

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



**РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ
БУРЕНИЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ
И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН**

Специальность 5.6.6. История науки и техники

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, доцент
Аглиуллин Ахтям Халимович

Уфа 2022

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1	
ЗАРОЖДЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА.....	11
1.1 Становление технологии бурения на суше в XIX–XX веках.....	11
1.2 История освоения морского бурения в России и за рубежом.....	14
1.3 Возникновение горизонтально-направленного бурения.....	20
Выводы по главе 1.....	24
ГЛАВА 2	
АНАЛИЗ ИСТОРИЧЕСКИХ ЭТАПОВ РАЗВИТИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ.....	26
2.1 Литературный анализ исторических данных о зарождении наклонно-направленного бурения.....	26
2.2 Исторический посыл к зарождению наклонно-направленного бурения и методики забуривания скважин под углом.....	29
2.3 Ранние методы измерения зенитного угла и азимута наклонной скважины.....	32
2.4 Способы забуривания скважин под направлением и состояние обучения инженеров наклонно-направленного бурения.....	34
2.5 Отклоняющие устройства, их совершенствование, интегрирование в компоновку нижней части бурильной колонны.....	36
2.6 Эволюция скважинных приборов для измерения зенитного угла и азимута.....	41
2.7 Обобщение этапов развития наклонно-направленного бурения.....	43
Выводы по главе 2.....	48

ГЛАВА 3

ИСТОРИЧЕСКИЕ ЭТАПЫ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ

НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ НА ШЕЛЬФЕ И МОРЕ.....	50
3.1 Этапы развития технологий бурения направленных скважин и механизация забойного оборудования.....	50
3.2 Развитие способов и технических средств для морского бурения.....	55
3.3 История освоения крупнейшего нефтяного месторождения Нефтяные Камни.....	63
Выводы по главе 3.....	66

ГЛАВА 4

ИСТОРИЧЕСКИЙ ПОСЫЛ К РАЗВИТИЮ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПАРАМЕТРОВ КОМПОНОВКИ НИЖНЕЙ ЧАСТИ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ДЛЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ.....

4.1 Развитие скважинного оборудования и технологий для наклонно-направленного бурения.....	67
4.2 Исторический анализ методик расчета и моделирования параметров компоновки нижней части бурильной колонны для управления траекторией при бурении наклонных скважин.....	69
4.3 Методика расчета компоновок низа бурильной колонны методом начальных параметров.....	71
4.4 Итоги разработки человеко-машинного интерфейса тренажера для наклонно-направленного бурения.....	84
4.4.1 Требования к разработке человеко-машинного интерфейса тренажера для наклонно-направленного бурения.....	91
4.4.2 Аналитико-экспериментальная оптимизация облика диалоговых окон человеко-машинного интерфейса.....	92
4.5 Влияние качества человеко-машинного интерфейса на эффективность совместного обучения на тренажере.....	94

4.6 Перспективы развития моделирования производственных процессов на базе программных тренажеров.....	96
Выводы по главе 4.....	107
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	109
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	110
Приложение А.	
Свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ.....	124
Приложение Б.	
Справки о внедрении результатов диссертационной работы.....	126

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Начало XXI века ознаменовалось усилением глобальной конкуренции на мировом нефтяном рынке между Россией и ведущими западными странами, следствием чего стала санкционная война этих держав против России. Стало понятно, что без создания новых и укрепления действующих отечественных производственных мощностей в топливно-энергетическом комплексе России на базе отечественных технологий будет невозможно выдержать эту конкуренцию. В 2013 г. об импортозамещении и независимости от импорта заговорили как о реальном средстве, способном вывести страну из стагнации и обеспечить экономический рост. Мероприятия, утвержденные Приказом Министерства промышленности и торговли РФ от 31.03.2015 №645, предполагали переход от импортного оборудования к отечественному внутри всего топливно-энергетического комплекса. Для индустрии наклонно-направленного бурения (ННБ) вопрос стал еще более актуальным, поскольку на тот момент привлекались десятки международных фирм, занимающихся не только производственным процессом, но и задействованных в смежных областях: снабжение программным обеспечением, обучение специалистов и т.д. Согласно Приказу Минпромторга России к 2020 г. максимальная доля потребления импортного оборудования в виде роторно-управляемых систем, приборов телеметрии и геофизического каротажа в процессе бурения должна была снизиться с 83 до 60 %, а доля программного обеспечения для моделирования процессов бурения нефтегазовых скважин – с 95 до 70 %. Однако несмотря на активный процесс разработки отечественных роторно-управляемых систем, приборов каротажа и программных продуктов показатели эффективности работы российских компаний в данном сегменте топливно-энергетического комплекса остаются недостаточно удовлетворительными. Дополнительным решением вопроса импортозамещения в области повышения эффективности техники и технологий в бурении нефтяных и газовых скважин является глубокий и всесторонний анализ этапов развития

технических средств и технологических способов для ННБ с целью их перепроектирования с учетом современного прогресса и мировых достижений в науке и технике.

В связи с этим, исторический анализ развития технических средств и технологий бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин (ННГС), позволивших осуществить бурение многозабойных, горизонтально-направленных скважин, в том числе с большим отходом от вертикали для увеличения дебита нефтегазовых скважин, является актуальной задачей и может способствовать дальнейшему интенсивному развитию технологии бурения скважин в России и в мире.

Степень разработанности выбранной темы

Практические и научные основы технологии бурения наклонно-направленных скважин заложены в 1850-х гг. горными инженерами в трудах: «Курсь горнаго искусства» и учебник по добыче каменной соли «Роспись, как зачать делать новую трубу на новом месте» в журнале «Известия императорского археологического общества».

Технологические приемы наклонно-направленного бурения изначально применяют для бурения вертикальных скважин, но с 1930-х гг. по мере развития технического прогресса совершенствуются и средства для наклонного бурения: разрабатываются новые виды устьевого и скважинного бурового оборудования для управления траекторией скважины. В течение последних 15 лет ведущими отечественными и зарубежными учеными изучены некоторые аспекты истории развития наклонно-направленного бурения. Однако заявленная в настоящей диссертации тема исследования зарождения и развития технологии и технических средств бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин до настоящего времени никем не исследовалась, поэтому результаты работы автора, которые легли в основу данной диссертации, являются новыми.

Цель диссертационной работы – на основании исторического анализа становления технологий и технических средств бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин исследовать этапы развития техники и технологии

наклонно-направленного бурения и предложить методологию проектирования скважинного оборудования.

Основные задачи исследования

1 Выявить хронологические этапы развития технических решений в области бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин, начиная со времени первых упоминаний о бурении скважин для добычи нефти, и до наших дней с целью анализа их соответствия законам развития технологий.

2 Проанализировать эволюцию технологических методов наклонно-направленного бурения и их влияние на развитие науки и техники в этой области.

3 Исторически обосновать необходимость внедрения новых подходов к проектированию бурильной колонны.

4 Разработать новое компьютерное программное обеспечение для расчетов и проектирования современных бурильных колонн для наклонно-направленного бурения.

Методология и методы исследования

Перечисленные задачи решались путем анализа и обобщения исторических научных и промысловых данных, содержащихся в архивах, научной литературе и патентах российских и зарубежных ученых, а также проведения теоретических исследований с применением математических инструментов и вычислительных алгоритмов для анализа фактических и проектных данных по бурению, накопленной информации о результативности мероприятий.

Научная новизна

1 Представлены историко-техническая картина становления и развития способов бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин и анализ недостатков в цепи его эволюции.

2 Впервые обобщены и систематизированы исторические материалы об этапах развития техники и технологии наклонно-направленного бурения, направленных на увеличение объема добычи нефти.

3 На основе эмпирического метода исторического исследования проведен анализ развития методов расчета и моделирования бурильных колонн для бурения наклонно-направленных скважин.

4 На основании анализа истории разработки и развития математических моделей управления бурением скважин впервые предложен способ компьютерно-программного моделирования на базе расчета отклоняющих сил на долоте.

Теоретическая значимость работы

Результаты, полученные автором в ходе исследования, дополняют и развивают имеющиеся теоретические представления о развитии технологий и технических средств бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин и их применении в современной нефтегазовой индустрии

Практическая значимость работы

Результаты диссертационной работы могут быть использованы при создании обобщающих историко-технических трудов, посвященных развитию технологий и технических средств бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

Материалы диссертационного исследования используются в учебном процессе ФГБОУ ВО «УГНТУ» при подготовке бакалавров и магистров, обучающихся по направлению подготовки 131000 «Нефтегазовое дело» по дисциплине «Навигационные системы при бурении сложнопрофильных скважин», а также при подготовке научных работников в деле изучения исторических аспектов наклонно-направленного бурения.

Разработанная программа-тренажер применяется компанией ООО «ТНГ-Групп» для проверки компетенции персонала и имитационного моделирования при проектировании компоновки низа бурильной колонны для ориентированного бурения, что в совокупности позволило улучшить производственные показатели и сократить издержки компании.

Усовершенствован и обновлен курс повышения квалификации для инженеров по бурению наклонно-направленных и горизонтальных скважин в ФГБОУ ВО «УГНТУ», ССП УГНТУ «ИДПО», АНО ДПО «ОЦМО», ГБПОУ «ПНК».

Положения, выносимые на защиту

1 Систематизация исторических материалов о развитии наклонно-направленного бурения по трем фундаментальным направлениям с целью увеличения объема добычи нефти.

2 Историко-технический анализ развития техники и технологии наклонно-направленного бурения с установлением недостатков в цепи его эволюции.

3 Исторически обоснованный новый метод моделирования параметров бурильной колонны на базе разработанной автором компьютерной программы-тренажера, который способен выполнить имитационное моделирование процесса бурения скважины с учетом отклоняющей силы на долоте, и, тем самым, установить влияние жесткости скважинного оборудования на самоискривление скважины.

4 Обоснование практической значимости и перспектив использования полученных в диссертации результатов для их внедрения на производственных предприятиях, оказывающих технико-технологический сервис по бурению наклонно-направленных скважин в России и в мире, на новом технологическом уровне в условиях импортозамещения.

Степень достоверности и апробация результатов

Степень достоверности исторических сведений подтверждается ссылками на архивные и литературные источники. Достоверность технических результатов, полученных в работе, обоснована анализом промысловых данных бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин, а также применением широко апробированных и оригинальных методов и методик проектирования бурильных колонн, выполненных в компьютерных программных продуктах, прошедших государственную сертификацию.

Основные положения и результаты, полученные в ходе выполнения диссертационной работы, докладывались и обсуждались на II научно-технической конференции «Сервисные услуги в добыче нефти» (г. Уфа, 14 мая 2015 г.); Международной научно-технической конференции, посвященной памяти академика А.Х. Мирзаджанзаде (г. Уфа, 16-18 ноября 2016 г.); Всероссийской

научно-технической конференции «Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов» (г. Ухта, 2-3 ноября 2016 г.); Международной научно-практической конференции «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли» (г. Альметьевск, 28-29 октября 2016 г.); Всероссийском конкурсе НИОКР «УМНИК–НЕФТЕГАЗ-2019»; 71-ой научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ (г. Уфа, 2020 г.); научно-техническом форуме ООО «СамараНИПИнефть» (г. Самара, 9-11 декабря 2020 г.).

Публикации

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 21 научном труде, в том числе 5 статей в ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК Министерства науки и высшего образования РФ, 3 статьи в журналах, индексируемых в международных базах данных Scopus и Web of Science, 7 работ в материалах международных и всероссийских конференций, получено 6 свидетельств о государственной регистрации программ для ЭВМ.

Структура и объем диссертации

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, библиографического списка использованной литературы, включающего 113 наименований. Работа изложена на 130 страницах машинописного текста, содержит 52 рисунка, 7 таблиц.

Благодарности

Автор выражает благодарность доктору технических наук, профессору Р.А. Исмакову и кандидату технических наук, профессору Л.М. Левинсону за консультации и помощь в подготовке работы.

ГЛАВА 1

ЗАРОЖДЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

1.1 Становление технологии бурения на суше в XIX–XX веках

Технология добычи полезных ресурсов путем бурения направленных скважин появилась относительно недавно. Негативный фактор, который заключался в естественном искривлении скважины, горные инженеры со временем научились направлять в полезное русло [33].

Искривление скважин – это отклонение скважины от заданного направления.

О пользе нефти знали уже в античные времена. Древние люди использовали нефть для освещения и в качестве топлива. Само название «нефть» появилось от слова «naphtha» («nephtoí») и означало место добычи нефти. Из древнеалбанских письменных источников до VII века н.э. получены первые сведения о добыче и нефти на Апшероне (Апшеронском полуострове). Ранние сведения о нефтедобыче на Апшеронском полуострове с VIII по XIII век описаны арабскими учеными, которые писали: «...в Баку было два главных источника: из одного добывалась желтая и белая нефть, а из другого – черная и синяя...». Самые крупные колодцы для добычи нефти в Апшероне размещались возле селений Балаханы (Рисунок 1.1), Биби-Эйбат, Сабунчи, Бинагады, Сураханы, Романы и Шубаны [34].

По предложению члена Совета Главного управления Кавказом Василия Семенова в 1846 г. на Биби-Эйбате была пробурена первая в мире скважина глубиной 21 м ручным вращательным способом, которая была предназначена для разведки нефти. Бурением руководил майор Алексеев, который являлся директором Бакинских нефтяных промыслов корпуса горных инженеров.

Механический ударно-канатный способ использовался в 1864 г. при бурении нефтяной скважины глубиной 55 м, которая находится на берегу реки Кудако на Кубани (Рисунок 1.2) [75, 76].



Рисунок 1.1 – Нефтяные вышки в Балаханах (1910 г.)



Рисунок 1.2 – Памятник на месте бурения скважины для добычи нефти в 1864 г.

В 70-х гг. XIX века глубокие исследования в нефтехимии привели к интенсивному росту темпов добычи нефти во всем мире. Исследования свойств нефти и нефтепродуктов были проведены химиками и технологами: Д. Менделеевым, А. Бутлеровым, К. Энглером, В. Марковниковым, В. Шуховым, С.

Квитко и др. С начала 70-х гг. XIX века снижается доля неглубоких скважин из-за внедрения новых технологических решений: паровые машины для ударного бурения, специальные емкости для добычи нефти наподобие длинных железных ведер и т.д. С 1878 г. на полуострове Апшерон началось испытание различных технических новшеств для бурения скважин и добычи нефти. Уже в эти годы на полуострове находились в режиме активной эксплуатации 301 добывающая скважина [33]. В научных трудах отечественного ученого К. И. Джафарова приводятся данные о бурении более 36 тыс. м в период 1929–1933 гг. в районе Грознефти, что свидетельствует о наращивании темпов добычи нефти [27].

На американском континенте первая скважина для добычи пробурена в 1859 г. Скважина глубиной 22 м пробурена в районе города Тайтесвилл, штат Пенсильвания отставными железнодорожником Эндрю Дрейком, работавшим в фирме «Сенека Ойл Компани». Знаменательную дату начала нефтяной промышленности принято связывать с бурением первой скважины для добычи нефти. В Румынии нефтяные скважины начали бурить в 1857 г. к северо-востоку от Бухареста, на румынской стороне Карпат. В Канаде завершено бурение первой нефтяной скважины в 1858 г. в Ойл-Спрингс в провинции Онтарио под руководством Джеймса Миллера Уильямса. В Венесуэле – в 1863 г. [72].

В 1876 г. пробурена первая коммерческая нефтяная скважина в США на нефтяном месторождении Калифорнии в каньоне Пико в округе Лос-Анджелес. Буровые работы проводились в 1875 г. по найму Чарльза Александра Ментри компанией Star Oil Works. Данная местность, в итоге, стал нефтяным месторождением Пико-Каньон. За период с 1875 г. по 1876 г. пробурено 4 скважины под руководством Ментри. На скважине №4 получена фонтанирующая нефть. Скважина №4 начата бурением в июле 1876 г. 26.09.1876 на глубине 110 м. получен мощный приток нефти и суточный дебит составил 4 м^3 . Другую скважину Ментри пробурил в 1877 г. до глубины 170 м. Увеличение глубины скважины позволило увеличить дебит скважины до $24 \text{ м}^3/\text{сут}$. Примечателен тот факт, что скважина №4 добывала нефть в течение 114 лет и была законсервирована в 1990 г.

1.2 История освоения морского бурения в России и за рубежом

Первые упоминания о содержании нефти в недрах Каспийского моря найдены в вахтенном журнале эскадры Войновича в 1778 г. Эскадра приблизилась к острову Жилой вблизи полуострова Апшерон. В вахтенном журнале сообщалось: «Резко запахло нефтью, на поверхности воды появились большие нефтяные пятна. Явление сие не иначе растолковано быть может, как тем, что плавающая на поверхности моря нефть выходит из самородных ключей, на дне находящихся и по легкости своей навверх всплывающих, ибо весь Бакинский берег изобилует такими ключами...».

В России первая скважина на море пробурена в 1925 г. в бухте Ильича (сейчас Баил Лиманы) на искусственно созданном островке. Для бурения этой скважины применялись деревянные сваи. Вторая платформа была сооружена там же в 1932 г.

Однако еще в 1896 г. горный инженер Згленицкий просил отвести два участка моря для их разведки в Управление государственными имуществами Бакинской губернии, но безуспешно.

Другой инженер Заковенко предложил разработку кесона-понтон в 1905 г., что также было отвергнуто. Эти инициативы могли способствовать более раннему началу освоения морской нефти России [32].

Работы по засыпке бухты близ Биби-Эйбат начались только в 1909 г. и завершились спустя 16 лет. Там же горные инженеры провели первую разведочную скважину в 1932 г. Буровыми работами руководил инженер П.Н. Потоцкий, который впоследствии был похоронен здесь же в 1932 г.

На американском континенте в 1897 г. (Рисунок 1.3) пробурена первая нефтяная скважина в Тихом океане [34] неподалеку от острова Сомерленд (штат Калифорния).

Хронология развития бурения нефтяных и газовых скважин в море [57]:

1871 г. – завершено бурение скважины, из которой нефть добывалась ручным способом путем вычерпывания с ее дна;

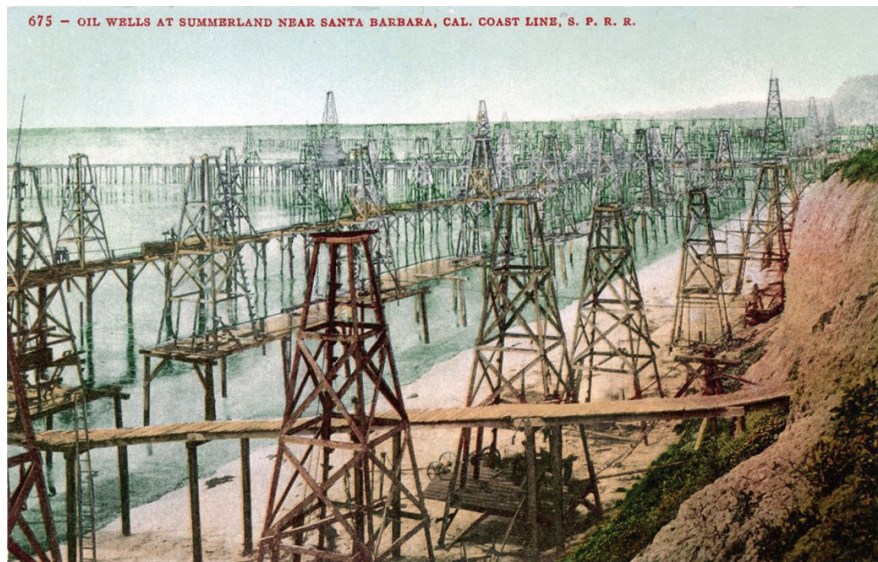


Рисунок 1.3 – Обложка издания «Горный журнал» (Том 3, 1885)

1900 г. – в России начато бурение на искусственно воздвигнутых островах на Бакинских месторождениях;

1903 г. – в США выполнено бурение скважины с платформы на озере в штате Луизиана, который находится на побережье Мексиканского залива;

1932 г. – в Техасе на барже смонтировали первую вышку для применения в морском бурении;

1933 г. – конструируются погружные платформы для бурения скважин;

1934 г. – достигнуты успешные показатели бурения в Мексиканском заливе. В СССР активно внедряется бурение наклонно-направленных скважин;

1954 г. – вслед за погружной платформой конструируются самоподъемные платформы;

1955 г. – строятся трехпорные самоподъемные плавучие буровые установки (СПБУ), которые способны подниматься над уровнем воды на колоннах;

1959 г. – коммерческие фирмы Голландии начали освоение нефтяных и газовых месторождений Северного моря;

1961 г. – конструирование подводного комплекса на дне Мексиканского залива для добычи полезных ископаемых. Первые попытки бурения на морской платформе дистанционным способом;

1966 г. – впервые выпущена советская СПБУ «Апшерон»;

1978 г. – в целях масштабного освоения морских недр произведено более 140 плавучих буровых установок, с которых ведется бурения на глубинах до 300 м. Некоторые морские платформы достигают веса до 500 000 т;

1983 г. – применяется морская буровая установка на натянутых связях;

1987 г. – бурение первой газоконденсатной скважины на Штокмановском месторождении в Баренцевом море;

1991 г. – установка в Бразилии оборудования для бурения и добычи морской нефти на глубине 720 м компанией «Petrobras»;

1992 г. – в России приступили к масштабному освоению Штокмановского месторождения;

1994 г. – создана компания «Сахалин Энерджи», которая разрабатывает Пильтун-Астохское и Лунское месторождения в Охотском море;

2002 г. – компании «Газпром» и «Роснефть» создали совместное предприятие «Севморнефтегаз», которое разрабатывает Штокмановское месторождение;

2004 г. – начато промысловое освоение Кравцовского месторождения в Балтийском море;

2008 г. – компания «Еххон Mobil» на полуострове Сахалин пробурела скважину глубиной 11680 м с берега в направлении морских недр, существенно оптимизировав затраты на строительство морской скважины.

На острове Артема в Каспийском море в 1934 г. Николай Степанович Тимофеев осуществил кустовое бурение (более 20 скважин). В дальнейшем данный метод начали применять при бурении скважин в ограниченных пространствах: болотистые местности, оптимизации размещения буровых установок и т.д. Нефтяные колодцы на шельфе Апшеронского полуострова в районе Баку на расстоянии 25–30 м от берега применялись для изоляции отводов. Согласно историческим данным, в 1870 г. вблизи города Идзумосаки в Японии был воздвигнут искусственный остров для освоения морского месторождения и добычи полезных ископаемых. С тех пор проведены этапы внедрения наклонного

бурения в морской нефтедобыче, развито кустовое бурение с морских платформ, и совершено множество мировых достижений в бурении скважин с большим отходом от вертикали (БОВ) [47].

История морской добычи нефти насчитывает более полутора веков, однако начало промышленной разработки морских месторождений нефти и газа на базе современных индустриальных методов было положено с вводом в эксплуатацию в нашей стране месторождения Гурьяны-море (в 1948 г.) и Нефтяные Камни (в 1951 г.) в Каспийском море.

Технология наклонно-направленного бурения нефтяных и газовых скважин применяется не только на суше, но и при освоении морских месторождений. Наклонно-направленный способ позволил осуществить кустовое бурение, который кратно повысил экономическую эффективность разработки морских месторождений. К примеру, месторождение Нефтяные Камни разбуривается исключительно методом наклонно-направленного бурения. Общий объем таких скважин достиг более 90% [48].

В США в 1891 г. продавались лицензии на разработку морских месторождений. Ориентировочно в эти годы в Калифорнии началось освоение метода наклонно-направленного бурения, когда инженеры начали реализацию идеи освоения морского месторождения путем бурения наклонно-направленных скважин с берега. Смещение в горизонтальной плоскости таких скважин составляло до 200 м.

Там же в 1930 г. пробурена первая наклонная скважина с берега под морское дно. Исторический анализ развития морской нефтедобычи в мире, представленный учеными Э.М. Мовсумзаде, Б.Н. Мастобаевым и др. в научных изданиях серии «Морская нефть», содержит описание основных тенденций в развитии технологий и технических средств на всех временных этапах [49–52].

Существенный сдвиг в освоении морского бурения придало развитие технологии горизонтального и многозабойного бурения. В 1953 г. под руководством Александра Михайловича Григоряна пробурена первая в мире многозабойная скважина 66/45 на месторождении Карташевском в Башкирии, при

этом 10 пробуренных боковых стволов увеличили стоимость работ в 1,5 раза, а объем добычи составил в 17 раз больше, чем на других скважинах месторождения (Рисунок 1.4).

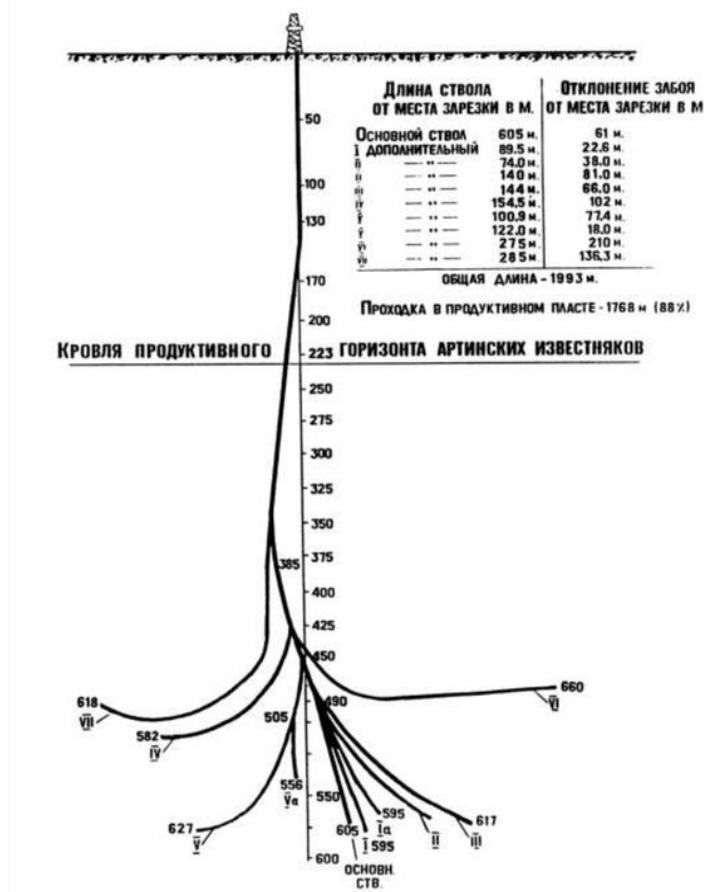


Рисунок 1.4 – Профиль многозабойной скважины 66/45 на Карташевском месторождении в Башкирии

Технология кустового бурения позволяет варьировать способы размещения устьев скважин при морском бурении. К примеру, при расположении двуствольных скважин на платформах с расстояниями между рядами 1,2–1,5 м интервал между скважинами составит 8 м (Рисунок 1.5).

Применение горизонтального бурения при освоении морских нефтяных месторождений позволило:

- получить начальные дебиты в 20 раз выше, чем дебиты обычных скважин при незначительном повышении стоимости бурения (2–3 раза);
- на 20–30 % увеличить объем извлечения нефти из продуктивных пластов;

– повысить эффективность добычи и разработки высоковязкой нефти, процессов нагнетания жидких агентов, прогрева пластов и т.д.

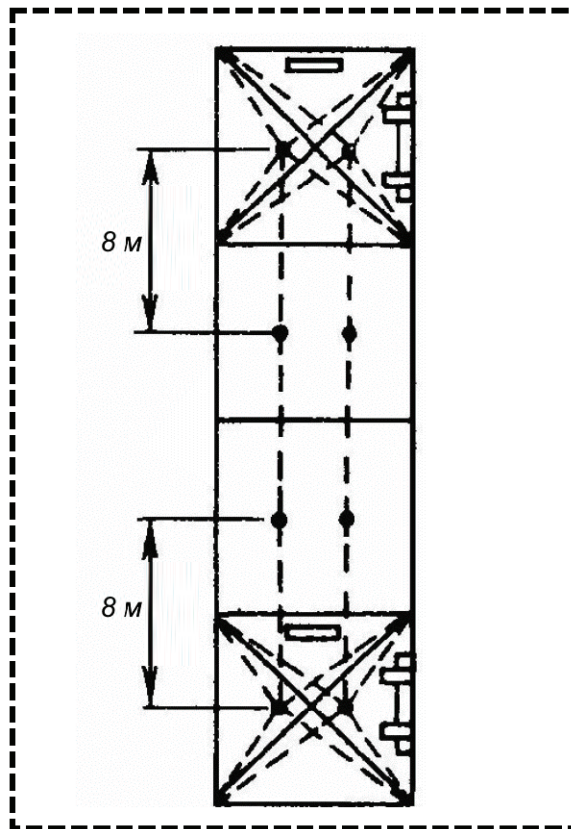


Рисунок 1.5 – Схема расположения двухствольных скважин на платформах при кустовом бурении

В начале 80-х гг. XX века горизонтальное смещение морских скважин составляло не более 1500 м. Развитие технологий и технических средств позволило в январе 1993 г. на платформе «Statfjord C» Северного моря Норвегии на скважине «С2» установить рекорд по горизонтальному смещению в 7853 м при общей глубине скважины 9327 м.

Выбор сетки разработки каждого месторождения зависит от множества факторов. Оптимальным решением в таких случаях может быть разработка месторождения, где будет исключена необходимость сгущения сетки бурения скважин путем бурения дополнительных скважин. Упущения на этапе планирования бурения могут привести к необоснованным экономическим затратам [62, 63, 88].

Безусловно, способ и последовательность бурения скважин зависят от конкретных условий и поставленных задач. Намного легче разработка месторождений, где запасы месторождения четко определены. Освоение такого проекта может состоять из одного – двух этапов. На Рисунке 1.6 приведена схема кустования на месторождении Фортиз, на котором изображено четыре куста.

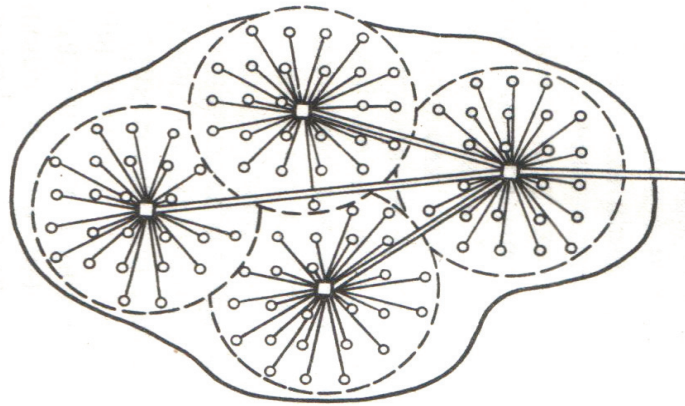


Рисунок 1.6 – Схема кустования морских скважин месторождения Фортиз (Северное море)

1.3 Возникновение горизонтально-направленного бурения

Американский инженер Мартин Черрингтон в 60-е гг. прошлого столетия разработал новый способ применения бестраншейных технологий. В те годы горизонтально-направленное бурение (ГНБ) применялось частично в связи с недостаточной проработанностью техники и технологии: отсутствовала возможность управления бурильной колонной, производили бурение только на короткие дистанции. В связи с этим, решались только локальные задачи: бурение под автомобильные трассы, железнодорожные пути, т.е. для проведения трубопроводов на расстояние несколько десятков метров [62].

Однажды опытный инженер бестраншейного бурения Черрингтон (Рисунок 1.7) заметил, что одна из бригад выполняет работы в пригороде Лос-Анджелеса существенно быстрее.



Рисунок 1.7 – Майкл Черрингтон с установкой для ГНБ

Черрингтон существенно модернизировал ноу-хау партнеров и разработал в 1964 г. первую буровую установку для забурки под наклоном и учредил свою фирму «Titan Contractors». Изначально буровая установка «Titan Contractors» предназначалась для бурения на небольшие расстояния. Признание прокладки трубопроводов методом ГНБ в США и в мире пришло после того, как модернизированная установка Черрингтона в 1971 г. произвела бурение по заказу главной газовой и энергетической компании в Калифорнии в окрестностях южнее Сан-Франциско. Бурение более 200 м под реку Пайджеро (Pajaro River) выполнено в сложных горно-геологических условиях. Новизной примененного способа Черрингтона стало бурение одновременно двух вертикальных скважин, а затем их соединение путем бурения в горизонтальном направлении. Бурение «вслепую» выполнялось из-за отсутствия в 70-е гг. XX века скважинной навигационной системы, способной передавать данные о кривизне скважины во время бурения. Успешному завершению данной операции послужили знания о влиянии угла забуривания на поверхности и силы нагружения бурильной колонны во время бурения [63].

