

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
УХТИНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

На правах рукописи

УДК 622.243.24

ТРОХОВ ВЛАДИСЛАВ ВАЛЕРЬЕВИЧ

**ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПРОЕКТНОЙ
ТРАЕКТОРИИ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН**

Специальность 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель –
кандидат техн. наук, доцент С. А. Кейн

Ухта - 2015

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1 АНАЛИЗ ТЕОРИИ И ПРАКТИКИ ПРОВОДКИ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН, В ТОМ ЧИСЛЕ УЧАСТКА СТАБИЛИЗАЦИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ВИНТОВЫХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ-ОТКЛОНИТЕЛЕЙ	8
1.1 Аналитический обзор исследований по выявлению причин несоблюдения проектной траектории	8
1.1.1 Влияние геологических факторов на искривление скважин	12
1.1.2 Влияние перемежаемости пород различной твердости	24
1.1.3 Влияние направления напластования горных пород	27
1.1.4 Техничко-технологические факторы, влияющие на искривление скважин	30
1.2 Анализ промысловых данных по проводке наклонно направленных скважин месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.	58
1.2.1 Анализ влияния анизотропных горных пород на работу компоновки низа бурильной колонны на Салюкинском месторождении	58
1.2.2 Анализ опыта работы винтовых забойных двигателей-отклонителей с радиальным люфтом на Харьгаинском месторождении	60
1.2.3 Анализ влияния осевой нагрузки на работу винтовых забойных двигателей-отклонителей с радиальным люфтом на Харьгаинском месторождении	65
1.2.4 Анализ влияния смещения долота от оси скважины и люфта вала шпинделя на радиус и интенсивность искривления скважины	71
2 МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ НЕЙРОСЕТЕВОЙ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ФАКТОРНОГО АНАЛИЗА ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПРОЕКТНОЙ ТРАЕКТОРИИ СКВАЖИНЫ	76
2.1 Основные принципы многофакторного анализа в математической статистике	76
2.2 Факторный анализ при использовании нейросетевых технологий	79
2.2.1 Принципы организации и характеристики нейросетей	79
2.2.2 Базовая модель искусственного нейрона	81
2.2.3 Применение нейронных сетей для задач факторного анализа и прогнозирования	84
2.2.4 Применение нейросетевых технологий при строительстве скважин	91
2.2.5 Выводы и рекомендации	94

3 РАЗРАБОТКА ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПРОЕКТНОЙ ТРАЕКТОРИИ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН НА УЧАСТКЕ СТАБИЛИЗАЦИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ НЕЙРОСЕТИ	95
3.1 Разработка технологии применения нейросети к задаче по выполнению проектной траектории	95
3.2 Выбор и обоснование входных и выходных параметров нейросети	96
3.3 Сбор и подготовка промысловой информации и создание информационной базы для обучения и работы нейросети	99
3.4 Обучение и тестирование нейросети	101
3.5 Использование «обученной» нейросети для прогноза	108
3.6 Техничко-технологические рекомендации, полученные с применением нейросети	109
4 ИССЛЕДОВАНИЕ И ОПТИМИЗАЦИЯ КОМПОНОВОК НИЖНЕЙ ЧАСТИ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРОЕКТНЫХ ПАРАМЕТРОВ ТРАЕКТОРИИ	110
4.1 Математическая модель расчёта параметров компоновки нижней части бурильной колонны	110
4.2 Исследование влияния параметров компоновки низа бурильной колонны на величину радиуса искривления скважины	118
4.2.1 Зависимость радиуса искривления от отношения диаметра двигателя к диаметру долота	119
4.2.2 Зависимость радиуса искривления от величины зенитного угла для разных отношений длины нижней секции к длине верхней секции	120
4.2.3 Зависимость радиуса кривизны от расстояния до верхнего опорно-центрирующего устройства для различных двигателей	122
4.2.4 Зависимость радиуса искривления от отношения длины нижней секции к длине верхней секции двигателя-отклонителя	123
4.2.5 Зависимость радиуса искривления от угла перекоса осей между силовой и шпindelной секцией двигателя-отклонителя	125
4.3 Выводы и рекомендации	128
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	129
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	131
ПРИЛОЖЕНИЕ А Промысловая база данных (на примере скважины Юрьяхинского месторождения)	141

ВВЕДЕНИЕ

Опыт проводки наклонно направленных скважин показывает, что фактические траектории не вполне соответствуют проектному профилю.

На отклонение ствола скважины от проекта влияет целый ряд геологических, технических и технологических факторов. Степень влияния этих факторов на выполнение проектной траектории остается недостаточно изученной, тем не менее, оценка их значимости позволяет прогнозировать те технико-технологические условия, которые обеспечат проводку фактического ствола скважины в заданном коридоре отклонения от проектной траектории.

Прямолинейно наклонный участок (стабилизации зенитного угла или горизонтальный) является одним из самых протяженных и ответственных при проводке проектной траектории. Его бурение выполняется сочетанием двух способов. Часть участка бурится направленно двигателем-отклонителем (слайдинг), часть вращением двигателя-отклонителя ротором с небольшой скоростью – 30-40 оборотов в минуту. Технология сочетания слайдинга и вращения компоновки ротором применяется сравнительно недавно, поэтому исследования в этом направлении представляют научный и практический интерес.

Решение задачи выполнения проектной траектории невозможно без поиска оптимальных размеров элементов компоновки нижней части бурильной колонны. Разработка требований к упругим свойствам и линейным размерам отдельных секций КНБК является важным этапом ее проектирования, определяющим функциональные возможности КНБК.

Из выше сказанного следует, что разработка технико-технологических рекомендаций и оптимизация параметров компоновки нижней части бурильной колонны по выполнению проектной траектории является актуальной задачей, решение которой позволит повысить технико-экономические показатели бурения наклонно направленных скважин.

Цель работы

Разработать технико-технологические решения по обеспечению проектной траектории наклонно направленных скважин за счет оптимизации технологии проводки участка стабилизации и параметров компоновок нижней части бурильной колонны.

Основные задачи исследований

1. Анализ теории и практики проводки наклонно направленных скважин, в том числе участка стабилизации с применением винтовых забойных двигателей-отклонителей.

2. Методическое обоснование применения нейросетевой технологии для факторного анализа по обеспечению проектной траектории скважины.

3. Разработка технико-технологических рекомендаций по обеспечению проектной траектории наклонно направленных скважин на участке стабилизации с применением нейросети.

4. Исследование и оптимизация компоновок нижней части бурильной колонны для обеспечения проектных параметров траектории.

Научная новизна

1) На примере группы месторождений Тимано-Печорской провинции с использованием нейросетевой технологии установлена степень влияния на отклонение фактической траектории от проектной на участке стабилизации по зенитному углу следующих параметров: весовая значимость твердости пород – 1,0; осевого люфта вала шпинделя винтового забойного двигателя-отклонителя – 0,95; величины зенитного угла скважины – 0,90.

2) Установлена степень влияния на отклонение фактической траектории от проектной на участке стабилизации по азимуту следующих параметров: весовая значимость величины зенитного угла – 1,0; осевой нагрузки на долото – 0,87; уширение ствола – 0,83.

3) Определены области изменения угла перекоса между силовой и шпиндельной секциями двигателя, позволяющие активно менять радиус искривления скважины или стабилизировать его: при изменении угла перекоса от 1,0° до 1,4° темп прироста радиуса искривления составляет 200-300%; при изменении от 1,4° до 3,0° – 10-20%. Увеличение разности между диаметрами долота и двигателя, увеличивает темп прироста радиуса.

Основные защищаемые положения

1) Факторный анализ, выполненный по группе месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции с применением нейросетевой технологии, позволил выявить степень влияния на стабилизацию одновременно зенитного угла и азимута скважины следующих параметров: весовая значимость величины зенитного угла – 1,0; твердости пород – 1,0 и осевого люфта вала шпинделя забойного двигателя – 0,95.

2) Применение «обученной» и протестированной нейросети для прогноза позволило определить требования к геологическим и технико-технологическим условиям проводки участка стабилизации, выполнение которых обеспечивает отклонение фактической траектории от проектной в заданном коридоре допуска.

3) Установлено, что радиус искривления скважины слабо зависит (изменение 10-15%) от величины зенитного угла и места установки опорно-центрирующего устройства выше двигателя-отклонителя при следующих параметрах КНБК: зазор между диаметрами долота и двигателя должен быть не более 10-11%, а отношение длины нижней секции двигателя к длине верхней не менее 0,33.

Практическая значимость

1) На основе прогноза с применением нейросетевой технологии разработаны оптимальные условия для проводки участка стабилизации, выполнение которых обеспечивает проводку траектории в коридоре значений по зенитному углу $\pm 0,2^\circ$, по азимуту $\pm 1,5^\circ$:

- для одновременной стабилизации зенитного угла и азимута зенитный угол должен быть не менее 39° , а участок стабилизации планировать к бурению в отложениях пород твердостью 4÷5;

- осевой люфт вала шпинделя забойного двигателя не должен превышать 4÷5 мм, кавернозность пород не более 1,14;

- радиальный люфт вала шпинделя забойного двигателя должен быть не более 1 мм, отношение длины нижнего плеча двигателя-отклонителя к длине верхнего должно быть больше $\approx 0,33$, вращение КНБК ротором производить 70÷80% от общей длины участка.

2) Использование винтового забойного двигателя диаметром 240 мм с долотом диаметром 269,9 мм и двигателя 195 мм с долотом 215,9 мм обеспечивает незначительное изменение радиуса кривизны (11% и 10% соответственно) при изменении места установки верхнего опорно-центрирующего устройства от 6 до 15 метров.

3) При изменении угла перекоса осей между шпиндельной и двигательной секциями двигателя-отклонителя от $1,0^\circ$ до $1,4^\circ$ темп прироста радиуса искривления скважины составляет 200-300%; при изменении от $1,4^\circ$ до $3,0^\circ$ – 10-20%. Увеличение разности между диаметрами долота и двигателя, увеличивает темп прироста радиуса.

