств для бурения искривленных скважин: учебное пособие / Е. Г. Гречин, В. П. Овчинников. – Тюмень : Издательско-полиграфический центр «Экспресс», 2010. – 210 с.

29. Лягов А.В. Специальная компоновка нижней части бурильной колонны для бурения горизонтальных и сильно искривленных скважин/ А.В. Лягов, Д.И. Чистов// Диагностика, ресурс и прочность оборудования для добычи и переработки нефти: материалы республ. науч.-техн. конф./ Уфим. нефт. ин-т. – Уфа, 1989.

– С.94.

30. Зиненко В.П. Направленное бурение. - М.: Недра, 1990. -152 с.

31. Колесников А.Е., Мелентьев Н.Я. Искривление скважин. - М.: Недра, 1979.- 175с.

32. Левицкий А.З. К расчету и построению профиля направляющего участка горизонтальной скважины для вхождения в круг допуска по заданной траектории // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2000. №6 – 7. С. 6 – 9.

33. Ликвидация сложных аварий зарезкой второго ствола / С.В. Муравленко, В.Н. Артемьев, Н.И. Хисамутдинов и др. // Нефтяное хозяйство.-1994. -№2.-С. 25-27.

34. Безумов В.В., Солодкий К.М., Федоров А.Ф. Критерии забуриваемости вторых стволов забойными двигателями / Нефтяное хозяйство. - 1985. - №5. -С. 33-35.

35. Калинин А.Г. Освоение скважин с горизонтальным положением ствола в продуктивной части пласта // Нефтяное хозяйство. - 1991.- №7. - С . 8-9.

36. Калинин А.Г., Григорян Н.А., Султанов Б.З. Бурение наклонных скважин. М.: Недра, 1990. 346 с.

37. Оганов Г.С., Сароян А.Е., Прохоренко В.В., Ширин-Заде. С.А. Криволинейные энергосберегающие профили направленных скважин // Нефтяное хозяйство. 2010. №3.

38. Безумов В.В., Оганов А.С., Гаджиев Н.Р. Влияние отклоняющей силы на энергетические параметры отклоняющей КНБК при забурировании вторых стволов забойными двигателями /Нефтяное хозяйство. - №3. -С. 7 - 8.

39. Оганов Г.С., Сароян А.Е., Прохоренко В.В., Ширин-Заде. С.А. Криволинейные энергосберегающие профили направленных скважин // Нефтяное хозяйство. 2010. №3.

40. Мамедбеков О.К. Регулирование азимута при бурении наклонных скважин // Азерб. нефтяное хозяйство. – 1987. – № 5. – С. 58 – 61.

41. Сушон Л.Я., Емельянов П.В., Муллағалиев Р.Т. Управление

искривлением наклонных скважин в Западной Сибири. М.: Недра, 1988. 123 с.

42. Гречин, Е. Г. Проектирование технических средств для бурения искривленных скважин: учебное пособие / Е. Г. Гречин, В. П. Овчинников. – Тюмень : Издательско-полиграфический центр «Экспресс», 2010. – 210 с.

43. Мухаметгалиев, И.Д. Развитие технологий и технических средств бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин / И. Д. Мухаметгалиев // Монография. Уфа: изд-во Инфра-Инженерия, 2024. – 104 с.

44. Мухаметгалиев, И.Д. Технология бурения сложнопрофильных скважин / И. Д. Мухаметгалиев // Монография. Уфа: изд-во Инфра-Инженерия, 2024. – 116 с.

45. Методика расчёта интенсивности искривления ствола наклонной скважины. – Тюмень: Гипротюменнефтегаз, АЗИНЕФТЕХИМ, 1974. – 59 с.

46. Григорян Н.А. Бурение наклонных скважин уменьшенных и малых диаметров. – М.: «Недра», 1974. – 240 с.

47. Калинин А.Г. , Григорян Н.А., Султанов Б.З., Бурение наклонных скважин: Справочник. - М.: Недра, 1990. - 348 с.

48. Белоруссов В.О. Прогнозирование и расчет естественного искривления скважин / В.О. Белоруссов, Т.М. Боднарчук. – М.: «Недра», 1988. – 174 с.

49. Мамедбеков О.К. Исследование закономерностей изменения азимута наклонной скважины при бурении компоновкой с центратором // Нефть и газ. – 1984. – № 7. – С. 27 – 30.

50. Стефурак Р.И. Построение статистической модели процесса формирования траектории скважины / Р.И. Стефурак, А.С. Овсянников, М.Н. Яворский, В.Ю. Близнюков // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2001. – № 7. – С. 10 – 13.

51. Стефурак Р.И. Статистическое моделирование траектории скважины: порядок обработки данных и получение коэффициентов модели / Р.И. Стефурак, А.С. Овсянников, А.Н. Мартинюк, В.Ю. Близнюков // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2004. – № 1. – С. 16 – 18.

52. Сулакшин С.С. Направленное бурение. – М.: «Недра», 1987. – 272 с.

53. Гулизаде М.П. Съёмный перемещающийся центратор для забойных

двигателей / М.П. Гулизаде, С.А. Оганов, А.М. Мамедтагизаде, Э.С. Сакович, Н.А. Алиев // Техника и технология строительства скважин на суше и на море: Сб. науч. тр. – Баку: АЗИНЕФТЕХИМ, 1989. – № 7. – С. 13 – 15.

54. Суханов В.Б. Результаты промышленных испытаний КНБК с передвижным центратором / В.Б. Суханов, И.И. Барабашкин, А.С. Повалихин, А.Н. Сорокин // Нефтяное хозяйство. – 1990. – № 4. – С. 15–17.