Длина трубопровода под дном реки Пайджеро составила 232 м, при этом диаметр трубопровода – 116 мм. Данное технологическое решение придало толчок развитию ГНБ в целом. Если в 1972 г. подобный трубопровод был всего один, то через год их было уже 2, а к 1975 г. их количество увеличилось до 7. Росло не только количество подобных переходов, но и их длина, которая достигала 514 м, а диаметр – 200 мм. Примечательно и то, что Чаррингтон применял обычную техническую воду вместо глинистого раствора.

На фоне достигнутых успехов Чаррингтона ГНБ начинает стремительно развиваться во всем мире. Экономическая эффективность оказалась несопоставимо высокой по сравнению с остальными способами прокладка подземных трубопроводов. Успех, достигнутый Черрингтоном, доказал экономическую целесообразность, и предприятия по прокладке различных видов коммуникационных трубопроводов начали внедрять технологию ГНБ. В 1992 г. методом ГНБ осуществляется сопровождение почти 90% всех переходов трубопроводов через водные местности. Технология горизонтально-направленного бурения непрерывно эволюционировала. Уже в 1980 г. после завершения бурения с выходом на дневную поверхность производилось вытягивание трубопровода, соединенного вместе тремя трубами. Зародившаяся в США технология ГНБ распространялась по всему миру. Уже в 90-е гг. XX века доказана эффективность применения ГНБ в Австралии, странах Европы, Азии и Южной Америки. Мастера ГНБ производили прокладку трубопроводов по дну таких крупных рек, как Миссисипи, Миссури, Ганг и др. С ростом требований к длине преодолеваемых участков, диаметру трубопроводов и времени строительства горизонтально-направленных скважин увеличивалась и техническая оснащённость. Разработчиками и продавцами буровых установок в 2000-е гг. стали такие страны, как США, Германия, Франция, Голландия [65].

Современные буровые установки для ГНБ позволяют осуществить проводку трубопроводов практически любых диаметров благодаря освоённой технологии продавливания. Инженерные решения понадобились при разработке методик удаления шлама из ствола горизонтальной скважины. Современный сервис на

базе технологии ГНБ предлагает услуги, способные решить технологические задачи различными способами, главным образом подразделяющиеся на раздельное и совмещенное бурение. Применение раздельного бурения подразумевает протаскивание трубопровода при извлечении бурильной колонны, если применяется совмещенный способ бурения – трубопровод продавливается в скважину во время бурения горизонтально-направленной скважины.

Первые буровые приспособления представляли собой шнековые механизмы, которые удаляли выбуренную породу циклично либо постоянно (непрерывно). Современное буровое оборудование имеет большое сходство с элементами бурильной колонны для глубокого бурения. Однако при этом технологические возможности достаточны для проводки горизонтальной скважины на земную поверхность диаметром до 2 м [68].

До 1985 г. в СССР интереса к горизонтально-направленному бурению не было. Существенный толчок развитию данной технологии в СССР придало внедрение программы бестраншейной проводки трубопроводов и кабелей. Результатом трудов ученых и конструкторов стал выпуск в 1987 г. первой советской буровой установки для ГНБ на заводе «Уралмаш».

Практическое применение технологии ГНБ в России началось с 1995 г. В настоящее время специальные установки для ГНБ применяются для бурения нефтяных скважин в различных регионах России и в мире (Рисунок 1.8) [11]. В России методом ГНБ начали разрабатывать месторождения с 2010 г. для добычи малакитов и природных битумов, история технологии добычи которых отражена в работах отечественных ученых: Д.Л. Бакирова, И.Ф. Чупрова, С.Г. Зубаирова, Г.П. Каюковой и др.



Рисунок 1.8 – Современная буровая установка для ГНБ

Выводы по главе 1

Бурением в 1846 г. нефтяной 21-метровой скважины ручным вращательным способом для разведки на Апшеронском полуострове в селении Биби-Эйбат Россия установила первенство в мире в строительстве скважин для промышленного применения. Нефтяная скважина для добычи нефти в России пробурена в 1864 г. глубиной 55 м механическим ударно-канатным методом на Кубани на берегу реки Кудако под руководством полковника А.Н. Новосильцева.

Установлено, что первые попытки добычи морской нефти предприняты в 1824 г. Изначально освоение морских месторождений выполнялись путем возведения искусственных островов, причем первый такой остров был поднят неподалеку от японского города Идзумосаки в 1870 г. Технология наклонно-направленного бурения способствовала развитию освоения морского бурения тем, что позволила осуществить кустовое бурение, которое кратно повысило экономическую эффективность разработки морских месторождений.

На американском континенте бурение наклонных скважин началось на побережье Калифорнии с 1890 г. Направленные скважины достигали нефтяных

залежей на расстоянии 200 м от берега. Там же в 1930 г. пробурена первая наклонная скважина с берега под морское дно.

Развитие горизонтального и многозабойного бурения позволило увеличить темп освоения морского бурения. Первая, успешно пробуренная многозабойная скважина 66/45 на Карташевском месторождении в Башкирии в 1953 г. под руководством Александра Михайловича Григоряна имела 10 пробуренных боковых стволов, при этом стоимость работ увеличилась всего в 1,5 раза, а объем добычи составил в 17 раз больше, чем другие скважины на месторождении.

Горизонтально-направленное бурение было развито инженером Мартином Черрингтон в США, который в 60-х гг. XX века освоил новое течение бестраншейных технологий. После сооружения специальных технологий, буровых установок и скважинной техники ГНБ начали применять для бурения скважин для добычи тяжелых нефтей.

ГЛАВА 2

АНАЛИЗ ИСТОРИЧЕСКИХ ЭТАПОВ РАЗВИТИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

Развитие техники и технологии бурения наклонно-направленных скважин до 20-х гг. прошлого века шло медленными темпами [18, 79]. Понимание востребованности наклонного бурения на промышленном уровне пришло только к 1930 г. т.е. в период индустриализации СССР (с 1928 г. по 1941 г.). В ходе становления государства Советская власть реализовала планы первых трех пятилеток, что позволило разработать минимально необходимый промышленный масштаб внедрения и развития новых технологий наклонного бурения.

Анализ исторических документов показывает изначальную примитивность технической и технологической баз, наличие в стране только зачатков необходимой инженерной школы. Вопрос организации образовательного контента для воспитания горных инженеров, в частности инженеров направленного бурения, оставался открытым до 1949 г.

2.1 Литературный анализ исторических данных о зарождении наклонно-направленного бурения

Первые исторические сведения о проявлении и изучении искривления скважин для добычи полезных ископаемых в документальном виде были найдены в учебнике [35] по разведке и добыче каменной соли «Роспись, как зачать делать новую трубу на новом месте», опубликованном в журнале «Известия императорского археологического общества» (1868. Т. 6. С. 55-238).

Несмотря на то, что в написанной «трубным мастером» Семеном из города Тотьма (ныне Вологодская область) «Росписи» описывается в основном устройство деревянных рассолоподъемных труб, их установка и способы бурения скважин, в нем имеется также упоминание о подверженности скважин в процессе бурения к самоискривлению.

Естественное искривление скважины при бурении впервые упоминается в следующем виде: « ... как почнешь под матицей шеломом ходить, бог матицу понесет на низ, после и в те поры смотреть надобно бережно по отвесу прямо, чтобы в сторону не ушла». Из этого следует, что вопрос о сохранении вертикальности скважины стоял еще на заре возникновения бурового дела.

Высокий уровень культуры бурового дела того времени демонстрирует тот факт, что в «Росписи» содержится 128 специальных терминов применительно к бурению, при этом не содержится ни одного иностранного.

Если обращаться к терминологической справке, то буровики назывались тогда трубными мастерами, а скважины – трубами. Во времена Петра I широко привлекались специалисты из Германии. Они не только внедряли свои технологии, но и частично вытеснили русскую терминологию. Именно тогда в русскую речь вошли термины «борование» – «бурование» – «бурение».

Дополнительно к «Росписи» прилагалась тетрадь, в которой содержится свод наиболее удачно пробуренных скважин. Тетрадь технических достижений тех времен содержит запись о максимально пробуренной глубине, которая составляет 88 сажень (приблизительно 188 м). Свод технологических решений и смекалок, которые проявляли инженеры, обобщил многовековую практику бурения скважин на Руси. Благодаря этим записям стало доподлинно известно, что применение отвеса частично решало задачу проверки искривленности, и что инженеры догадывались о возникающих осложнениях из-за искривления ствола скважины.

Идея о целенаправленном искривлении при бурении скважин изначально зародилась в России в XIX веке. В 1843 г. русский инженер А.И. Узатис в труде «Курсь горнаго искусства» рассуждал о типах профилей: «Буровые скважины могут быть вертикальными, наклонными и горизонтальными» [47]. Титульный лист книги представлен на Рисунке 2.1.

В книге весьма обстоятельно описаны техника и технология горнодобывающих работ того времени, в частности бурения. А.И. Узатис описал вращательный и ударный способы бурения. Последний он делил на штанговое и

канатное и дал правильную оценку обоим способам. Книга содержит множество иллюстраций и чертежей.

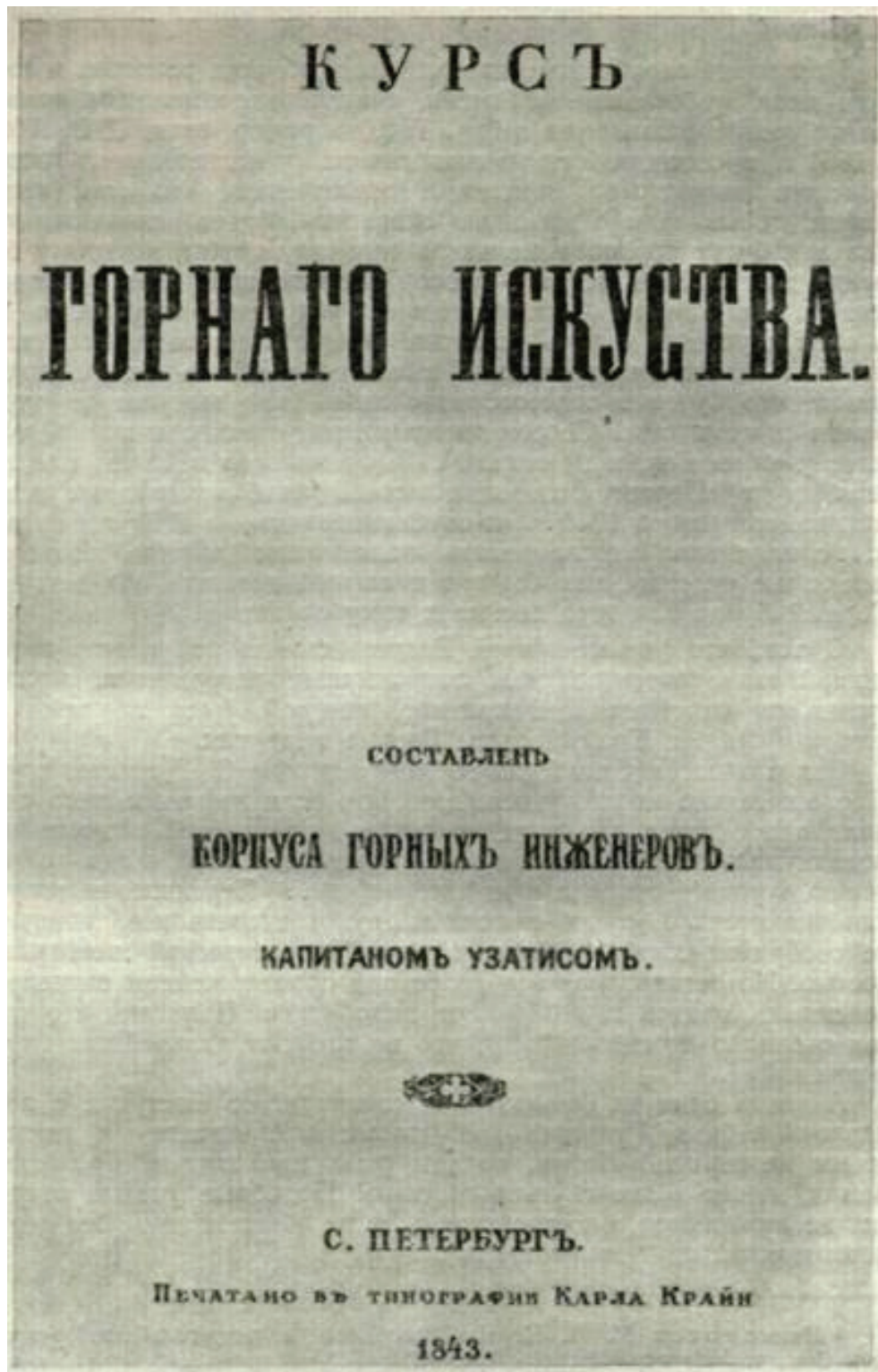


Рисунок 2.1 – Титульный лист книги 1843 г. «Курсъ горнаго искусства»

А. И. Узатиса

2.2 Исторический посыл к зарождению наклонно-направленного бурения и методики забуривания скважин под углом

Необходимость в ориентированном разрушении горной породы возникла в начале XIX века при соединении двух ям на поверхности земли подземными каналами для вентиляции. Углубление горной выработки по наклонной прямой линии выполнялось ударно-канатным способом, который сопровождался установкой направляющих под наклоном. Несмотря на короткую протяженность таких скважин, которая составляла не более 10 м, диаметр углубления при этом был сравнительно большим.

При ударном бурении цилиндрическое отверстие выдалбливается в горном массиве под ударами клиновидного породоразрушающего инструмента – плоского долота (Рисунок 2.2), получающего возвратно-поступательное движение от установленного на поверхности специального станка, имеющего шатунно-кривошипный механизм с качающимся балансиrom.

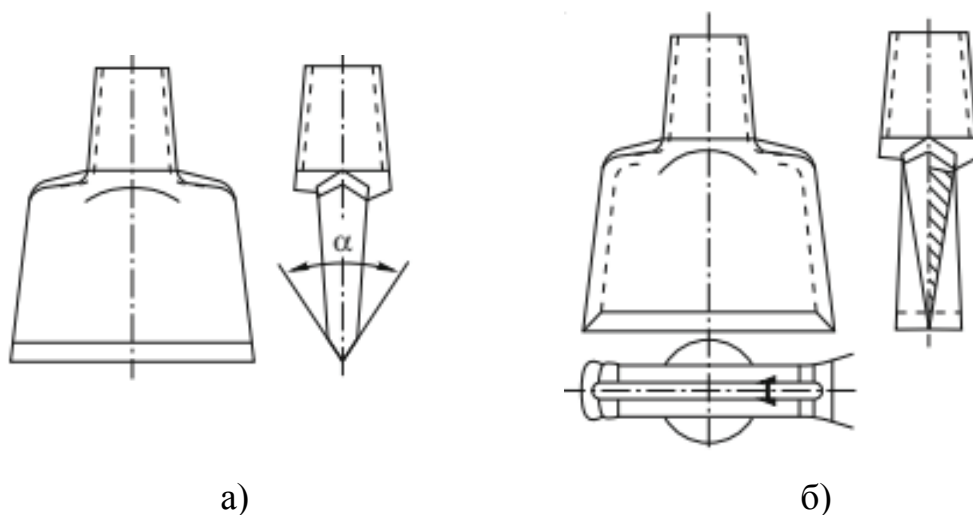


Рисунок 2.2 – Долото для ударного бурения твердых (а) и мягких пород (б)

Ударно-штанговый способ начал применяться примерно с 1894 г. горным инженером С.Г. Войсловом недалеко от города Брянск [81]. Возникновению ударно-штангового способа в данном случае способствовала необходимость бурения в местности с неблагоприятным рельефом. Вышка для ударно-

штангового механизма была смонтирована под наклоном, который изначально упрощал установку направления забуривания (Рисунок 2.3). Здесь же была применена технология обсаживания скважины промежуточными колоннами вместо нескольких направляющих. При бурении следующих интервалов скважин диаметр пересматривался, так как с углублением ствола уменьшался его диаметр. Достижение технологической цели, которая заключалась в искривлении скважины в конечной точке до 30° , обусловило рост интереса к данной технологии и ее развитие. В этот же период С.Г. Войслав закончил бурение другой скважины по аналогичной технологии для ликвидации притока воды, где применен прибор для контроля наклона скважины в пространстве, который в 1888 г. был сконструирован инженером И. Шимановским для измерения зенитного угла вертикальных скважин [44]. Таким образом, был освоен навык по бурению скважин длиной до 70 м и зенитным углом до 30° с возможностью его периодического измерения.

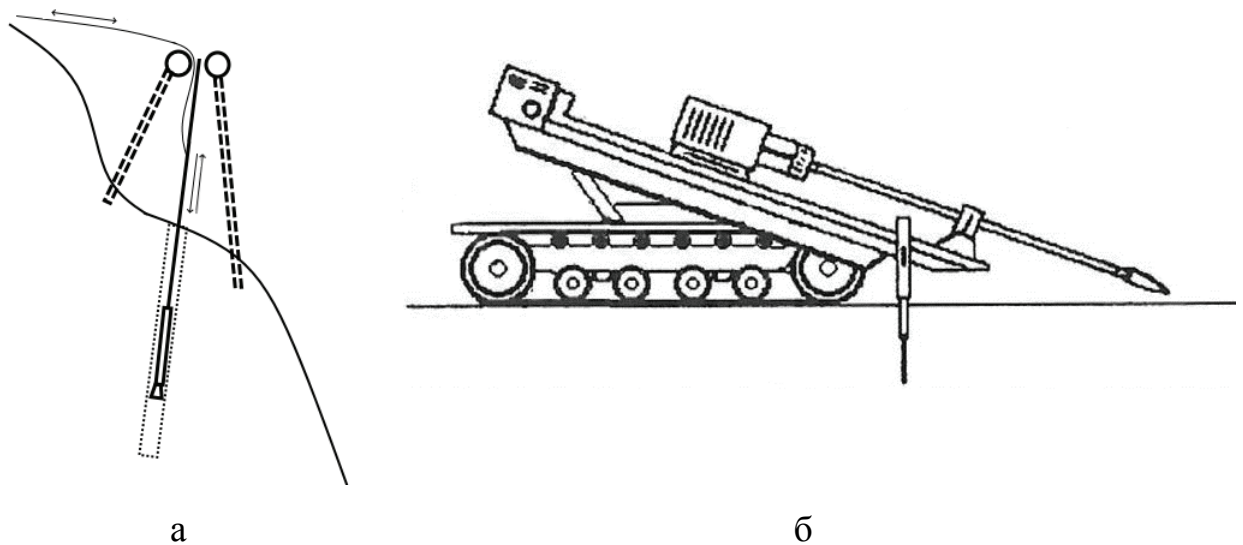


Рисунок 2.3 – Иллюстрация эволюции техники для забуривания скважины с уже заданным углом и направлением: *а* – установка ударно-штангового бурения, сооруженная на сложном рельефе местности; *б* – современная буровая установка для горизонтально-направленного бурения, в том числе для добычи битуминозной и тяжелой нефти

Упомянув горного инженера С.Г. Войслава, необходимо отметить, что при архивных поисках его работ в «Горном журнале» 1885 года издания была обнаружена научная статья «Разведка полезных ископаемых посредством земляного бура (щупа)», где автор приводил расчеты диаметра бура и допустимую длину штанги (Рисунок 2.4). Автор, используя специфичные термины, выполняет расчеты посредством тригонометрических функций, интегрирования и производных функций. Иными словами, буровому делу уже того времени предшествовал достаточно точный расчетный подход, где имело место применение методов математического моделирования [24].

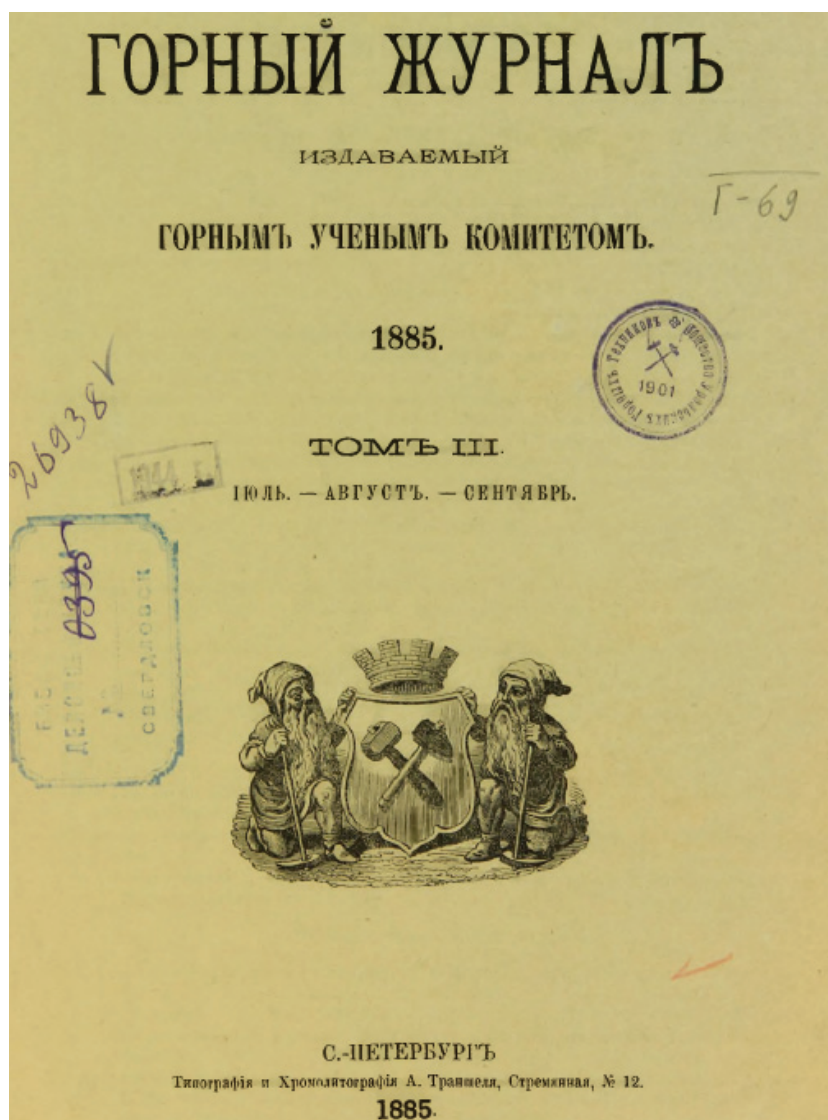


Рисунок 2.4 – Обложка издания «Горный журнал» (Том 3, 1885), в котором опубликована научная статья горного инженера С.Г. Войслава

2.3 Ранние методы измерения зенитного угла и азимута наклонной скважины

Возрастал интерес к косвенным методикам измерения зенитного угла. К примеру, по данным П.Н. Торского, Г.С. Юзбашева и В.С. Федорова американские буровые инженеры в 1872 г. обратили внимание на проявление самоискривления скважин при бурении вращательным способом [26]. В России вращательное бурение с промывкой впервые применили близ города Грозный в 1902 г. и нашли нефть на глубине 345 м. А факт наличия естественного искривления был выявлен австралийским инженером Маком Джорджем в 1883 г., который обнаружил пример азимутального искривления скважин [20]. Измерение отклонения по азимуту было выполнено с помощью магнитной иглы в стеклянном сосуде, заполненного жидким желатином [23].

Имеются сообщения, что примерно с 1870 г. становится известным способ измерения зенитного угла и азимута скважины с таким названием – «бутылка с кислотой» [23]. Принцип измерения заключался в погружении в скважину стеклянного цилиндра, наполненного фтористоводородной кислотой, на максимально возможную глубину (как правило, до верхней части долота) (Рисунок 2.5). В течение 30 мин кислота оставляла след на внутренней части цилиндра. После извлечения прибора измерялся угол наклона отметки с кислотой. Азимутальное направление скважины измеряли с помощью стрелки компаса и раствора, который со временем застывал в состоянии покоя. Таким раствором стала упомянутая ранее желатиновая масса, при погружении в которую через некоторое время стрелка компаса застывала.

В России, по сообщению А.К. Болдырева, первые измерения искривления провели в январе 1913 г. на скважине №14 Меднорудянского рудника на Урале [26]. По информации, изложенной в статье [14], измерение выполнено с помощью плавиковой кислоты посредством стеклянного сосуда. В процессе измерения кривизны скважины инженеры Е.С. Бурдаков, Л.И. Волков, Д.П. Епимахов решали следующие задачи: выбор диаметра измерительной стеклянной трубки и способа ее герметизации, определение концентрации плавиковой кислоты и

времени проведения измерения. Фрагмент научной статьи представлен на Рисунке 2.6.



Рисунок 2.5 – Схема измерения зенитного угла и азимута скважины в 1870 г.

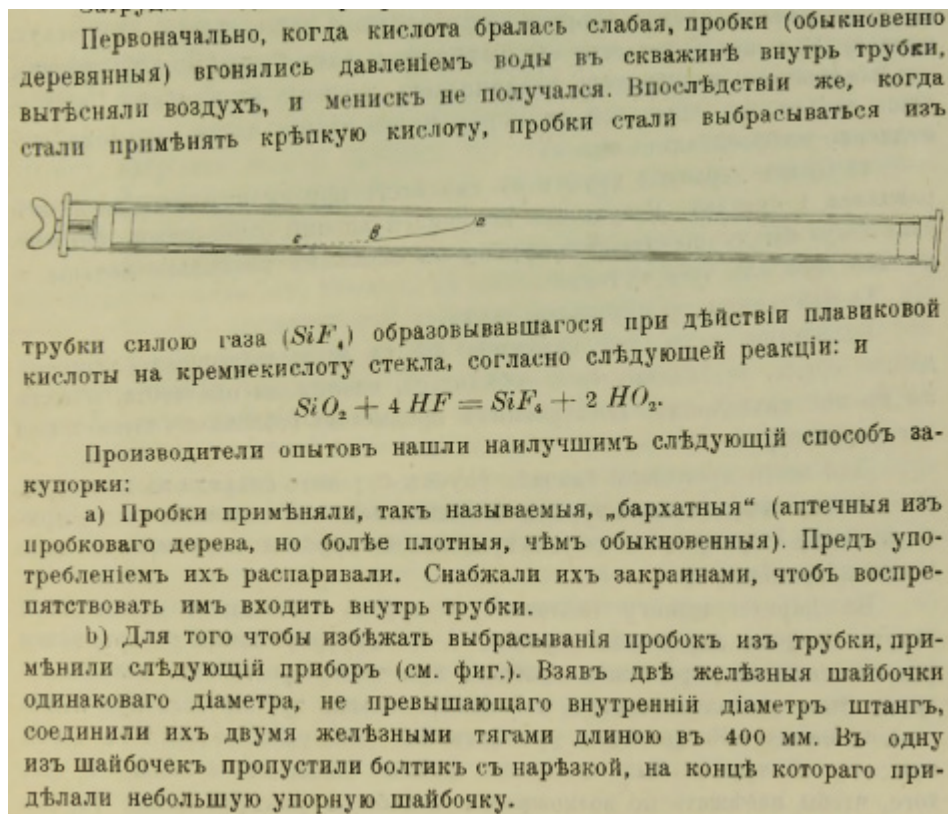


Рисунок 2.6 – Фрагмент научной статьи А. К. Болдырева об измерении скважинного искривления (Горный журнал, 1913 г.)

2.4 Способы забуривания скважин под направлением и состоянии обучения инженеров наклонно-направленного бурения

«Скважинный отклонитель» является основой искусственного искривления скважин. Огромный интерес к клиновым отклонителям возник в начале 20-х годов прошлого столетия, который в совокупности с применением вращательного способа бурения качественно изменил область направленного бурения на промышленном уровне.

О применении отклонителей (уипстоков) известно из документальных источников американской нефтяной промышленности при строительстве скважин ударно-штанговым способом с 1897 г. [19, 23]. При этом, если современное применение клина-отклонителя связано с необходимостью искривления в заданной точке скважины, то в ранние годы их применяли для ликвидации естественного искривления (Рисунок 2.7).

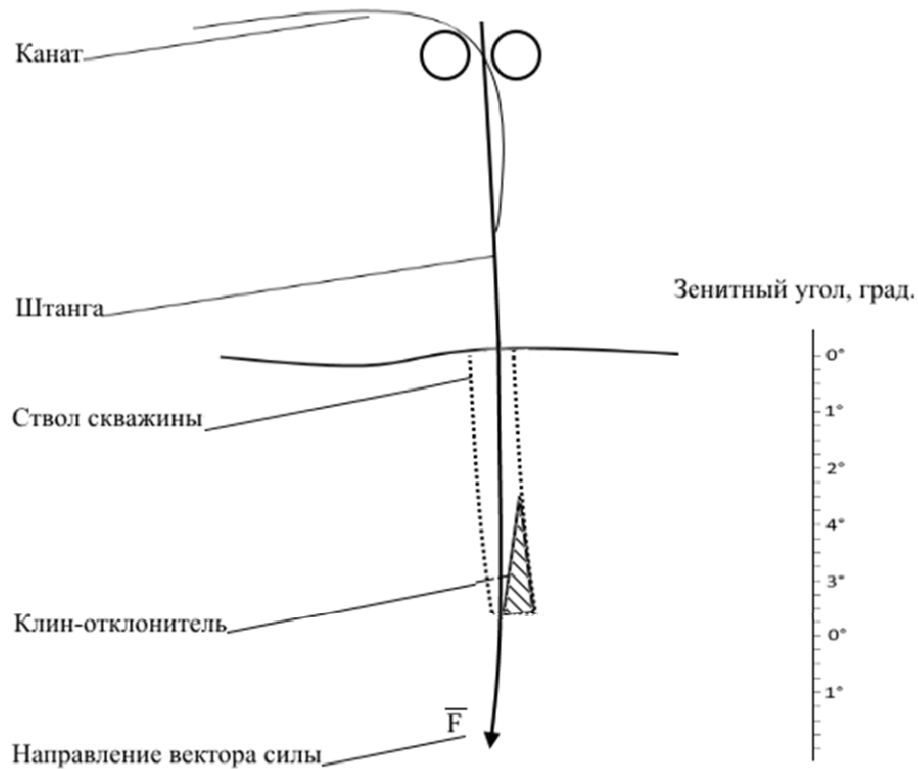


Рисунок 2.7 – Схематическая иллюстрация бурения ударно-штанговым способом вертикальной скважины с применением клина-отклонителя для ликвидации естественного искривления

Приблизительно в 1906 г. в районе Биби-Эйбатской бухты началась разработка шельфа Каспийского моря. Оригинальность идеи заключалась в том, что теперь наклонным бурением разрабатывался подводный участок, который был недоступен для вертикального способа бурения с суши. Такое оригинальное по меркам тех времен, технологическое решение было принято в основном благодаря предыдущим успехам в бурении наклонных скважин. Идея разработки морских нефтяных горизонтов принадлежала инженеру Потоцкому, руководившему засыпкой части Биби-Эйбатской бухты. В проекте предусматривалось наряду с бурением вертикальных скважин сооружение наклонных скважин под дно Каспийского моря.

Сам процесс искусственного искривления скважины технически успешно выполняли при бурении вращением. Только после бурения первой скважины роторным способом в 1934 г. на Старогрозненском месторождении начали реализовываться действенные инженерные задумки по направленному бурению.

Безусловно, к осязаемому толчку в освоении новых технологических приемов и техническому прогрессу в подготовке специалистов по бурению наклонно-направленных скважин привело изобретение дизельного и бензинового двигателей внутреннего сгорания на рубеже XIX-XX веков. Таким образом, технология наклонно-направленного бурения развивалась естественным путем, в основном благодаря зарождению инженерной мысли и инициатив.

Вплоть до 20-х гг. прошлого столетия поддержки на государственном уровне деятельность по направленному бурению не получала. Отрасль нуждалась в развитии научно-исследовательской и научно-конструкторской деятельности. Для этого требовалось увеличение количества специалистов, которые владели бы навыками не только в производственной деятельности, но и в опытно-исследовательской. Отсутствие достаточного фундамента инженерной школы было обусловлено многими факторами, в числе которых были военно-революционные, политические и экономические. Начиная с 20-х гг. двадцатого столетия резко увеличивается количество применяемых на нефтяных промыслах технических новинок, которые позволили качественно преобразовать и

оптимизировать процессы бурения нефтяных скважин, улучшить ориентирование бурильной колонны [28] для искусственного искривления, разработать новые средства измерения параметров кривизны скважины [30]. Этому способствовал также процесс формирования в послереволюционной России системы профессионально-технического и высшего образования [32].