Апробация работы

Основные положения диссертационной работы докладывались на междуна-

родных научно-технических конференциях «Севергеоэкотех» при Ухтинском государственном техническом университете в 2011, 2012 и 2014 г.г., на научно-технической конференции преподавателей и сотрудников УГТУ (2012 г.), Всероссийской научно-технической конференции «Нефтегазовое и горное дело», г. Пермь в 2012 г.; Республиканском научно-практическом форуме «Инновационные технологии – основа развития национальной экономики», Сыктывкар, в 2012 и 2013 годах; Республиканском молодежном инновационном конвенте «Молодежь – будущему Республики Коми», г. Ухта, 2014 год. Использовались при разработке дипломных работ и магистерских диссертаций на кафедре бурения Ухтинского государственного технического университета.

Благодарности

Автор выражает благодарность научному руководителю: профессору, кандидату технических наук Светлане Александровне Кейн за постоянный контроль и неоценимую помощь в подготовке работы.

Автор признателен ректору Ухтинского государственного технического университета профессору, доктору технических наук Николаю Денисовичу Цхадая за создание оптимальных условий для подготовки работы.

Автор благодарен кафедре бурения Ухтинского государственного технического университета и лично заведующей кафедрой, кандидату технических наук, профессору Н. М. Уляшевой, кандидату технических наук, доценту Ю. Л. Логачеву, а также доктору технических наук, профессору А. С. Повалихину за консультации и советы.

1 АНАЛИЗ ТЕОРИИ И ПРАКТИКИ ПРОВОДКИ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН, В ТОМ ЧИСЛЕ УЧАСТКА СТАБИЛИЗАЦИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ВИНТОВЫХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ-ОТКЛОНИТЕЛЕЙ

1.1 Аналитический обзор исследований по выявлению причин несоблюдения проектной траектории

Многолетняя практика направленного бурения показала, что реальные траектории бурения наклонных и горизонтальных скважин не соответствуют проектному профилю [38].

Совершенствование методов управления траекторией скважин невозможно без учёта факторов, влияющих на работу компоновки низа бурильной колонны в процессе бурения.

Вопросами управления траекторией нефтяных и газовых скважин занимались Балденко Д. Ф., Балденко Ф. Д., Белоруссов В. О., Беляев В. М., Булатов А. И., Буслаев В.Ф., Вудс Г., Гержберг Ю. М., Гноевых А. Н, Гулизаде М. П., Григулецкий В. Г., Калинин А. Г., Кейн С. А., Копылов А. С., Лубинский А., Лукьянов В. Т, Мелентьев Н. Я., Повалихин А. С., Прохоренко В. В., Солодкий К. М., Сулакшин С. С., Султанов Б. З., Хегай В. К., Юнин Е. К. и другие.

Выполненный анализ исследований этих авторов [9, 28] показал, что в процессе бурения основными причинами искривления ствола скважины являются:

- геологические (анизотропность горных пород, перемежаемость горных пород различной твёрдости, угол наклона пластов, устойчивость горных пород);
- технические (эксцентричное соединение элементов компоновки низа бурильной колонны, наличие изгиба, овальности утяжелённых бурильных труб, радиальный люфт вала забойного двигателя, повреждения долота, абразивный износ опорно-центрирующих элементов в процессе бурения);

Общая картина влияния основных горно-геологических и технико- технологических факторов, влияющих на траекторию движения долота и, соответственно на интенсивность искривления скважины по К. Милхейму характеризуется на рисунке 1 [59].

На рисунке: А - КНБК с долотом; 1 - форма ствола и его диаметр; 2 - силы, обусловленные геологическими условиями; 3 - конфигурация КНБК; 4 - диаметр ствола; 5 - отклонение ствола в азимутальном и зенитном направлении; 6 - силы

трения между долотом и породой; 7 - силы трения между ОЦЭ и стенкой скважины; 8 - частота вращения долота; 9 - осевая нагрузка на долото; 10 — суммарное отклонение ствола скважины.

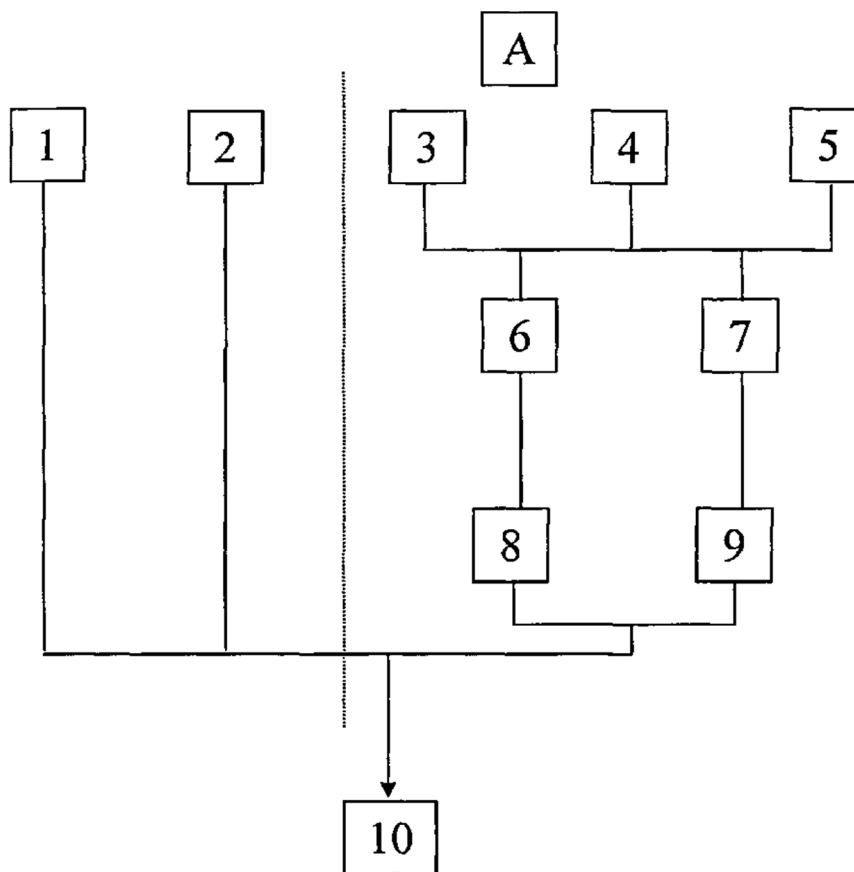


Рисунок 1.1 – Схема горно-геологических и технико-технологических факторов, влияющих на искривление скважины

Предложенная С.С. Сулакшиным классификация причин и факторов [92, 93], влияющих на искривление скважин представлена в таблице 1.1.

В.М. Беляев, А.Г. Калинин и А.С. Копылов в своей работе уточнили некоторые моменты, появляющиеся при совместном действии геологических и технико-технологических факторов [12, 37, 44]:

- 1) при бурении в наклонно залегающих пластах однородных пород, независимо от угла встречи долота с плоскостью напластования, ствол скважины искривляется вверх по восстанию пластов;
- 2) при бурении в чередующихся по твердости породах ствол скважины может искривляться вверх по восстанию или вниз по падению пласта;
- 3) с увеличением частоты чередования пород различной твердости интенсивность искривления скважины возрастает;

- 4) темп уменьшения угла искривления ствола скважины изменяется пропорционально числу шарошек или лопастей долота;
- 5) долота шарошечного типа отклоняют ствол скважины влево на большую величину, чем долота режущего типа;
- 6) при увеличении нагрузки на долото темп искривления ствола скважины возрастает;

Таблица 1.1 - Факторы, влияющие на искривление скважин.

Основные причины, вызывающие искривление скважин	Факторы, обуславливающие направление и интенсивность искривления			
	Действующие закономерно		Действующие незаконномерно	
	Определяющие пространственное положение и интенсивность искривления	Определяющие только интенсивность искривления	Определяющие пространственное положение и интенсивность искривления	Определяющие только интенсивность искривления
1	2	3	4	5
Геологические	1. Анизотропность горных пород	1. Степень анизотропности	1. Встреча включений с резко изменяющейся твёрдостью (валунов или глыб твёрдых пород) или пустот, каверн, открытых трещин, зон нарушений и др.	1. Неравномерное изменение геолого-структурных или тектонических условий бурения скважин
	2. Закономерное расположение плоскостей делимости, отдельности, слоистости, расщеливания, кливажа, трещиноватости; прожилков, жил	2. Величина угла встречи скважины с плоскостями делимости, отдельности, слоистости, трещиноватости и др.	2. Незаконномерное изменение геолого-структурных условий бурения	
	3. Текстура и структура пород; закономерная ориентировка породообразующих минералов, флюидальность, трахитовидность и др.	3. Частота перемежаемости слоёв пород различного характера или других геолого-структурных элементов, степень расщеливания, трещиноватости и др.	3. Несовпадение направления действия геологических факторов (геолого-структурных и текстурных признаков)	
	4. Структурно-тектонические условия залегания слоев пород (складчатость, тектонические нарушения)			
	5. Закономерное переслаивание пород различной твёрдости.			

Окончание таблицы 1.1

Технические	1. Способ бурения	1. Величина перекоса буровых труб в скважине, определяемая: величиной зазора между стенками ствола и буровыми трубами, длиной буровых труб и их жесткостью	1. Неправильная установка бурового станка и направляющей трубы	1. Несоосность элементов КНБК
	2. Конструкция(тип) породоразрушающего инструмента	2. КНБК (наличие УБТ, центров, расширителя и др.)	2. Смена диаметра скважины (уменьшение или увеличение)	2. Несоосность в соединениях буровых труб
	3. Угол наклона скважины	3. Форма размещения и выход резцов	3. Аварии и осложнения в скважине	3. Погнутость, овальность и разностенность буровых труб
	4. Характер работы буровой колонны	4. Диаметр скважины		4. Разработка ствола скважины
		5. Способ создания осевой нагрузки на забой		
Технологические	1.Способ бурения скважины, с чем связаны величина и направление действия сил, отклоняющих буровой снаряд	1.Степень разработки ствола скважины в зависимости от технологических параметров	1. Изменение геолого-технологических условий бурения	1. Изменение параметров режима бурения
	2. Направление и характер вращения бурового снаряда	2. Параметры режима бурения: осевая нагрузка, частота вращения, интенсивность промывки	2. Увеличение глубины скважины	2. Изменение механической скорости бурения
	3. Неравномерное разрушение породы при бурении дробью	3. Качество промывочной жидкости		
		4. Величина механической скорости бурения		

7) темп уменьшения искривления ствола скважины изменяется пропорционально числу оборотов долота;

8) темп уменьшения угла искривления ствола скважины изменяется обратно пропорционально механической скорости проходки и твердости пород;

9) при уменьшении зазора между КНБК и стенкой скважины темп искривления ствола скважины снижается;

10) при увеличении веса единицы длины КНБК темп искривления ствола скважины снижается;

11) при увеличении жесткости КНБК темп искривления ствола скважины возрастает; с увеличением жесткости КНБК и уменьшением зазора между ней и стенкой скважины увеличивается отклонение ствола скважины влево по простиранию пласта.