55. Инструкция по бурению наклонных скважин с кустовых площадок на месторождениях Западной Сибири / М.Н. Сафиуллин, П.В. Емельянов, С.Н. Бастриков. – Тюмень: СибНИИНП, 1986. – 138 с.

56. Гречин Е.Г. Анализ работы неориентируемых компоновок для набора зенитного угла на скважинах Уренгойской группы месторождений / Е.Г. Гречин, В.П. Овчинников, К.Е. Панов // Бурение и нефть. – 2005. – № 4. – С. 40 – 42.

57. Гречин Е.Г. Исследование работы неориентируемых компоновок методом возможных перемещений долота / Е.Г. Гречин, В.П. Овчинников // Нефть и газ. – 2007. – № 5. – С. 30 – 36.

58. Зарубин В.С. Математическое моделирование в технике: Учеб. пособие для вузов; Рец.: профессор А.В. Манжиров, профессор В.Ф. Формалев. – М.: МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2003. – 495 с.

59. Повалихин А.С. Выбор КНБК для проводки наклонных прямолинейных интервалов профиля скважины в сложных горно-геологических условиях // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2005. – № 12. – С. 4 – 6.

60. Оганов Г.С. Анализ существующих методик расчета КНБК для бурения наклонно-направленных скважин / Г.С. Оганов, В.В. Прохоренко, А.С. Оганов // Строительство нефтяных и газовых скважин: Тез. докл. Краев. науч. техн. конф. мол. уч. и спец. г. Краснодар 23 – 27 окт. 1989. – Краснодар, 1989. – С. 7.

61. Шахбазбеков К.Б. К экспериментальному исследованию статики низа бурильной колонны в наклонной скважине / К.Б. Шахбазбеков, Л.Я. Сушон, А.А. Арутюнов // Нефть и газ. – 1972. – № 11. – С. 35 – 38.

62. Арутюнов А.А. Механизм работы КНБК с двумя центраторами в

наклонной скважине / А.А. Арутюнов, Л.Я. Кауфман, Л.Я. Сушон // Нефть и газ. – 1976. – № 4. – С. 29 – 30.

63. Мамедбеков О.К. Экспериментальное исследование наката долота в стволе наклонной скважины / О.К. Мамедбеков, В.Н. Самедов // Азерб. нефтяное хозяйство. – 1987. – № 10. – С. 21 – 24.

64. Рзаде С.А. К вопросу влияния параметров искривления наклонных скважин на показатели работы долота // Нефть и газ. – 1991. – № 2. – С. 25 – 28.

65. Кузнецов В.А. К вопросу изучения влияния режимных параметров бурения на интенсивность искривления скважин / В.А. Кузнецов, И.Я. Вайсбург // Теория и практика бурения наклонных скважин: Сб. науч. тр. – Баку: АЗИНЕФТЕХИМ, 1989. – С. 75 – 78.

66. Повалихин А.С. Оптимизация параметров управляемых КНБК для бурения субгоризонтальных интервалов профиля направленных скважин / А.С. Повалихин, К.М. Солодкий, А.Г. Шатровский // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008. – № 4. – С. 6 – 9.

67. Тимошенко С.П. Сопротивление материалов. – М.: «Наука», 1965. – Т. 1. – 365 с.

68. Тимошенко С.П. Сопротивление материалов. – М.: «Наука», 1965. – Т. 2. – 481 с.

69. Мамедбеков О.К. Определение числа опорно-центрирующих элементов для регулирования искривления ствола наклонной скважины // Теория и практика бурения наклонных скважин: Сб. науч. тр. – Баку: АЗИНЕФТЕХИМ, 1989. – С. 39 – 43.

70. Михарев В.В. Строительство кустовых направленных скважин: Монография / В.В. Михарев, В.Ф. Буслаев, Н.М. Уляшева, Ю.Л. Логачев. – Ухта: «Региональный Дом печати», 2004. – 228 с.

71. Пат. 2801729 РФ, МПК E21B 47/12. Геонавигационный комплекс, совмещённый с наддолотным модулем для измерения силовых параметров / О.Б. Трушкин, А.Р. Яхин, Ю.А.Ю. Абусал, И. Д. Мухаметгалиев (РФ). – 2022133758; 21.12.2022, Оpubл. 15.08.2023. Бюл. № 23.

72. Лягов А.В. Антивибрационная компоновка повышенной надежности для управления параметрами кривизны скважины/ А.В. Лягов, Р.Р.Сафиуллин, Б.З. Султанов// Механика горных пород при бурении: материалы Междунар. конф./ Грозн. нефт. ин-т. – Грозный, 1991.

73. Лягов А.В. Компоновка нижней части бурильной колонны с гироскопическим регулятором азимута для бурения наклонно-направленных скважин/ А.В. Лягов, Д.И. Чистов, Б.З. Султанов// Механика горных пород при бурении: Материалы Междунар. конф./ Грозн. нефт. ин-т. – Грозный, 1991. – С.93.

74. Лягов А.В. Опыт колтюбингового бурения горизонтальной скважины в АНК «Башнефть»/ А.В. Лягов// Время колтюбинга. – 2004. – №8. – С.40-45.

75. Лягов А.В. Опыт колтюбингового бурения горизонтальной скважины российским оборудованием и инструментом в АНК «Башнефть»/ А.В. Лягов, Е.Г. Асеев, Н.А. Шамов// Нефтегазовое дело. – 2004.
<http://www.ogbus.ru/authors/Lyagov/Lyagov1.pdf>.