2.5 Отклоняющие устройства, их совершенствование, интегрирование в компоновку нижней части бурильной колонны

Наличие зачатков отечественной научной школы и реализация определенных производственно-оптимизационных мероприятий позволили пробурить в 1934 г. первую наклонную скважину №300 в северной части острова Артем (Азербайджан) роторным способом с использованием клина-отклонителя (уипстока) [13]. Клинья-отклонители изначально были заимствованы в американской нефтяной промышленности, в которой они применялись с 1897 г. как устройства для ликвидации естественного искривления. В дальнейшем уипстоки стали применять в качестве средства направленного разрушения забоя и искривления ствола, что позволило осуществлять проводку наклонных скважин двумя участками: вертикальным и наклонным. Бурение роторным (вращательным) способом нефтяных скважин зародилось также в американской нефтяной промышленности в 1921 г.

В СССР клин-отклонитель использовался в период 1934-1936 гг. при бурении большей части наклонно-направленных скважин, причем скважины строились по двухинтервальному профилю, как и при бурении первой наклонной скважины [17].

Не для всех регионов страны бурение наклонных скважин являлось оптимальным решением, в первую очередь, из-за геологических особенностей залегания продуктивных горизонтов. К примеру, в 1934 г. для бурения в Старогрозненском районе потребовалось заложение опытных скважин, на основе которых был разработан новый метод наклонного бурения [2]. Благодаря

предложенному инженерами А.Н. Шаньгиным и Н.А. Кулигиным удалось качественно повысить точность ориентирования клинового отклонителя непосредственно на забое, что позволило сократить подготовительно-вспомогательные работы. Сущность их разработки заключалась в определении положения клина на забое скважины путем проецирования его на горизонтальную плоскость с помощью специального устройства (Рисунок 2.8) [3].

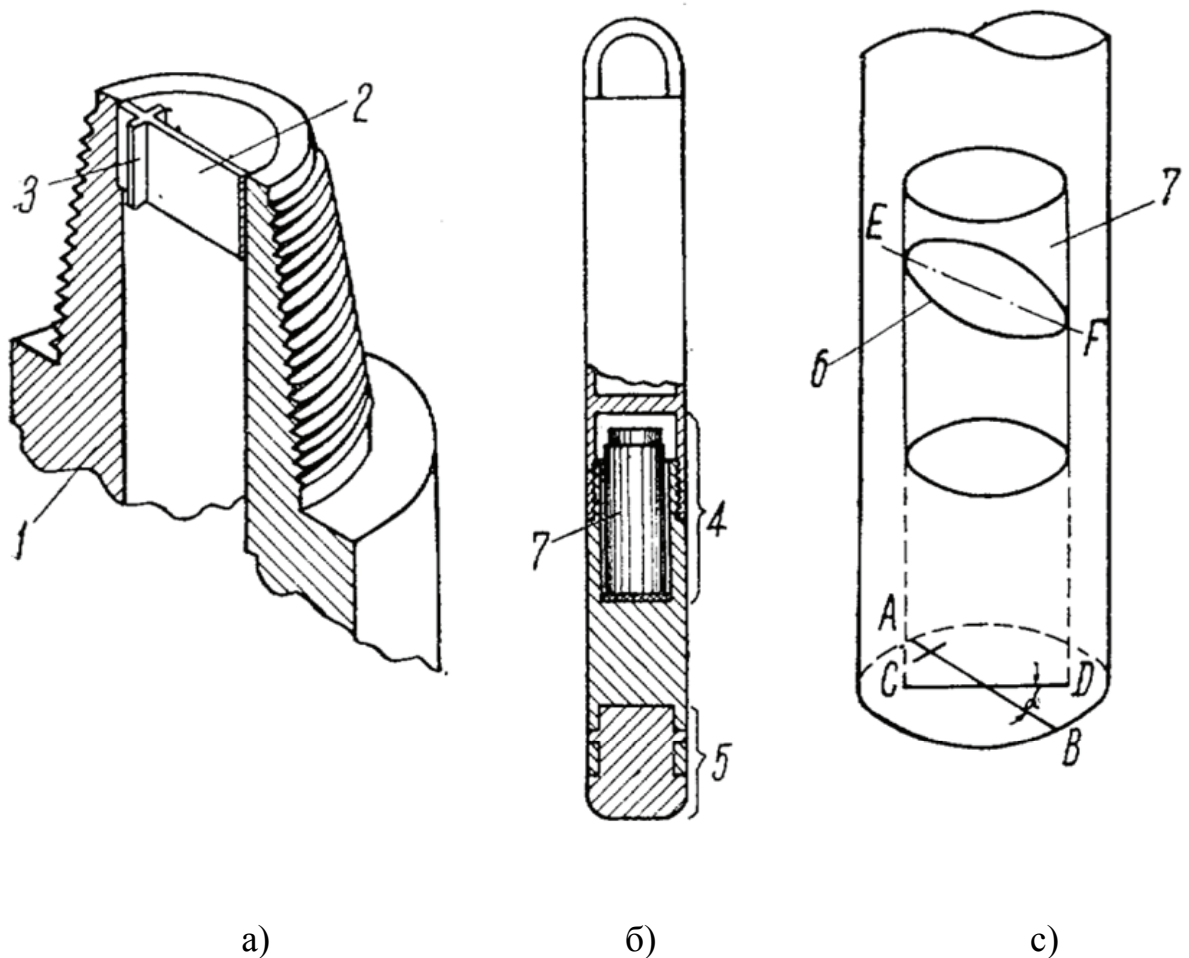


Рисунок 2.8 – Чертеж и схематичное изображение методики ориентирования клинового отклонителя А.Н. Шаньгина и Н.А. Кулигина: а – приспособление для осуществления предлагаемого способа установки в буровой скважине ориентированного уипстока или коронки; б – применяемый при осуществлении способа прибор для определения кривизны скважины; с – пояснение сути предлагаемого способа

Позже в 1936 г. инженеры получили авторское свидетельство «Способ и приспособление для установки в буровой скважине ориентированного уипстока или коронки» в Народном Комиссариате Тяжелой Промышленности СССР. Фрагмент описания изобретения №51881 представлен на Рисунке 2.9.



Зарегистрировано в Государственном бюро последующей регистрации изобретений при Госплане СССР

А. Н. Шаньгин и Н. А. Кулигин.

Способ и приспособление для установки в буровой скважине ориентированного уипстока или коронки.

Заявлено 19 сентября 1936 года за № ТП-0506.

Опубликовано 30 сентября 1937 года.

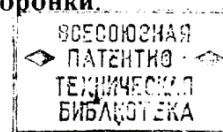


Рисунок 2.9 – Фрагмент описания изобретения

«Способ и приспособление для установки в буровой скважине ориентированного уипстока или коронки» (1937 г.)

В дальнейшем их методика была модернизирована, и в 1957 г. авторы Ю.С. Васильев, А.М. Корнев и Н.П. Моисеев зарегистрировали в Государственном комитете по делам изобретений и открытий при Совете Министров СССР авторское свидетельство №111960 [74].

В 20-х гг. прошлого столетия начало развиваться турбинное бурение. Благодаря изобретению М.А. Капелюшниковым одноступенчатого редукторного турбобура на базе многоярусного планетарного редуктора в 1923 г. этим способом пробурили первую в мире вертикальную скважину длиной 600 м на Сураханском промысле.

В период с 1938 по 1941 гг. на базе экспериментальных данных возникли новые технологические решения в бурении нефтяных скважин роторным способом, которые касаются модернизации клиновых отклонителей и разработки приборов измерения кривизны скважины [6].

Анализ работы компоновки низа бурильной колонны (КНБК) в 1945–1946 гг. в дальнейшем позволил А.Н. Шаньгину и Х.И. Бугаеву выдвинуть предложение о применении жесткого кривого переводника в сочетании с утяжеленными трубами, устанавливаемыми над турбобуром. В те же годы А.Н. Шаньгин совместно с В.В. Дорошевским и К.И. Лошкаревым сконструировал отклонитель типа «эксцентричный ниппель», в котором металлическая опора крепится в нижней части корпуса турбобура, тем самым обеспечивая относительно интенсивный набор кривизны для бурения направленной скважины независимо от твердости залегающих горных пород [3].

В 1946 г. П.И. Галюта и А.С. Сквирский предложили новый способ ориентирования турбобура-отклонителя путем переноса меток с бурильных труб на неподвижную часть ротора (Рисунок 2.10) [12].

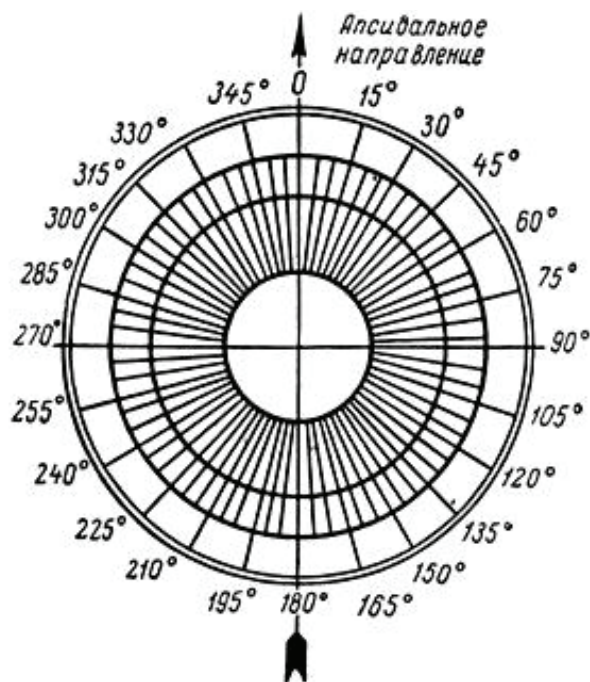


Рисунок 2.10 – Шаблоны для сноса меток

Несмотря на недостаточную точность этого способа ориентирования он быстро вытеснил ранее применявшиеся способы кривления с помощью визиров и теодолитов, заимствованных из американской практики [16].

Понятие «кривой переводник» вошло в промышленный обиход в 40-е гг. прошлого столетия и применялось вплоть до 90-х гг. Переводник, который имел искривление до 2 градусов, изначально устанавливался в КНБК выше турбобура, между утяжеленными бурильными трубами (УБТ) и служил устройством, с помощью которого управляли искривление скважины. Именно этот «отклонитель для турбинно-направленного бурения» в 1947 г. был запатентован инженером А. Н. Шаныгиным [3]. При бурении наклонно-направленных скважин с использованием «кривого переводника» в 50-х гг. XX века выявлено несоответствие фактических параметров кривизны расчетным (плановым), причем с увеличением глубины скважины отклонение возрастало линейно. Исследования данного феномена А. С. Бронзовым, Ю. С. Васильевым и Г. А. Шетлером [89] в 1960 г. позволили выявить явление обратного момента как реакцию разрушаемой породы на работу вооружения долота на забое. Для расчета обратного момента с увеличением глубины бурения была разработана номограмма зависимости «глубина – угол закручивания» (Рисунок 2.11) [28].

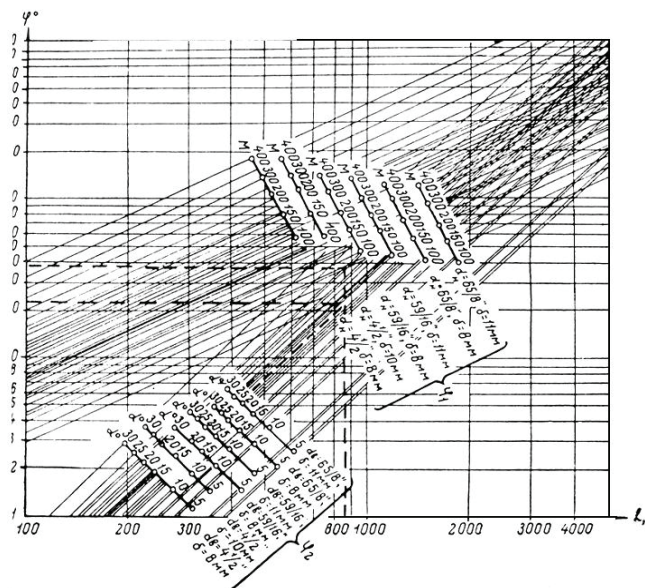


Рисунок 2.11 – Номограмма зависимости «глубина – угол» для определения угла закручивания

Эффект обратного момента и результирующей силы как факторов причин искривления скважин положен в основу разработки отклонителя ОМТ-4 М.С. Онищенко, обеспечивающего разрушение забоя торцом долота. В описываемой разработке кривой переводник переместили в нижнюю часть турбобура (на расстоянии примерно $1/3$ длины турбобура от долота), тем самым добившись лучшей управляемости в режиме направленного бурения. Акцент на управляемость КНБК создал толчок к расчетному подходу искривления скважин во время бурения [29].

2.6 Эволюция скважинных приборов для измерения зенитного угла и азимута

К 30-м гг. прошлого века явные недостатки метода стеклянного цилиндра с кислотой привели к необходимости разработки более точных способов измерения. «Одноточечным» называли прибор, который заключался в фотографировании изменения отвесной струны и компаса во время спуска прибора в скважину. Свинцовый отвес, который изначально применяли в шахтах, фиксировал, а фотокамера регистрировала на маленькую фотопластинку изменения зенитного угла. Фотопластинку анализировали (считывали) на поверхности. Метод магнитной ориентации (ММО) по принципу «одноточечного» разработала компания «Хьюитт-Кустер» в начале 30-х гг. прошлого века [37]. Метод лучше всего подходил для бурения вертикальных скважин, т.к. наименьшая погрешность возникала при измерении малых углов. Далее на его основе был разработан новый метод для измерения азимута скважины.

Важным фактором при разработке инклинометров являлась не столько точность измерений, сколько их диапазон. Выпускаемый с 1931 г. французской компанией Шлюмберже инклинометр был модернизирован инженерами В.М. Пироговым, С.Ф. Выборных и С.Я. Литвиновым, которым удалось увеличить диапазон измерения зенитного угла от 25 до 38° [15, 41].

С 1940 г. в нефтяной промышленности начал применяться инклинометр МЧС-1, авторами изобретения которого стали Г.С. Морозов, Н.К. Черноусов и Г.Н. Строчкий [1, 31]. Данный инклинометр фиксировал величину зенитного угла и азимута прокалыванием иглой бумажного диска, который устанавливался на магнитной стрелке. Способ не решал большинства имеющихся проблем, прежде всего, из-за того, что за одно погружение в скважину производил измерение только в трех точках.

Объемы бурения постепенно увеличивались, росла и география строительства скважин. С внедрением в производство примерно в 1946 г. инклинометра ИШ-2, разработанного грозненским геофизиком И. В. Шевченко, качество и точность траектории проводки скважин несколько улучшились [42]. Прибор ИШ-2 опускался в скважину через бурильные трубы на трехжильном каротажном кабеле, а измерение угла производилось на поверхности с помощью потенциометра. Количество точек при таком методе не ограничивалось даже с учетом диапазона измерений (до 50°), а при относительной простоте конструкции инклинометр имел сравнительно небольшую погрешность: $\pm 0,3^\circ$ при измерении зенитного угла и $\pm 2-3^\circ$ для измерения азимута.

В 1948 г. компанией «Сперри-Сан» (входит в состав компании «Халлибуртон») были разработаны однотоочный, а затем и многотоочный инклинометры. Как было отмечено выше, в этих инклинометрах использовались часовые механизмы. В многотоочный прибор заправлялась катушка с пленкой, что позволяло делать снимки на различных этапах исследования. С развитием электронного приборостроения, примерно с 1961 г., многотоочный прибор был оснащен электронным программным устройством. Далее электронные системы исследования (ESS) появились с середины 80-х гг. прошлого столетия. Развитие электроники позволило разработать приборы для экономного и надежного измерения как зенитного угла, так и азимута ствола скважины [42].

Кроме известных способов проведения скважинных исследований на кабеле, в 1970-х гг. применялся также способ сброса прибора со стандартным инклинометром и его принудительным продвижением промывочной жидкостью

Первые практические разработки по телеметрическим системам измерений с использованием импульсов, передаваемых на поверхность через буровой раствор, были начаты в 50-х гг. прошлого столетия, но только в 1978 г. в США создана серийная модель телеметрической системы с гидравлическим каналом передачи данных для измерения скважинных параметров. В СССР на основе технических решений аппаратуры КУБ-1 «ВНИИГИС» в период с 1969 г. по 1980 г. внедрена в производство телеметрическая система ЗИС-1 с электромагнитным каналом связи. В дальнейшем с 1991 г. модернизированные забойные телесистемы с беспроводным электромагнитным каналом связи типа ЗИС-4 используются в производственном режиме для проводки горизонтальных скважин [55]. Разработки телеметрической системы с гидравлическим каналом связи в СССР также велись, но в 1980 г. исследования были приостановлены.

2.7 Обобщение этапов развития наклонно-направленного бурения

В процессе исследования исторических аспектов возникновения и развития наклонно-направленного бурения были рассмотрены 3 основополагающих аспекта: процесс совершенствования скважинного оборудования, эволюция измерительных устройств параметров кривизны и отклоняющих устройств оси скважины.

Результаты систематизации исторических материалов об этапах развития техники и технологии ННБ в России и мире представлены в Таблицах 2.1 и 2.2.

Таблица 2.1 содержит периоды и события, которые способствовали развитию ННБ по трем фундаментальным направлениям: способы бурения и измерения кривизны скважины, а также принцип искривления траектории ННГС. Полученные сведения позволили провести анализ последовательного развития каждого из трех технологических методов ННБ в отдельно взятый временной период.

Таблица 2.1 – Развитие технологических методов ННБ

Период	Метод бурения	Метод измерения	Метод искривления
1870– 1900	Бурение наклонных скважин ударно-штанговым методом.	Применение прибора Моаса (плавиковой кислоты).	Клиновые отклонители для ликвидации искривления.
1901– 1935	Разработан метод бурения односекционным турбобуром.	Электромагнитный скважинный инклинометр для измерения.	Клиновые отклонители для искривления траектории скважин.
1936– 1950	Бурение горизонтальных скважин.	Визированный спуск бурового оборудования с отклонителем.	Бурение наклонных скважин турбинным способом с кривым переводником.
1951– 1970	Развитие технологии многозабойного бурения.	Ориентирование отклоняющего устройства бурильной колонны с помощью кабеля.	Многозаходные винтовые двигатели с отклоняющим устройством.
1971– 1990	Применяются маятниковые бурильные колонны для наклонного бурения.	Скважинная телеметрия на основе гидравлического канала связи.	Применяют отклоняющую силу бурильной колонны.
1991– 2010	Внедрение верхних силовых приводов для интенсивного вращения бурильной колонны.	Применяют скважинные бескабельные телеметрические системы.	Создана технология бурения наклонных скважин с роторно-управляемыми системами (РУС).
2011– 2020	Моторизованная управляемая система, соединяющая в себе забойный двигатель и телесистему.	Производится каротаж во время бурения для выявления и оценки нефти и газа.	Гидравлические забойные двигатели с регулируемым углом кривого переводника.

Таблица 2.2 содержит временные периоды аналогично Таблице 2.1 и четыре ключевых показателя повышения эффективности технологии ННБ после внедрения новых технологических методов, приведенных в Таблице 2.1.

С начала XX века приоритетной задачей развития технологии ННБ является увеличение добычи полезных ископаемых, при этом задача снижения затрат на строительство ННГС решалась частично.

Таблица 2.2 – Влияние на повышение эффективности ННБ разработанных технологических методов

Период	Методы повышения эффективности технологии ННБ			
	снижение времени бурения	уменьшение аварийности	удешевление бурения	рост добычи нефти и газа
1	2	3	4	5
1870–1900	Клиновые отклонители применяли для недопущения удлинения скважин.	Сохранение вертикальности траектории.	–	–
1901–1935	Механизированное оборудование позволило увеличить скорость бурения.	Повышается оперативность и точность измерения пространственного положения скважины.	Развивается кустовое бурение, упрощается монтаж буровых.	Растут объемы добычи нефти за счет увеличения объемов бурения.
1936–1950	Модернизируются турбобуры, наращивают скорость промывки раствора.	Растет количество добываемых скважин в соотношении с сухими.	–	Более точное ориентирование бурильной колонны, достижение геологических целей.
1951–1970	Совершенствуются конструкции турбобуров и винтовых двигателей.	В производстве применяется более надежное забойное оборудование.	–	Увеличивается объем добычи нефти из расчета на единицу скважины.
1971–1990	Маятниковые бурильные колонны позволили сократить время на его ориентирования.	Изучение процессов бурения геофизическими приборами.	Оптимизация за счет развитых геофизических исследований.	Снижение времени бурения привело к увеличению объемов бурения скважин.

Продолжение таблицы 2.2

1	2	3	4	5
1991– 2010	Совершенствуется технология бурения, применяют автоматизированную буровую технику.	Применяют программные обеспечения при проектировании и моделировании технологии ННБ с целью его улучшения, создаются предиктивные технологии на базе прогностических моделей.		Формируются центры геологического и геонавигационного сопровождения бурения скважин.
2011– 2020	Высокопрочная буровая техника позволяет достигать рекордные темпы бурения скважин.	Системы постоянного мониторинга бурения, внедряются алгоритмы оповещения.	Оптимизируются затраты на ННБ путем внедрения отечественных технологий.	Увеличивается длина бурения в нефтеносном пласте за счет системы тяжелого каротажа.

В начале XXI века в ННБ внедряются новые технологии, и происходит технический скачок, что приводит к:

- запуску центров мониторинга и оперативной техподдержки;
- интеграции программ для контроля траектории, анализа рисков;
- формированию учебных центров для специалистов узкого профиля;
- совершенствованию комплексов геофизического каротажа;
- возникновению модернизированных (наддоложный модуль, колонный ретранслятор) и концептуально новых типов скважинного оборудования (роторно-управляемые системы, моторизированные управляемые системы) для ориентированного бурения.

Анализ Рисунка 2.12 показывает, что необходимым и закономерным условием дальнейшего успешного развития способов бурения ННГС является тесный контакт производителей в отрасли ННБ с научными школами, способными изучать технологические процессы, происходящие в скважине методами математических расчетов.

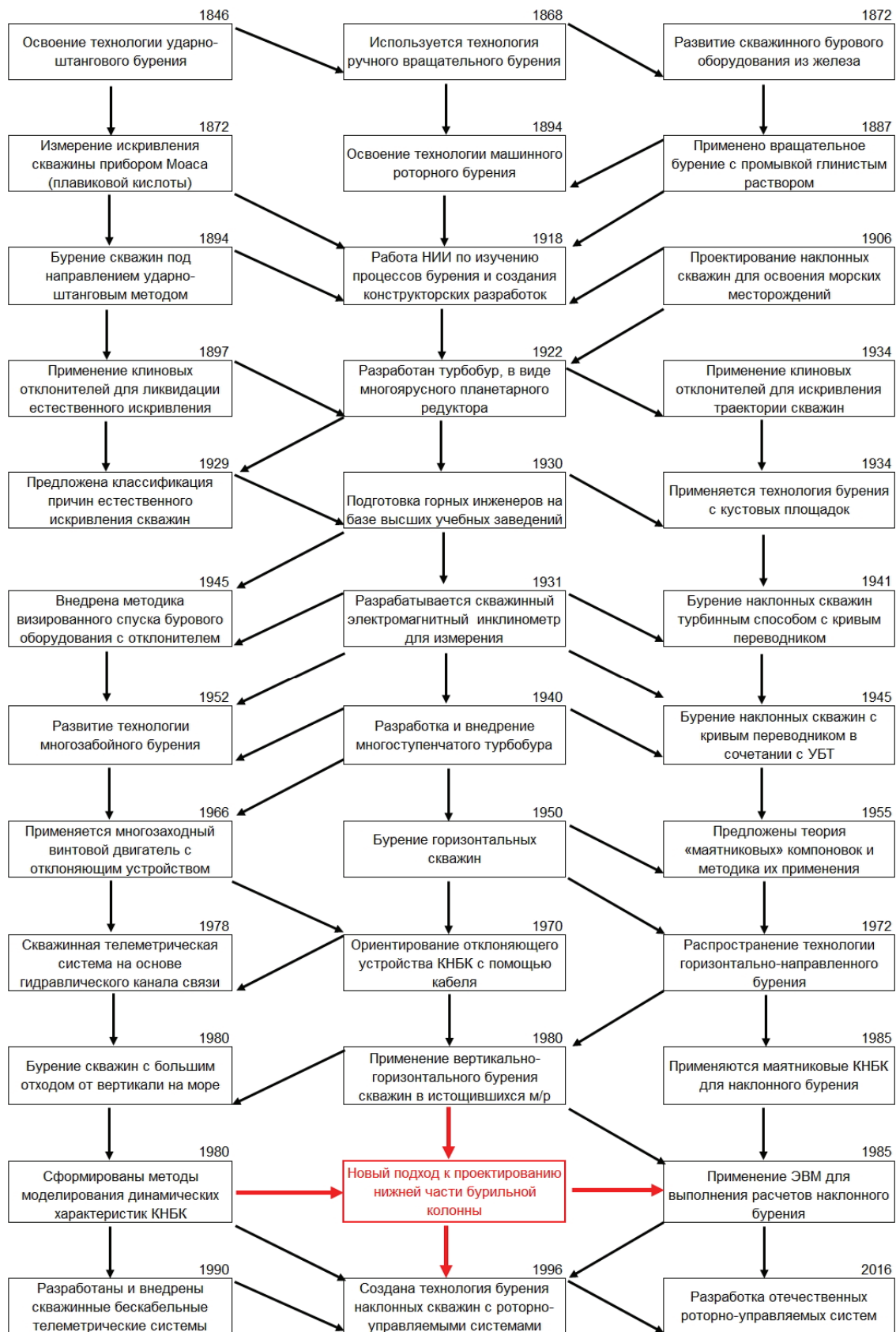


Рисунок 2.12 – Историко-техническая схема становления и развития способов бурения ННГС с установлением недостатков в цепи его эволюции

Бесспорными преимуществами применения методов математических расчетов являются как дешевизна проведения исследований, так и множество их вариантов, выполняемых достаточно высокими темпами. Это поможет инженерам-буровикам быстрее выявлять возможные нарушения технологии ННБ и устранять их до применения в реальных скважинных условиях.

Выводы по главе 2

Развитие научных школ, реализация производственно-оптимизационных мероприятий в период первых трех пятилеток позволили СССР, начиная с 30-х гг. XX века, модернизировать парк бурового оборудования взамен примитивным и устаревшим технологическим приспособлениям, в том числе для ННБ.

Скважинные приборы для измерения параметров кривизны прошли эволюционный путь от примитивной «бутылки с кислотой» до инновационных инклинометров с акселерометрами. С появлением электронных программных устройств приняты в производство телесистемы с электромагнитным (1969 г.) и гидравлическим (1978 г.) каналами связи.

Темпы развития техники и технологии ННБ, возрастающие объемы их применения требуют разработки новых методов моделирования и управления процессом наклонно-направленного бурения, которые могут быть использованы как в процессе бурения, так и в образовательной среде для обучения студентов в вузах, а также повышения или оценки квалификации производственного персонала.

Анализ становления и развития способов бурения (Рисунок 2.12) показал очевидные недостатки в цепи эволюции технологии и оборудования для бурения ННГС. К началу 80-х гг. прошлого века заметно увеличилось количество научных институтов нефтегазового профиля, проведено достаточно исследований скважинных процессов учеными, подготовлено множество теоретических научных работ по развитию математических моделей, описывающих процессы бурения ННС.

Литературный обзор тенденции зарождения и развития ННБ до 20-х гг. XX века показал, что наибольший интерес у ученых вызывали:

- исследования и разработка методик и устройств для недопущения самоискривления скважин и искусственного искривления скважин;

- процесс самоискривления скважин, с целью измерения которого начинается разработка скважинных приборов. Применение в 1870 г. стеклянных сосудов с кислотой стало первым способом измерения кривизны скважины. Вместе с тем, приходится признавать, что отсутствовали какие-либо образовательные методики для более интенсивного развития отрасли бурения ННС.

В ходе обзорной деятельности выявлены некоторые упущения в научно-организационной деятельности ННБ, к числу которых относятся:

- недостаточное развитие расчетных методик для проектирования бурильных колонн;

- недостаточное раскрытие потенциала метода начальных параметров в части расчета влияния осевой нагрузки и кривизны оси скважины на отклоняющую силу на долоте;

- недостаточная степень разработки информационно-образовательных средств и технологий, с применением которых можно, во-первых, развить интерес со стороны специалистов различных направлений производства, а, во-вторых, провести исследования на базе имитационных моделей.

ГЛАВА 3

ИСТОРИЧЕСКИЕ ЭТАПЫ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ НА ШЕЛЬФЕ И МОРЕ

Совершенствование технических средств для бурения, буровых станков и разработка новых методик стали основными направлениями развития бурения в России в последней трети XIX века. В 1870-х гг. буровое оборудование было в основном импортное, которое поставлялось из Румынии и США. Однако уже в конце 70-х гг. XIX века российские горные инженеры начали отказываться от импортной буровой техники из-за их неприспособленности к горно-геологическим условиям России. Отечественным инженерам-конструкторам ставилась задача разработки более надежной и выносливой техники и принципиально новых способов разрушения горной породы на забое скважины. В 70-х гг. XIX века был предложен способ ударно-штангового бурения, который в литературе получил название «бакинский способ».

3.1 Этапы развития технологий бурения направленных скважин и механизация забойного оборудования

Активный интерес, проявленный нефтяниками СССР к управляемому искривлению скважин на промышленном уровне, начался, как было сказано выше, в 1929 г. В этот период в журнале «Нефтяное хозяйство» были опубликованы переводы зарубежных статей по бурению искривленных скважин.

Новый подход к изучению искривления бурящихся скважин роторным способом и предупреждению естественного искривления скважин нашел свое место в работах отечественных ученых М.А. Жданова, М.Г. Танасевича, К.П. Калицкого и других исследователей [22], который ранее также был отмечен И.С. Васильевым и А.Н. Динником.

Сотрудник ГрозНИИ Н.Н. Маркелов [47] разделил причины искривления скважин при бурении роторным способом на геологические и технические; описал характер и зависимость искривления скважин от геологического строения

разреза скважины с привязкой к району наблюдений (Таблица 3.1). При описании технических причин искривления скважин автор затронул большинство аспектов, которые активно изучаются и в современной науке [10, 25, 40, 43, 62, 80].

Таблица 3.1 – Сопоставление трактовки причин искривления скважин в 1929 г. с современными

Причины искривления скважины, выявленные сотрудником ГрозНИИ Н.Н. Маркеловым в 1929 г.	Современная трактовка причины в области изучения естественного искривления скважины
Неправильное заложение скважины	Проектирование профиля с учетом горно-геологического залегания пластов
Нарушения нормальной циркуляции глинистого раствора	Влияние гидравлических параметров на процесс непрерывного бурения
Несоответствующие тип и размеры инструмента и оборудования	Подбор забойного оборудования с учетом напластования и анизотропии
Неудачный выбор скорости вращения и подачи	Исследование режимов бурения на процесс самоискривления скважины

Принцип бурения при помощи турбобура заключается в том, что для вращения долота не надо вращать всю бурильную колонну, а достаточно подать интенсивный поток бурового раствора на предлагаемое устройство [90]. Перенос привода долота от бурильной колонны непосредственно на забой позволил осуществлять непрерывное отклонение ствола в нужном направлении в процессе углубления скважины и плавное контролируемое ее искривление. Снижение количества скважинных аварий стало еще одним очевидным преимуществом применения турбобуров на промыслах. Турбобуры исполнялись на базе одноступенчатой турбины и многоярусного планетарного редуктора. Конструкция турбобуров не менялась до 1934 г.

Разработка многосекционного безредукторного турбобура во второй половине 30-х гг. прошлого века позволила П.П. Шумилову и его соавторам внедрить в производство забойный двигатель, работающий с относительно низкой

частотой, но высоким моментом вращения (Рисунок 3.1). Эта разработка применялась в СССР в качестве основного механизма для сплошного бурения.