1.1.1 Влияние геологических факторов на искривление скважин

При ориентированном и безориентированном управлении траекторией скважины существенное влияние оказывают геологические факторы (проявление определенных свойств горных пород или их состояние, обуславливающее искривление скважин [21]).

Основным фактором искривления скважин следует считать неоднородность механических свойств горной породы. Чем выше эта неоднородность, тем эффективнее действие геологических причин [15, 19, 20].

К основным геологическим факторам, влияющим на искривление скважин, относятся слоистость, сланцеватость, трещиноватость, анизотропность горных пород; перемежаемость пород различной твердости и степень наклона пластов к горизонту (для вертикальных скважин; для наклонных - отклонения осей скважин от нормалей к плоскости напластования пород); пористость, зоны и участки мягких несцементированных или сильно разрушенных пород, различного рода дизъюнктивные нарушения; пустоты, твердые включения в мягких несцементированных породах и т.д. [27, 40].

Каждый геологический фактор влияет на искривление скважины в той или иной степени. При обширном анализе отечественной и зарубежной литературы, выявляется ряд факторов, которые оказывают влияние в большей степени. К нему относятся: анизотропность горных пород, угол наклона оси скважины к плоскости напластования пород и частая перемежаемость пропластков пород различной твердости. Влияние этих трех геологических факторов в значительной степени характеризует изменение траектории ствола скважины при взаимодействии породоразрушающего инструмента с горной породой.

Вообще, разделение геологических факторов довольно условно, т.к. часто, в той или иной мере, проявляется их действие в совокупности. Именно поэтому нельзя в точности сослаться на какой-то определенный фактор при определенных условиях. Но для того, чтобы понять их действие в совокупности, следует дифференцированно рассматривать геологические причины искривления скважин. К сожалению, результаты анализа влияния этих причин у разных исследователей не всегда совпа-

дают.

А.Е Колесников и Н.Я. Мелентьев, как и многие исследователи в этой области, считают, что геологические факторы оказывают наибольшее влияние на направление и интенсивность искривления ствола скважины [54].

Влияние анизотропности горных пород.

В работе Вудса Г. и Лубинского А. [25] было установлено, что при бурении скважин долото имеет тенденцию отклоняться в направлении восстания пластов. Следовательно, направление бурения не совпадает с направлением действия силы, приложенной к долоту. Чтобы подобное явление могло осуществиться, буримость пород вдоль плоскости напластования должна быть несколько меньше, чем в перпендикулярном направлении. Относительную разницу между буримостью в направлении, параллельном плоскости напластования, и в направлении, перпендикулярном ему, Вудс Г. и Лубинский А. определяют как буровой индекс анизотропии.

Лубинский и Вудс ввели, так называемый, индекс анизотропности, определяемый по формуле:

$$1 - I_{ANI} = \frac{D_1}{D_2} \quad (1.1)$$

где I_{ANI} - индекс анизотропности (по стандарту АНИ);

D_1 – разрушение породы параллельно залеганию пласта;

D_2 – разрушение породы перпендикулярно залеганию пласта.

Для изотропных пород $I_{ANI} = 0$.

Рассмотрим пример бурения прямолинейной, но наклонной скважины и комплекс условий, при котором между направлением силы, приложенной к долоту, и вертикалью образуется некоторый угол. Наклонно расположенные плоскости напластования в твердых породах, подобных тем, какие встречаются в Западном Тексасе, Мид-Континенте и Скалистых горах, заставляют долото отклоняться в направлении восстания пластов (рисунок 1.2). Следовательно, направление бурения не совпадает с направлением действия силы, приложенной к долоту. Чтобы подобное явление могло осуществиться, буримость пород вдоль плоскости напластования должна быть несколько меньше, чем в перпендикулярном направлении. Относительную разницу между буримостью в направлении, параллельном плоскости напластования, и в направлении, перпендикулярном ему, будем называть в дальнейшем буровым индексом анизотропии и обозначать буквой h . Очевидно, $h = 0$ соответствует изотропной породе. Для объяснения, явлений, связанных с бурением, пользуются значениями h от 0 до 0,75.

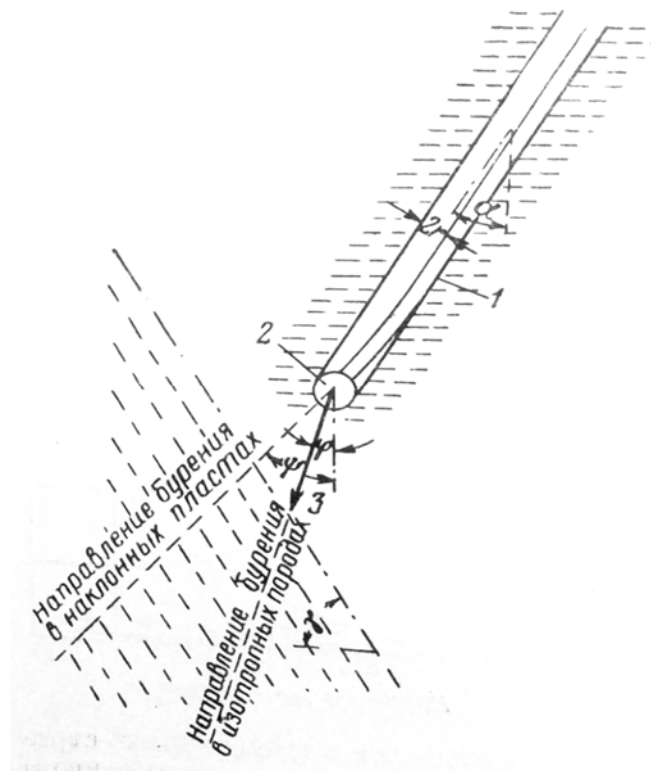


Рисунок 1.2. – Наклонно расположенные плоскости напластования

На рисунке: 1 – точка касания; 2 – долото; 3 – сила, приложенная к долоту.

Искривление скважин в горизонтально залегающих анизотропных породах.

Выше было показано, что условия поддержания постоянного угла наклона скважины (условия равновесия) в изотропных породах определяется пересечением различных кривых с горизонталью — . Подобным же образом, как будет показано, условия равновесия в анизотропных горизонтально залегающих породах определяются точками пересечения тех же кривых с горизонталью — — . Рассмотрим пример, когда $h = 0,05$. Тогда $\alpha = 1,0526$. При осевой нагрузке 8 безразмерных единиц (15,7 т для 6¼" утяжеленных труб) условия равновесия характеризуются точкой G. Так как точка G располагается левее точки B, можно сделать вывод, что равновесные углы в анизотропных горизонтально залегающих породах меньше, чем в изотропных породах.

На рисунке 1.2 приведены кривые зависимости отношения — для условий равновесия от осевой нагрузки, выраженной в безразмерных единицах, соответствующие различным значениям индекса анизотропии h . Из рисунка следует, что наклон скважины в изотропных породах ($h = 0$) может быть в два-три раза больше,

чем в анизотропных, залегающих горизонтально.

Хотя диапазон индексов анизотропии был получен при рассмотрении условий бурения в наклонно залегающих породах, пользуясь индексами анизотропии того же порядка, можно объяснить незначительную кривизну скважин при бурении в анизотропных горизонтально залегающих породах Канзаса, где высокие осевые нагрузки можно создавать при использовании короткой колонны утяжеленных труб.

Искривление скважин в анизотропных наклонно залегающих породах.

Равновесный угол для горизонтально залегающих пластов сравнительно легко определить по графику рис. 1.3. Эта задача усложняется при наклонно залегающих породах. Методика определения этого угла будет пояснена в приложении, результаты приведены на рисунках 1.3, 1.4 и 1.5 для индексов анизотропии соответственно 0,025; 0,050 и 0,075. На этих графиках построены кривые для различных углов падения пластов (угол падения пластов — это угол γ между плоскостью напластования и горизонтальной плоскостью, рисунок 1.2). На всех трех графиках показана зависимость равновесного угла в градусах от зазора между утяжеленными трубами и стенками скважины в сантиметрах. Кривые приведены для различных нагрузок на долото, выраженных в безразмерных единицах.

Поясним на нескольких примерах, как пользоваться кривыми рисунков 1.3, 1.4 и 1.5.

Пример 1. Рассмотрим случай залегания пород с углом падения 30° . Практика показывает, что при бурении $6\frac{1}{4}$ " утяжеленными трубами с осевой нагрузкой 2 т скважины диаметром 9" кривизна ее в таких породах составит около $2\frac{1}{2}^\circ$. Зазор между утяжеленными трубами и стенками скважины здесь 7 см, а осевая нагрузка равна одной безразмерной единице. Графики на рис. 1.3, г и 1.4, г построены для случая, когда $\gamma = 30^\circ$. Точка А на рис. 1.4, г соответствует кривизне $2\frac{3}{4}^\circ$, что очень близко к практическим данным; поэтому индекс анизотропии будет примерно $h = 0,050$.

Исследуем в этой конкретной области влияние изменения нагрузки на долото, диаметра утяжеленных труб и величины зазора [2, 86].

Если осевая нагрузка увеличится вдвое, т. е. станет равной двум безразмерным единицам (или 4 т), то кривизна скважины увеличится до $6\frac{1}{4}^\circ$, (точка В). Если осевая нагрузка возрастет до 8 или 16 т, кривизна скважины увеличится до $13\frac{3}{4}^\circ$ или $21\frac{1}{2}^\circ$ соответственно (точки С и D).