76. Лягов А.В. Особенности динамического формирования забоя скважин/ А.В. Лягов// Нефтяное хозяйство. – 2004. – №6. – С.68-71.

77. Двойников М. В. Анализ проектных решений и технологических приемов проектирования и реализации профилей наклонно направленных и горизонтальных скважин // Известия вузов. Нефть и газ. 2013. № 4. С. 40-44. EDN: RCDECB.

78. Котельников, А. Д. Анализ технологии бурения скважин с применением телеметрических и роторных управляемых систем на Приобском месторождении / А. Д. Котельников, Ш. Г. Гарайшин // Современные проблемы нефтегазового оборудования-2021 : Материалы Международной научно-технической конференции, Уфа, 15 декабря 2021 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 23-29. – EDN QIAQYX.

79. Шевченко И.А. Бурение скважин с большим отходом от вертикали с использованием роторных управляемых систем при контроле геофизических параметров в режиме реального времени / И.А. Шевченко // Естественные и технические науки, 2014. - №2. - С. 36-39.

80. Заикин И.П. Применение роторной управляемой системы PowerDrive и

системы каротажа PeriScore при бурении горизонтальной скважины / И.П. Заикин, М.В. Панков, Н.А. Исмаилов, С.В. Пушкарев // Нефтяное хозяйство, 2009. - №11. - С. 6. EDN: KZIJJN.

81. Ишбаев Г.Г. Первая роторно-управляемая система гидромеханического типа в России создана в компании «БУРИНТЕХ» / А.Г. Балута, С.Ю. Вагапов, И.Р. Ишмуратов, Д.С. Гиниятов // Бурение и нефть, 2018. - №12. – С. 28 -31.

82. Закиров А.Я. Первые результаты испытаний роторно-управляемых систем российского производства // Журнал ПРОНЕФТЬ. 2016. № 2. С. 43–47.

83. Годовой отчет публичного акционерного общества «Акционерная нефтяная Компания «Башнефть» за 2023 год. Утвержден годовым общим собранием акционеров ОАО АНК «Башнефть» Протокол №56 от 26.06.2024г. Уфа, 2024. - 86с.

84. Хасанов, Р. А. Совершенствование технологии проводки скважин сложного профиля при использовании телеметрических и роторных управляемых систем : специальность 25.00.15 "Технология бурения и освоения скважин" : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Хасанов Ренат Асхадович, 2021. – 179 с. – EDN MRHICYU.

85. Мухаметгалиев, И. Д. Анализ работы имитационных тренажерных комплексов для обучения практическим навыкам бурения / И. Д. Мухаметгалиев, Р. А. Исмаков, А. Р. Хафизов, С. Г. Гуменников, М. Р. Галлямов // Нефтегазовое дело. – 2016. – Т. 14, № 4. – С. 9–13.

86. Кульчицкий, В. В. Проектная практика по технологиям дистанционного интерактивно-производственного обучения инженерным профессиям / В. В. Кульчицкий // Высшее образование сегодня. – 2011. – № 12. – С. 10-13. – EDN TVATPZ.

87. Интерактивно-производственная профессиональная переподготовка по буровому супервайзингу / В. Г. Мартынов, В. В. Кульчицкий, Н. Н. Голунов, А. В. Щебетов // Газовая промышленность. – 2023. – № 4(847). – С. 42-47. – EDN JDIESZ.

88. Шарафутдинов А. А. Совершенствование оценки эффективности совместной тренажерной подготовки персонала объектов ТЭК и личного состава

пожарной охраны: дис... канд. техн. наук. Уфа, 2016. 173 с.

89. Малюгин, А. А. Расчет гидравлики скважины в процессе бурения в составе тренажерных систем / А. А. Малюгин, Д. В. Казунин // Международное научное издание «Современные фундаментальные и прикладные исследования». – 2017. – № 1. – С. 47–54.

90. Малюгин, А. А. Расчет колебаний бурильной колонны в режиме реального времени в составе тренажерных систем / А. А. Малюгин, Д. В. Казунин // Вестник Санкт-Петербургского университета. Серия 10. Прикладная математика. Информатика. Процессы управления. – 2017. – Т. 13. – № 1. – С. 91–101.

91. Odegard, S. I. Advanced Dynamic Training Simulator for Drilling as Well as Related Experience from Training of Drilling Teams with Focus on Realistic Downhole Feedback / S. I. Odegard, e.a. // SPE/IADC Drilling Conference. – Society of Petroleum Engineers, 2013.

92. Scott, L. Use of a Life Cycle Drilling Simulation System on a Challenging HPHT Drilling Operation in the Norwegian Sea / L. Scott, e.a. // SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2016.

93. Антаманов С. И., Марков О. А., Середа Н. Г. Экспериментальные исследования сил контактного давления центра-торов на стенки скважины, «Нефтяное хозяйство», 1970, № 9.

94. Балицкий П. В. Исследование на механической модели статистической устойчивости колонны бурильных труб. Сб. «Нефтяное машиностроение», Т. III. М., Гостоптехиздат, 1958.

95. Григорьев В. И., Сидоров Н. А., Алишанян Р. Р. характере вращения и изгиба низа бурильной колонны, «Нефтяное хозяйство», 1957, № 12.

96. Григорьев В. И., Сидоров Н. А. Борьба с искривлениями стволов скважин в турбинном бурении, М., Гостоптехиздат, 1957.