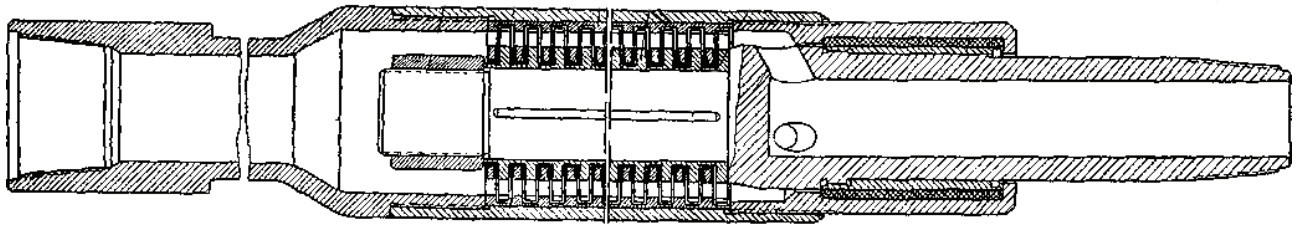


Рисунок 3.1 – Эскиз механизма из авторского свидетельства П.П. Шумилова, Р.А. Иоаннесян, Э.И. Тагиева и М.Т. Гусмана от 18.01.1941 №40472/304491 «Многоступенчатая гидравлическая турбина, преимущественно для турбобура»

Электробурение было изобретено в конце XIX – начале XX веков, но в качестве способа передачи кинетической энергии к долоту стали рассматриваться в послевоенные годы. Первые электробуры безредукторного исполнения были разработаны после 40-х гг. прошлого века. Их внешний диаметр составлял 250 мм. Экономические выгоды применения электробура стали очевидны после его испытания на месторождениях в Азербайджане в 1948–1950 гг. В Башкирской АССР в начале 50-х гг. прошлого века начали применение электробуры в промышленных масштабах [4]

До 1951 г. электробур спускался в скважину на кабель-канате, затем научились спускать его на модернизированных бурильных трубах. Такой подход к строительству скважин позволил открыть новые потенциальные возможности в наклонно-направленном и горизонтальном бурении [69].

Работа по созданию промышленных образцов винтовых забойных двигателей (ВЗД) были начаты в середине 1960-х гг., как в Советском Союзе, так и в Соединенных Штатах Америки. В США специалистами фирмы «SmithTool» как альтернатива турбобурам был разработан ВЗД для наклонно-направленного бурения. В 1966 г. специалистами Всероссийского научно-исследовательского института буровой техники (ВНИИБТ) была завершена разработка винтового

забойного двигателя, в котором рабочие органы были выполнены на базе винтового героторного механизма [26, 68].

В последующем развитие технологии направленного бурения было нацелено на реализацию мероприятий по бурению скважин малого диаметра, разработку скважинных приборов для исследования скважин с возможностью передачи данных на поверхность в режиме реального времени, освоение технологии горизонтального бурения, совершенствование забойных двигателей, отклоняющих устройств и способов бурения скважин.

Наряду с традиционными методами появились попытки развития способов термического бурения с вращающейся реактивной горелкой, ударно-вращательного, шароструйного [36], а также с использованием зарядов взрывчатого вещества, на основе сжатого воздуха, сверхнизкой температуры и т.д. Однако эти новые способы бурения не предусматривали развития техники и технологии бурения нефтяных и газовых скважин (НГС).

В СССР дальнейший интенсивный темп развития техники и технологии бурения ННГС получили в 50-х гг. XX века. Посылком к модернизации отрасли стала организация Московского геологоразведочного, Ленинградского и Свердловского горных, Томского политехнического, Иркутского горно-металлургического и Уфимского нефтяного институтов.

Особенно следует отметить заслуги советских ученых: Т.О. Акбулатова, Ю.Л. Боярко, В.А. Броневого, А.С. Бронзова, В.Г. Вартыкяна, Б.И. Воздвиженского, А.М. Геймана, Н.А. Грибского, Н.А. Григоряна, М.П. Гулизаде, В.П. Зиненко, А.Г. Калинина, А.О. Кайзера, Г. К. Кармальского, А.Е. Колесникова, В.Е. Копылова, И.П. Кулиева, Л.М. Левинсона, Е.Л. Лиманова, Ю.Л. Михалкевича, Ю.Т. Морозова, С.А. Павлюченко, В.П. Рожкова, Р.Х. Санникова, Б.И. Спиридонова, И.Н. Страбыкина, С.С. Сулакшина, Б.З. Султанова, В.В. Шитихина, И.М. Юдборовского, А.С. Юшкова и др., которые внесли свой вклад в развитие техники и технологии бурения ННГС [50].

В результате углубленного исследования вопросов искусственного искривления скважин были разработаны разнообразные технические средства, сформирована база результатов опытно-экспериментального применения достаточного количества вновь разработанного и модернизированного бурового оборудования в производственных условиях (Рисунок 3.2).

С 80-х гг. прошлого века началось активное применение винтовых забойных двигателей в России и в мире. Толчком к модернизации технологии бурения стали рекордные показатели отработки долот при применении советских ВЗД компанией «Drilex» на Северном море [53].

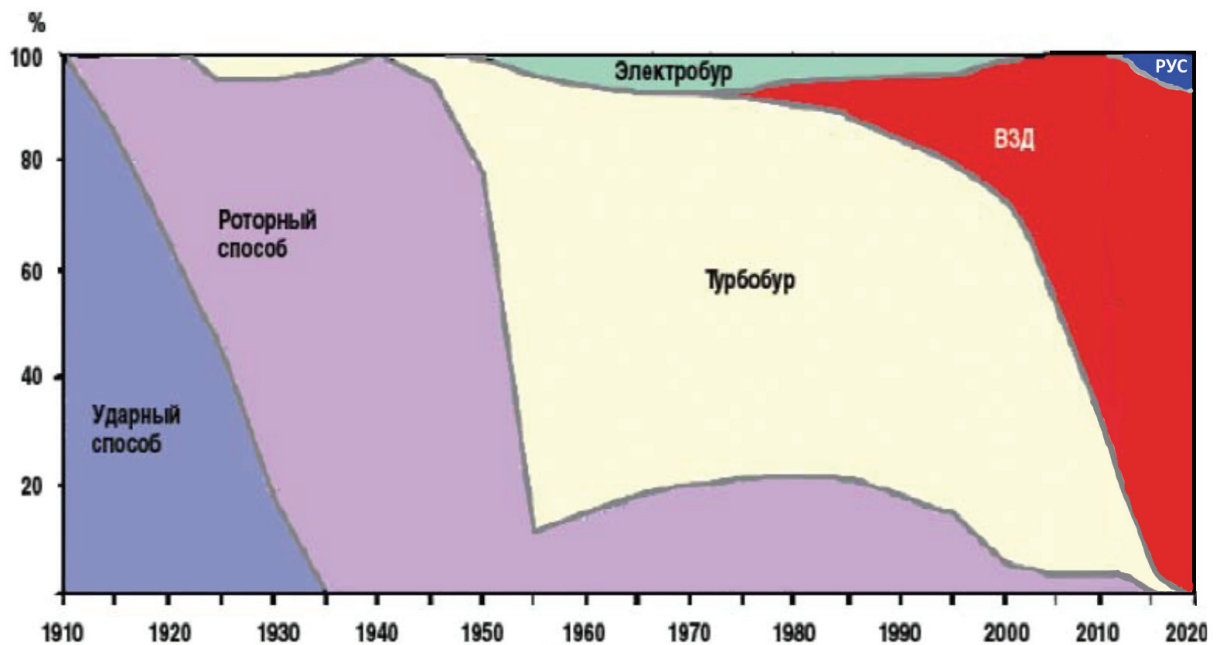


Рисунок 3.2 – Развитие способов бурения в мировой практике

Таким образом, история создания ВЗД на базе Всероссийского научно-исследовательского института буровой техники включает следующие события:

1966 г. – российские конструкторы из Всероссийского научно-исследовательского института буровой техники провели испытание уникального типа забойного двигателя – винтового забойного двигателя;

1974–1980 гг. – освоение серийного производства первых отечественных ВЗД на Кунгурском машиностроительном заводе (КМЗ) и Павловском машзаводе (ПМЗ);

1980–1990 гг. – крупномасштабное производство ВЗД на КМЗ, ПМЗ и Бердичевском заводе «Прогресс» (г. Бердичев, Украина) – до 7000 винтовых пар в год;

1981–1984 гг. – продажа четырех исключительных лицензий фирме «Drilex» (Франция, Англия). Закрытие для России внешнего рынка на поставку ВЗД до 1991 года;

1991 г. – Пермский филиал ВНИИБТ продает лицензию на производство ВЗД КМЗ и ПМЗ. С 1992 г. ПФ ВНИИБТ – конкурент ПМЗ и КМЗ;

1995–2003 гг. – Всероссийский научно-исследовательский институт буровой техники разрабатывает ВЗД усовершенствованного типа, применяемого для бурения боковых стволов, в том числе с горизонтальным окончанием [72].

3.2 Развитие способов и технических средств для морского бурения

В начале истории развития морского бурения учеными и инженерами-конструкторами было разработано множество типов передвижных сооружений для разведочного бурения. Особые условия выполнения буровых работ на море требовали более тщательного подхода при проектировании конструкции передвижных буровых установок. К таким буровым установкам относятся буровые суда и плавучие буровые установки (ПБУ), предназначенные не только для разведочного, но и эксплуатационного бурения. Мобильность таких установок и их автономность показали экономическую выгоду, несмотря на чрезмерно высокую стоимость производства [52].

Эволюция морских сооружений для бурения нефтяных и газовых скважин позволила совершить достижения в бурении скважин с большим отходом.

В Таблице 3.2 представлена краткая информация о скважинах с наибольшими горизонтальными отклонениями с 1995 г., пробуренных с шельфа и в море [75].

Таблица 3.2 – 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, О-5RD
12033	13500	–	–	ПАО «НК «Роснефть», Россия	Чайво, О-14
11475	12345	1784	6,4	Еххон Neftegas, Россия	Одопту, ОР-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	Мителплей, 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
8040	8720	1612	5,0	BP, Англия	Уитч-Фарм, M-05
7974	8530	1616	4,9	TotalFinaElf, Аргентина	Эра, AS-3
7967	8892	1633	4,9	BP, Англия	Уитч-Фарм, M-15
7853	9327	2770	2,8	Norsk Hydro, Норвегия	Озеберг 30/6-C-26A
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, M-9Z
7645	9032	2156	3,5	Maersk, Дания	Дан, MFF-19C
7593	9082	2990	2,5	Statoil, Норвегия	Висанд 34/8-A-6HT

Существенный прорыв в бурении скважин БОВ произошел после разработки интеллектуальных роторных забойных телеметрических систем (ЗТС) в 1996 г. компанией «Бейкер Хьюз». Роторно-управляемая система «AutoTrak» запрограммирована на автономную работу по бурению ствола скважины с использованием алгоритмов управления траекторией скважины. На Рисунке 3.3 представлена обобщенная схема развития технологий направленного бурения, в том числе на шельфе [93, 95, 100, 113].



Рисунок 3.3 – Схема развития технологий направленного бурения

В 1937 г. было сконструировано первое передвижное основание на воде братьями Хубецовыми, которое предназначалось для бурения нефтяных скважин на Каспийском море. Впоследствии затапливаемое сооружение из деревянных конструкций было разрушено во время шторма. В 1947 г. инженер В.И. Тарасевич спроектировал конструкцию из стальных материалов, которая была реализована только в 1959 г. также на Каспии. Советские инженеры по проекту Гипроморнефти разработали и задействовали для бурения на море затапливаемую передвижную буровую установку. Плавучие буровые установки с опорными колоннами были внедрены в морскую нефтегазодобывающую промышленность в начале 60-х гг. прошлого века, которые предназначались для глубокого разведочного бурения [93].

Разработка Н.С. Тимофеевым металлических забуриваемых свайных оснований на начальном этапе развития комплексов морских нефтегазовых сооружений (МНГС) стала фундаментальным открытием. Сваи забуривались после бурения шурфов на месте их предполагаемой установки. Далее сваи соединялись металлическими балками, на которых впоследствии собиралась буровая установка. Уже в 1940 г. советский инженер Б.А. Рагинский предложил крупноблочный способ монтажа морской буровой установки на сваи, которые требовалось цементировать после их забуривания.

Одна из ключевых задач, которую требовалось решить во время разработки морских нефтяных месторождений, – это наладка логистики между морскими буровыми платформами и сушей. Доставка грузов на судах при волнении свыше 4 баллов и ветре свыше 5 баллов была затруднена. В ходе выполнения технологических операций бурения может потребоваться оперативное сообщение с сушей [92]. На Рисунке 3.4 представлены факторы, определяющие эффективность бурения.

В связи с высокими штормовыми рисками на некоторых морских месторождениях (в акваториях в местах разработки) построены эстакады, которые служат в качестве средств сообщения. Такими эстакадами оснащено морское месторождение «Нефтяные Камни», которые связывают объекты существующего промысла. С 1974 г. применялись металлические стационарные основания, разработанные Л.А. Межлумовым, С.А. Оруджевым и Ю.А. Саттаровым для бурения на морских глубинах до 84 м [39].

Деревянные сваи стали упором для стационарных оснований в США на заре разработки морских месторождений в Калифорнии. Далее деревянные сваи эволюционировали в железобетонные и бетонные конструкции в виде кессонов, массивов, отпускных колодцев и свай. Подобное основание, называемое «Основание Коллинса», представляет бетонный массив колонн цилиндрической формы диаметром 5,8 м, которые согласно технологии, погружаются в грунт. В международной практике имеется опыт применения кессонов размерами чуть более 12×20 м [95, 101, 104].

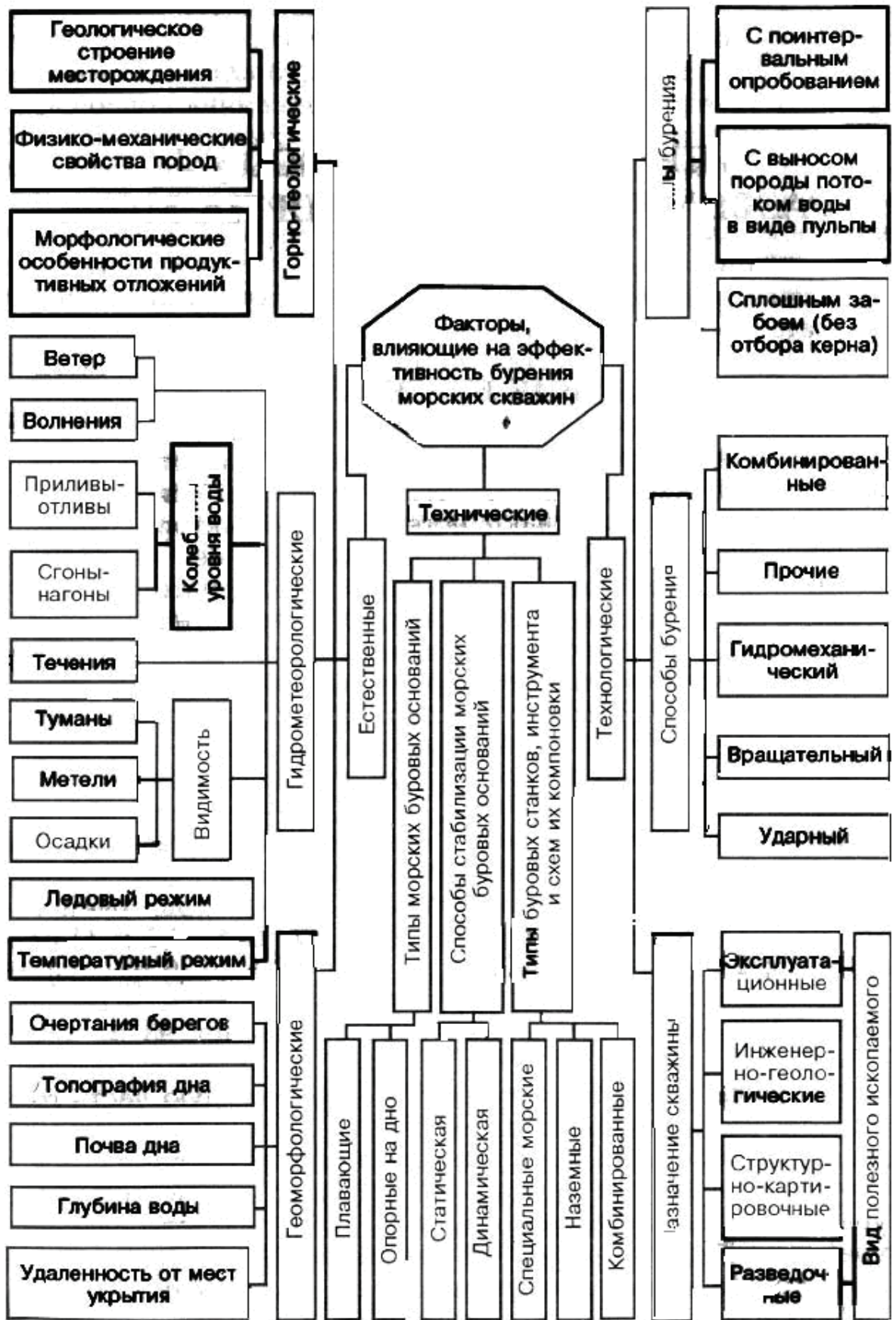


Рисунок 3.4 – Факторы, влияющие на эффективность бурения скважин на море

Требованиями к применению таких кессонов является их фиксация с применением шпунтовых свай, которые засыпаются песком. Данный способ является одним из самых дорогостоящих, что помешало его широкому распространению.

На глубинах до 30 м применяли стойки из железобетона диаметром 1,5 м и длиной 55–60 м, толщиной стенки не менее 15 см. Далее на такие стойки устанавливали основание. На мелководье применяли сваи со сторонами по 60 см, которые забивали в грунт с применением паровых копров. Стационарные металлические основания для буровых платформ изначально применялись на глубинах до 6 м. Опыт показывает, что такие основания возможно применять на морских глубинах 305 м и более.

Следующим этапом в модернизации морских стационарных платформ стало применение в их конструкции массивного моноблока в опорной части и реализация верхнего строения в многопалубном виде. Применение заводских массивных блоков, которые укомплектовываются различного рода технологическим оборудованием на многоуровневых палубах, стало особенностью конструкций оснований с массивными блоками. Такая конструкция позволила одновременное бурение и добычу углеводородов.

При освоении Северного моря достигнут наибольший темп развития технических средств для бурения морских нефтяных и газовых скважин, когда в 1966 г. было начато освоение месторождений «Вест-Соул», «Лимен», «Индифатийгебл» и ряда других. Именно в Северном море нашли широкое применение железобетонные платформы стационарного типа, которые крепились к морскому дну железными сваями [73].

Применяются и морские буровые платформы комбинированного типа, где низ основания изготавливается из железобетона, а верхняя часть – из стали.

Разработаны проекты по улучшению конструкций оснований морских буровых платформ (Рисунок 3.5). Согласно результатам предварительных расчетов, такие конструкции могут быть применены в море, где глубины достигают до 1050 м.

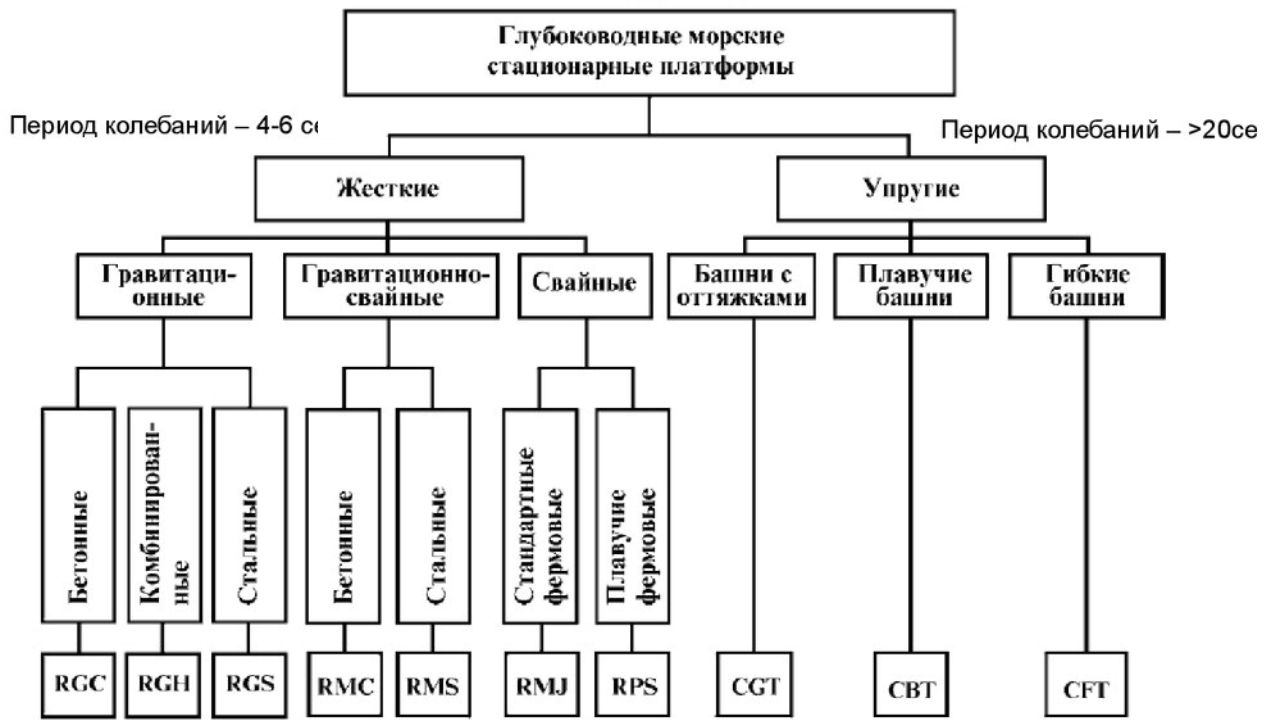


Рисунок 3.5 – Виды морских платформ для бурения по способу опирания и крепления к морскому дну

Применение эффекта взаимной компенсации волновых нагрузок при резонансных частотах позволило планировать разработку морских нефтяных месторождений в глубоких акваториях.

Несмотря на труды ученых по проектированию жестких оснований наибольшее применение все же нашли плавучие системы освоения морских нефтяных и газовых месторождений. Изначально плавучие системы применяли только для бурения в малодебитных месторождениях и на месторождениях начального этапа разработки.

Для структурно-поискового бурения на Каспии в 1959 г. была применена плавучая буровая установка. Данная установка служила прочным основанием при бурении 22 скважин в течение 1 года, где суммарная проходка составила 14 тыс. м. При расчете на месяц получается 1200 м на станок в месяц, а при применении стационарных установок достигалась проходка не более 400 м на станок средним в месяц.

Применение буровых судов в середине XX в. показало высокую экономическую рентабельность. К примеру, буровое судно «Сокол», которое применялось для выполнения геологической разведки в течение 10 мес., пробурило 140 скважин со скоростью 1600 м на станок в месяц в 1960 г. [38].

Первыми странами, которые успешно разработали и внедрили в производство ПБУ, стали СССР и США в конце 40-х – начале 50-х гг. прошлого столетия, начавшие разработку морских месторождений.

Вековой этап совершенствования техники для морского бурения завершился созданием ряда плавучих сооружений [50].

Существуют несколько способов бурения на территории акваторий, в частности с морских стационарных платформ, самоподъемных и полупогружных буровых установок, а также с буровых судов.

На Рисунке 3.6 представлены типы морских буровых установок.

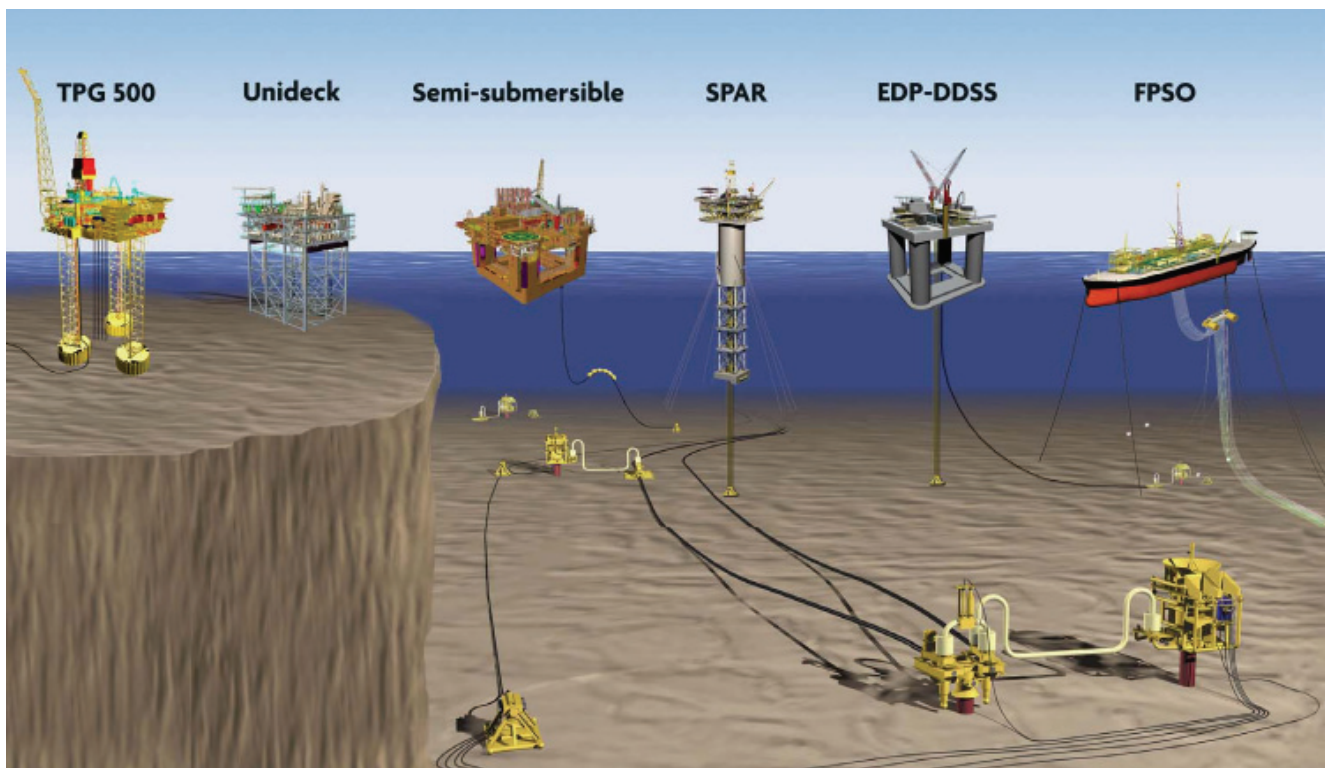


Рисунок 3.6 – Виды современных глубоководных платформ

В зависимости от конструкции ПБУ подразделяются на следующие [51]:

- самоподъемная ПБУ (СПБУ) – ПБУ, поднимаемая в рабочем состоянии над поверхностью моря на колоннах, опирающихся на грунт;
- полупогружная ПБУ (ППБУ) – БУ со стабилизирующими колоннами, находящаяся в рабочем состоянии на плаву и удерживаемая в горизонтальной плоскости с помощью якорей, подруливающих устройств или других средств позиционирования;
- погружная ПБУ – ПБУ со стабилизирующими колоннами, опирающаяся в рабочем состоянии на грунт;
- ПБУ на натяжных связях – ПБУ со значительной избыточной плавучестью в рабочем состоянии, удерживаемая в точке бурения/добычи натянутыми анкерными связями, закрепленными на морском дне;
- буровое судно – судно, имеющее буровую установку;
- буровая баржа – баржа, имеющая буровую установку.

3.3 История освоения крупнейшего нефтяного месторождения

Нефтяные Камни

Одним из уникальных морских нефтяных месторождений является месторождение Нефтяные Камни (НК) [51]. Крупнейшее нефтяное месторождение по объему добываемой нефти и мощности залежи расположено в акватории Каспийского моря на 100 км восточнее от города Баку и входит Южно-Каспийскую нефтегазоносную провинцию. Нефтяные Камни по праву называют городом на сваях и считают столицей Каспийского шельфа. После геологических исследований области расположения НК в 1945–1948 гг. принято решение о постройке поселка «на воде», и в 1958 г. начались строительные работы [52]. К середине 1980-х гг. завершено строительство нефтесборных пунктов.

Название месторождения «Нефтяные Камни» связано с тем, что ученые, проводившие исследования, заметили в Каспийском море скалы, покрытые черной нефтью [58]. Область НК изучали еще с 1859 г. [58].

Как описывалось ранее, горный инженер В.К. Згленицкий еще в 1896 г. обращался в Бакинский горный департамент с инициативой о засыпке искусственного острова в бухте Биби-Эйбат и бурении нефтяных скважин. В проекте на разработку месторождения он показал постройку водонепроницаемого помоста на высоте 4 м выше уровня моря, способы доставки добываемой нефти на берег. Несмотря на то, что департамент отклонил прошение В.К. Згленицкого, не оспаривалось наличие нефти под дном Каспийского моря [59].

Экспедиция Академии наук Азербайджана в 1946 г. провела изучение геологических структур в акватории НК, в ходе которого были обнаружены огромные запасы нефти.

Группа опытных нефтяников, которая прибыла в 1948 г. в район основания месторождения НК, включала начальника созданного в 1947 г. объединения «Азнефтеразведка» Сабита Оруджева, специалиста по буровым работам Юсифа Сафарова, геолога Агакурбана Алиева и руководителя группы Николая Байбакова. В рамках подготовки к бурению первой скважины для добычи нефти на месторождении НК в 1949 г. был применен вышедший из эксплуатации корабль «Чванов». 24.08.1949 буровая бригада Михаила Каверочкина, который впоследствии стал Героем Социалистического труда, начала буровые работы [41]. Уже 7 ноября того года глубина скважины достигла 1000 м, а суточный дебит достиг 100 т, который бил фонтаном. Триумфальное открытие послужило переименованию первоначального названия месторождения «Черные Камни» на «Нефтяные Камни».

Для бурения второй скважины было пригнано еще 7 непригодных для мореплавания кораблей, которые впоследствии были затоплены. Таким образом, на месторождении НК появился искусственный «Остров семи кораблей», на котором впоследствии добывали нефть [37].

Бригада Героя Социалистического труда Курбана Аббасова пробурела вторую скважину и сдала в эксплуатацию в первой половине 1950 г.

Успех бурения первых скважин вдохновил советских инженеров на запуск полномасштабной программы освоения месторождения НК в 1951 г.

Металлические острова на месторождении начали соединяться путем строительства эстакад в 1952 г., что стало беспрецедентной практикой (Рисунок 3.7). Количество скважин в настоящее время перевалило за 2000 шт. начиная с 1949 г., где добывалось 60% морской нефти СССР. По современным оценкам извлекаемые запасы на месторождении НК составляют не менее 21 млн т [34].



Рисунок 3.7 – Месторождение Нефтяные Камни

Транспортировка добытой нефти осуществляется через подводный трубопровод диаметром 350 мм протяженностью 78 км.

Двухблочная платформа №237 высотой 45 м и весом 542 т сдана в эксплуатацию в 2007 г. и предназначена для бурения 12 нефтяных скважин глубиной 1800 м. Платформа сооружена на поверхности воды при глубине 24,5 м, срок ее эксплуатации составляет не менее 50 лет [48].

Выводы по главе 3

Разработка в 1923 г. турбинного бурения позволила применить новые технологические решения в ННБ. В дальнейшем одноступенчатый редукторный турбобур М.А. Капелюшникова, многоступенчатый безредукторный турбобур в 1934 г., электробур в 1948 г., ВЗД в 1966 г. в совокупности позволили создать методики ориентирования КНБК с использованием отклоняющего устройства «кривого переводника», а затем переводника с регулируемым углом перекоса.

Достижения в технике и технологии во время разработки месторождений Вест-Соул, Лимен, Индифатийгебл с 1966 г. задали наибольший темп развития бурения на море, где нашли широкое применение железобетонные платформы стационарного типа с закреплением к морскому дну железными сваями.

Первое передвижное основание для ведения буровых работ на Каспийском море сконструировано в 1937 г. братьями Хубецовыми, которое было модернизировано инженером В.И. Тарасевичем, и в 1959 г. использовались стальные сваи. Плавающие буровые системы с опорными колоннами разработаны в начале 60-х гг. прошлого века и предназначались для глубокого разведочного бурения.

Месторождение Нефтяные Камни, построенное на металлических сваях в 100 км от береговой линии, в 1949 г. на момент разработки показало дебит по 100 т фонтанной нефти в сутки с первой скважины на глубине 1000 м, пробуренной бригадой М. Каверочкина. Полномасштабное освоение морского месторождения Нефтяные Камни начато в 1951 г., для соединения металлических островов применялись транспортные эстакады. В советское время на месторождении Нефтяные Камни добывалось 60% морской нефти СССР.

Разработка интеллектуальных роторных забойных телеметрических систем с 1996 г. позволила увеличить длину горизонтального участка нефтяных и газовых скважин. Запрограммированная система на автономную работу по бурению ствола скважины с использованием алгоритмов управления траекторией скважины позволила достичь рекордных показателей скважин с БОВ.