Предположим, что утяжеленные трубы $6\frac{1}{4}$ " заменены $6\frac{1}{8}$ " утяжеленными трубами. Точка Е (зазор равен 22 мм) показывает, что при осевой нагрузке, равной

одной безразмерной единице (или 4 т), кривизна скважины составляет $3\frac{1}{2}^\circ$. Иными словами, создание вдвое большей осевой нагрузки на долото при использовании утяжеленных труб большего диаметра приводит лишь к небольшому увеличению угла наклона.

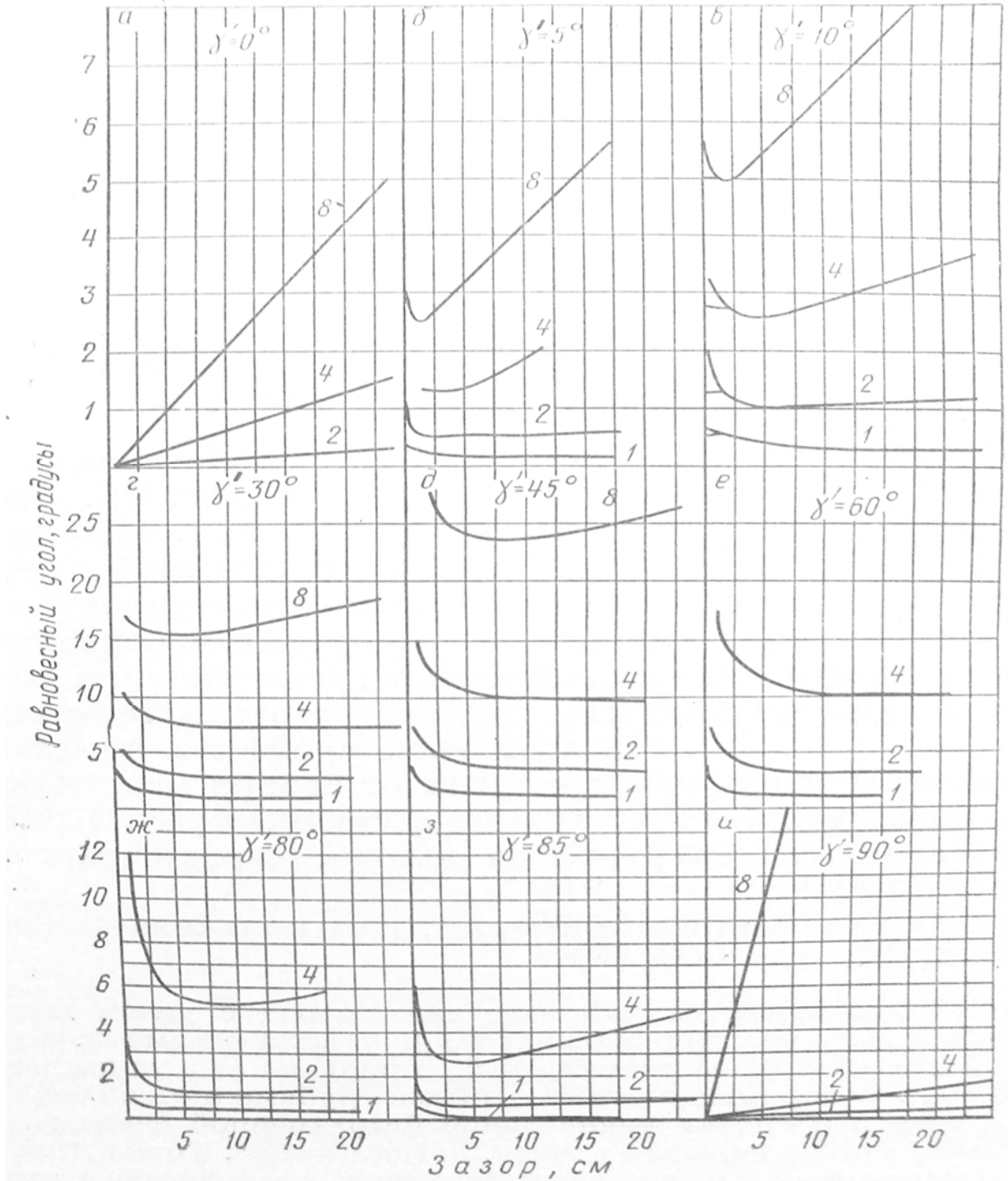


Рисунок 1.3 – Наклон, к которому стремится скважина в наклонно залегающих пластах (равновесный угол). Индекс анизотропии $h = 0,025$.

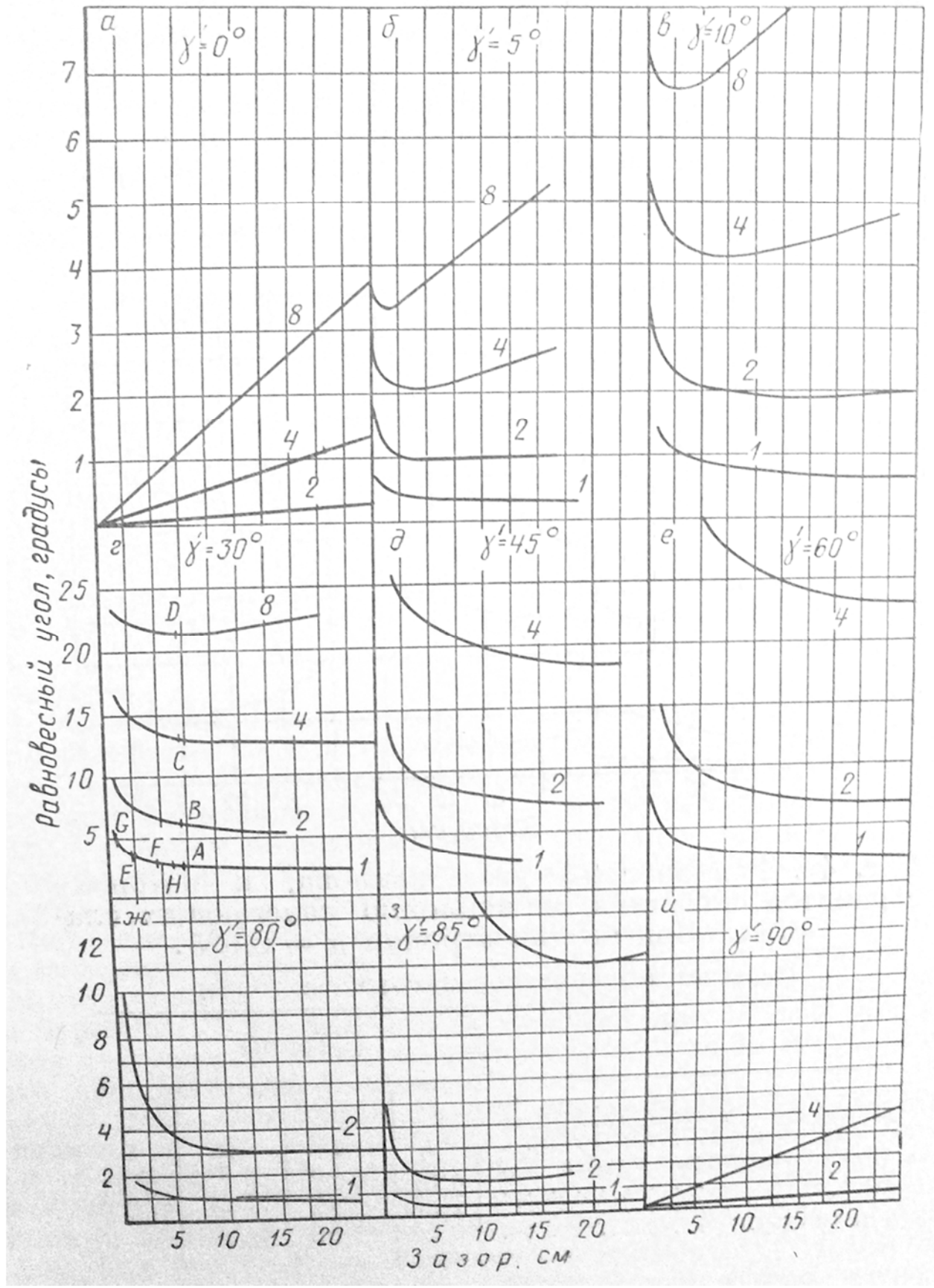


Рисунок 1.4 – Равновесный угол наклона, к которому стремится скважина в наклонно залегающих пластах. Индекс анизотропии $h = 0,050$.

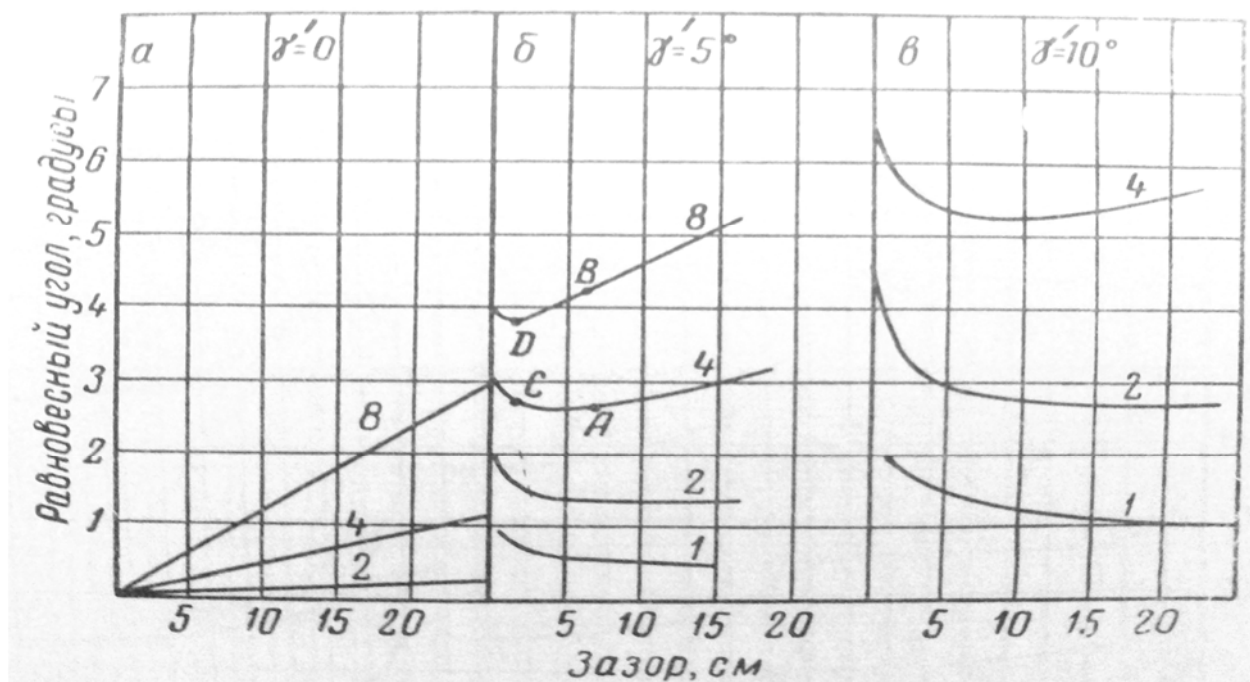


Рисунок 1.5. - Равновесный угол наклона, к которому стремится скважина в наклонно залегающих пластах. Индекс анизотропии $h = 0,075$.