97. Халиуллин А. Г., Садигов А. С. К исследованию низа бурильной колонны с учетом жесткости турбобура при работе на прямой трубе в наклонной скважине. «Нефть и газ», 1966, № 9.

98. Сароян А. Е. Основы расчета бурильных колонн, М., Гостоптехиздат,

1961.

99. Феодосьев В. И. Избранные задачи и вопросы по сопротивлению материалов. М., «Наука», 1967.

100. Григорьев В. И., Сидоров Н. А., Алишанян Р. Р. Характере вращения и изгиба низа бурильной колонны, «Нефтяное хозяйство», 1957, № 12.

101. Аветисян Н. Г., Григорьев В. И., Губарев Б. М., Дейнега Г. Н. О величине контактного усилия между изогнутым низом бурильной колонны и стенкой скважины, «Нефть и газ», 1966, № 7.

102. Халиуллин А. Г., Садигов А. С. К исследованию низа бурильной колонны с учетом жесткости турбобура при работе на прямой трубе в наклонной скважине. «Нефть и газ», 1966, № 9.

103. Гулизаде М. П. Турбинное бурение наклонных скважин. Баку, Азнефтенздат, 1959.

104. Бронзов А. С., Васильев Ю. С., Шетлер Г. А. Турбинное бурение наклонных скважин. М., «Недра», 1965. 248 с.

105. Исмаков, Р. А. Применение виртуальной программы тренажера для ЭВМ «Слайд Мастер 1.18» для обучения практическим навыкам бурения нефтяных и газовых скважин с использованием забойных телеметрических систем / Р. А. Исмаков, Д. В. Рахматуллин, И. Д. Мухаметгалиев // Сб. матер. Всеросс. науч.-практ. конф., посвященной 85-летию доктора технических наук, профессора, академика РАЕН В. И. Кудинова / Удмуртский государственный университет, Институт нефти и газа им. М. С. Гуцериева. – 2016. – С. 93–102.

106. Акбулатов, Т. О. Определение расчетного радиуса искривления при работе роторных управляемых систем (РУС) / Т. О. Акбулатов, Л. М. Левинсон, Р. А. Хасанов // Журнал «Территория «НЕФТЕГАЗ». - М.: ООО «Камелот Паблишинг», 2007. - № 10. - С. 20-25.

107. Григорян Н. А. Бурение наклонных скважин уменьшенных и малых диаметров. М., «Недра», 1974, 240 с.

108. А.С. Повалихин, А.Г. Калинин, С.Н. Бастриков, К.М. Солодкий. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин. / Под об- щей

редакцией доктора технических наук, профессора А.Г. Калинина - М: Изд. ЦентрЛитНефтеГаз. - 2011. - 647 с.

109. Федоров В.С. Научные основы режимов бурения – Гостоптехиздат, 1951.

110. Информационное обеспечение оптимального управления бурением скважин / В. А. Бражников, А. А. Фурнэ. - М. : Недра, 1989. - 205,[1] с.

111. Шевченко Д.И. Повышение промышленной безопасности нефтегазовых объектов путем совершенствования методологии оценки эффективности тренажерной подготовки персонала: дис. ...д-ра техн. наук: 05.26.03/Шевченко Дмитрий Иванович. – Уфа,2013. - 396 с.

112. Мухаметгалиев, И. Д. Тренажер «Слайд Мастер 1.18» для изучения курса «Технология бурения сложно-профильных скважин»: учеб. пособие / И. Д. Мухаметгалиев, Р. А. Исмаков, А. Р. Хафизов, Л. М. Левинсон. – Уфа : УГНТУ, 2017. – 104 с.

113. Измерительные информационные системы в нефтяной промышленности / Т. М. Алиев, А. М. Мелик-Шахназаров, А. А. Тер-Хачатуров. - М. : Недра, 1981. - 351с.

114. Гиниятов И.Г. Разработка тренажерного оборудования для повышения безопасности технологических процессов на нефтегазовых объектах: дис. ... канд. техн. наук: 05.26.03/Гиниятов Ильнур Гумарович. -Уфа, 2009.- 232 с.

115. Мухаметгалиев, И. Д. Применение виртуальной программы-тренажера для ЭВМ «Слайд Мастер 1.18» для обучения практическим навыкам бурения нефтяных и газовых скважин / И. Д. Мухаметгалиев, С. С. Чиглинцев, Р. А. Исмаков // Рассохинские чтения : сб. науч. тр. Междунар. семинара. – Уфа : УГНТУ, 2016. – С. 148–154.

116. Информационное обеспечение оптимизации бурения и конструирования алмазного породоразрушающего инструмента / А.В. Сахаров. - СПб. : ВИТР, 2003 (ФГУП ВИТР). - 188 с.

117. Привалова Д.В. Система 3D-моделирования, ориентированная для использования в тренажерах:дис. ... канд. техн. наук: 05.13.01/ Привалова Дарья

Владимировна. – СПб., 2003. – 230 с.

118. Мухаметгалиев, И. Д. Аттестация, обучение, переквалификация инженерно-технического персонала с применением виртуальной программы-тренажера для ЭВМ «СЛАЙД МАСТЕР 1.18» / И. Д. Мухаметгалиев, Р. А. Исмаков, Д. В. Рахматуллин // Сб. науч. тр. Междунар. науч.-техн. конф., посвященной памяти академика А. Х. Миржадзанзаде. – Уфа : УГНТУ, 2016. – С. 305–309.