ГЛАВА 4

ИСТОРИЧЕСКИЙ ПОСЫЛ К РАЗВИТИЮ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПАРАМЕТРОВ КОМПОНОВКИ НИЖНЕЙ ЧАСТИ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ДЛЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

4.1 Развитие скважинного оборудования и технологий для наклонно-направленного бурения

Развитие скважинного оборудования и технологий для наклонно-направленного бурения в мире в последние десятилетия было обусловлено различными финансово-экономическими причинами и социально-политическими запросами общества [8]. Но главной причиной специалисты в области ННБ считают необходимость оптимизации и совокупных финансовых расходов на добычу 1 м³ (или барреля) нефти. Как известно, экономия при строительстве скважин возможна двумя способами: уменьшение сроков строительства сооружения и увеличение объема добычи нефти на одну скважину.

Существенного сокращения сроков строительства скважин добились за счет метода кустового бурения, который впервые применили на острове Артема в Каспийском море в 1934 г. в Азербайджане. Этому способствовал, в том числе, успешный опыт применения наклонно-направленного бурения на скважине №300 с использованием отклонителей (уипстоков) там же и в том же году [33].

На Рисунке 4.1 представлена схема последовательности развития методик и способов бурения скважин. Несмотря на очевидные преимущества наклонно-направленного бурения (Рисунок 4.2) имеются и недостатки. На заре развития этого способа бурения на промысле столкнулись с необходимостью консервации всех скважин на кусту, если одна из скважин находится в аварийном состоянии. К тому же растет риск пересечения стволов скважин при плотном расположении скважин в пределах одного куста. После внедрения в 1935 г. многоступенчатого безредукторного турбобура советскими учеными П.П. Шумиловым, Р.А. Иоаннесяном, Э.И. Тагиевым и М.Т. Гусманом [26] перед мировой горной наукой встала новая задача – внедрение многоступенчатого безредукторного турбобура.

Решение этой задачи потребовало применения расчетов по искривлению траектории бурения направленных и вертикальных скважин. Еще одна особенность применения турбобуров заключалась в том, что КНБК для бурения направленных скважин проектировались ориентируемыми и неориентируемыми.

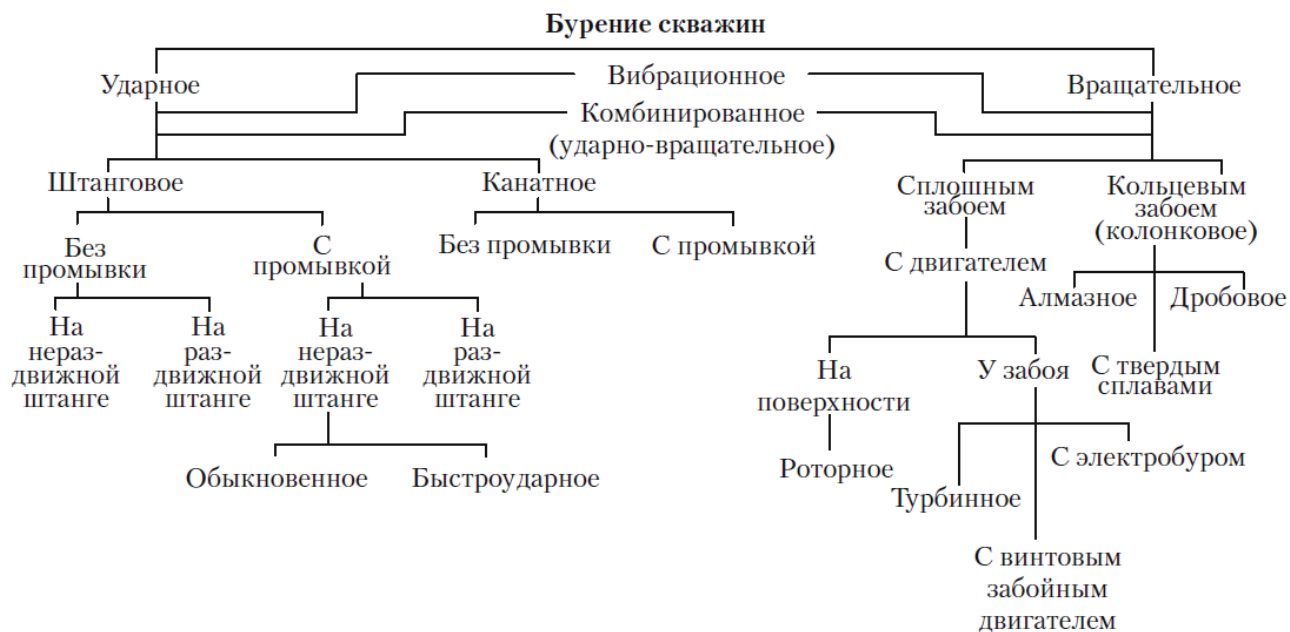


Рисунок 4.1 – Схема развития способов бурения нефтяных и газовых скважин

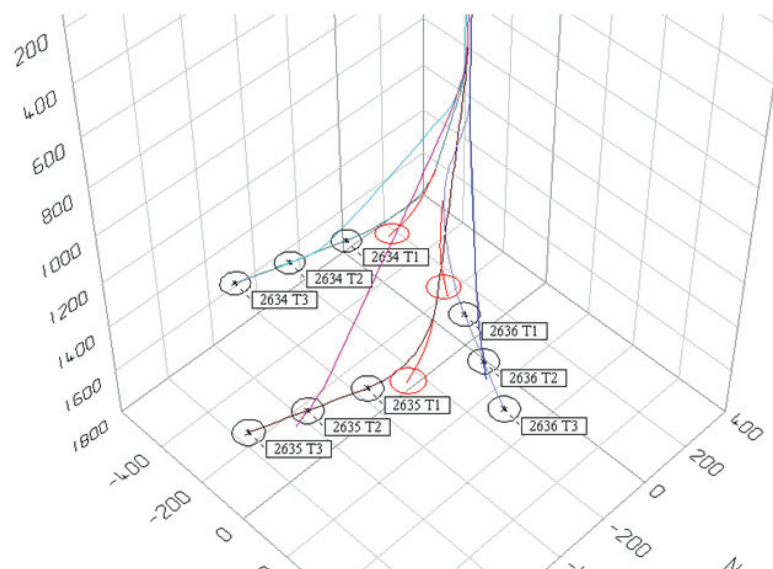


Рисунок 4.2 – Виртуальная трехмерная модель расположения траекторий направленных скважин при кустовом бурении

Под понятием «неориентируемые КНБК» (далее НК) принято понимать такие конструкции, которые в режиме непрерывного вращательного бурения обеспечивают возможность отклонения долота в необходимом направлении. Наиболее применяемый тип КНБК для неориентируемого бурения – маятниковый, который на базе маятникового механизма способен искривлять ствол скважины. Ориентируемые КНБК (далее ОК) преимущественно содержат ориентирующее устройство в виде клинового отклонителя, кривого переводника или отклонителя забойного двигателя. При этом следует различать ОК по принципу ориентирования, которое может выполняться расчетным способом или по показанию забойной телеметрической системы, отражающей направление отклонителя винтового забойного двигателя в режиме реального времени.

Автор полагает, что для изучения параметров ориентируемых КНБК в период активного становления ННБ (1930–1980 гг.) по расчетному принципу необходимо исследовать динамические характеристики КНБК. Безусловно, к таким характеристикам относится отклоняющая сила КНБК, рассматриваемая в зависимости от жесткости забойного двигателя и требуемого зенитного угла скважины.

4.2 Исторический анализ методик расчета и моделирования параметров компоновки нижней части бурильной колонны для управления траекторией при бурении наклонных скважин

Известна работа немецкого ученого А. Виллерса, который в 1941 г. опубликовал работу «Продольный изгиб утяжеленных штанг» [16], где описал методику и результат исследований продольного изгиба колонны бурильных труб и КНБК постоянного сечения и бесконечной длины в вертикальной скважине. Методика проектирования КНБК для бурения неориентируемым способом впервые была предложена А.М. Григорьяном в 1944 г. [25]. В 1953 г. советский ученый Р.А. Иоаннесян применил дифференциальное уравнение упругой линии балки к расчету турбинной компоновки [29].

Основываясь на результатах А. Виллера, в 1960 г. американские ученые Г. Вудс и А. Лубински опубликовали работу «Искривление скважин при бурении» [21], в которой они предложили наиболее полную модель плоского изгиба КНБК в наклонной скважине в виде интегрально-дифференциального уравнения и, тем самым, ответили на вопросы о критической нагрузке на долото, при которой происходит продольный изгиб, о точке касания и максимуме напряжений усталости, величине сил взаимодействия между изогнутой БК и стенкой скважины.

В публикации научного журнала «Нефтяное хозяйство» в 1970 г. советские ученые из Башкирии Е.И. Ишемгужин и Б.З. Султанов отказались от учета осевой составляющей собственного веса НК, оставив в уравнении нагрузку на долото. Затем универсально применимая методика расчета параметров КНБК была предложена школой академика М. П. Гулизаде (Азербайджан) в 1974 г. [7]. В 1979–1980 гг. американские ученые Н. Келас и К. Милхейм подошли к вопросу проектирования НК с производственной стороны и постарались решить проблему стабилизации зенитного угла путем применения в составе КНБК одного опорно-центрирующего элемента (ОЦЭ), который действует по принципу рычага, а для остальных случаев достаточно применения равновесных КНБК [46]. К необходимости жесткого и множественного центрирования КНБК пришел в 1981 г. американский ученый П. Тутен [110–112], который решил проблему выбора КНБК для бурения вертикальных скважин без ограничения осевой нагрузки. Как описывалось ранее, уже в 1945 г. были предприняты первые попытки направленного бурения с применением ориентируемой КНБК на базе «кривого переводника». В середине прошлого века применение жесткого кривого переводника над турбобуром позволило разработать методику визированного спуска отклонителя. Однако в трудах А.И. Шаныгина (1961 г.), А.А. Щербанина (1969–1970 гг.), Н.А. Григоряна (1974 г.), К.Б. Шахбазбекова (1975 г.) [77, 78] даны подробные методики и результаты расчета возникающих упругих деформаций турбобура, влияющих на его энергетические характеристики и являющихся причиной нестабильной интенсивности искривления параметров

кривизны. Эти недостатки стали посылком к поиску и разработке новых технических устройств для ориентированного бурения. Оснащение буровых площадок электробурами и винтовыми забойными двигателями позволило путем разработки методик расчетов отклоняющей силы на долоте выполнять бурение в требуемом направлении. С конца 1970-х и в 1980-е гг. советские инженеры решали задачу строительства направленных скважин с учетом жесткости компоновки забойного оборудования, подбора параметров режима бурения и разработки новых методик визированного спуска КНБК. В научных трудах 1980-х гг. авторов: Г. Н. Григоряна, В. Д. Поташникова, Ю. С. Васильева, О.К. Мамедбекова, Ю.М. Гержберг, Л.Я. Сушона, П.В. Емельянова, Р.Т. Муллагалиева [59, 88, 89] приведены математические расчеты реакции на долоте. Данный коллектив рассматривает КНБК как n-жесткая балка, поделенная на участки между касаниями стенки скважины, с местами соединений участков различной жесткости, а также местом перегиба оси компоновки при установке кривого переводника. Такой подход позволил авторам строить прогноз искривления скважины при бурении ориентируемыми КНБК, но без применения современных телеметрических систем. Фактически до 1990 г. отклоняющим устройством служил кривой переводник, а ориентирование выполнялось методом нанесения меток на внешнем корпусе бурильных труб, либо с помощью геофизических приборов с магнитным переводником.

4.3 Методика расчета компоновок низа бурильной колонны методом начальных параметров

На месторождениях, находящихся в поздней стадии разработки, траектория скважины планируется с учетом достижения двух и более продуктивных пластов. В связи с высокими требованиями к качеству траектории скважины актуально применение прогностических моделей и оценочных критериев с использованием генетических алгоритмов, позволяющих предупредить и предотвратить аварийные ситуации.

Как показал исторический анализ, одним из показателей параметров КНБК, способных дать относительно точный прогноз степени искривления траектории, является расчет отклоняющей силы и реакции долота. Расчет отклоняющей силы и реакции долота методом начальных параметров обусловлен тем, что данная методика позволяет применительно к ориентируемой КНБК задавать граничные условия на КНБК в естественном виде, например, известные величины прогибов балки в виде УБТ, равные радиальному зазору между КНБК и стенкой скважины.

Расчет силовых факторов, а именно реакции на долоте, калибраторе или в точке контакта забойного двигателя со стенкой скважины, проводится для получения корреляции интенсивности искривления скважины от характера изменения параметров КНБК (длина и жесткостные характеристики КНБК [77]) и режима бурения (осевая нагрузка на долото и частота вращения бурильной колонны).

Расчет позволит проводить прогнозирование искривления скважины под воздействием параметров КНБК и режимов бурения, т.е. векторов сил, как показано на Рисунке 4.3.

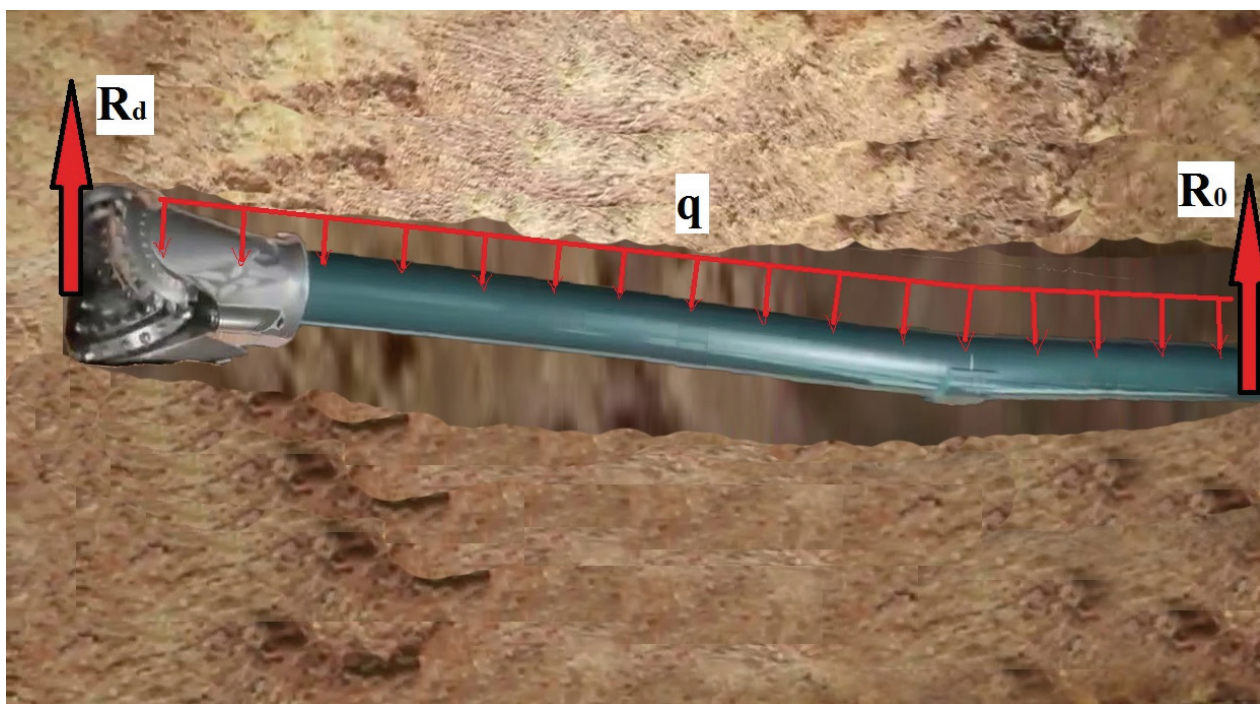


Рисунок 4.3 – КНБК с указанием векторов сил

На Рисунке 4.4 показана расчетная схема реакции на долоте методом начальных параметров. Здесь R_d , R_k , R_0 – реакции на долоте, калибраторе, в точке контакта забойного двигателя со стенкой скважины соответственно

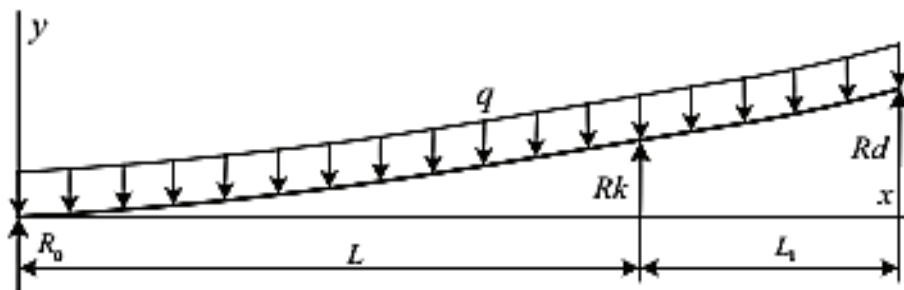


Рисунок 4.4 – Расчетная схема нижней части буровой колонны

Рассмотрим расчет отклоняющей силы на долоте методом начальных параметров согласно схеме, представленной на Рисунке 4.5 [60].

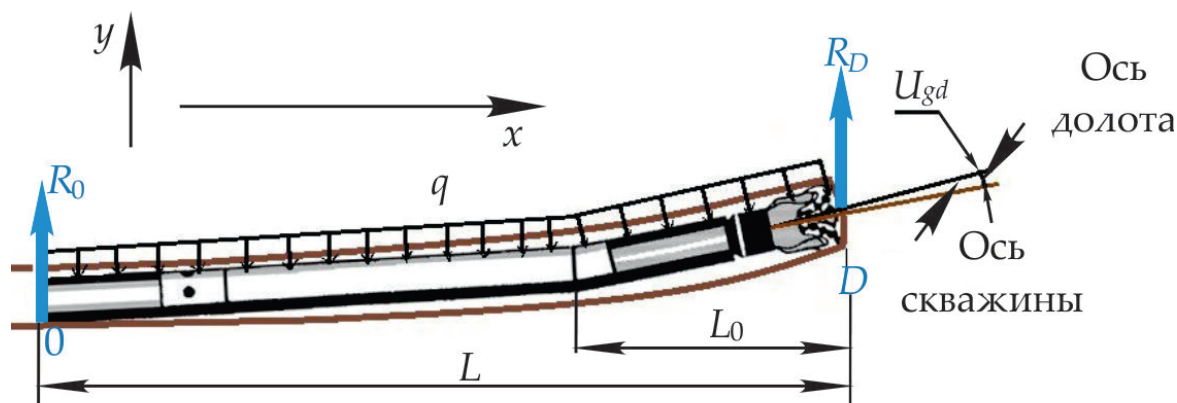


Рисунок 4.5 – Внутренние силовые факторы нижней части буровой колонны

Условием задачи является отказ применения ОЦЭ в составе КНБК.

Точка D соответствует центру долота. Направляющий участок длиной L расположен между долотом и точкой контакта забойного двигателя со стенкой скважины, которому соответствует точка K оси компоновки. На длине L величина прогиба оси равна радиальному зазору между долотом и забойным двигателем:

$$y(L) = h = (Dd - Dt) / 2. \quad (4.1)$$

Как известно из научных источников, начало координат располагается в центральной части долота. Схема расчета с нетрадиционным расположением системы координат представлена на Рисунке 4.6. Долото соответствует точке D , точка B – верхний, а точка C – нижний центратор, точка O является точкой контакта КНБК со стенкой скважины.

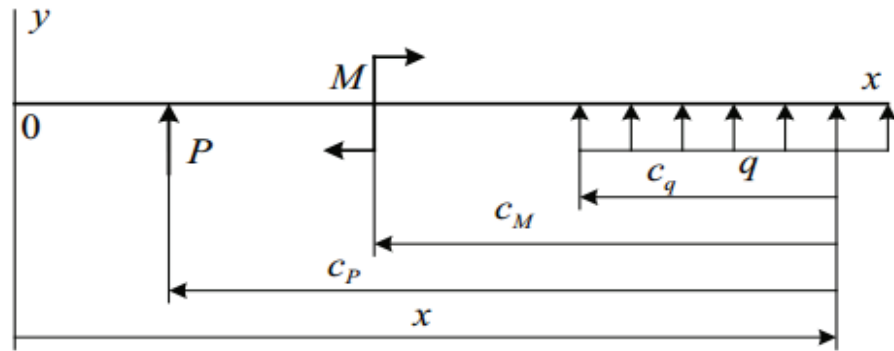


Рисунок 4.6 – Схема для метода начальных параметров

Уравнение прогибов для точки «В» по методу начальных параметров (Рисунок 4.7):

$$EIy_B = EI \frac{Dc_2 - Dt}{2} = \frac{R_0 \cdot L_0^3}{6} - \frac{q \cdot L_0^4}{24} \quad (4.2)$$

для точки «С»:

$$EIy_C = EI \frac{Dc_1 - Dt}{2} = \frac{R_0 \cdot (L_0 + L_2)^3}{6} + \frac{Rc_2 \cdot L_2^3}{6} - \frac{q \cdot (L_0 + L_2)^4}{24} \quad (4.3)$$

где D_d , D_t – диаметры долота и турбобура;

EI – жесткость сечения турбобура при изгибе;

R_d – реакция в долоте;

R_o – реакция в точке касания турбобура с нижней стенкой скважины;

L – расстояние от долота D до точки касания с нижней стенкой скважины O ;

q – значение распределенной (поперечной) нагрузки.

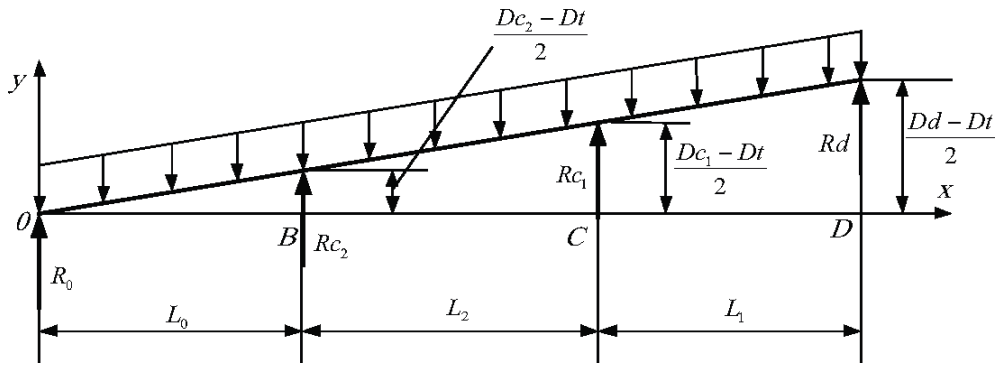


Рисунок 4.7 – Схема расчета КНБК согласно методу начальных параметров

Составляем расчетную схему нижней части буровой колонны, показанной на Рисунке 4.8.

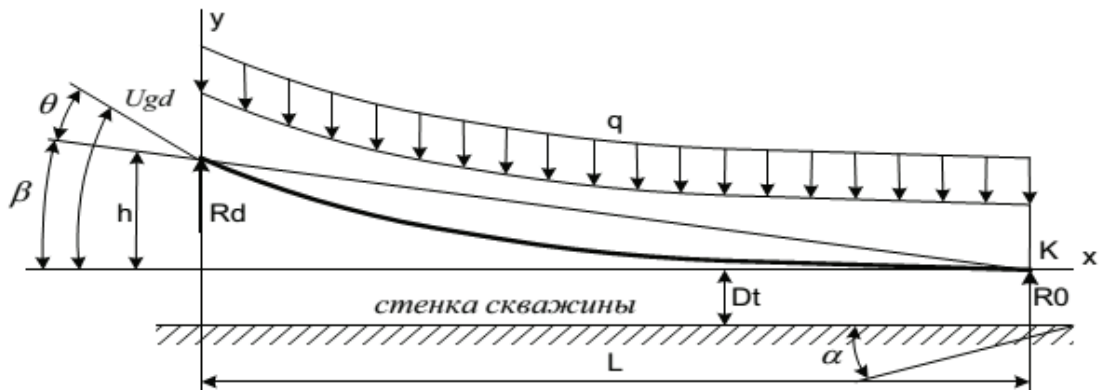


Рисунок 4.8 – Расчетная схема нижней части буровой колонны без ОЦЭ

По методу метод начальных параметров записываем уравнение прогиба для точки D :

$$EI = EI \frac{Dd - Dt}{2} = \frac{R_0 \cdot L^3}{6} - \frac{q \cdot L^4}{24} \quad (4.4)$$

Записываем уравнение момента для точки D :

$$\sum M_D; R_0 \cdot L = q \cdot \frac{L^2}{2} \quad (4.5)$$

Также записывается уравнение момента для точки O :

$$\sum M_O; R_d \cdot L = q \cdot L \frac{L^2}{2} \quad (4.6)$$

Из формул (4.5) и (4.6) находим силы реакции опор R_d и R_0 :

$$R_0 = q \cdot \frac{L}{2} = 4,735; \quad (4.7)$$

$$R_d = q \cdot \frac{L}{2} = 4,735. \quad (4.8)$$

Подстановкой R_0 в уравнение прогиба для точки D с использованием условия получаем уравнение для определения длины направляющего участка:

$$L = \sqrt[4]{\frac{12EI(Dd - Dt)}{q}}. \quad (4.9)$$

Угол поворота оси долота при изгибе можно определить при $x = 0$:

$$U_{gd} = \frac{-qL^3}{12EI}. \quad (4.10)$$

Из справочных данных получены параметры забойного оборудования, которое применялось в районах Поволжской и Западно-Сибирской нефтегазовой провинций в 70-х гг. прошлого столетия (Таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Итоги расчетов при различных показателях зенитного угла (ЗУ) скважины

ЗУ, град	20	40	60	80
R_d , кН	2,36	3,79	4,74	5,22
U_{gd} , рад	-0,00432	-0,00506	-0,00545	-0,00563
L , м	10,16	8,68	8,05	7,8

По результатам расчетов видно, что:

– реакция на долоте – отклоняющая сила R_d возрастает с увеличением ЗУ в скважине (Рисунок 4.9);

– прогиб U_{gd} турбобура по длине от долота до точки соприкосновения с нижней точкой в скважине меняется пропорционально изменению ЗУ скважины и увеличивается с -0,00432 до -0,00536 рад, что составляет 30,32%;

– с увеличением жесткости EI ориентируемой КНБК наблюдается увеличение длины L между точками D и O .

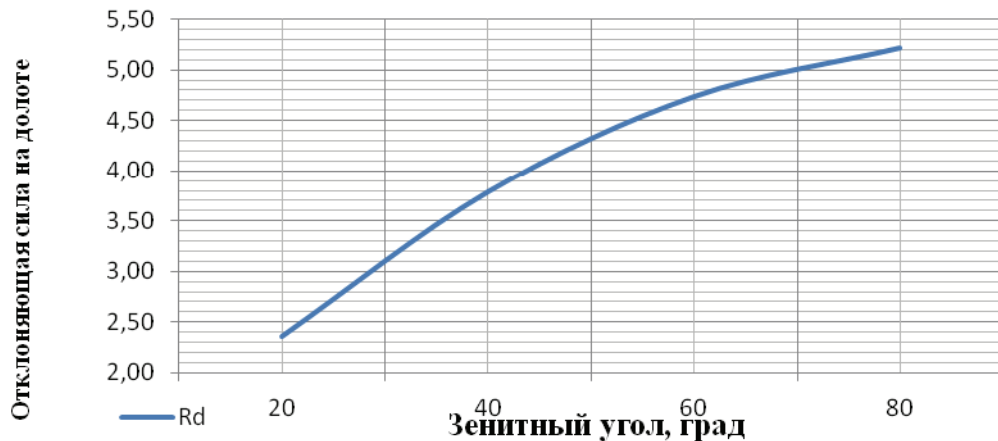


Рисунок 4.9 – Влияние ЗУ на отклоняющую силу на долото

Произведем перерасчет величин R_d , U_{gd} , L , варьируя значение жесткости турбобура от -10% до 10% для бурильной колонны с долотом и забойным двигателем (Таблица 4.2).

Таблица 4.2 – Итоги расчета КНБК при различной жесткости турбобура

Упругие свойства КНБК		-10%	-5%	Исходный	5%	10%
R_d , кН	при ЗУ = 20°	2,30	2,33	2,36	2,39	2,42
	при ЗУ = 40°	3,69	3,74	3,79	3,84	3,88
	при ЗУ = 60°	4,62	4,68	4,74	4,80	4,86
	при ЗУ = 80°	5,09	5,16	5,22	5,29	5,35
U_{gd} , рад	при ЗУ = 20°	-0,00444	-0,00438	-0,00432	-0,00427	-0,00422
	при ЗУ = 40°	-0,00519	-0,00512	-0,00506	-0,00500	-0,00494
	при ЗУ = 60°	-0,00560	-0,00552	-0,00545	-0,00538	-0,00532
	при ЗУ = 80°	-0,00578	-0,00570	-0,00563	-0,00556	-0,00550
L , м	при ЗУ = 20°	9,90	10,03	10,16	10,29	10,41
	при ЗУ = 40°	8,45	8,57	8,68	8,78	8,89
	при ЗУ = 60°	7,85	7,95	8,05	8,15	8,25
	при ЗУ = 80°	7,60	7,70	7,80	7,90	7,99

Проанализировав расчетные данные Таблицы 4.2, видим, что варьирование упругих свойств КНБК на $\pm 10\%$ вносит малозначительную разницу в расчеты, однако способствует росту реакции на долоте. Если происходит увеличение ЗУ, жесткость компоновки также вызывает уменьшение отклоняющей силы на долоте, как показано на Рисунке 4.10.

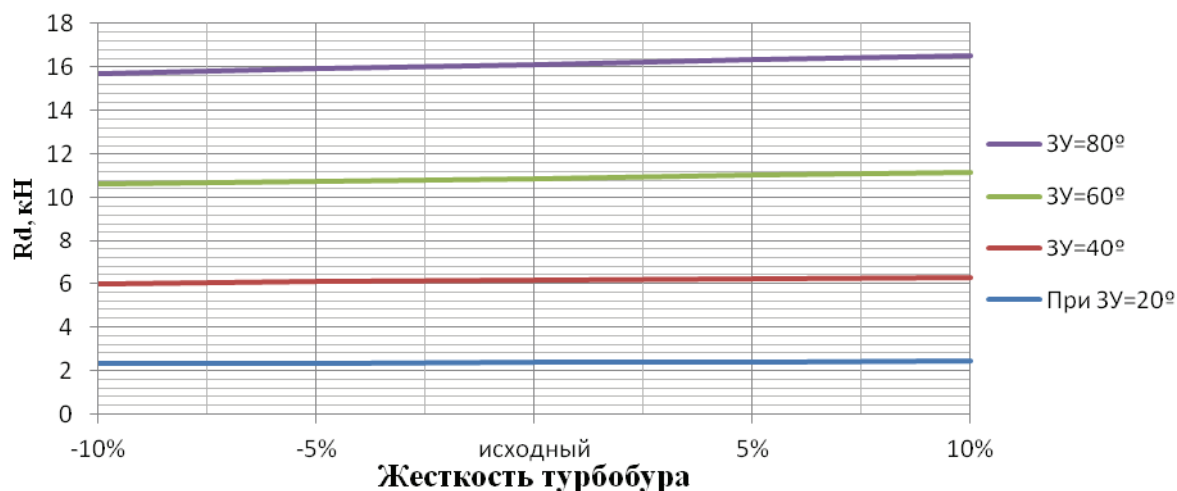


Рисунок 4.10 – Зависимость отклоняющей силы на долоте от жесткости компоновки при различных зенитных углах

На Рисунке 4.11 приведены зависимости параметров U_{gd} и L от жесткости КНБК при ЗУ, равном 20° . Полученные результаты расчетов позволили построить эпюры поперечной силы, угла поворота сечения и изгибающего момента КНБК в условиях его нахождения в скважине с ЗУ 60° и жесткостью КНБК 9408 кНм.

Исторический и технологический анализы показали, что отдельно взятый процесс искусственного искривления скважины является многогранным и сложным, при этом лучшим и дешевым способом изучения и разработки рекомендаций по улучшению этого процесса может быть компьютерное моделирование. Моделирование реального объекта с помощью ЭВМ выполнено согласно технологической цепочке: «физический объект \rightarrow модель \rightarrow алгоритм \rightarrow программа \rightarrow результаты \rightarrow физический объект». Основную роль играет звено «модель», которое является результатом разработки.