Возьмем утяжеленные трубы еще большего диаметра, например $10\frac{1}{2}$ " в скважине диаметром $12\frac{1}{4}$ ". Как показывает точка F (зазор равен 43 мм) при осевой нагрузке 8 т угол наклона скважины составляет 3° . Однако при этом дополнительная нагрузка 4 т лишь частично используется для повышения механической скорости проходки, а частично идет на бурение ствола большего диаметра. В первом приближении можно считать, что механическая скорость проходки возрастает прямо пропорционально увеличению нагрузки на 1 см диаметра долота. Например, при осевой нагрузке 4 т в скважине диаметром 9" на 1 см диаметра долота приходится 0,176 т/см, а в скважине диаметром $12\frac{1}{4}$ " при осевой нагрузке 8 т приходится 0,256 т/см. При этом можно было бы ожидать, что механическая скорость проходки $12\frac{1}{4}$ " долотом при нагрузке 8 т будет в ————— раза выше, чем при бурении 9" долотом с нагрузкой 4 т. Следовательно, лучшие результаты можно получить при бурении в скважине диаметром $12\frac{1}{4}$ " с утяжеленными трубами диаметром $11\frac{1}{4}$ ", а не $10\frac{1}{2}$ ".

(Величины осевых нагрузок для соответствующих кривых приведены в таблице к рисунку 1.5. Цифры на кривых показывают нагрузку в безразмерных единицах).

Осевые нагрузки для соответствующих кривых указаны в таблице к рисунку 1.5; цифры на кривых указывают нагрузку в безразмерных единицах.

Наконец, проанализируем влияние изменения зазора. Если бы осевая нагруз-

ка 2 т создавалась весам $6\frac{1}{4}$ " утяжеленных труб в скважине диаметром $7\frac{1}{8}$ ", а не 9", кривизна могла бы быть $3\frac{1}{2}^\circ$ (точка E), а не $2\frac{3}{4}^\circ$ (точка A), Это означает, что кривизна больше при меньшем зазоре, и чем меньше зазор, тем сильнее влияет он на кривизну. Например, при зазоре 6 мм (точка G) угол наклона мог бы достичь 5° . Этот вывод, справедливый для пластов с углом падения 30° , является совершенно неожиданным.

Установка в нижней части колонны утяжеленных труб большого числа центраторов приблизительно эквивалентна уменьшению зазора между ставками скважины и утяжеленными трубами без изменения диаметра последних. По-видимому, в данном примере, когда пласты залегают под углом 80° . установка центраторов могла бы привести к увеличению угла наклона.

Условия предыдущего примера довольно хорошо приближаются к условиям бурения в тех районах Южной Оклахомы, Вайоминга и некоторых других, где углы падения пород лежат в пределах от 25 до 45° .

Таблица 1.2. – Пересчет безразмерной нагрузки в тонны

Нагрузка в безразмерных единицах	Тонны			
	1	2	4	8
$4\frac{1}{2}$ " бурильные трубы	0,34	0,68	1,36	2,72
$6\frac{1}{4}$ " УБТ	2,04	4,08	8,16	16,32
$8\frac{1}{8}$ " УБТ	4,08	8,16	16,32	32,64
$10\frac{1}{2}$ " УБТ	8,16	16,32	32,64	-

Из предыдущего примера следует, что для рассматриваемых условий возможны два способа снижения стоимости бурения.

- 1) Увеличение осевой нагрузки и бурение более сильно наклоненных скважин (см. пп. А и Б ниже). Применение этого метода при бурении некоторых поисковых скважин значительно увеличивает возможность открытия нефти, так как ствол скважины искривляется по восстанию пластов.
- 2) Применение утяжеленных труб больших диаметров, что позволяет создавать более высокую осевую нагрузку на долото, не вызывая увеличения кривизны скважины. Можно рекомендовать применение 8" или $8\frac{1}{8}$ " утяжеленных труб в скважинах диаметром $8\frac{3}{4}$ " или 9", что в настоящее время уже осуществляется. Следовало бы также испытать утяжеленные трубы еще большего диаметра, например от $10\frac{1}{2}$ " до $11\frac{1}{4}$ " в скважинах диаметром $12\frac{1}{4}$ ".

Эффективность этих способов, которые можно применять также совместно, подтверждается следующими промысловыми данными.

- 1) В статье Макклоя сообщалось об экономии от 10 тыс. до 30 тыс. долларов, получаемой при бурении скважин в округе Картер (Оклахома) вследствие увеличения

осевой нагрузки и допуска на кривизну до 7° .

2) Мур, обсуждая эту статью, сообщил, что при бурении скважины в округе Фримонт (Вайоминг) для поддержания кривизны менее 5° приходилось снижать нагрузку до 5 т при соответствующем уменьшении механической скорости проходки до 6,7—7,3 м/сутки. Позднее при изучении ориентированно отобранного керна было установлено, что скважина искривляется вверх по восстанию пластов, и так как это была поисковая скважина, заложенная на большом арендном участке, нагрузку увеличили до 15 т. Вследствие этого кривизна достигла 17° , а скорость проходки возросла до 23 м/сутки. Экономия по этой скважине глубиной 4267 м составила 85 тыс. долларов.

3) Бут опубликовал данные об искривлении большого количества скважин, пробуренных на месторождении Шолом-Алейхем в Оклахоме с использованием $6\frac{1}{4}$ " и 8" утяжеленных труб. При бурении 8" утяжеленными трубами с осевой нагрузкой от 4,5 до 9 т была получена такая же средняя кривизна $2\frac{1}{2}^\circ$ у забоя скважины, как и при бурении $6\frac{1}{4}$ " утяжеленными трубами с нагрузкой от 0,9 до 4,5 т. Но при работе утяжеленными трубами большего диаметра время бурения сократилось примерно на одну треть.

4) В Вайоминге 8" утяжеленными трубами при нагрузке 13,6 т была пробурена скважина диаметром 9", кривизна которой достигла 15° . Обычно на этом месторождении для предотвращения значительного искривления скважины бурят $6\frac{1}{4}$ " утяжеленными трубами при осевой нагрузке 3,6 т. Новый метод позволил повысить скорость бурения до 30 м/сутки против 10 - 12 м/сутки при обычных методах.

Пример 2. Исследуем теперь другой комплекс условий, когда в пластах с углом падения 5° при бурении $6\frac{1}{4}$ " утяжеленными трубами при осевой нагрузке 9 т скважины диаметром $8\frac{3}{4}$ " поддерживается угол искривления 3° . Точка А на рисунке 1.5, б, примерно соответствующая этим условиям, показывает, что при осевой нагрузке 4 безразмерные единицы (8 т для $6\frac{1}{4}$ " утяжеленных труб) и зазоре 6 мм кривизна составляет $2\frac{3}{4}^\circ$. Если бы нагрузку увеличить вдвое, т. е. до 16 т, кривизна скважины возросла бы до $4\frac{1}{2}^\circ$ (точка В). Если же при нагрузке 16 т использовать не $6\frac{1}{4}$ " а $8\frac{1}{8}$ " утяжеленные трубы, кривизна скважины стала бы $2\frac{3}{4}^\circ$ (точка С). Наконец, если бы утяжеленными трубами диаметром $8\frac{1}{2}$ " создать осевую нагрузку 32 т, то кривизна скважины достигла бы $3\frac{3}{4}^\circ$ (точка D).

Чтобы исследовать влияние только зазора на кривизну скважины, предположим, что бурение ведется $6\frac{1}{4}$ " утяжеленными трубами с нагрузкой 10 т при зазорах 6 (точка В) и 1,5 см (точка D), при которых углы наклона равны соответственно $4\frac{1}{4}$ и

$3\frac{3}{4}^\circ$. Это означает, что при меньшем зазоре кривизна скважины меньше, что прямо противоположно выводу, сделанному в предыдущем примере, когда угол падения пластов составлял 30° . Влияние величины зазора на кривизну скважины возрастает при уменьшении угла падения пластов. В предельном случае, когда угол падения равен нулю, т. е. в горизонтально залегающих породах, кривизна, как показывают рисунки 1.3 а и 1.5 а с увеличением зазора очень быстро растет и фактически пропорциональна величине зазора. Поэтому для горизонтально залегающих пластов или для изотропных пород, рассмотренных выше, значения угла искривления отнесены к 1 см зазора. Из рассмотрения кривых рисунка 1.5 б видно, что угол наклона при увеличении зазора возрастает только по верхней кривой, т. е. при самых высоких осевых нагрузках.

Условия, рассмотренные в последнем примере, соответствуют некоторым площадям Западного Тексаса. Бахман и Роллинз сообщили, что в Западном Тексасе успешно ведется бурение $8\frac{3}{4}$ " долотами при осевых нагрузках до 22,6 т с установкой в колонне центраторов.

Круто падающие пласты.

На рисунках 1.6 и 1.7 приведены кривые зависимости равновесного угла от угла падения пластов при зазоре между утяжеленными трубами и стенками скважины 7 см. Этими кривыми можно пользоваться при исследовании влияния очень больших углов падения пластов на кривизну скважины.