119. Гиниятов И.Г., Сафончик Е.И., Хафизов Ф.Ш., Кудрявцев А.А. Имитационный тренажер для обучения технического персонала ОАО «АК «Транснефть» // Журнал «Itech – интеллектуальные технологии». – 2008. – № 9. С. 70-71.

120. Мухаметгалиев, И. Д. Квалификационный отбор инженерно-технического персонала в сфере наклонно-направленного бурения с применением инженерного тренажера «СЛАЙД МАСТЕР 1.18» / И. Д. Мухаметгалиев, Р. А. Исмаков, Д. В. Рахматуллин // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : сб. науч. тр. Междунар. науч.-практ. конф. – Альметьевск : АГНИ, 2016. – С. 262–267.

121. Цуприков, А. А. Интеллектуальная система адаптивного управления технологическим процессом бурения нефтегазовых скважин : специальность 05.13.06 "Автоматизация и управление технологическими процессами и производствами (по отраслям)" : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Цуприков Александр Александрович. – Краснодар, 2020. – 427 с. – EDN MPRXTW.

122. Информационное обеспечение строительства нефтяных и газовых скважин / Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов, В.И. Демихов. - Краснодар : Просвещение-Юг, 2000. - 316 с.

123. Гиниятов И.Г., Хафизов Ф.Ш., Кудрявцев А.А. Подготовка и тренинг персонала объектов нефтегазового комплекса с использованием имитационных тренажеров // НТЖ «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов» / ИПТЭР. – Уфа, 2008. – Вып. 4 (74). – 2008. – С. 80-83.

124. Мухаметгалиев, И. Д. Разработка имитационной модели технологического процесса механического бурения нефтяных скважин на структурном уровне / И. Д. Мухаметгалиев, З. В. Агзамов // Электропривод, электротехнологии и электрооборудование предприятий : сб. науч. тр. IV Междунар. науч.-техн. конф. – Уфа : УГНТУ, 2019. – С. 167–174.

125. Мухаметгалиев, И. Д. Применение виртуальной программы-тренажера для ЭВМ «Слайд Мастер 1.18» для обучения практическим навыкам бурения нефтяных и газовых скважин с использованием забойных телеметрических систем / И. Д. Мухаметгалиев, Р. А. Исмаков, Д. В. Рахматуллин // Электронный научный журнал «Нефтяная провинция». – 2015. – № 4. – С. 127–138.

126. Шарафутдинов А.А. Создание тренажеров виртуальной реальности для бакалавров специальности "Техносферная безопасность" в УГНТУ/ Устюжанина А.Ю., Яковлева Е.М.// Инновационное нефтегазовое оборудование: проблемы и решения: сб. статей по матер. всеросс.. науч.-техн. конф., - Уфа, УГНТУ.

127. Мухаметгалиев, И. Д. Моделирование процесса строительства наклонно-направленных скважин для добычи высоковязких нефтей и битумов с применением инженерной программы-тренажер «СЛАЙД МАСТЕР 1.18» / Исмаков Р. А., Рахматуллин Д. В., Мухаметгалиев И. Д., Щёлков Д. С., Мухаметшин А. М. // Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов: материалы всероссийской науч.-тех. конф. УГТУ. – Ухта : УГТУ, 2016. – С. 51 - 55.

128. Мухаметгалиев, И. Д. Разработка человеко-машинного интерфейса тренажера наклонно-направленного бурения / И. Д. Мухаметгалиев, З. В. Агзамов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – Вып. 1 (123). – С. 38–55.

129. Мухаметгалиев, И. Д. Особенности разработки человеко-машинного интерфейса для программного обеспечения наклонно-направленного бурения / И.Д. Мухаметгалиев, З.В. Агзамов // Тезисы докладов науч.-тех. форума «СамараНИПИнефть». – Самара : «СамараНИПИнефть», 2020. – С. 131-132.

130. Кибернетика в бурении / Е. А. Козловский, В. М. Питерский, М. А.

Комаров. - М. : Недра, 1982. - 300 с.

131. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2020613186. Имитационное моделирование процесса проектирования компоновки низа бурильной колонны / Мухаметгалиев И. Д., Аглиуллин А. Х., Исмаков Р. А., Мухаметгалиев Р. Д.; заявитель и правообладатель ФГБОУ ВО «УГНТУ». – 2020612369; заявл. 04.03.2020; опубл. 11.03.2020. Бюл. №3.

132. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2020613187. Имитационное моделирование процесса строительства скважины / Мухаметгалиев И. Д., Аглиуллин А. Х., Исмаков Р. А., Мухаметгалиев Р. Д.; заявитель и правообладатель ФГБОУ ВО «УГНТУ». – 2020612371; заявл. 04.03.2020; опубл. 11.03.2020. Бюл. №3.

133. Bhardwaj, V. K. Drilling Process Simulation: Status, Outlooks and Comparisons to Other Industries / V. K. Bhardwaj, e.a. // SPE Intelligent Energy International Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2016.

134. Booth, J. D. According to the Future Planning of Drilling and the Requirements of Decision Support: a New Drilling Simulator / J. D. Booth, I. R. Bradford // Publisher Society of Petroleum Engineers Source SPE Drilling & Completion. – 2001. – No. 1 – P. 21–29.

135. Маккрей, Л. У. Технология бурения нефтяных скважин / Л. У. Маккрей, Ф. У. Коле. – М. : Гостоптехиздат, 1963. – 417 с.

136. Малюга, А. Г. Инклинометры для исследования глубоких и сверхглубоких скважин : дисс. ... д-ра техн. наук : 25.00.14 / Малюга Анатолий Георгиевич. – М., 2005. – 254 с.