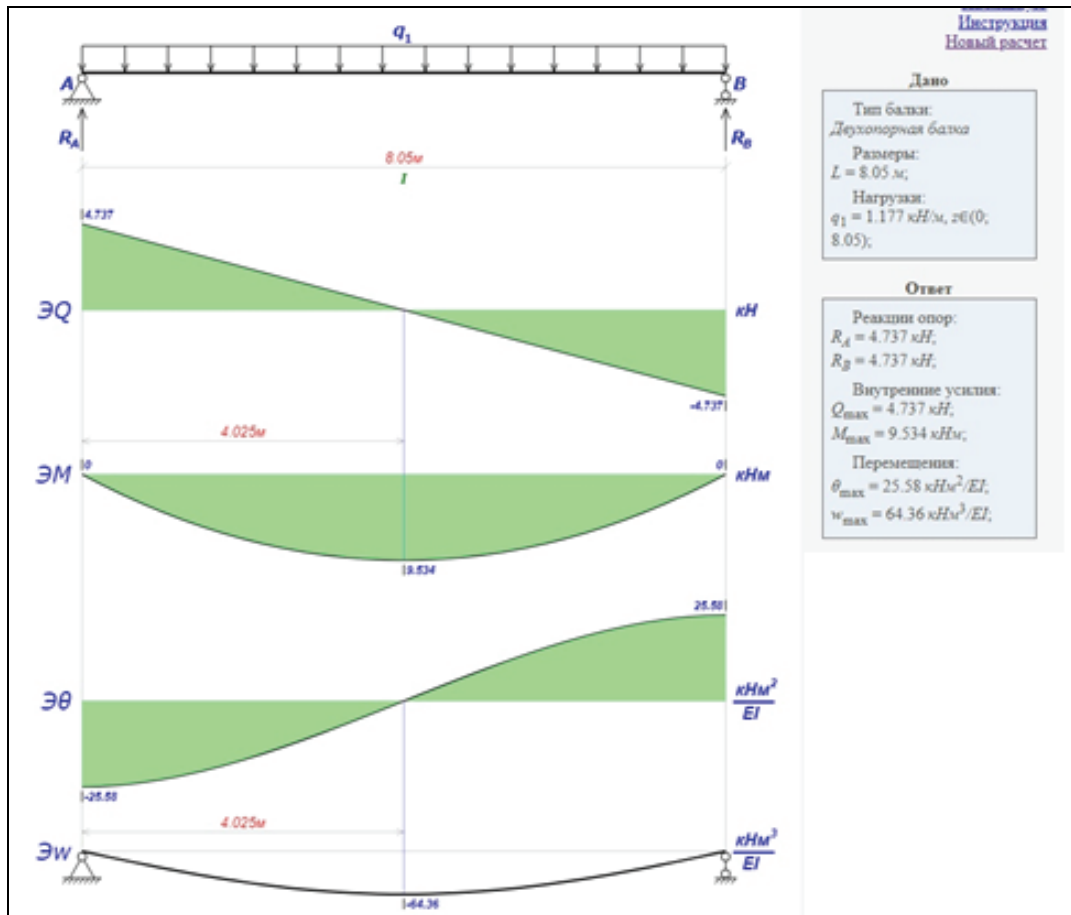


Рисунок 4.11 – Эпюры поперечной силы, изгибающего момента и угла поворота сечения

Обзор программного обеспечения для моделирования и расчета для ННБ позволил выделить 4 группы:

- 1 инженерные расчеты параметров бурения, траекторий скважин и анализа рисков пересечения скважин;
- 2 регистрация и контроль параметров бурения, визуализации процессов буровой скважины, удаленного мониторинга работ;
- 3 моделирование и расчеты конструкции бурового оборудования, в частности КНБК методом конечных элементов;
- 4 симуляция процесса бурения и обучение членов буровой бригады.

Перечисленные программы не содержат прогностические модели и не применяются для прогноза действий и выбора наиболее успешного варианта планирования бурения. В этой связи актуальной остается задача разработки программы для комплексной оценки по оптимизации процессов принятия

решений с использованием прогностических моделей и виртуальных систем, учитывающих рабочие условия бурения ННГС.

Исторический анализ математических моделей позволил воссоздать процесс ННБ путем моделирования отклоняющей силы и реакции долота на базе программы-тренажера и получить сведения о динамических показателях в 1970–1980-х гг.

Компьютерная реконструкция позволяет подробно изучить технико-технологические условия бурения. В частности, компьютерное моделирование путем оперирования прогибами балки в скважине в виде УБТ или турбобура позволило провести анализ режимов и параметров бурения.

Вводные данные в программу-тренажер представлены на Рисунке 4.12, куда входят типоразмер забойного оборудования, последовательность установки в КНБК и режимы его эксплуатации (Приложение А). Основными факторами, определяющими выбор параметров элементов КНБК, стали: плановые интенсивности искривления траектории скважины, диаметр бурящейся секции и эмпирическая информация о плотности залегания горных пород, полученная при бурении соседних скважин куста, и пр.

Исходными данными моделирования стали: фактическая траектория скважины, напряжения внутри колонны бурильных труб, критические режимы эксплуатации устьевого оборудования и т.д.

По итогам моделирования получены данные о параметрах бурового оборудования, влияющих на самоискривление скважины: долото (тип, номинальный диаметр и количество лопастей); калибраторы со спиральными лопастями (КЛС) с номинальным диаметром и длиной, их количеством в составе КНБК (1, 2 или 3) и размещением в бурильной колонне; тип забойного двигателя (угол кривого переводника и расстояние до долота, его номинальный диаметр, толщина стенки корпуса); утяжеленная бурильная труба (длина и номинальный диаметр); толстостенная бурильная труба (ТБТ) (длина и номинальный диаметр).

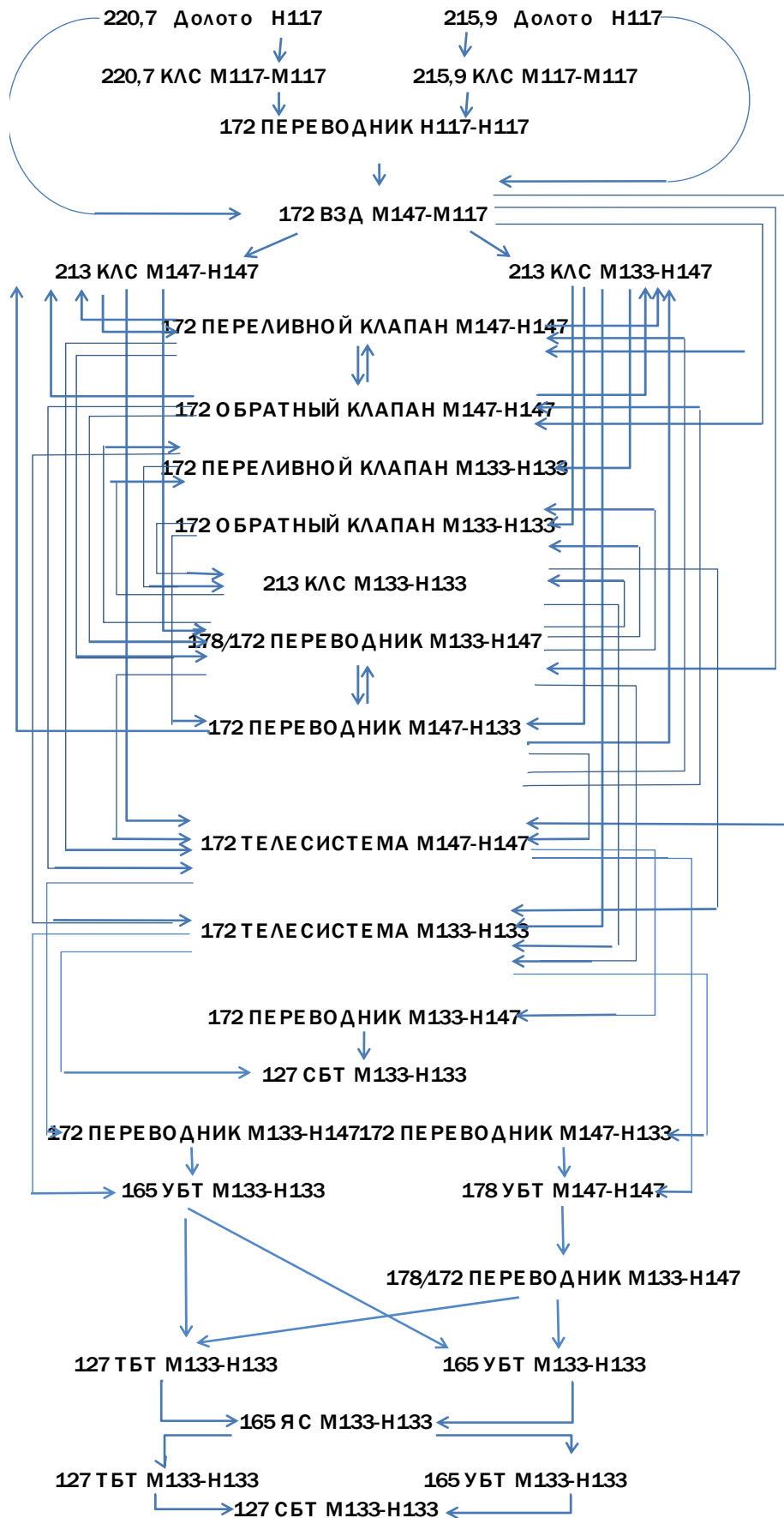


Рисунок 4.12 – Схема формирования КНБК с 1970-х гг.

Инструментальная панель в тренажере для формирования эскиза КНБК представлена на Рисунке 4.13.

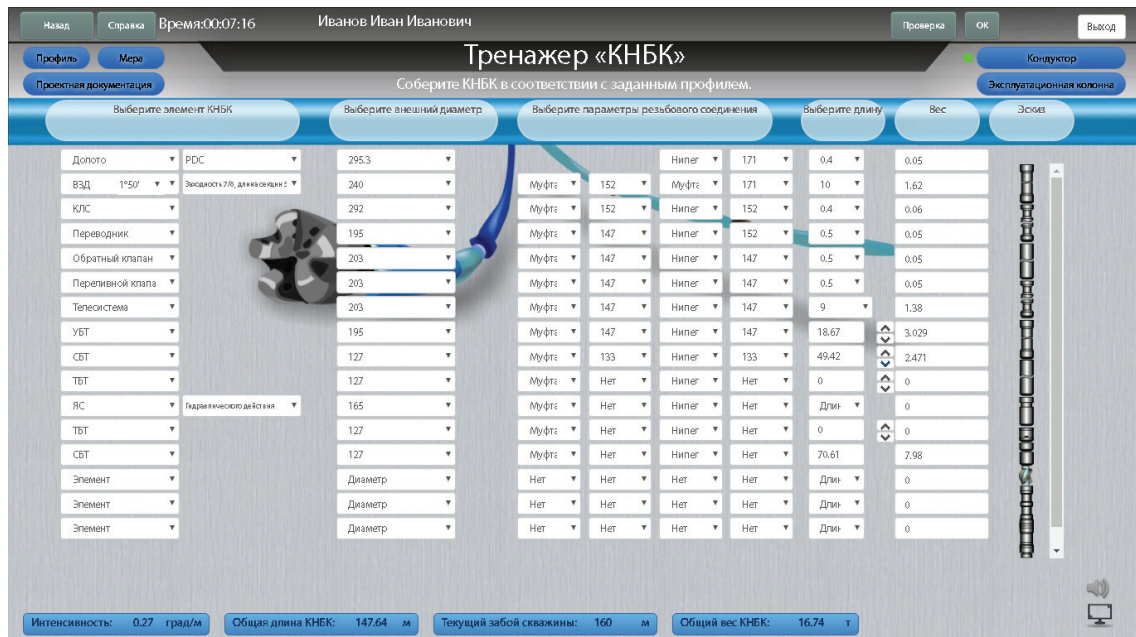


Рисунок 4.13 – Интерфейс тренажера для формирования эскиза КНБК

Последовательность операций при компьютерном моделировании:

- 1 формирование справочной базы параметров забойных двигателей;
- 2 ввод в программу-тренажер данных о типоразмерах забойного оборудования, последовательности установки в КНБК, режиме эксплуатации;
- 3 имитация процесса ориентированного и вращательного бурения в интервале глубин от 810 до 2800 м;
- 4 на пяти произвольных глубинах (820, 1211, 1533, 2100, 2770 м) выполнено измерение зависимости:
 - длины направляющего участка от поперечной силы на забойный двигатель;
 - угла поворота оси долота относительно оси скважины под воздействием внешних сил на забойный двигатель;
 - зависимости отклоняющей силы на долоте от ЗУ скважины.
- 5 анализ полученных данных.

Режим формирования отчета показан на Рисунке 4.14.

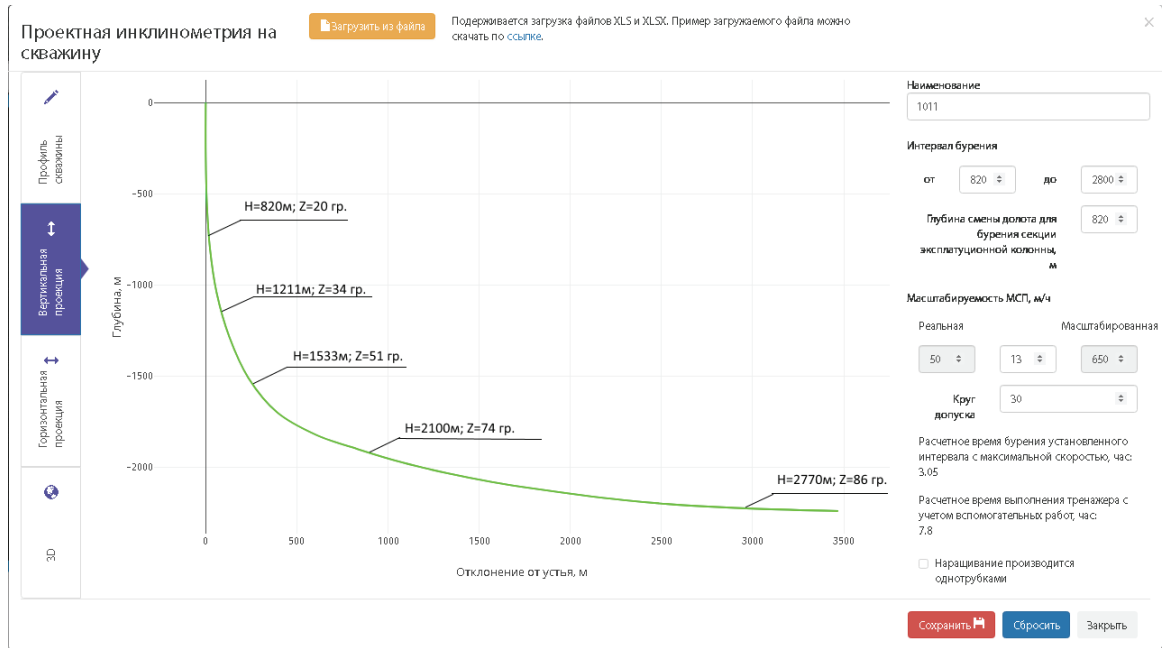


Рисунок 4.14 – Рапорт в графическом виде программы-тренажера

Результаты моделирования показывают значения ряда параметров напряженного состояния КНБК, а именно: отклоняющей силы на долоте R_d , угла поворота оси долота относительно оси скважины U_{gd} , длины направляющего участка L в зависимости от конкретной точки ствола скважины с определенным значением вертикальной глубины и ЗУ. Получение параметров состояния КНБК с помощью моделирования дает возможность определять напряженное состояние компоновки и прогнозировать дальнейшее ее поведение (Таблица 4.3).

Таблица 4.3 – Результаты моделирования на базе программы-тренажера

H , м	№ L	ЗУ, град	R_d , кН	U_{gd} , рад	L , м	EI , кНм
820	L_1	20	2,36	0,00432	10,16	9408
1211	L_2	34	3,42	0,00489	8,99	
1533	L_3	51	4,37	0,00530	8,28	
2100	L_4	74	5,13	0,00559	7,85	
2770	L_5	86	5,23	0,00563	7,79	

Моделирование на базе компьютерной программы-тренажера позволило воспроизвести имитационное моделирование процесса бурения скважины с учетом отклоняющей силы на долоте и, тем самым, установить влияние жесткости скважинного оборудования на самоискривление скважины. Эти функциональные возможности тренажера позволили внедрить его в работу ряда производственных фирм и учебно-образовательных учреждений по подготовке инженеров по бурению (Приложение Б).

Таким образом, совершенствование методик проектирования бурильной колонны для бурения ННГС как одного из важных способов увеличения объемов добычи полезных ископаемых во всем мире не теряет своей актуальности и в настоящее время, а предложенный способ проектирования бурильной колонны на основе метода начальных параметров можно применять при планировании бурения ННГС [9, 45, 66].

4.4 Итоги разработки человеко-машинного интерфейса тренажера для наклонно-направленного бурения

В тренажер были интегрированы модели по оперативному информированию, зона обновления инклинометрических замеров, блок управления, модуль обработки данных статического замера и мгновенных измерений динамических параметров кривизны, круговое табло по ориентированию КНБК, информационные таблички (Рисунок 4.15).

В данном диалоговом окне собраны все основные средства, необходимые для управления процессом наклонно-направленного бурения [57, 97–99]. Основные необходимые для тренинга функциональные области, соответствующие рабочему программному обеспечению, дополняются в составе диалогового окна тренажера специфическим информационным полем прохождения тренинга б.

Вместо разработки нескольких различных диалоговых окон тренажера, специализированных для бурильщика, инженера по наклонно-направленному

бурению, супервайзера и др., авторы тренажера приняли решение о формировании единого универсального интерфейсного окна при прохождении тренинга различными специалистами.

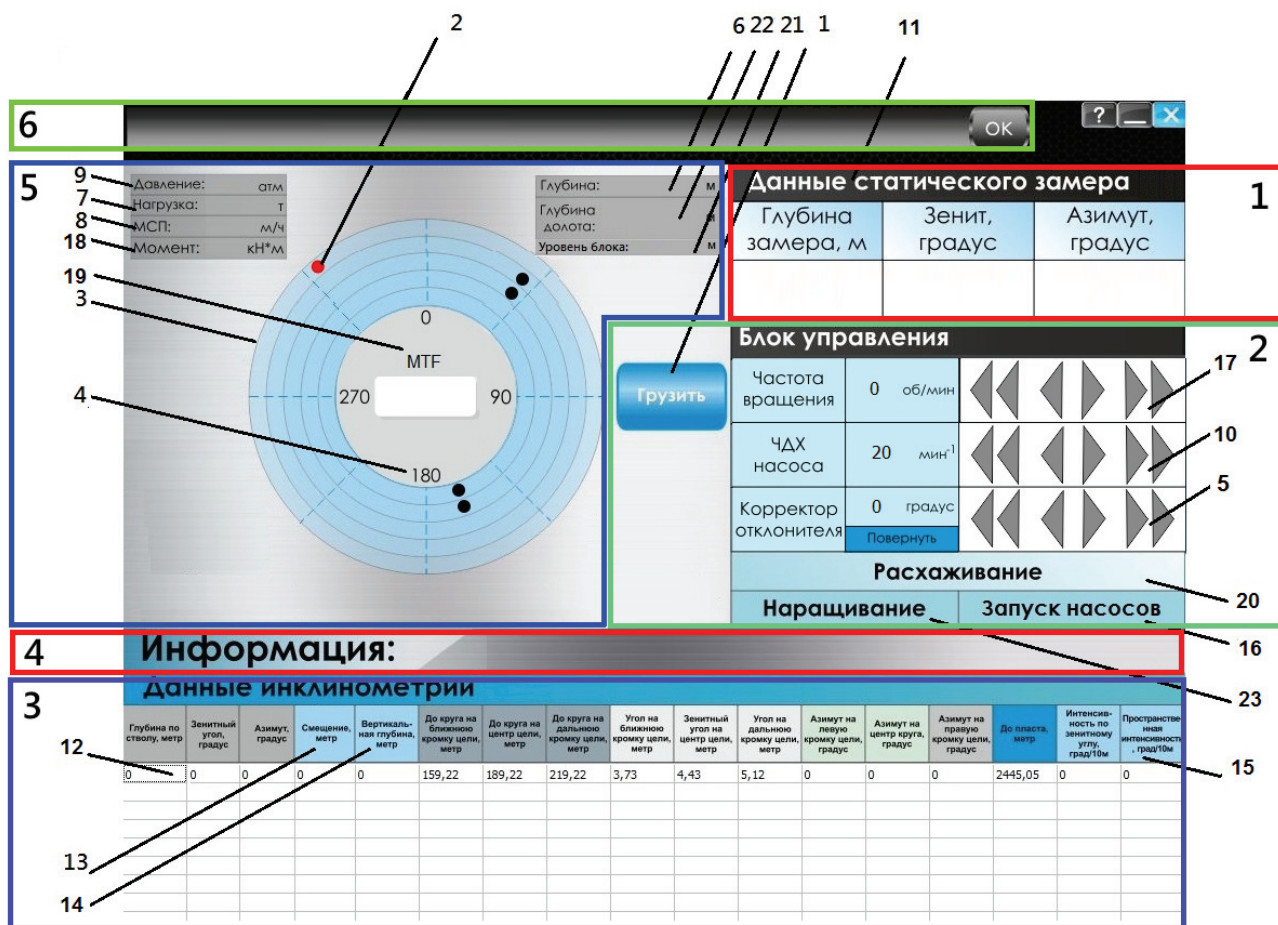


Рисунок 4.15 – Диалоговое окно тренажера с функциональными областями

Данное решение обусловлено тем, что весь объем информации универсального окна нужен каждому из рассматриваемых специалистов, хотя выполняемые ими функции немного различаются.

Так, например, при прохождении тренинга бурильщиком действия кнопок области 2 управления подразумевают непосредственное управление технологическим оборудованием. В случае же прохождения тренинга инженером по наклонно-направленному бурению действия кнопок данной области лишь формируют задания бурильщику для соответствующего выполнения управления. Для супервайзера же данные кнопки не активируются, и поля в данной области лишь отражают действия по управлению инженером по наклонно-направленному

бурению и бурильщика. Наиболее же актуальными для тренинга инженера по наклонно-направленному бурению являются области 1, 3 и 5; для бурильщика – 2 и 4; для супервайзера на буровой – 1, 3–5.

- *Область 1* предназначена для отображения последних данных статического замера зенитного и азимутального углов и соответствующей им глубины (11).

- *Область 2* предназначена для управления технологическим оборудованием: имеет кнопки выполнения запуска/останова насосов (16), операций наращивания (23) и расхаживания (20), а также кнопки для изменения значений нагрузки на инструменте (1), частоты вращения ротора (17), частоты двойных ходов насоса (10) и положения отклонителя (5).

Как было сказано ранее, действия кнопок различаются при прохождении тренинга бурильщиком, инженером по наклонно-направленному бурению и супервайзером: соответственно - непосредственное управление технологическим оборудованием, формирование задания бурильщику для соответствующего выполнения управления, отображение действий по управлению.

- *Область 3* предназначена для управления пространственным положением траектории скважины путем подбора необходимых интенсивностей искривления по заданным интервалам глубин на основе расчета и прогнозирования положения траектории скважины в пространстве, в том числе - расчета положения забоя скважины относительно круга допуска.

Данная область представлена в табличном виде, в строки таблицы вводятся значения зенитного и азимутального углов (действительных или подбираемых) по глубинам скважины (12), и автоматически рассчитываются декартовы координаты (13, 14), а также другие параметры, включая положение забоя скважины относительно целевого круга допуска и интенсивности искривления на данном участке траектории (15).

- *Области 4 и 6* предназначены для отображения идентификационной информации об обучающемся (Ф.И.О., организация и др.), а также для отображения информации о текущем состоянии и результативности тренинга.

- *Область 5* предназначена для отображения наиболее важных технологических параметров для управления бурением: имеет круглое поле плана (проекции в перпендикулярной плоскости) скважины (3) со шкалой (4), отражающее текущее значение положения отклоняющей КНБК (2) и несколько его предыдущих значений, наименование текущего гравитационного (GTF) или магнитного (MTF) метода пространственного ориентирования (19), имеет информационное табло, отражающее текущие значения давления в манифольде (9), осевой нагрузки на долото (7), мгновенной механической скорости бурения (8) и момента вращения бурильной колонны (18), а также еще одно информационное табло, отражающее текущие значения глубины скважины (6), положения талевого блока (21) и глубины долота (22).

Кроме вышеозначенных ключевых требований к разрабатываемому тренажеру, авторами сформулированы задачи (функции отображения), которые должно выполнять программное обеспечение визуализации:

- отображение технологической информации в удобной для человека графической форме (как правило, в виде интерактивных мнемосхем);
- отображение аварийных сигнализаций технологического процесса;
- архивирование технологических данных (сбор истории процесса);
- предоставление оператору возможности управлять объектами;
- контроль доступа и протоколирование действий оператора;

автоматизированное составление отчетов за произвольный интервал времени (посменные отчеты, еженедельные, ежемесячные и т.д.).

Данные задачи были реализованы при помощи нескольких вспомогательных диалоговых окон, с которыми взаимодействует основное окно тренажера.

Разработанные диалоговые окна также соответствуют производственному программному обеспечению (ПО) и приведены на Рисунках 4.16–4.21.

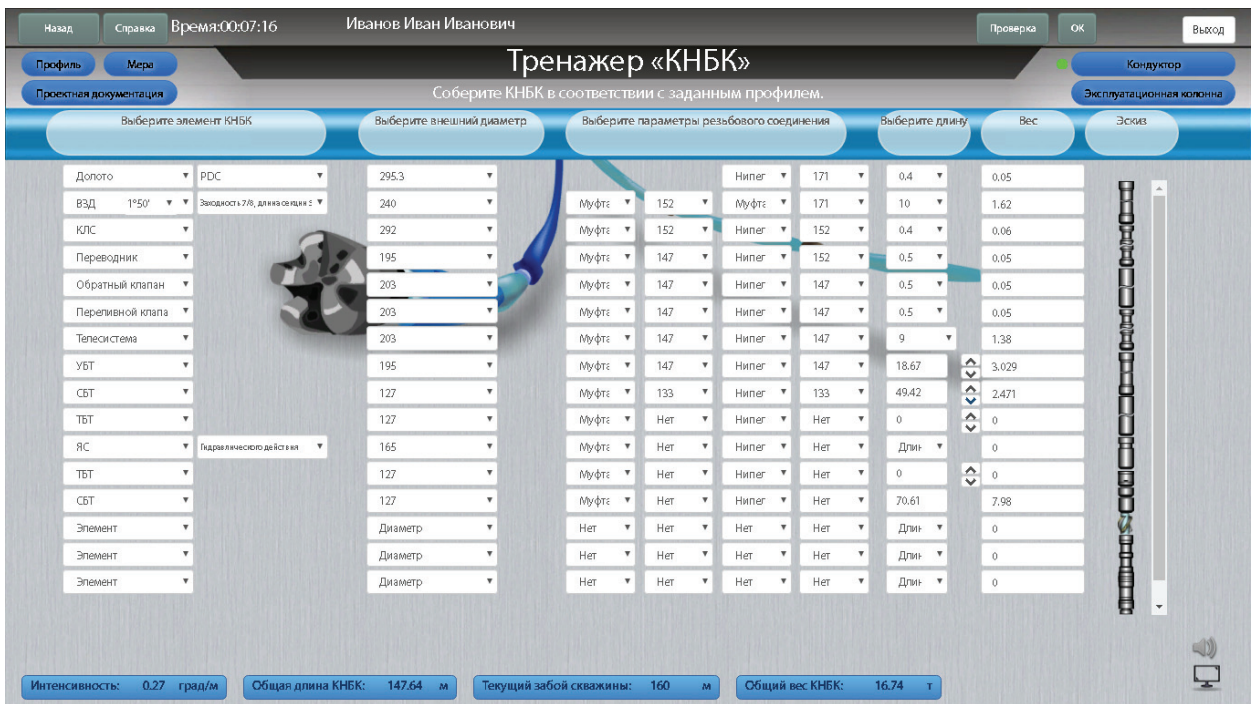


Рисунок 4.16 - Диалоговое окно для подбора забойного бурового оборудования на базе тренажера ННБ

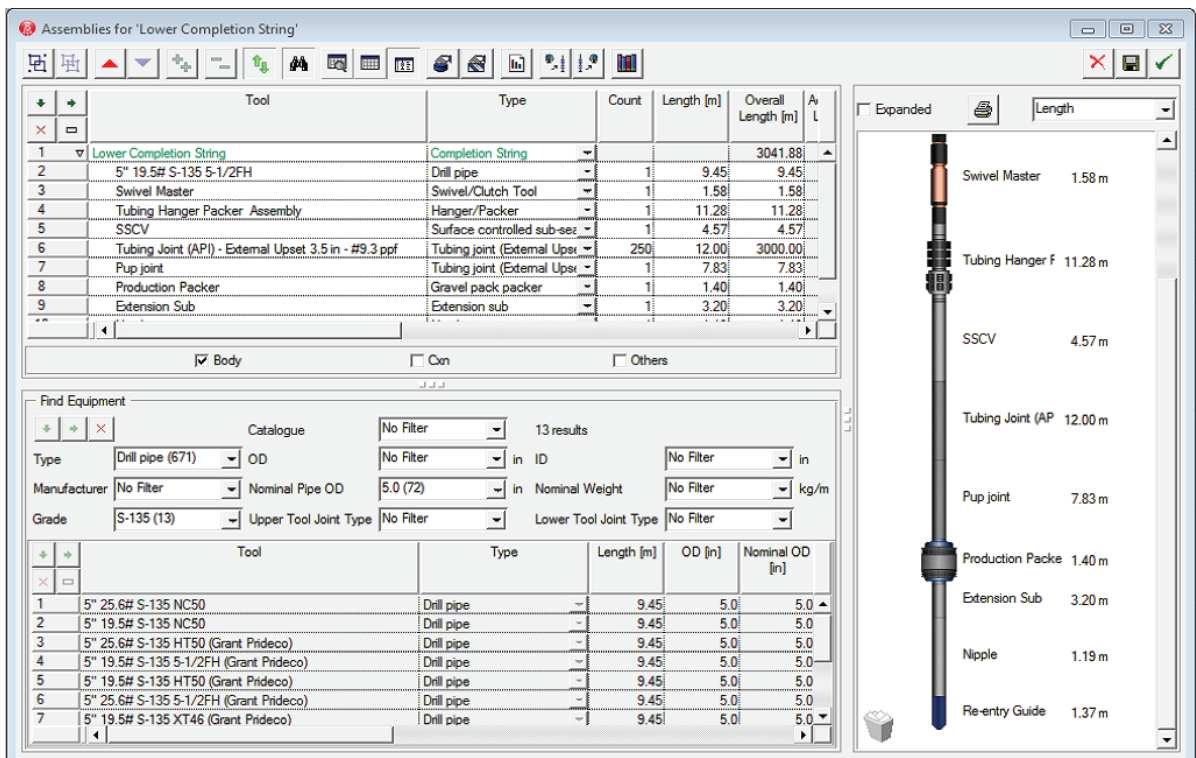


Рисунок 4.17 - Диалоговое окно для подбора забойного бурового оборудования на базе производственного ПО

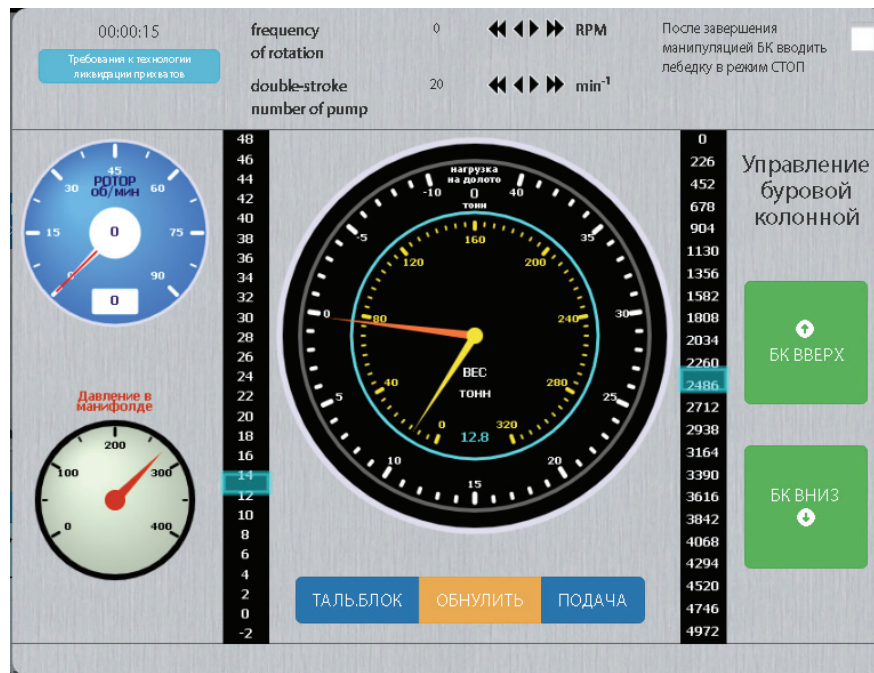


Рисунок 4.18 - Диалоговое окно для решения технологических задач при ликвидации аварий, связанных с потерей подвижности буровой колонны на базе тренажера ННБ