Точка А на рисунке 1.7 показывает, что при угле падения пластов 20° и при осевой нагрузке 8 безразмерных единиц (или 16 т для $6\frac{1}{4}$ " утяжеленных труб) кривизна скважины составила бы 14° . Хотя это и большой угол искривления, но его можно считать допустимым.

Если следовать по кривой для той же осевой нагрузки, можно видеть, что при угле падения пластов 60° равновесный угол выходит за пределы графика и становится неприемлемым. Точка В показывает, что даже при осевой нагрузке 4 безразмерные единицы (8 т для $6\frac{1}{4}$ " утяжеленных труб) кривизна скважины достигает 28° . В породах с такими углами падения можно применять осевые нагрузки, равные лишь одной-двум или немного более безразмерным единицам. Единственной возможностью создания более высоких осевых нагрузок, при которых, однако, кривизна не выходит за допустимые пределы, является применение утяжеленных труб большего диаметра. Кривизну скважины 3° , которая возникает при работе $6\frac{1}{4}$ " утяжеленными трубами с осевой нагрузкой 2 т (точка С), можно было бы получить также при бурении $8\frac{1}{8}$ " утяжеленными трубами с осевой нагрузкой 4 т или $10\frac{1}{2}$ " трубами при осе-

вой нагрузке 8 т. При увеличении этих нагрузок вдвое кривизна возросла бы до 10° (точка D).

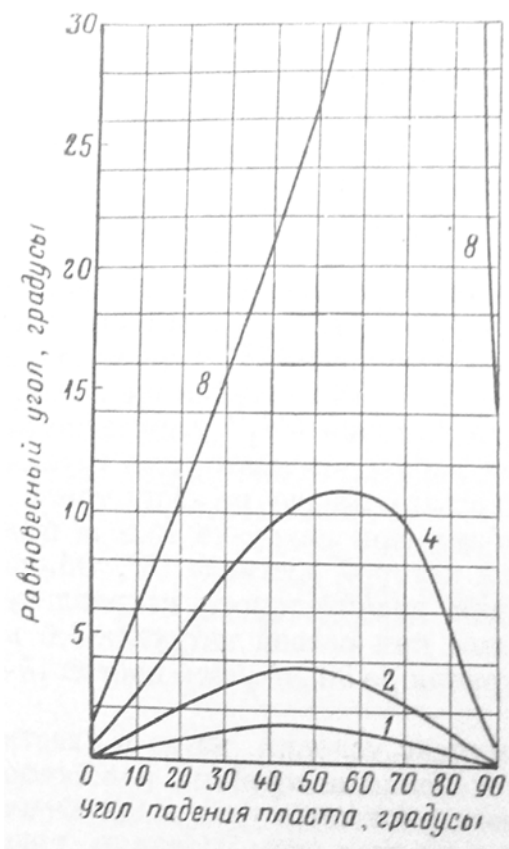


Рисунок 1.6 - Зависимость равновесного угла от угла падения пластов. Индекс анизотропии $h = 0,025$. Зазор 7 см.

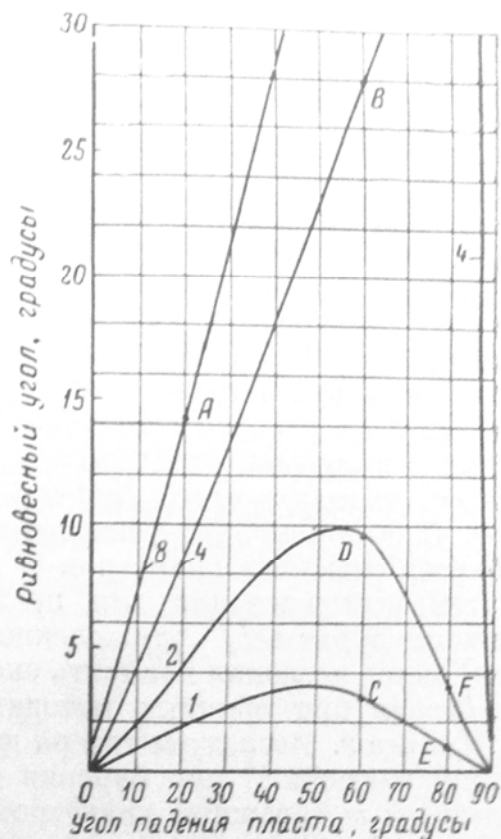


Рисунок 1.7. - Зависимость равновесного угла от угла падения пластов. Индекс анизотропии $h = 0,050$. Зазор 7 см.

Интересно отметить, что при еще более крутом падении пластов указанные выше осевые нагрузки могли бы привести к меньшей кривизне скважины, а именно 1° (точка E) и 3¹/₂° (точка F) при угле падения пластов 80°. При больших значениях осевой нагрузки кривизна скважины вышла бы еще больше за пределы графика.

Как уже отмечалось, рисунок 1.7 построен для случая, когда зазор равен 7 см, например при работе трубами в скважине диаметром 9". С небольшими погрешностями эти графики могут быть использованы для утяжеленных труб увеличенного диаметра. Более точные значения можно получить, пользуясь рисунком 1.6.

В самом начале развития исследований по управлению стволом скважины допускалось, что бурение происходит в однородных и изотропных породах. Это предполагало, что долото разрушает породу без предпочтительного направления. С последующим развитием исследований было выявлено, что влияние анизотропности может быть значительным.

Влиянию анизотропности пород на искривление скважин было посвящено множество работ [95]. В частности, была выдвинута теория анизотропных пород [25]. Эта теория применялась для вычисления равновесных углов на участках стабилизации стволов наклонных скважин. Она основывалась на том, что долото не «бурит» в направлении равнодействующей силы и что всякая порода имеет показатель анизотропности. Причем, показатель анизотропности не зависит от специфических свойств породы, но является эмпирической постоянной, определяемой при различных замерах в процессе бурения [25].

Также была выдвинута теория буримости пород, предложенная Б.З. Султановым и Г. Шандаловым [94], исходящая из допущения равномерного распределения нагрузки на долото по забою, и разницы во времени при бурении твердых и мягких горных пород. По ней, отклонение долота вверх по падению происходит при бурении в твердых породах, и наоборот [22].

В работах В.Б. Бредли говорится, что в относительно однородных породах с каждой стороны долота откалываются приблизительно одинаковые куски, а в анизотропных породах с разных сторон долота откалываются куски шлама различных размеров. С той стороны, с которой откалываются большие по размеру куски, отколота порода лучше вымывается промывочной жидкостью. В результате создается дополнительная сила, направленная в сторону меньшего сопротивления и вызывающая отклонение долота.

В ряде исследований было замечено, что крупные куски откалываются со стороны долота по падению пласта при угле более 45° (относительно нормали к оси скважины), и наоборот [24].

Ю.Л. Боярко предложил методику определения анизотропности горных пород через показатель теплопроводности [15]. Образец горной породы зашлифовывается перпендикулярно сланцеватости, слоистости и каким-либо другим плоскостям. Далее площадка нагревается до температуры $70-90^\circ\text{C}$ и покрывается тонким слоем парафина. После охлаждения до комнатной температуры, к площадке плотно прижимается подогретый металлический стержень со сферическим наконечником. Производится 3-5 мин выдержка, в результате чего, порода подогрывается в месте соприкосновения с металлом и расходящееся по ней тепло плавит парафин. Степень анизотропности определяется по скорости распространения тепла. Быстрее всего тепло распространяется в направлении большей плотности. В результате на поверхности образуется эллипс расплавленного парафина, измеряется длина его осей. Отношение длин осей дает коэффициент анизотропности по теплопроводности.

сти породы.

Анизотропность горных пород также оказывает влияние на механическую скорость бурения [17].

1.1.2 Влияние перемежаемости пород различной твердости

При пересечении скважиной под острым углом границы перемежаемости горных пород различной твердости искривление вызывает неравномерное сопротивление породы разрушению по периметру забоя. При учете данного геологического фактора могут проявляться разные величины интенсивности изменения как зенитного угла, так и азимута скважины.

При переходе долота из мягких пород в твердые, более интенсивно разбуриваются мягкие, что приводит к изменению положения плоскости разрушения породы и к отклонению скважины в сторону восстания пласта. И наоборот, при переходе долота из твердых пород в мягкие отклонение происходит по падению пласта [16].

При определенных значениях угла встречи оси ствола и нормали к плоскости напластования пород скважина может стремиться к искривлению (пойти) вдоль плоскости контакта.

Перемежаемость пород различной твердости влияет и на изменение азимута скважины. Так при переходе из твердых пород в мягкие искривление ствола скважины происходит вправо, и наоборот, при переходе из мягких пород в твердые - влево [33].

С.С. Сулакшин полагает, что основная причина, влияющая на искривление ствола скважины при перемежаемости пород различной твердости - действие момента сил на торец породоразрушающего инструмента. Момент сил можно определить по методике А.С. Станишевского, как это показано в работах А.Г. Калинина [45] и др.:

$$dM_{\theta} = (\sigma_m - \sigma_M) r dF, \quad (1.2)$$

где M_{θ} - опрокидывающий момент, действующий на торец долота;

σ_m, σ_M - сопротивление разрушению твердой и мягкой породы;

e - расстояние от начала координат (центра скважины) до элементарной площадки dF .

Проинтегрировав, получим [45]:

$$M_{\theta} = 2/3 (\sigma_m - \sigma_M) \cdot (R^2 - x^2)^{3/2}, \quad (1.3)$$

где R - радиус долота;

x - расстояние от центра вращения долота до контакта пород.

Из уравнения (1.3) следует, что увеличение разницы в твердости пород, способствует возрастанию изгибающего момента M_0 [92, 102].

В свое время Роллинс выдвинул гипотезу, что при бурении часто перемежающихся пластов, долото, разбуривая каждый пропласток, достигает точки, где порода уже не может выдержать осевую нагрузку. В породе образуются трещины. При разбурировании породы, у стенки скважины, обращенной в сторону восстания пластов, образуется небольшой клин, в силу того, что он теряет связь со следующим пропластком. Это и является причиной искривления ствола скважины в сторону восстания пластов [91].