137. Маркелов, Н. Н. Искривление скважин / Н. Н. Маркелов // Нефтяное хозяйство. – 1930. – № 1. – С. 34–50.

138. Мухаметгалиев, И. Д. Зарождение и развитие наклонно-направленного бурения скважин для добычи полезных ископаемых / И. Д. Мухаметгалиев, А. Х. Аглиуллин, Р. А. Исмаков, М. Х. Аль-Сухили // История науки и техники. – 2020. – № 1. – С. 53–59.

139. Мухаметгалиев, И. Д. История и особенности развития техники и

технологии наклонно-направленного бурения нефтегазовых скважин в XX веке / И. Д. Мухаметгалиев, А. Х. Аглиуллин, Р. А. Исмаков, Ч. Т. Мухаметгалиева // История науки и техники. – 2020. – № 8. – С. 39–50.

140. Мухаметгалиев, И. Д. Автоматизация процесса бурения скважин с использованием винтовых забойных двигателей / И. Д. Мухаметгалиев, А. Ф. Нигматуллин, А. В. Муртазин // Электронный научный журнал «Нефтяная провинция». – 2017. – № 2. – С. 29–39.

141. Мухаметгалиев, И. Д. Аккредитация кадров и рационализация набора полевого персонала объектов бурения НГС на должность инженеров по бурению, а также обучение студентов УОУ путем симуляции процесса бурения с использованием программы ЭВМ «СЛАЙД МАСТЕР 1.18» / И. Д. Мухаметгалиев, С. С. Чиглинцев, Р. А. Исмаков // Сервисные услуги в добыче нефти : сб. науч. тр. II науч.-техн. конф. – Уфа : УГНТУ, 2015. – С. 148–154.

142. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2015612134. Компьютерный тренажер «Буровой Инжиниринг v 2.15» / Мухаметгалиев И. Д., Исмаков Р. А., Конев Р. М., Чиглинцев С. С.; заявитель и правообладатель Мухаметгалиев Ильмир Дамирович. – 2014663103; заявл. 16.12.2014; опубл 13.02.2015.

143. Мухаметгалиев, И. Д. Промысловый анализ забойных телеметрических систем, применяемых в регионах Урало-Поволжья / И.Д. Мухаметгалиев, И.А. Мустафин // Сб. науч. тр. 71-й науч.-тех. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. – Уфа : УГНТУ, 2020. – С. 96–97.

144. Мухаметгалиев, И. Д. Математические модели механической скорости проходки для условий Западно-Сибирской нефтегазовой провинции / И.Д. Мухаметгалиев, А.Р. Нургалиев, И.А. Мустафин // Сб. науч. тр. 71-й науч.-тех. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. – Уфа : УГНТУ, 2020. – С. 98.

145. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2017663673. Программа для работы с ликвидацией газонефтеводопроявления

(ГНВП) / Мухаметгалиев И. Д., Янгиров Ф. Н., Яхин А. Р.; заявитель и правообладатель ФГБОУ ВО «УГНТУ». – 2017660657; заявл. 23.10.2017; опубл. 08.12.2017.

146. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2017663672. Программа для работы с забойным буровым оборудованием КНБК / Мухаметгалиев И. Д., Янгиров Ф. Н., Яхин А. Р.; заявитель и правообладатель ФГБОУ ВО «УГНТУ». – 2017660656; заявл. 23.10.2017; опубл. 08.12.2017.

147. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2015618263. Слайд Мастер 1.18 / Мухаметгалиев И. Д., Исмаков Р. А., Чиглинцев С. С.; заявитель и правообладатель Мухаметгалиев Ильмир Дамирович. – 2015614740; заявл. 04.06.2015; опубл. 04.08.2015.

148. Пат. 143548 РФ, МПК E21B 7/08, E21B 29/06. Клиновой отклонитель для забуривания боковых стволов из скважины / И.Д. Мухаметгалиев, Р.А. Исмаков, А.Г. Габсалихов (РФ). - 2014107115/03; Опубл. 27.07.2014. Бюл. № 21.

149. Исмаков, Р. А. Проектирование профиля наклонно-направленной скважины с применением ЭВМ : электрон. учеб.-метод. пособие / Р. А. Исмаков, Д. В. Рахматуллин, И. Д. Мухаметгалиев. – Уфа : УГНТУ, 2014. – 18 с.

150. Исмаков, Р. А. Компьютерное математическое моделирование процесса первичного вскрытия пласта / Р. А. Исмаков, В. Г. Конесев, К. Т. Суфьянов, И. Н. Орлов, В. Р. Рахматуллин // Бурение и нефть: электрон. науч. журн. – 2014. – № 12. – С. 47–49.

151. Литвиненко В.С. Обоснование выбора параметров режима бурения скважин роторными управляемыми системами / В.С.Литвиненко, М.В.Двойников // Записки Горного института. 2019. Т. 235. С. 24-29. DOI: 10.31897/PMI.2019.1.24

152. Кульчицкий В., Ахметшин М. Проектирование строительства горизонтальных скважин в Западной Сибири. / Бурение и нефть. - 2004. - №4. С.13-15.

153. Лягов А.В. Антивибрационная стабилизирующая компоновка нижней части бурильной колонны (КНБК-СА): проспект ВДНХ СССР №ПО1469/ А.В. Лягов, Б.З. Султанов, Р.Р. Сафиуллин; Уфим. нефт. ин-т. – Уфа, 1987. – 3с.