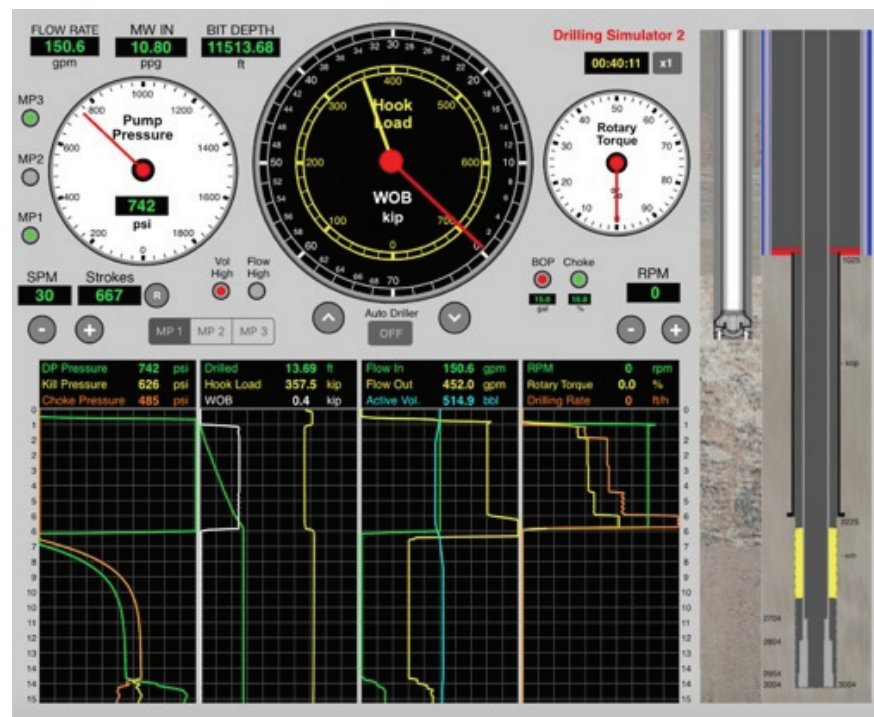


Рисунок 4.19- Диалоговое окно для решения технологических задач при ликвидации аварий, связанных с потерей подвижности буровой колонны на базе производственного ПО

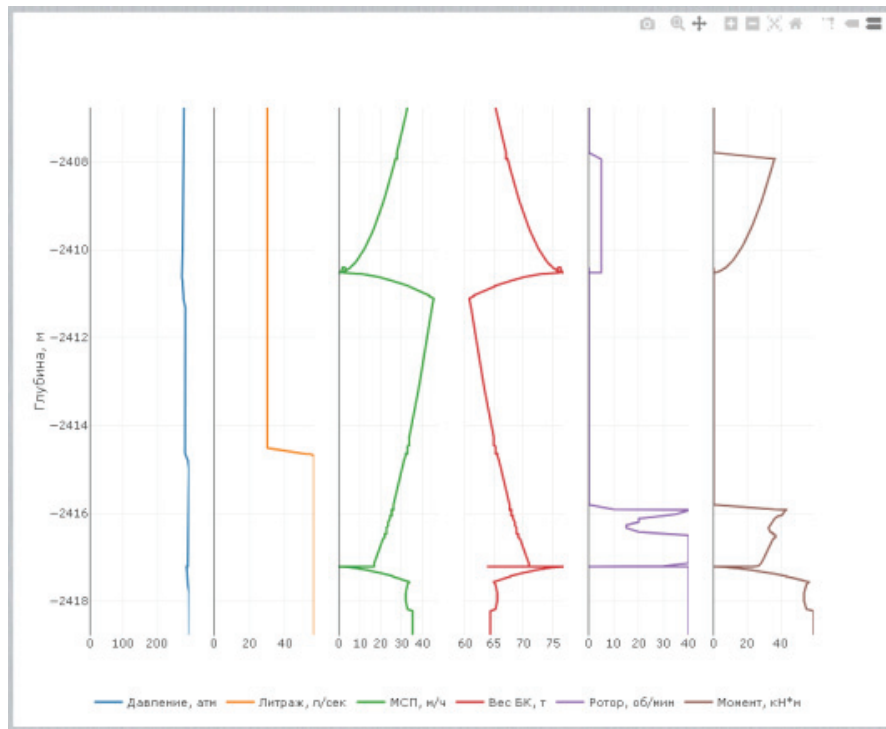


Рисунок 4.20 - Диалоговое окно для регистрации и интерпретирования параметров бурения, фиксирования критических значений на базе тренажера ННБ

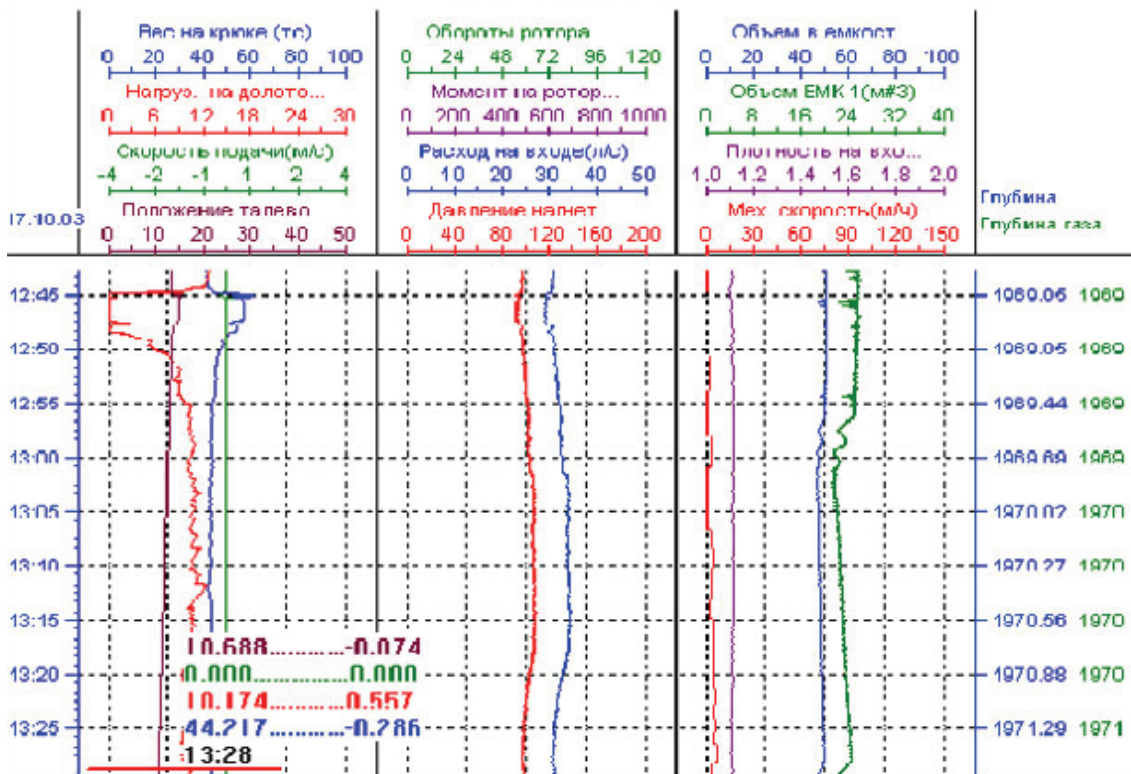


Рисунок 4.21 - Диалоговое окно для регистрации и интерпретирования параметров бурения, фиксирования критических значений на базе производственного ПО

4.4.1 Требования к разработке человеко-машинного интерфейса тренажера для наклонно-направленного бурения

Анализ человеко-машинного интерфейса (ЧМИ) аналогичных по своему функциональному назначению программных тренажеров существующих на рынке для обучения ННБ, а также современного промышленного программного обеспечения (ПО) ННБ позволил сформировать требования к ЧМИ разрабатываемого тренажера. При этом ключевыми требованиями к разработке тренажера авторы считают следующие:

1) элементы интерфейса виртуального тренажера должны быть максимально приближены к экранным формам реальных программ, применяемых в ходе проектирования и бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин;

2) возможность проведения совместного обучения бурильщика, инженера ННБ и супервайзера в едином информационном поле, при этом оперирование динамическими процессами строительства скважин в тренажере должно осуществляться путем нажатия рационально расположенных кнопок, одноименных к производственному ПО;

3) необходимость группировки кнопок диалогового окна в различные блоки: управления параметрами и режимами имитации бурения, кнопки для получения информации о состоянии процесса искривления скважины, ввод параметров искривления скважины для построения ее траектории;

4) необходимость воссоздать анимации управления положениями отклонителей забойной телеметрической системы, процесса ликвидации аварии, связанной с потерей подвижности бурильной колонны, изменение положения указательной стрелки датчиков контроля параметров бурения и уровня бурильной колонны положения аналогично тем, которые содержатся в программных продуктах производственного назначения;

5) необходимость применения алгоритмов для упрощения работы в тренажере (дружелюбный интерфейс): технология «горячие клавиши»

(упрощение ввода команд изменения производительности насосов, нагружения бурильной колонны на забой, вращения КНБК, корректировки положения отклонителей), управление курсором с помощью навигационных клавиш (быстрый ввод параметров глубины бурения, зенитного угла и азимута скважины), масштабирование в зависимости от характеристик монитора компьютера без потери задуманного образа экранной формы;

6) необходимость автоматизации второстепенных процессов наращивания после завершения имитации бурения новой свечи, запуска и остановки насосов, расхаживания бурильной колонны, которые имеют вспомогательную цель;

7) необходимость парольного доступа к личному кабинету оператора, где содержится база данных по текущему состоянию его успеваемости, спроектированная инклинометрия и настройка параметров тренировки;

8) дизайн и цветовая гамма интерфейса должны соответствовать принятым стандартам по разработке прикладных программных продуктов, применяемых в области бурения направленных скважин [54, 64, 91].

4.4.2 Аналитико-экспериментальная оптимизация облика диалоговых окон человеко-машинного интерфейса

Для анализа качества и эффективности ЧМИ тренажера в процессе его разработки оценивались ключевые показатели времени принятия решений для оптимизации размеров управляющих графических объектов диалоговых окон, состава и расположения блоков ЧМИ для информирования и управления имитируемым процессом.

Адекватность работы ЧМИ оценивалась по двум ключевым показателям: времени принятия пользователем одного единственного решения путем ввода команды (наращивание, расхаживание, запуск насосов и т.д.) и времени принятия решения из нескольких альтернативных решений (грузить, частота вращения, частота двойных ходов насосов, корректор отклонителя) [92]. Расчет по методике Фиттса позволил определить время, которое было затрачено оператором, во-первых, на оценку различных ситуаций, возникающих в тренажере, выбрать

единственно верное решение (например запуск насосов после наращивания бурильной колонны) и, во-вторых, на время, необходимое для воздействия на элемент виртуального управления в интерфейсе (например время нажатия на соответствующую кнопку):

$$T = a + b \log_2 \left(\frac{D}{S} + 1 \right), \quad (4.11)$$

где T – среднее время, затраченное на окончание движения, мс;

a – среднее время начала/завершения движения курсора, мс;

b – величина, находящаяся в прямой зависимости от среднестатистической скорости нажатия на соответствующую кнопку;

D – расстояние от точки начала движения курсора до центра графического объекта, мм;

S – ширина объекта, проходящая вдоль траектории движения курсора, мм;

a и b – константы, которые возможно получить экспериментально.

Для расчета времени выбора одного решения из множества предложенных (грузить, расхаживать, частота вращения) был применен закон Хика:

$$T = a + b \log_2 (n + 1), \quad (4.12)$$

где T – среднее время, затраченное на выбор одной из альтернатив, мс;

n – количество альтернатив, из которых производится выбор;

a и b – коэффициенты пропорциональности, определяемые эмпирически.

Расчеты времени, затраченного на принятие единственного правильного решения, позволили скорректировать размеры графических объектов и сгруппировать в отдельные зоны элементы управления имитируемым процессом бурения направленной скважины, а также элементы информирования пользователя о текущих параметрах режима бурения и кривизне скважины [87].

4.5 Влияние качества человеко-машинного интерфейса на эффективность совместного обучения на тренажере

ЧМИ является важнейшей составляющей тренажера, поскольку именно ЧМИ отвечает за реалистичность представления текущей технологической ситуации, поэтому качество ЧМИ существенно влияет на эффективность обучения на тренажере, тем более для сложного формата совместного обучения бурильщика, инженера ННБ и супервайзера, поэтому оценку качества ЧМИ целесообразно проводить в рамках анализа совместного обучения, для которого необходимо сформировать критерий эффективности.

Одной из известных методик оценки эффективности применения тренажерных систем при совместном обучении является использование геометрического индекса оценки качества [82–87].

Согласно данной методике критерий эффективности совместных тренингов на основе тренажера принимается равным площади основания пирамиды, представленной на Рисунке 4.22. При этом стороны основания пирамиды a_i соответствуют надежности выполнения тренингов членами «команды» в составе бурильщика, инженера по ННБ и бурового супервайзера [86, 87].

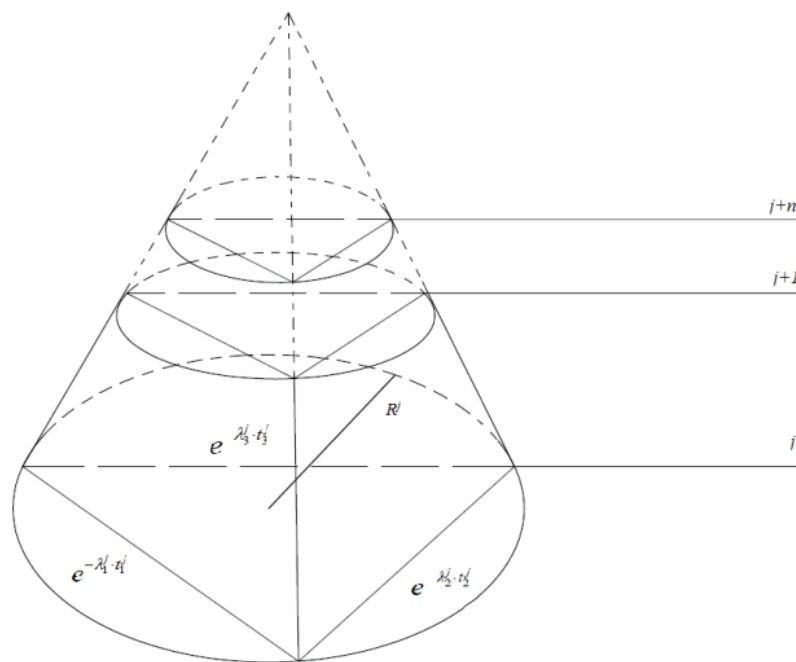


Рисунок 4.22 – Пирамида совместного обучения

В качестве параметра, описывающего усложнение оперативной обстановки, примем индекс оценки качества выполнения тренинга, который зависит от интенсивности ошибок персонала и времени выполнения тренинга [70].

Геометрический индекс оценки качества выполнения тренинга соответствует площади основания (горизонтальных сечений) пирамиды:

$$K_H^j = S = \frac{1}{4R_j} \prod_i e^{-\lambda_i^j \cdot t_i^j} \quad (4.13)$$

где $i = 1, 2, 3$ – участники тренинга (стороны основания);

$j = 1, 2, 3, \dots, n$ – виды подготовки (горизонтальные сечения пирамиды);

R_j – коэффициент изменения оперативной обстановки;

λ_i – интенсивность ошибок за единицу времени, 1/с;

t_i – время выполнения задания, $t_{in.min} \leq t_i \leq t_{in.max}$.

$$\frac{K_H^j}{K_H^{j+1}} = k, \quad (4.14)$$

где k – коэффициент подобия, показывающий эффективность того или иного метода подготовки персонала.

При $k > 1$ выполняется достаточное условие эффективности методики подготовки.

Типовая картина изменения индекса качества совместной подготовки при повторных тренингах на базе тренажера представлена на Рисунке 4.23, где приведен график изменения данного индекса (линия, построенная по экспериментальным точкам), а также его полиномиальная аппроксимация (плавная линия). Видно, что качество подготовки растет с увеличением количества тренингов, причем наиболее быстрый рост наблюдается в начале. Тем не менее, данный график не достигает единичного уровня. Характерно, что в процессе установления этого уровня (4–8 тренингов по оси абсцисс) видны отклонения от установившегося значения, обусловленные случайной составляющей в развитии ситуаций тренинга.

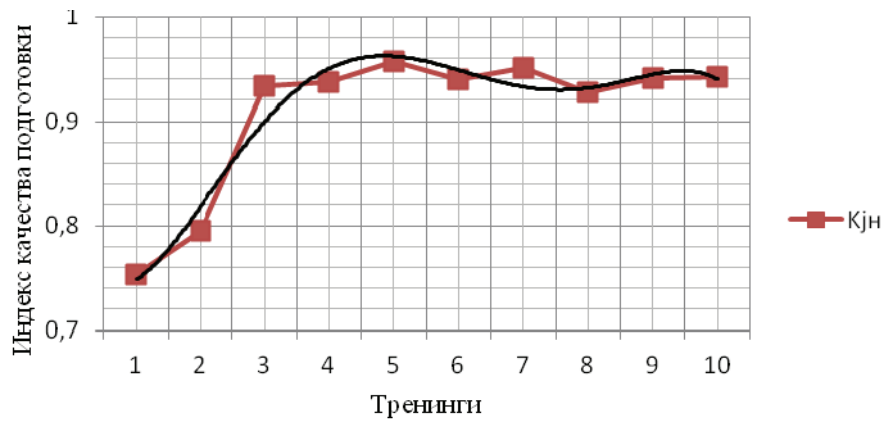


Рисунок 4.23 – Показатель совместной тренажерной подготовки K_H^j

Исходя из поведения графиков интуитивно понятно, что оптимальное количество тренировок составляет 3–6 повторений, что согласуется с результатами проведенных тренировок с данным тренажером: практика проведения совместных тренировок бурильщика, инженера ННБ и супервайзера показала, что для достижения достаточного уровня качества тренажерной подготовки необходимо не менее 3–4 тренировок, что достигается за счет эффективной работы всех составляющих тренажера (например математические модели, способ имитации технологических процессов и т.д.) и, в первую очередь, ЧМИ.

4.6 Перспективы развития моделирования производственных процессов на базе программных тренажеров

Опыт ведущих компаний в области бурения ННГС показывает, что актуальным направлением автоматизации процессов бурения является применение экспертных знаний и опыта узко-профилированных специалистов, значительно повышающих технико-экономическую эффективность строительства ННГС, что в конечном итоге существенно повышает рентабельность эксплуатации скважин.

Ошибки, допущенные при бурении ННГС, проявляются не только на этапах эксплуатации и ремонта скважин (снижение продуктивности скважин, затруднение работы насосного оборудования и пр.), но начинают приносить

ущерб уже на самом этапе строительства скважин (учащение прихватов, затруднение ориентирования компоновки низа бурильной колонны и пр.). Означенные ошибки, как правило, связаны с некорректным принятием решений по бурению ННГС по причинам дефицита априорной и оперативной информации, применения неточных методов управления бурением, недостаточной квалификации нового персонала и др.

В данной ситуации автоматизация процессов управления строительством ННГС призвана повысить качество управления на основе применения более сложных и точных методов управления, не последнюю роль в решении данных проблем играют различные тренажеры [53, 102–104]. При этом окончательный выбор управляющих решений обычно остается за лицом, принимающим решение, а основой автоматизированной системы оперативного управления направленным бурением является система поддержки принятия решений (СППР) [92], базирующаяся на знаниях экспертов, методах поиска оптимального управления, методах выбора структуры и идентификации моделей движения КНБК, методах прогнозирования траектории ННГС, методах формирования структур КНБК, методах управления режимами бурения и составом буровой промывочной жидкости и пр. Также многие ошибки на системном уровне связаны с недостаточной проработанностью предметной области принятия решений при управлении процессом бурения скважин, в том числе слабой разработанностью онтологии поддержки принятия решений в данной области [45, 56].

Выбор долота проводится по его основным параметрам (длина и форма долота, количество лопастей, форма, размер и количество режущих зубьев и пр.) и который зависит от множества факторов [96]: вибрация, плотность среды бурения, требуемая механическая скорость проходки (МСП), профиль и конечная глубина скважины (секция под колонну), тип забойной телеметрической системы, цель применения (шаблонирование, бурение, срезка с цементного моста) и пр.

Так, для оперативности получения данных о применяемом долоте было предложено использовать программное обеспечение, выполненное как мобильное приложение [61]. Данное программное обеспечение содержит алгоритм расчета

эффективности применения долота с привязкой к конкретному месторождению. Для оценки эффективности анализируется информация о МСП, производительности насосов, частоте вращения, параметрах профиля скважины. Такой подход к оперативному поиску требуемого типа долота упрощает его выбор и повышает эффективность выполнения буровых работ при акцентировании внимания на конкретную задачу: снижение риска сальникообразования, управление КНБК, бурение с максимально возможной МСП и пр.

Разработка большого количества моделей работы долота вызвала необходимость имитационного анализа [105, 106], после выполнения которого были получены точные параметры эксплуатации долота, а также информация о рисках в процессе бурения. Информация о рисках сопровождалась рекомендациями по модернизации конструкции. Симулятор по выбору долот был разработан учеными из государственного университета в городе Колорадо (США) на основе уже имеющихся моделей по абразивному износу. Большим преимуществом данного симулятора является возможность ввода эмпирических результатов выполненных буровых работ, которые коррелируют не только работу симулятора, но и сами зависимости, влияющие на модели.

Учеными предложен новый способ оценки эффективности применения долот путем ввода понятия «индекс долота» [102]. Принцип выполняемой работы, которая влияет на индекс долота, заключается в испытании в стендовых условиях экземпляра долота. Испытание производится с учетом геотехнических и геомеханических условий залегания пластов, бурение в которых и ожидается на конкретном месторождении. Каждая марка долота получает свой индекс качества, после которого становится очевидным необходимость применения того или иного вида долота.

Большой интерес представляют работы, связанные с исследованием влияния конфигурации КНБК на возникновение и пагубное воздействие вибраций в ней, с использованием теории конечных элементов [109]. Разработанное программное обеспечение позволяет подобрать конфигурацию КНБК,

обеспечивающую более эффективное бурение для случаев стандартного роторного бурения, бурения с использованием винтовых забойных двигателей и роторно-управляемых систем. Проведенные испытания показали эффективность разработанного метода, поскольку его применение позволило значительно снизить уровень вибраций, повысить эффективность передачи механической энергии на долото и снизить стоимость 1 м бурения.

Разработано большое количество программных продуктов, помогающих решать различные задачи конфигурирования КНБК. Так, разработано программное обеспечение [108], позволяющее обеспечить оптимальную конфигурацию и работу КНБК по требуемым показателям интенсивности искривления, в том числе на участке зарезки, частотам вращения и пр., при этом минимизируя вибрации и механические нагрузки на роторно-управляемые системы, повышая точность измерения во время бурения за счет более точного учета несоосности MWD-сенсора и ствола скважины и пр.

Специалистами компании Schlumberger большое внимание уделяется вопросам разработки и использования экспертной системы по выбору конфигурации КНБК для колтюбинга, актуальность применения которой продиктована необходимостью конфигурирования сложных КНБК, нацеленных на специализированные задачи [107]. Широкое применение подобной экспертной системы позволит более эффективно использовать человеческий капитал и накопленные в компании знания без дополнительного трудо- и времязатратного обучения специалистов.

Компания «Бейкер Хьюз» разработала экспертную систему (ЭС) по выбору бурильных долот, работа над которой велась более 10 лет [5]. Данная ЭС по выбору бурильных долот содержит в своем составе отдельные базы знаний по выбору различных типов долот: PDC, TCI, STI, Impregnated.

Исходной информацией для выбора долот являются: данные литологии и гамма-каротажа, плотность бурового раствора, поровое давление, время пробега продольной волны в породе, предполагаемые частота вращения, усилие и интервал бурения долота. На основе исходной информации формируются

основные атрибуты ЭС по выбору бурильных долот: предел прочности при неограниченном сжатии, прочность долота, абразивность среды, механическая стойкость долота, текущая МСП, а также средняя МСП для долота [94]. Далее основные и некоторые дополнительные атрибуты, а также данные по скважинам поступают в блок логического вывода, по которым ЭС по выбору бурильных долот определяет параметры рекомендуемых долот: режущую структуру, тип подшипника, тип уплотнения и пр. ЭС по выбору бурильных долот имеет развитую подсистему разработки сценариев типа «что–если», а также сценариев непредвиденных ситуаций в процессе планирования бурения или при отклонении процесса бурения от планируемого. Авторы подтверждают возможность увеличения срока эксплуатации долот типа TCI до 33%.

Обязательным атрибутом СППР бурения на сегодняшний день является база данных по пробуренным и бурящимся скважинам [56]. Ведение базы данных необходимо и для решения задач более точного формирования КНБК исходя из опыта ранее пробуренных скважин.

С учетом этих факторов на основе результатов оценки и анализа основных атрибутов опыта выбора КНБК в программе Protege была разработана онтологическая модель, приведенная на Рисунке 4.24, для описания и выбора успешных решений формирования КНБК в составе автоматизированной системы оперативного управления направленным бурением.

Онтология описания принятия решений по формированию программы управления разработана таким образом, чтобы отобразить множество классов формирования КНБК, связанных с решением различных задач, возникающих в процессе управления бурением скважин. Онтологическая модель формирования программы управления, являющаяся фрагментом онтологической модели управления бурением скважин, разделяет признаки сформированной программы управления, описывающие сформированную КНБК, технологические режимы бурения, последовательность выполнения технологических операций, прогнозируемую траекторию на текущее долбление и другие специфичные для данной предметной области.

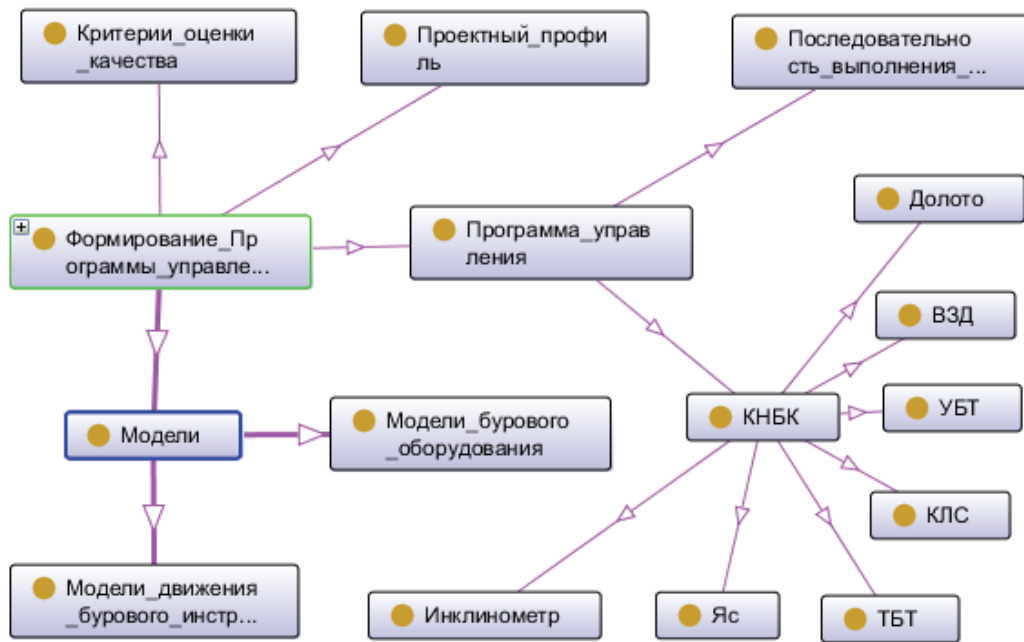


Рисунок 4.24 – Фрагмент онтологической модели

Формирование КНБК является одной из важных задач автоматизация процессов управления бурением ННГС, которая, в основном, решается на этапе проектирования куста скважин, но также возможен возврат к данной задаче непосредственно в процессе бурения, что может быть обусловлено необходимостью формировать необходимую траекторию скважины, оптимизировать механическую скорость бурения, а также снижать прихватоопасность КНБК. При этом формирование новой КНБК может происходить как в ходе плановых спуско-подъемных операций колонны бурильных труб, связанных с бурением по секциям скважины, необходимостью бурения боковых стволов, включением в состав телесистемы КНБК забойного резистивиметра и пр., так и в ходе внеплановых спуско-подъемных операций, проводимых в связи с означенными задачами.

По этой причине автоматизированная система оперативного управления направленным бурением должна включать в свой состав модуль, осуществляющий формирование КНБК непосредственно в процессе оперативного управления ННГС. К задаче формирования КНБК предъявляются требования обеспечения формообразования скважины, необходимой скорости проходки и уменьшения прихватоопасности. Основными факторами, влияющими на

формирование необходимой КНБК, являются: требуемая кривизна или интенсивности искривления азимутального и зенитного углов, параметры текущего участка скважины, ожидаемые характеристики разбуриваемых пород, параметры геолого-технического наряда и пр. В процессе формирования КНБК приходится учитывать не только хорошо формализованные процедуры выбора составных частей и структуры КНБК, но и эмпирические знания технологов, базирующиеся на их богатом производственном опыте и позволяющие более «тонко настраивать» КНБК в условиях высокой степени неопределенности их поведения в процессе бурения. Тем не менее, оперативное управление бурением скважин по проектному профилю со сформированной КНБК осуществляет следящая система управления, которая может быть построена со специально настроенным пропорционально-интегрально-дифференциальным регулятором [57] или на основе использования прогнозирующих моделей [54].

В этом случае модуль формирования КНБК в составе автоматизированной системы оперативного управления направленным бурением целесообразно строить в классе ЭС, позволяющих не только выбирать состав и структуру КНБК в режиме диалога с оператором, объяснять предлагаемые варианты и изменять их в процессе диалога, но и формировать КНБК в полностью автоматическом режиме. Такая ЭС формирования КНБК должна содержать:

- базу знаний;
- подсистему обучения, реализованную в виде имитационного тренажерного комплекса для обучения практическим навыкам бурения [57, 71];
- подсистему объяснения;
- механизм логического вывода, реализующий дедуктивный вывод, основанный на методе резолюций;
- интерфейс ввода–вывода данных для сопряжения с другими программными модулями, реализующими функции оперативного управления бурением, в том числе идентификацию параметров формообразования, механической скорости проходки и прихватопасности КНБК;
- графический пользовательский интерфейс.

Такая ЭС может применяться непосредственно в процессе оперативного управления ННГС при невозможности выполнения текущей КНБК требований формообразования.

Рассмотрим особенности реализации предлагаемой ЭС для формирования КНБК. В базе знаний прототипа данной ЭС используются простые решающие правила и дедуктивный вывод, основанные на ведении базы данных бурового оборудования и применении процедур-методов вычисления параметров КНБК. Для разработки базы данных бурового оборудования необходимо рассмотреть основные составляющие КНБК, влияющие на формообразование, механическую скорость проходки и прихватоопасность, и которыми являются: долото, КЛС, ВЗД, буровой яс, УБТ и ТБТ. Основными факторами, определяющими выбор параметров верхних элементов КНБК (промежуточные СБТ, УБТ, буровой яс, ТБТ), являются: плановые интенсивности искривления траектории скважины, диаметр бурящейся секции, график проведения плановых спуско-подъемных операций, идентифицированные параметры многорежимной модели движения КНБК и пр.

При этом основными параметрами бурового оборудования, влияющими на формообразование, являются:

- долото: тип, номинальный диаметр и количество лопастей;
- КЛС: номинальный диаметр и длина, количество в составе КНБК (1, 2 или 3), положение установки;
- ВЗД: длина искривленного плеча от долота до регулировочного узла угла перекоса, его номинальный диаметр, угол искривления на регулировочном узле, а также жесткостные характеристики;
- УБТ: длина и номинальный диаметр;
- ТБТ: длина и номинальный диаметр.

Основными же параметрами бурового оборудования, влияющими на механическую скорость проходки, являются:

- долото: тип, номинальный диаметр, количество лопастей, диаметр гидромониторных отверстий;

– КЛС: номинальный диаметр, количество лопастей, длина, количество в составе КНБК (1, 2 или 3);

– ВЗД: длина искривленного плеча от долота до регулировочного узла угла перекоса, его номинальный диаметр, заходность и количество ступеней силовой секции;

– УБТ: длина и номинальный диаметр;

– СБТ: длина и номинальный диаметр.