При росте осевой нагрузки на долото увеличиваются трещины в породе, соответственно клинья будут изменять свои размеры в большую сторону, увеличивая боковую реакцию. А при увеличении боковой реакции интенсивность искривления ствола скважины возрастет [91].

Влияние перемежаемости горных пород различной твердости на искривление ствола скважины, у многих авторов зависит от угла падения пластов. С.С. Сулакшин, подтверждая это утверждение, показал, что искривление зависит от продолжительности работы долота по контакту горных пород и, в свою очередь, от угла падения пластов. Но продолжительность работы долота по контакту перемежаемости зависит и от диаметра долота [27].

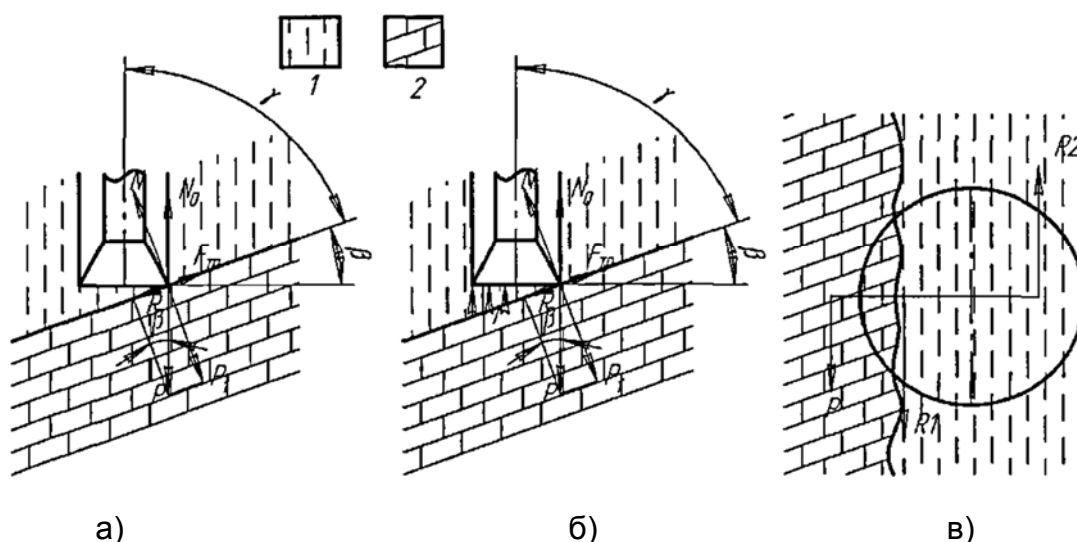


Рисунок 1.8 - Усилия, действующие в зоне контакта долота с чередующимися по твердости породами.

На рисунке: 1 - мягкая порода; 2 — твердая порода; а — в вертикальной плоскости, без учета реакции мягкой породы; б - в вертикальной плоскости, с учетом реакции мягкой породы; в — в горизонтальной плоскости.

На рисунке 1.8 а показаны усилия, действующие в начальный момент контакта с твердой породой. Усилие P , создаваемое на породу в точке контакта с ней долота, раскладывается на силу R , действующую по падению пласта, и силу P_1 , перпендикулярную падению пласта. Отклоняющей силой является сила R , которой противодействует сила F_{mp} . Если $F_{mp} > R$, то долото будет внедряться в твердую породу. Если $F_{tp} < R$, то долото будет скользить по поверхности контакта пород.

Величина силы R зависит от угла γ встречи долота с породой. Т.е. при совпадении оси скважины с нормалью к плоскости напластования пород сила R будет равна нулю. При отклонении угла β менее 45° , При отклонении угла β менее 45° , внедрение долота будет происходить под действием силы P_1 . При $\beta > 45^\circ$, долото будет скользить по падению пласта, поскольку сила R превосходит силу F_{mp} [2].

В реальных условиях скольжение долота по падению пласта начинается при угле $\beta = 70-80^\circ$. Расхождение теоретических и практических результатов объясняется тем, что существует реакция мягких пород (рисунок 1.8 б). Т.е. в результате учета реакции мягких пород, происходит увеличение силы F_{tp} , соответственно, уменьшается сила R .

В свое время, Г.С. Юзбашевым и В.С. Федоровым было установлено, что искривление по падению пласта происходит при угле $\gamma = 24^\circ$ [45]. Однако, эти исследования учитывали лишь трение долота о породу, в то время как присутствуют еще жидкостное трение, трение элементов бурильной колонны о стенки скважины и другие факторы.

Исследования влияния азимутального искривления скважин в зависимости от перемежаемости пород различной твердости разных авторов приводят к разным выводам. Одни утверждают, что отклонение будет происходить влево по восстанию контакта пород, другие - влево по падению контакта пород. В.М. Беляев, А.Г. Калинин и А.С. Копылов [11, 43] попытались дать свое объяснение этому явлению (рисунок 1.8 в). Они рассматривали действие сил в зоне контакта долота с различными по твердости породами. В плоскости, перпендикулярной оси долота, возникает две реакции: от действия твердой породы и от действия мягкой (R_1 и R_2 , соответственно). Равнодействующая сила P равна их разности (при $R_1 > R_2$). Если по контакту происходит трение качения (при бурении шарошечными долотами), то сила P_i превышает действие силы F_{mp} . Вследствие этого отклонение долота происходит влево от линии восстания пород.

При переходе из мягкой породы в твердую возникает какая-то радиальная си-

ла, которая заставляет отклоняться долото. Причем, действие этой силы зависит от разности влияний твердости пород и угла встречи долота с плоскостью напластования. Если эта сила направлена перпендикулярно плоскости напластования пород, то изменяется только зенитный угол, а если сила направлена под углом, то меняются как зенитный, так и азимутальный углы скважины [23].

Немаловажное значение оказывает на интенсивность искривления скважины и частота перемежаемости пород различной твердости.

$$i = \frac{n'a'}{H}, \quad (1.4)$$

где n' - число переходов из мягкого пропластка в твердый;

H - мощность интервала бурения;

a' - длина переходного участка при чередовании пород, равная:

$$a' = D \cdot \operatorname{tg}\beta, \quad (1.5)$$

где D - диаметр скважины;

β – угол падения пластов, (для вертикальных скважин).

Авторами была установлена зависимость:

$$P_2 = P \frac{n'a'}{H}, \quad (1.6)$$

где P_2 - условное усилие;

P - равнодействующая сила, под действием которой происходит отклонение долота.

Из этой формулы видно, что отклоняющее долото усилие прямо пропорционально параметру n' , т.е. числу переходов из мягких пропластков в твердые [39].

1.1.3 Влияние направления напластования горных пород

Согласно ряда исследований [21, 70, 73 и др.] при рассмотрении геологических факторов, влияющих на отклонение траектории ствола, следует учитывать отклонение оси скважины от нормали к плоскости напластования пород.

В.Г. Григулецкий отмечал, что наименьшее сопротивление долото испытывает при угле встречи оси скважины с плоскостью напластования равным 0 или 90°. Он отмечал, что существует какой-то критический угол встречи γ_k . При углах встречи $\gamma < \gamma_k$ скважина искривляется только вверх по восстанию пластов. При $\gamma > \gamma_k$ скважина должна искривляться вниз по падению пластов [29, 30].

В своих работах Мак Ламор отмечал, что при уклоне пласта (относительно оси ствола) менее 45°, крупные куски шлама откалываются со стороны долота по восстанию пласта, а при уклоне более 45° - по падению. Причем было отмечено, что

асимметричное откалывание горной породы имеет максимальное значение, когда ось долота расположена параллельно плоскости напластования горных пород [93].

Испытания показали, что при углах наклона плоскости напластования 30...40° наблюдается стабилизация траектории зенитного угла.

В свое время фирма «ХьюдЖТул Компани» проводила эксперименты связанные с влиянием угла плоскости напластования пород. Порода состояла из стеклянных плит, а бурение производили под углом к плоскости напластования. Испытания показали, что разрушение идет перпендикулярно плоскости напластования, образуя как бы мельчайшие уипстоки [92].

С.С. Сулакшин, рассматривая схему искривления скважин, принимал во внимание действие следующих сил: C_1 - вдоль оси долота, C_2 , C_3 - силы действующие в боковых направлениях, γ - угол между осью долота и плоскостью напластования горных пород. При пересечении наклонной скважиной слоев горных пород под углом $\gamma = 90^\circ$ ($\varphi_1 = 0$) забой должен быть симметричным, т.к. при $\gamma = 90^\circ$ сопротивление горных пород будет наименьшим. Соответственно искривление скважин вследствие влияния угла γ теоретически будет отсутствовать (рисунок 1.9 а).

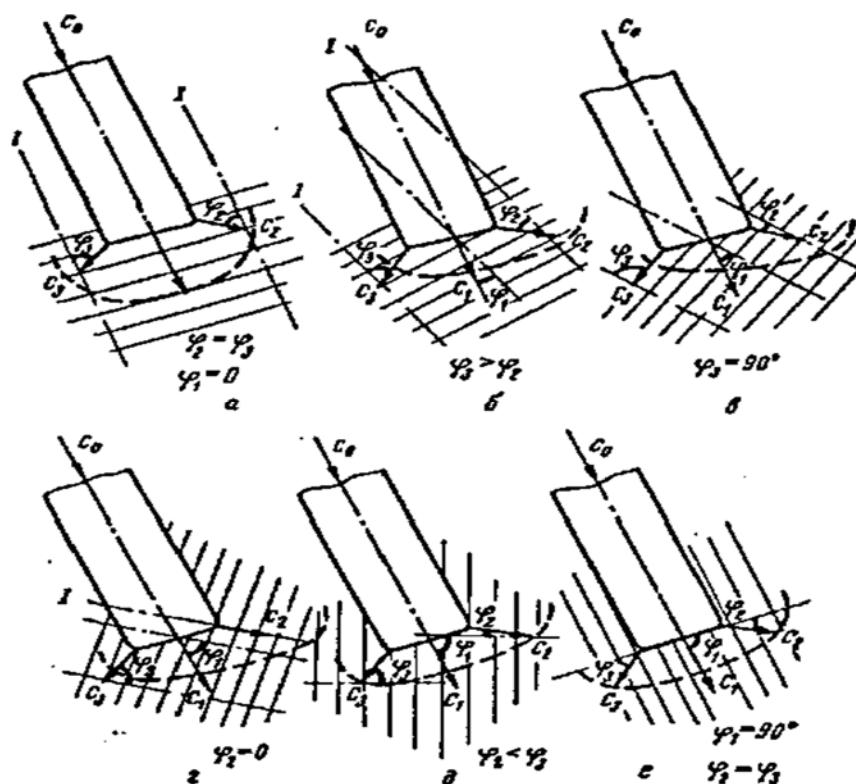


Рисунок 1.9 - Схема разрушения анизотропной породы в наклонной скважине при различных углах встречи действующих сил с линией наименьшего сопротивления разрушению