154. Мухаметгалиев, И.Д. Оптимизация режимов бурения с помощью устройства для измерения отклоняющей силы компоновки низа бурильной колонны во время бурения / Яхин А.Р., Мухаметгалиев И.Д., Трушкин О.Б., Ядрин В.В. // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2022. – № 6. – С. 55-65.

155. Мухаметгалиев, И. Д. Система поддержки принятия решений по формированию компоновки низа бурильной колонны для управления направленным бурением скважин / З. В. Агзамов, И. Д. Мухаметгалиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – № 6(122). – С. 9-20.

156. Буслаев В.Ф. Техника и технология безориентированного управления траекторией наклонно-направленных скважин // Сб. науч. тр. Печорнипинефть. – Ухта, 1997. – С. 17 – 20.

157. Кейн С.А. Современные методы проектирования и управления траекториями горизонтальных скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008. – № 4. – С. 10 – 13.

158. Попов, А. Н. Некоторые вопросы обеспечения устойчивости стенок наклонно-направленных скважин и предупреждения поглощений технологических жидкостей / А. Н. Попов, Р. А. Исмаков, А. Р. Яхин, И. Д. Мухаметгалиев // SOCAR Proceedings. – 2021. – № 1. – С. 60–67.

159. Мухаметгалиев, И.Д. Сравнительный анализ методов расчета интенсивности искривления наклонно-направленных скважин/ А.Х. Аглиуллин, // Международная отраслевая научной конференции имени профессора Л. А. Алексеева, посвященная проблемам бурения и освоения нефтяных и газовых скважин / УГНТУ. – Уфа, 2025. – С. 98

Приложение А

(справочное)

Свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО
о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2020613187

**ИМИТАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА
СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ**

Правообладатель: *Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет» (RU)*

Авторы: *Мухаметгалиев Ильмир Дамирович (RU), Аглиуллин Ахтям Халимович (RU), Исмаков Рустэм Адипович (RU), Мухаметгалиев Радмир Дамирович (RU)*

Заявка № **2020612371**
Дата поступления **04 марта 2020 г.**
Дата государственной регистрации
в Реестре программ для ЭВМ **11 марта 2020 г.**

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности



Г.П. Ивлиев

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2015618263

Слайд Мастер 1.18

Правообладатель: *Мухаметгалиев Ильмир Дамирович (RU)*

Авторы: *Мухаметгалиев Ильмир Дамирович (RU), Исмаков Рустэм Адипович (RU), Чиглинцев Сергей Сергеевич (RU)*

Заявка № 2015614740

Дата поступления 04 июня 2015 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 04 августа 2015 г.



Врио руководителя Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Л.Л. Кирий

Приложение Б (справочное)

Справки о внедрении результатов диссертационной работы



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ»
(ООО «Интеллектуальные системы»)

Почтовый адрес / Юридический адрес: ул. Топольн. д. 60, этаж 3, г. Уфа, Республика Башкортостан, РФ, 450076
Тел.: (347) 249-56-80, e-mail: info@isnb.ru
ОГРН 1190280018225, ИНН/КПП 0245059806 / 027401001

от 27.11.2023 г. № 01-02/1789

на № _____ от _____

Ректору Уфимского
государственного нефтяного
технического университета
О.Г. Баулину

*О применении
тренажера*

Уважаемый Олег Александрович!

Настоящим письмом сообщаем Вам, что ООО «Интеллектуальные системы» подтверждает применение разработанной Мухаметталиевым Ильмиром Дамировичем программы-тренажер «Слайд Мастер 1.18» для обучения инженеров-технологов по наклонно-направленному бурению.

В исключительных случаях тренажер может быть применен для анализа бурильной колонны на предмет устойчивости её механических параметров внешним факторам, которые могут быть вызваны горно-геологическими особенностями строения продуктивного пласта горизонтальной секции скважины. Методика имитационного моделирования эксплуатации КНБК для бурения направленных скважин на базе программы-тренажера позволила улучшить производственные показатели и сократить издержки.

Приложение:

1. Свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ №2015618263 «Слайд Мастер 1.18».

С уважением,

Заместитель генерального
директора по производству

А.В. Павлов

Исп.: Глухих Екатерина Олеговна
E-mail: EO.Glukhikh@isnb.ru



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ»
(ООО «Интеллектуальные системы»)

Почтовый адрес / Юридический адрес: ул. Тополя, д. 60, этаж 3, г. Уфа, Республика Башкортостан, РФ, 450076
Тел.: (347) 249-56-80, e-mail: info@isnmb.rosneft.ru
ОГРН 1190280019225, ИНН / КПП 0245959606 / 027401001

**В совет по защите докторских и
кандидатских диссертаций
24.2.428.03 при Уфимском
государственном нефтяном
техническом университете**

О скважинах с технологическим сопровождением

Настоящим подтверждаем, что Мухаметгалиев Ильмир Дамирович, главный специалист Производственного управления ООО «Интеллектуальные системы» в период с 01.11.2019 по 01.10.2023 принимал непосредственное участие (с внедрением результатов его диссертационной работы) в технологическом сопровождении 125 наклонно-направленных скважин с горизонтальным окончанием с использованием роторных управляемых систем.

С уважением,
Заместитель генерального директора по производству
ООО «Интеллектуальные системы»

Павлов А.В.