В качестве основных параметров бурового оборудования, влияющих на прихватоопасность, необходимо рассматривать:

– долото: номинальный диаметр, диаметр гидромониторных отверстий;

– ВЗД: номинальный диаметр, количество ступеней, характеристики допустимой деформации;

– КЛС: номинальный диаметр, количество лопастей, количество в составе КНБК (1, 2 или 3);

– яс: величина преобразованной поступательной энергии, характеристики допустимой деформации;

– ТБТ: номинальный диаметр, характеристики допустимой деформации.

Означенные атрибуты являются основной информацией при ведении базы данных бурового оборудования, используемой для идентификации параметров формообразования, механической скорости проходки и прихватоопасности. Для формирования КНБК разрабатываемая ЭС использует базу данных бурового оборудования по типам и экземплярам имеющегося бурового оборудования, фрагмент диаграммы «Сущность–Связь» которой приведен на Рисунке 4.25. Особенностью данной структуры является состав сущности типов КНБК (на рисунке не приведен), используемых в составе сущности экземпляров КНБК, что отражает специфику применения предлагаемой базы данных бурового оборудования совместно с ЭС [57].

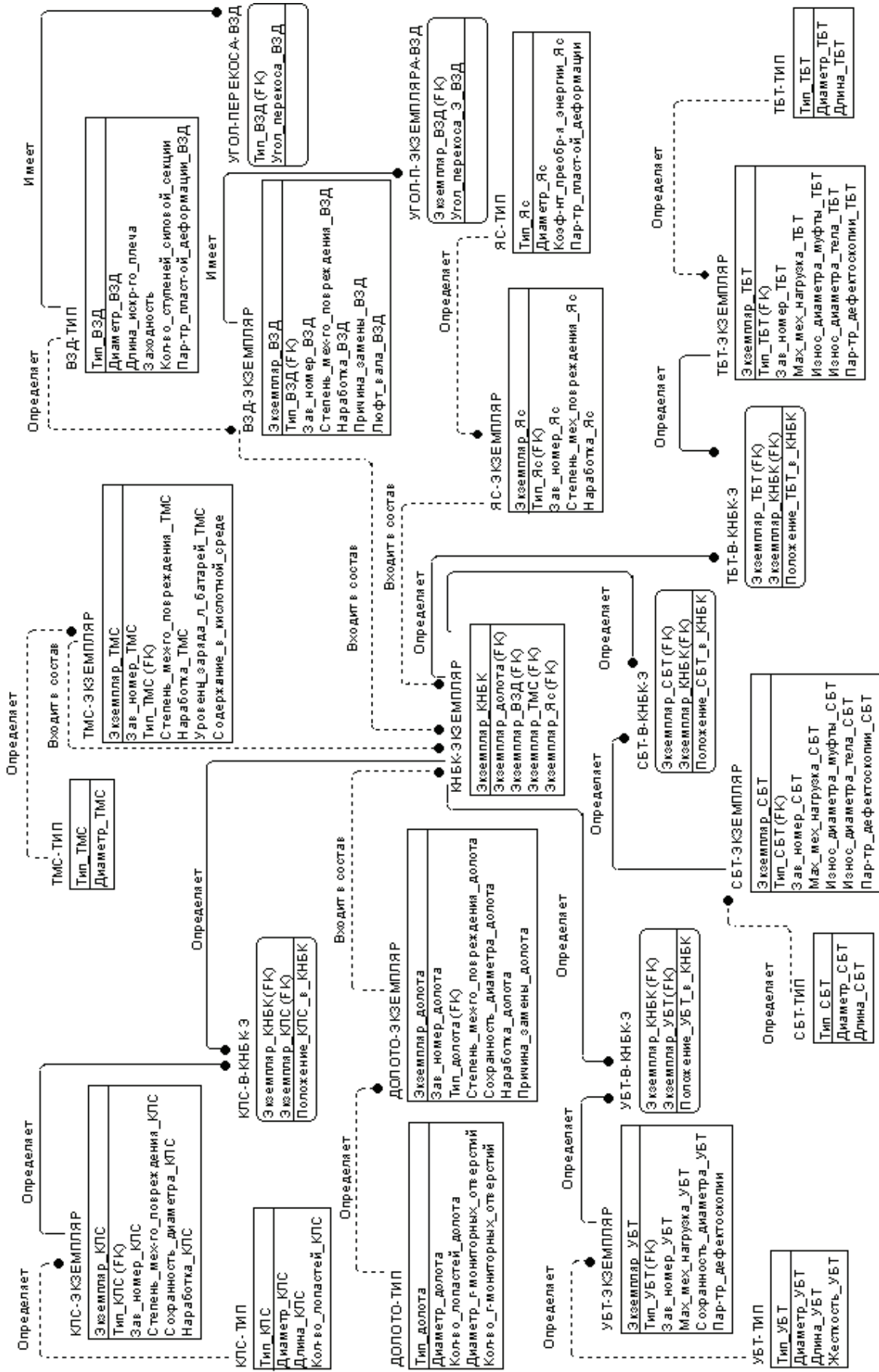


Рисунок 4.25 – Фрагмент диаграммы «Сущность–Связь» для базы данных бурового оборудования

Как было сказано, в ходе формирования КНБК ЭС взаимодействует с вычислительными процедурами, осуществляющими расчеты требуемых значений основных параметров оборудования КНБК и составляющих основу блоков аналитики и моделирования СППР [69]. Приведем перечень их основных параметров:

- долото: расчеты суммарной площади гидромониторных насадок, количества лопастей, диаметра и угла атаки вооружения;
- КЛС: расчеты степени изменения формообразования скважины в зависимости от количества установок и их размещения, площади калибрующей части стенки скважины, числа лопастей, типа геометрии лопастей;
- ВЗД: расчеты заходности рабочей пары «ротор–статор», энергетических характеристик (мощности и длины силовой секции), номинального диаметра, угла искривления на регулировочном узле, диаметра центрирующих элементов (стабилизаторов), длины искривленного плеча от долота до регулировочного узла угла перекоса;
- УБТ: расчеты жесткостных характеристик, инерционной скорости;
- яс: расчеты величины необходимой осевой нагрузки для преобразования поступательного движения бурильной энергии в кинетическую энергию, минимального диаметра проходного сечения (для возможности извлечения ТМС), длины шлицевого вала (рабочая длина яса);
- СБТ: расчеты характеристик допустимой деформации, общей длины;
- ТБТ: расчеты номинального диаметра, характеристик допустимой деформации, инерционной скорости, общей длины.

Приведенный пример демонстрирует эффективность работы ЭС формирования КНБК. Планируется доработать механизм принятия решений на основе байесовских оценок, что позволит ЭС ранжировать предлагаемые варианты формирования КНБК. Данную ЭС планируется реализовать в виде прикладного программного обеспечения в составе автоматизированной системы оперативного управления направленным бурением [97].

Выводы по главе 4

В результате анализа развития и совершенствования математических моделей установлено, что расчетные модели были разделены для ориентированного и неориентированного бурения. КНБК для неориентированного бурения основывалась на маятниковом механизме, а для ориентированного бурения обязательным стало включение отклоняющего устройства в виде «кривого переводника».

С конца 70-х гг. XX века инженеры решали задачу строительства направленных скважин с учетом характеристик жесткости забойного оборудования, что в совокупности привело к учету в расчетах реакции на долоте. Реакция на долоте с 1980-х гг. становится обязательным для учета фактором при моделировании и строительстве ННГС.

По результатам типового расчета реакции на долоте с использованием метода начальных параметров было выявлено, что реакция на долоте и отклоняющая сила R_d возрастают с увеличением зенитного угла в скважине; прогиб U_{gd} турбобура, по длине от долота до точки соприкосновения с нижней точкой в скважине, имеет прямую зависимость от зенитного угла скважины, а увеличение жесткости EI ориентируемой КНБК приводит к тому, что растет расстояние L между точками касания КНБК в скважине.

С использованием программы-тренажера по ННБ выполнено компьютерное моделирование с целью получения данных динамических показателей в процессе строительства скважин 70-х гг. XX века с реконструкцией условий бурения. В режиме симуляции бурения горизонтальной скважины выполнялось манипулирование жесткостью КНБК, зенитным углом, глубиной, траекторией скважины, режимами и параметрами бурения. Полученные результаты моделирования показали величину зависимости реакции на долоте от жесткости КНБК при различных зенитных углах.

Сформулированы специальные требования к разработке ЧМИ обучающего программного тренажера и возлагаемые на него задачи. В результате

проведенных работ разработано диалоговое окно тренажера, которое является единым и универсальным для операторов, участвующих в управлении технологическим процессом ННБ: бурильщика, инженера ННБ, бурового супервайзера, и обеспечивающим необходимый уровень качества совместного обучения. Данное диалоговое окно включает 6 областей, отражающих текущее состояние прохождения тренинга, данные текущего статического замера, данные инклинометрии, оперативную информацию о состоянии технологических операций, данные измерения положения отклонителя и управления процессами ННБ.

С использованием геометрического индекса эффективности тренингов сформированы требования к минимально необходимому количеству совместных тренингов на базе тренажера. Результаты исследования показали, что для достижения достаточного уровня качества совместной тренажерной подготовки бурильщика, инженера ННБ и супервайзера необходимо не менее 3–4 совместных тренингов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1 Исследование истории становления и развития способов бурения ННГС на основе разработанной историко-технической схемы и включающей события, начиная с времен первых упоминаний о бурении скважин для добычи нефти и до наших дней, показало несовершенство методик расчета и проектирования бурильных колонн.

2 Выполнена систематизация этапов развития техники и технологии по бурению ННГС, а также их влияния на повышение эффективности ННБ, позволившая установить, что глобальной целью развития технологии ННБ является увеличение добычи полезных ископаемых. При этом разработчики технологии ННБ локально стремились снизить время на бурение и уменьшить аварийность в производстве, однако решение задачи снижения затрат на строительство ННГС осуществлялось частично.

3 На основе эмпирического метода исторического исследования развития методик расчета параметров бурильной колонны получено, что среди разработанных в XX веке методов моделирования продольной жесткости гидравлических забойных двигателей и УБГ наиболее подходящим для расчета параметров бурильной колонны является метод начальных параметров.

4 На основании научного исследования зарождения и развития техники и технологии ННБ, исторического анализа технических проблем развития ННБ и в целях их решения разработана компьютерная программа-тренажер для моделирования имитации основных процессов бурения ННГС на основе метода начальных параметров. На разработанную программу-тренажер получено свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2015618263.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. А. с. 114062 СССР. Прибор для измерения кривизны буровых скважин / Г.Н. Строчкий, Г.М. Рамм, Г.М. Малюга (СССР). – 562361; заявлено 10.12.1956; опубл. 01.01.1958.
2. 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.
3. А. с. 77323 Отклонитель для турбинно-направленного бурения / А.Н. Шаныгин (СССР). – 353935; заявл. 07.04.1947.
4. Абызаев, Б. И. Перспективы применения электробуровой техники при решении сложных задач бурения / Б. И. Абызаев, Б. В. Байдюк, Б. М. Курочкин // Бурение скважин. – 1999. – №9. – С. 17–20.
5. Агзамов, З. В. Экспертная система формирования компоновки низа бурильной колонны для управления направленным бурением скважин / З.В. Агзамов, И. Д. Мухаметгалиев // Проблемы автоматизации технологических процессов добычи, транспорта и переработки нефти и газа: сб. тр. V Всеросс. заочн. науч.-практ. конф. – Уфа: УГНТУ, 2017. – С. 134–140.
6. Аглиуллин, А. Х. Возникновение и становление процессов добычи нефти в Урало-Поволжье в XVIII–XX веках: дисс. ... д-ра техн. наук : 02.00.13, 07.00.10 / Аглиуллин Ахтям Халимович. –Уфа: УГНТУ, 2007. – 345 с.
7. Акбулатов, Т.О. Информационное обеспечение процесса бурения / Т.О. Акбулатов, Л. М. Левинсон, Р. А. Исмаков, Р. А. Хасанов. – Уфа: Монография, 2010. – 67 с.
8. Алимбеков, Р. И. Задачи многоуровневого управления траекторией бурения наклонно-направленных нефтяных скважин / Р.И. Алимбеков, В.И. Васильев, З.В. Агзамов, И. Ф. Нугаев, А.С. Шулаков // Проблемы нефтегазового комплекса России: сб. тр. конф. – Уфа: УГНТУ, 1998. – С. 195.

9. Алимбеков, Р. И. Автоматическое управление с прогнозированием для автономного робота-бура / Р. И. Алимбеков, В. И. Васильев, И. Ф. Нугаев, З.В. Агзамов // Интеллектуальные автономные системы. –1996. – С. 51–56.

10. Алимбеков, Р. И. Проблема автоматизации управления траекторией ствола наклонно-направленных скважин / Р. И. Алимбеков, В.И. Васильев, И.Ф. Нугаев, В.А. Семеран, З.В. Агзамов // Проблемы механики и управления. –1994. – С. 153–163.

11. Бакиров, Д. Л. История, современное состояние и перспективы добычи малых и природных битумов в Волго-Камском регионе : дисс. ... канд. техн. наук: 07.00.10 / Бакиров Данияр Лябибович. – Уфа, 1997. – 180 с.

12. Блинов, Г. А. Покорители земных недр / Г. А. Блинов, Э.С. Махновецкий. – Л.: Недра, 1986. – 144 с.

13. Богданов, Н.А. Некоторые аспекты глубоководного бурения в океанах / Н.А. Богданов, Л.А. Торчигина // Серия наук о Земле. – М.: Знание, 1983. – №2. – С. 5–46.

14. Болдырев, А.К. Измерение угла наклона буровой скважины №14 в Меднорудянском руднике на Урале / А.К. Болдырев, Л.И. Волков // Горный журнал. – 1913. – Т. 6. – С. 246–249.

15. Велижанин, В. А. История разработки и эксплуатации прибора радиоактивного каротажа в процессе бурения (АПК-МWD). Первый опыт / В.А. Велижанин, А.В. Емельянов, В.Г. Черменский, Р.Т. Хаматдинов, А.Г. Тихонов // Каротажник. – 2011. – Т.210. – №12.

16. Виллерс, А. Продольный изгиб утяжеленных штанг / А. Виллерс // Zeitschrift für angewandte Mathematik und Mechanik. – 1941. – №21.

17. Воздвиженский, Б.И. Буровая механика / Б.И. Воздвиженский, М.Г. Васильев. – М.: Госгеолтехиздат, – 1954. – 491 с.

18. Воздвиженский, Б. И. В глубь Земли. Разведочное бурение – от прошлого к будущему / Б.И. Воздвиженский, Б.М. Ребрик. – М.: Недра, 1989. – 168 с.

19. Войслав, С. Г. Разведка полезных ископаемых посредством земляного бура (щупа) / С.Г. Войслав // Горный журнал. –1885. –Т. 3. – С. 1-36.
20. Волков, С. А. Буровое дело / С. А. Волков, С. С. Сулакшин, М.М. Андреев. – М.: Недра, 1965. – 492 с.
21. Вудс, Г. Искривление скважин при бурении : пер. с англ. / Г. Вудс, А. Лубински. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 161 с.
22. Галкин, А. И. Выдающийся геолог-нефтяник Казимир Петрович Калицкий / А. И. Галкин // Нефтяное хозяйство. – 2008. – №3. – С. 116–117.
23. Гальянов, А.В. Исторические вехи развития горного искусства / А.В. Гальянов // Маркшейдерия и недропользование. – 2011. – Т. 51, №1. – С. 62–70.
24. Гречин, Е. Г. Проектирование технических средств для бурения искривленных скважин / Е.Г. Гречин, В.П. Овчинников. – Тюмень: Издательско-полиграфический центр «Экспресс», 2010. – 210 с.
25. Григорян, А.М. Вскрытие пластов многозабойными и горизонтальными скважинами / А.М. Григорян. – М.: Недра, 1969. – 190 с.
26. Гусман, М.Т. Винтовые забойные двигатели : обзор зарубежной литературы / М.Т. Гусман, Д.Ф. Балденко. – М.: ВНИИОЭНГ, 1972. – 82 с.
27. Джафаров, К. И. История техники и технологии нефтяного дела на Северном Кавказе : дисс. ... д-ра техн. наук : 07.00.10 / Джафаров Керим Исламович. – М., 1999. – 415 с.
28. 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.
29. Иоанесян, Р. А. Основы теории и техники турбинного бурения / Р.А. Иоанесян. – М.: Гостоптехиздат, 1953. – 281 с.
30. Исмаков, Р. А. Проектирование профиля наклонно-направленной скважины с применением ЭВМ / Р.А. Исмаков, Д.В. Рахматуллин, И.Д. Мухаметгалиев. – Уфа : УГНТУ, 2014. – 18 с.
31. 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.

32. 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.

33. Калинин, А. Г. Естественное и искусственное искривление скважин / А. Г. Калинин, В. В. Кульчицкий // Российский государственный университет нефти и газа. – 2006. – 640 с.

34. Калинин, А. Г. История технических решений в нефтегазовой отрасли: основные этапы развития технологии наклонно направленного бурения / А.Г. Калинин, А.С. Повалихин // Инженер-нефтяник. – 2009. – №3. – С. 39–44.

35. Калинин, А. Г. Бурение наклонных и горизонтальных скважин : справочник / А.Г. Калинин, Б.А. Никитин, К.М. Солодкий, Б.З. Султанов; под ред. А.Г. Калинина. – М.: Недра, 1997. – 648 с.

36. Ковалев, А. В. История развития шароструйного бурения / А.В. Ковалев, Ф.Р. Алиев, Д.А. Якушев // Тр. XVII Междунар. симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 150-летию со дня рождения академика В.А. Обручева и 130-летию академика М.А.Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы. – Томск: Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2013. – С. 266–268.

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

38. Леджервуд, Л. У. Обзор работ по созданию усовершенствованных способов бурения нефтяных скважин: пер. с англ. / Л.У. Леджервуд. – М.: ГОСИНТИ, 1961. – 258 с.

39. Леонов, Е. Г. Гидроаэромеханика в бурении / Е.Г. Леонов, В.И. Исаев. – М.: Недра, 1987. – 303 с.
40. Лешкович, Н. М. Контроль пространственного положения скважин / Н. М. Лешкович, Г. В. Кусов // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2017. – №1 – С. 106–109.
41. Лисичкин, С. М. Очерки по истории развития отечественной нефтяной промышленности / С. М. Лисичкин. – М.-Л. : Гостоптехиздат, 1954. – 403 с.
42. Лукьянов, В. Т. Развитие теории управления искривлением скважин при бурении : дисс. ... д-ра техн. наук : 05.15.10 / Лукьянов Владимир Тимофеевич. – Ухта, 1998. – 301 с.
43. Маккрей, Л. У. Технология бурения нефтяных скважин / Л. У. Маккрей, Ф. У. Коле. – М. : Гостоптехиздат, 1963. – 417 с.
44. 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.
45. 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.
46. 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.
47. Маркелов, Н. Н. Искривление скважин / Н. Н. Маркелов // Нефтяное хозяйство. – 1930. – №1. – С. 34–50.
48. Мастобаев, Б. Н. История создания и производства химреагентов для трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов / Б.Н. Мастобаев, Т.В. Дмитриева, Э.М. Мовсумзаде // Нефтяное хозяйство. – 2000. – №11. – С.107–108.

49. Мовсумзаде, Э. М. Некоторые химические препараты для подготовки нефти к переработке и транспорту / Э.М. Мовсумзаде, Б.Н. Мастобаев, С.Р. Зорина и др. // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2000. – №12. – С. 38–43.

50. Мовсумзаде, Э. М. Морская нефть. Развитие технических средств и технологий / Э.М. Мовсумзаде, Б.Н. Мастобаев, Ю.Б. Мастобаев, М. Э. Мовсумзаде. – СПб.: Недра, 2005. – 240 с.

51. Мовсумзаде, Э. М. Морская нефть. Развитие технологий освоения морских арктических месторождений нефти и газа / Э.М. Мовсумзаде, Б.Н. Мастобаев, Ю.Б. Мастобаев, М.Э. Мовсумзаде; под. ред. А.М. Шаммазова. – СПб.: Недра, 2008. – 304 с.

52. Мовсумзаде, Э.М. Развитие технических средств для освоения морских арктических месторождений нефти и газа. Переработка продукции скважин / Э.М. Мовсумзаде, Б.Н. Мастобаев, Ю.Б. Мастобаев, М.Э. Мовсумзаде; под. ред. А. М. Шаммазова. – СПб.: Недра, 2008. – 256 с.

53. 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.

54. Мухаметгалиев, И. Д. Особенности разработки человеко-машинного интерфейса для программного обеспечения наклонно-направленного бурения / И.Д. Мухаметгалиев, З.В. Агзамов // Сб. тез. докл. науч.-техн. форума ООО «СамараНИПИнефть». – Самара, 2020. – С. 130–131.

55. 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. 167–173.

56. Мухаметгалиев, И. Д. Разработка имитационной модели технологического процесса механического бурения нефтяных скважин как многосвязного объекта управления / И.Д. Мухаметгалиев, З.В. Агзамов //

Перспективы автоматизации технологических процессов добычи, транспорта и переработки нефти и газа: сб. науч. тр. IX Всеросс. науч.-техн. конф. – Уфа: УГНТУ, 2020. – С. 119–123.

57. 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.

58. 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.

59. 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.

60. 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.013–021.

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

62. 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.

63. 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.

64. 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, Д.С. Щелков, А.М. Мухаметшин // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли: сб. науч. тр. Междунар. науч.-практ. конф. – Альметьевск: АГНИ, 2016. – С. 262–267.

65. Мухаметгалиев, И. Д. Моделирование процесса строительства наклонно-направленных скважин для добычи высоковязких нефтей и битумов с применением инженерной программы-тренажер «СЛАЙД МАСТЕР 1.18» / И.Д. Мухаметгалиев, Р.А. Исмаков, Д.В. Рахматуллин, Д.С. Щелков, А.М. Мухаметшин // Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов: сб. науч. тр. Всеросс. науч.-техн. конф. – Ухта: Изд-во УГТУ, 2016. – С. 51.

66. Мухаметгалиев, И. Д. Разработка программы-тренажера по наклонно-направленному бурению / И.Д. Мухаметгалиев, Р.А. Исмаков, Р.М. Тимиров, А.Р. Нургалиев // Вестник Ассоциации Буровых подрядчиков. – 2021. – №1. – С.76–81.

67. Мухаметгалиев, И. Д. Промысловый анализ забойных телеметрических систем, применяемых в регионах Урало-Поволжья / И.Д. Мухаметгалиев, И.А. Мустафин // Матер. 71-й науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ: В 2 Т. – Уфа, 2020. – Т. 1. – С. 96–97.

68. 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.

69. Мухаметгалиев, И. Д. Математические модели механической Скорости проходки для условий Западно-Сибирской Нефтегазовой провинции / И.Д. Мухаметгалиев, А.Р. Нургалиев, И.А. Мустафин // Матер. 71-й науч.-техн. конф.

студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ: В 2 Т. – Уфа, 2020.– Т.2.– С.98.

70. 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.

71. 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.

72. Нескоромных, В. В. Бурение как элемент истории и культуры человеческой цивилизации / В. В. Нескоромных // Известия Сибирского отд. секции наук о Земле РАЕН «Геология, поиски и разведка рудных месторождений». – 2010. – Т. 36. – №1. – С. 137–141.

73. Нескоромных, В. В. Бурение как элемент истории и культуры человеческой цивилизации. Часть 2 / В. В. Нескоромных // Известия Сибирского отд. секции наук о Земле РАЕН «Геология, поиски и разведка рудных месторождений». – 2014. – Т. 44. – №1. – С. 88–91.

74. Особенности и факторы размещения отраслей народного хозяйства СССР: сб. тр. – М.: АН СССР, 1960. – 800 с.

75. Повалихин, А. С. Управление проводкой наклонных и горизонтальных скважин в сложных горно-геологических условиях бурения: дисс. ... д-ра техн. наук: 25.00.14 / Повалихин Александр Сергеевич. – М., 2007. – 447 с.

76. Пономарев, Б. Б. Кудако – первый нефтяной промысел России / Б.Б. Пономарев // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №8. – С. 122–125.

77. 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.

78. 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.

79. Рахманкулов, Д. Л. Нефтяная промышленность СССР в планах третьей пятилетки (1938–1942 гг.) / Д. Л. Рахманкулов и др. // История науки и техники. – 2006. – №2. – С. 150–155.

80. Рахманкулов, Д. Л. Применение химических реагентов в области добычи и транспорта нефти / Д.Л. Рахманкулов, С.С. Злотский, В.И. Мархасин и др. – М. Химия, 1987. – 144 с.

81. Ребрик, Б. М. Из истории бурения скважин / Б. М. Ребрик // Изв. высш. учеб. заведений. Геология и разведка. – 1977. – №3. – С. 143–147.

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

83. 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.

84. 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.

85. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №20176606657. 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.

86. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №20176606657. 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.

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

88. Скрыпник, С. Г. Механизация и автоматизация трудоемких процессов в бурении / С. Г. Скрыпник, С. М. Данелянц. – М.: Недра, 1968. – 256 с.

89. Сулакшин, С. С. Современные способы разрушения горных пород при бурении скважин / С. С. Сулакшин. – М.: Недра, 1964. – 106 с.

90. Тептерева, Г. А. Исторические опыт применения поверхностно-активных веществ в отечественной нефтедобывающей промышленности в 1930–1970-х гг. / Г. А. Тептерева, С. Ю. Шавшукова, Е. А. Удалова и др. // История науки и техники. – 2018. – №2. – С. 21–27.

91. Хрусталева, В. И. Проектирование человеко-машинных интерфейсов с учетом эргономических аспектов разработки программного обеспечения / В.И. Хрусталева // Современные наукоемкие технологии. – 2019. – №11. – С. 109–112.

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

пожарной охраны: дисс. ... канд. техн. наук : 05.26.03 / Шарафутдинов Азат Амирзагитович. – Уфа, 2016. – 149 с.

93. Янгиров, Ф. Н. Забойные телеметрические системы / Ф.Н. Янгиров, А.Р. Яхин, В.П. Матюшин, И.Д. Мухаметгалиев. – Уфа : УГНТУ, 2017. – 56 с.

94. Ahmed, A. E. H. Computer Program for Drilling Optimization and Drilling Cost Analysis / A. E. H. Ahmed, e.a. – Sudan University of Science & Technology, 2016.

95. Aragall, R. Extending the Scope of Real-Time Drilling & Well Control Simulators / R. Aragall, e.a. // Offshore Mediterranean Conference and Exhibition. – Offshore Mediterranean Conference, 2017.

96. Barton, S. P. Changing Selection Concepts: True Optimization of Drill Bits with Latest-Generation Rotary-Steerable Systems / S. P. Barton, e.a. // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2009.

97. 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.

98. 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.

99. Callas, N. P. Boundery Value Problem Is Solved / N. P. Callas, R. Y. Callas // Oil and Gas Y. – 1980. – 15/XII. – Vol. 17, No. 76.

100. Clegg, J. M. Improved Optimization of Bit Selection Using Mathematically Modelled Bit Performance Indices / J. M. Clegg, e.a. // IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2006.

101. Cordy, L. Cumulative Rock Strength as a Quantitative Means of Evaluating Drill Bit Selection and Emerging PCD Cutter Technology / L. Cordy, e.a. // IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology. – Society of Petroleum Engineers, 2002.

102. Crichton, M. T. From Cockpit to Operating Theatre to Drilling Rig Floor: Five Principles for Improving Safety Using Simulator-Based Exercises to Enhance

Team Cognition / M. T. Crichton // *Cognition, Technology & Work*. – 2017. – Vol. 19. – No.1. – P. 73–84.

103. Crichton, M. T. Developing a Team Behavioural Marker Framework Using Observations of Simulator-Based Exercises to Improve Team Effectiveness: A Drilling Team Case Study / M. T. Crichton, S. Moffat, L. Crichton // *Simulation & Gaming*. – 2017. – Vol. 48. – No. 3. – P. 299–313.

104. Eric, K. K. Advanced Modeling of Drilling to Test New Techniques and Practices of Drilling Automation / K. K. Eric, D. A. Benoit, e.a. // *IDSPE-150941-PA* Publisher Society of Petroleum Engineers Source *SPE Drilling & Completion*. – 2012. – No. 4. – P. 559–573.

105. Kelessidis, V. C. An Improved Drilling Simulator for Operations, Research and Training / V. C. Kelessidis, e.a. // *SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference*. – Society of Petroleum Engineers, 2015.

106. 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.

107. 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.

108. Sowa, J. F. Knowledge Representation. Logical, Philosophical and Computational Foundations / J. F. Sowa. – Brooks/Cole, 2000.

109. Tang, H. Y. Advanced Drilling Simulation and Engineering Center Provide Support for Challenging Drilling Operations in the South China Sea / H. Y. Tang, e.a. // *IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference*. – Society of Petroleum Engineers, 2016.

110. 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.

111. 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.

112. Toutain, P. What Effects Azimuth Control. Part III // P. Toutain // World Oil. – 1981. – IX. – Vol.5, No.9. – P. 4976–4982.

113. Zhou, J. Adaptive Control of a Drilling System with Unknown Time-Delay and Disturbance / J. Zhou, W. Wang // Control, Automation, Robotics and Vision (ICARCV): 14th International Conference. – 2016. – P. 1–6.

Приложение А

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. Курий

Приложение Б

Справки о внедрении результатов диссертационной работы

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
**«УФИМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ
 ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ» (ФГБОУ ВО "УГНТУ")**

ул. Космонавтов, 1, г. Уфа, Республика Башкортостан, 450064, Тел.: (347) 242-03-70, факс: (347) 243-14-19, <http://www.rusoil.net>, E-mail info@rusoil.net
 ИНН 0277006179, ОГРН 1020203079016, ОКПО 02069450, КПП 027701001

28.01.21 № 047-11/14

На № _____ от _____

СПРАВКА

о практическом использовании результатов диссертационной работы
 Мухаметгалиева Ильмира Дамировича «Развитие технологий и технических
 средств бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин»
 в учебном процессе

Результаты диссертационного исследования, полученные при личном участии соискателя кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» Уфимского государственного нефтяного технического университета Мухаметгалиева Ильмира Дамировича, используются в учебном процессе, а именно:

1. Материалы первой главы диссертации, содержащие сведения об истории развития технологии и технических средств бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин, используются при чтении лекций бакалаврам, обучающимся по направлению 21.03.01 Нефтегазовое дело, профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин».

2. Материалы второй и третьей глав диссертации, касающиеся обоснования актуальности технологии наклонно-направленного бурения на современном этапе развития науки и техники и ее применения при добыче жидких углеводородов, используются при чтении лекций магистрантам, обучающимся по направлению 21.04.01 Нефтегазовое дело по всем магистерским программам.

Проректор по учебной работе,
 профессор

Абдульманова Э.Ф.
 8 (917) 434-94-07



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«УФИМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ» (ФГБОУ ВО «УГНТУ»)
ИНСТИТУТ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ (ССП УГНТУ «ИДПО»)

Юридический адрес: ул. Космонавтов, д. 1, г. Уфа, Башкортостан, 450062. Фактический адрес: ул. Кольцевая, д. 5/2, г. Уфа, Башкортостан, 450064
 ОКПО 97948763, ОГРН 1020203079016, ИНН 0277006179, КПП 027732005. Тел./факс (347) 264-68-65. E-mail: ugnntupk@ipkoil.ru, http://www.ipkoil.ru

04.09.2020 № 09/1-10/1070

На № _____ от _____

Справка

о практическом использовании результатов диссертационной работы
 Мухаметгалиева Ильмира Дамировича «Развитие технологий и технических
 средств бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин»
 в учебном процессе

Результаты диссертационного исследования, а именно программа-тренажер по наклонно - направленному бурению «Слайд Мастер» разработанная соискателем кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» федерального государственного бюджетного учреждения высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет» Мухаметгалиевым Ильмиром Дамировичем, используется в дополнительной профессиональной программе повышения квалификации для инженерно-технических работников на объектах бурения нефтяных и газовых скважин «Бурение наклонно-направленных скважин с применением программного обеспечения "Слайд Мастер"».

Директор



А.С. Зац

«ТНГ-Групп»

ул. Ворошилова, 21, г. Бугульма,
Республика Татарстан, Россия, 423236

«TNG-Group»

21, Voroshilov Street, Bugulma,
423236, Tatarstan, RussiaPhone: +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

№ 16/100к.

*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.



**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

"Октябрьский күп профилле укытыу үзәге"
өстәмә һөнәри белем биреү автономиялы
коммерцияләшмәгән ойошмаһы

БАШКОРТОСТАН РЕСПУБЛИКАһы
452602, Октябрьский калаһы,
Бакса әйләңешә 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 16.01.2012

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