Исп.: Мухаметгалиев И.Д.
Тел.: + 7 929 755 5558, e-mail: ID.Mukhametgaliev@isnmb.ru



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ»
(ООО «Интеллектуальные системы»)

Почтовый адрес / Юридический адрес: ул. Гоголя, д. 60, этаж 3, г. Уфа, Республика Башкортостан, РФ, 450076
Тел.: (347) 249-56480, e-mail: info@isnmb.rosneft.ru
ОГРН 1190280019225, ИНН / КПП 0245959806 / 027401001

**В совет по защите докторских и
кандидатских диссертаций
24.2.428.03 при Уфимском
государственном нефтяном
техническом университете**

О руководящих документах

Настоящим подтверждаем, что Мухаметгалиев Ильмир Дамирович, главный специалист Производственного управления ООО «Интеллектуальные системы» в период с 01.11.2019 по 01.10.2023 принимал непосредственное участие в разработке (с внедрением результатов диссертационной работы) руководящих документов ООО «Интеллектуальные системы» технологические инструкции: П2-10 М-0005 ЮЛ-279 Недопущение пересечения скважин, П2-10 РГБП-0004 ЮЛ-279_4 Контроль за скважинными работами, П2-10 РГБП-0005 ЮЛ-279 Оказание услуг по ННБ на объектах Заказчика, П2-10 ТИ-0014 ЮЛ-279_6 Эксплуатация элементов КНБК, П2-10 ТИ-0019 ЮЛ-279_3 По работе с ВЗД, П2-10 ТИ-0024 ЮЛ-279 Технологические срезки, П2-10 ТИ-0025 ЮЛ-279 Руководство по бурению.

С уважением,
Заместитель генерального директора по производству
ООО «Интеллектуальные системы»

Павлов А.В.

Исп.: Мухаметгалиев И.Д.
Тел.: + 7 929 755 5558, e-mail: ID.Mukhametgaliev@isnmb.ru

«ТНГ-Групп»

ул. Ворошилова, 21, г. Бугульма,
Республика Татарстан, Россия, 423236



«TNG-Group»

21, Voroshilov Street, Bugulma,
423236, Tatarstan, Russia

Phone: +7(85594) 7-75-12, 4-05-33, fax: +7(85594) 7-75-87
E-mail: tng@tng.ru, http://www.tng.ru INN/KPP 1645019164/164501001

11.01.2021

№ 16/иск.

*О внедрении в учебный процесс
тренажера по наклонно-направленному бурению «Слайд Мастер».*

Справка.

Приобретенная на коммерческой основе программы-тренажера по наклонно-направленному бурению «Слайд Мастер» применяется в опытно-производственной экспедиции «Геонавигация» с октября 2017 года, в рамках курсов повышения квалификации инженеров на наклонно-направленному бурению. В исключительных случаях тренажер применяется для проверки компетенции персонала, принимаемого на работу, получены положительные результаты во время имитационного моделирования проектирования КНБК для ориентированного бурения. Методика имитационного моделирования структуры КНБК для бурения направленных скважин на базе программы-тренажера позволила улучшить производственные показатели и сократить издержки.

Начальник опытно-производственной
экспедиции
ООО «ТНГ-Групп»



Иванов А.А.



"Октябрьский күп профилле укытыу үзәге"
өстәмә һөнәри белем биреү автономиялы
коммерцияләшмәгән ойошмаһы

БАШКОРТОСТАН РЕСПУБЛИКАҺЫ
452602, Октябрьский калаһы,
Бакса әйләңеше урамы, й. 4Б
Тел. (34767) 655 05
e-mail: otsmo@petrotool.ru



Автономная некоммерческая организация
дополнительного профессионального образования
"Октябрьский центр многопрофильного обучения"

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ,
РЕСПУБЛИКА БАШКОРТОСТАН,
452602, город Октябрьский,
ул. Садовое кольцо, д.4 корпус Б
Tel/fax: (34767) 655 05
e-mail: otsmo@petrotool.ru

Исх 256 от 16.01.2014

Справка

О применении программы-тренажера по наклонно-направленному бурению
«Слайд Мастер» для повышения квалификации ИТР

Приобретенная на коммерческой основе разработка «Виртуальный тренажер по наклонно-направленному бурению "Слайд Мастер"» применяется на курсах повышения квалификации для инженерно-технических работников на регулярной основе с декабря 2017 года. Тренажер применяется для моделирования производственных процессов и тем самым отработки практических навыков слушателей курсов повышения квалификации.

Заместитель директора



Варламова Н.С.

ИНН: 0265043480 КПП: 026501001 ОГРН: 1160280099341
Р/СЧЕТ: 40703810325300000022 Приволжский филиал ПАО «РОСБАНК»
КОР/СЧЕТ: 30101810400000000747 БИК: 042202747

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
ПЕРМСКОГО КРАЯ**

**Государственное бюджетное
профессиональное образовательное
учреждение
«Пермский нефтяной колледж»
(ГБПОУ «Пермский нефтяной колледж»)**

Гагарина бульвар, д. 54, г. Пермь,
Пермский край, 614077
Тел. (факс) (342) 282-04-00.
E-mail: pnk59@bk.ru
<http://www.pnk59.ru>
ОКПО 00146790, ОГРН 1025901377303,
ИНН/КПП 5906009379/590601001

«11» января 2021 года № 01

СПРАВКА

**О применении
программы-тренажера по наклонно-направленному бурению**

Подтверждаем применение в образовательном процессе программы-тренажера по наклонно-направленному бурению «Слайд Мастер WEB», приобретенной на коммерческой основе, при чтении лекций и проведении практических занятий студентам, обучающимся по специальности 21.02.02 Бурение нефтяных и газовых скважин.

Директор



О.М. Марахтанов

Исп. Зубарев С.Л.
т/ф. (342) 282-03-16
e-mail: pnk-perm@bk.ru