При уменьшении угла встречи (рисунок 1.9 б) угол между направлением дей-

ствия силы C_2 и плоскостью напластования, т.е. угол φ_2 будет уменьшаться, а угол φ_3 будет увеличиваться ($\varphi_2 < \varphi_3$). Соответственно, эффективность действия силы C_2 будет возрастать, а эффективность действия сил C_1 и C_3 будет уменьшаться. Плоскость забоя будет принимать асимметричный вид, а долото начнет смещаться в сторону действия силы C_2 , т.е. скважина будет искривляться по восстанию пласта. При дальнейшем уменьшении угла γ угол φ_2 будет еще меньше (рисунок 1.9 в). При каком-то определенном значении угла γ , угол φ_2 станет равным нулю. И направление действия силы C_2 совпадет с линией наименьшего сопротивления разрушению (рисунок 1.9 г). В этом случае забой будет иметь наиболее асимметричную форму, а искривление скважины вследствие влияния угла по восстанию пласта будет максимальным.

При дальнейшем уменьшении угла γ действие силы C_2 будет уменьшаться. Соответственно, будет снижаться интенсивность искривления скважины (рисунок 1.9 д). Когда угол γ станет равным нулю, $\varphi_2 = \varphi_3$, забой снова примет симметричную форму, а искривление вследствие данной причины прекратится (рисунок 1.9 е).

Бурение скважин в заданном направлении (вертикальном и наклонном) включает проводку значительной части ствола скважины без отклонителя или специальных средств направленного бурения. Скважины при этом нередко самопроизвольно искривляются на плоскости и в пространстве, что представляет существенную проблему, поскольку на конечной глубине они не попадают в круг допуска.

Контролируемое изменение направления стволов скважин при бурении без отклонителей с помощью таких средств, как компоновки низа бурильной колонны (КНБК) с центрирующими приспособлениями, представляет важную задачу.

Зенитные углы естественно искривляющихся скважин, как правило, изменяются в пределах 15—35°.

При бурении скважин с учетом закономерностей естественного искривления, в отличие от проводки традиционных наклонных скважин, необходимо учитывать влияние геологических факторов. Стандартные (традиционные) наклонные скважины, в основном, бурят в тех районах, где геологическое строение не влияет на их кривизну. Необходимо постоянно учитывать поправку при бурении с отклонителем, что делает этот вид бурения экономически невыгодным. Выгоднее бурить ЕИС с учетом закономерностей естественного искривления КНБК-НП.

Белоруссовым В.О. была разработана методика по прогнозированию естественного искривления скважин в пространстве с учетом изменения азимута [11].

Согласно этой методике на искривление скважины влияет угол встречи между пластом и скважиной:

$$\tau^* = A_{з_{пл.вос}} - A_{з_{пл.тек}} \quad (1.7)$$

где τ^* - угол встречи между пластом и скважиной в градусах;

$A_{з_{пл.вос}}$ и $A_{з_{скв.тек}}$ – азимут соответственно восстания пластов (азимут, противоположный азимуту падения пластов) и текущий азимут ствола скважины.

Если $\tau^* = 0 \pm 10^\circ$ ($\pm 10^\circ$ – точность определения азимута залегания пластов), то это значит, что скважина уже бурится по восстанию пластов, и азимут скважины не будет меняться, пока не изменятся какие-то начальные данные.

Если $\tau^* > 10^\circ$, то будут меняться угол и азимут. Тогда определяют величину радиуса кривизны ствола скважины в метрах:

$$R_{\alpha_1\alpha_2} = 57,3(\Delta\alpha / \Delta S)_{\alpha_1\alpha_2,сп}, \quad (1.8)$$

где $(\Delta\alpha / \Delta S)_{\alpha_1\alpha_2,сп}$ - естественное искривление в одной плоскости, вычисленное при изменении зенитного угла от α_1 до α_2 , градус/м.

Далее определяют проходку $\Delta S_{\varphi\alpha}$ в метрах, необходимую для роста зенитного угла от α_1 до α_2 при одновременном произвольном изменении азимута:

$$\Delta S_{\varphi\alpha} = \Delta\alpha R_{\alpha_1\alpha_2} / \cos \tau^*, \quad (1.9)$$

где $\Delta\alpha$ - изменение зенитного угла от α_1 до α_2 в градусах.

Также вычисляют вероятное изменение азимута $\Delta\varphi$ при изменении угла от α_1 до α_2 :

$$\Delta\varphi_{\alpha_1\alpha_2} = \text{tg} \tau^* \ln \frac{\text{tg} \frac{\alpha_2}{2}}{\text{tg} \frac{\alpha_1}{2}}. \quad (1.10)$$

После этого расчет повторяется для второй пары углов α_2 и α_3 , а затем – для α_3 и α_4 и т. д. Изменение азимута подсчитывается до тех пор, пока его приращение с ростом угла не прекратится.

1.1.4 Техничко-технологические факторы, влияющие на искривление скважин

Технические причины могут влиять в самом начале (от устья) или в процессе бурения. К причинам вызывающим отклонение в самом начале относятся неисправ-

ности наземного бурового оборудования или же их неправильная установка, несовпадение оси вышки с осью ротора и осью направления, плохое центрирование кронблока по отношению к оси вышки, наличие изогнутых бурильных труб и ведущей трубы в бурильной колонне. К причинам влияющим на искривление траектории в процессе бурения относятся факторы, обуславливающие возможность изгиба или перекоса КНБК в скважине. К числу их относятся: параметры КНБК, тип и конструктивные особенности породоразрушающего инструмента, несоответствие КНБК условиям бурения, перекося в резьбовых соединениях бурильной колонны (особенно в нижней части)

Следует выделить технические причины, приводящие к получению скважиной неправильного начального отклонения или ее отклонение вследствие неправильного положения начального азимута, неправильной установки кондуктора, аварий в скважинах и т.д. [18, 42].

К технологическим причинам, обуславливающим искривление скважин, относятся факторы, связанные с параметрами режима бурения, характером процесса разрушения пород, кинематикой, динамикой и условиями работы КНБК в скважине (не правильное соотношение диаметров УБТ и скважины, не правильный выбор количества, мест установки и конструкции приспособлений, центрирующих нижнюю часть бурильной колонны в скважине). Этими факторами определяется величина и направление действия отклоняющей силы на долоте, формирование зазоров между стенкой скважины и КНБК, механическая скорость бурения и т.д.

Действие технологических факторов может вызвать неравномерное разбуривание забоя и стенок скважины, образование зазоров между стенкой ствола и КНБК, увеличение или уменьшение отклоняющей силы на долоте, низкую или высокую механическую скорость бурения. Все они влияют на интенсивность искривления ствола скважины.

Упругие свойства секций КНБК для направленного бурения.

При оценке деформационных характеристик КНБК и её секций используются понятия гибкость и жесткость на изгиб [58, 64, 87, 88].

Гибкость (Λ) характеризует способность секции КНБК к деформации и определяется как частное от деления длины (L) секции на радиус (I) инерции ее сечения:

$$\Lambda = \frac{L}{I}, \quad (1.10)$$

где: Λ – гибкость;

L – длина секции, м;

I – радиус инерции, м

Жесткостью на изгиб это произведение момента инерции (J) сечения секции КНБК относительно нейтральной оси на модуль упругости (E) материала, из которого она выполнена.

В наклонном стволе скважины КНБК подвергается действию осевых сжимающих сил, поперечных составляющих сил собственного веса и соответствующих им изгибающих моментов, приводящих к деформации ее упругой оси.

КНБК для бурения наклонных скважин конструируются на основе УБТ, гидравлических забойных двигателей (турбобуров и винтовых забойных двигателей) в секционном исполнении, имеющих различную жесткость на изгиб, вес единицы длины и линейные размеры.

Разработка требований к жесткостным и линейным размерам отдельных секций КНБК является важным этапом ее проектирования, в значительной степени определяющим функциональные возможности КНБК.

Требования могут быть разработаны на основе исследования деформации секции КНБК в условиях ее взаимодействия с расположенной выше частью бурильной колонны.

В наклонной скважине геометрия упругой оси нижней части бурильной колонны определяется преимущественно поперечными силами веса и прямолинейных форм равновесия нижней части бурильной колонны не существует. Поэтому при проектировании КНБК для наклонно направленного бурения нельзя использовать рекомендации по выбору жесткостных и линейных параметров, разработанные для вертикального бурения на основе понятия устойчивости бурильной колонны.

В целях изучения упругих свойств КНБК в условиях взаимодействия с бурильной колонной в наклонном стволе скважины рассмотрим упрощенную расчетную схему КНБК (рисунок 1.10), в которой:

- КНБК состоит из одной секции;
- диаметр центратора равен диаметру долота;
- форма изгиба КНБК и бурильной колонны плоская;
- жесткостные и весовые характеристики КНБК и расположенной непосредственно над ней бурильной колонны одинаковы;
- долото является шарнирно-неподвижной, а центратор - шарнирно-подвижной опорой;
- ствол скважины наклонный и прямолинейный;
- КНБК и бурильная колонна нагружены только поперечной составляющей

веса.

Последнее упрощение сделано в целях максимального приближения расчетной схемы к разработанному и эффективному методу расчета многоопорных балок.

Такая схематизация нижней части бурильной колонны правомерна при изучении упругих свойств КНБК для наклонного и горизонтального бурения. Тем более что, как установлено теоретическими и экспериментальными исследованиями работы КНБК в условиях упругого взаимодействия с бурильной колонной [80, 81, 82, 101], продольные силы как сосредоточенные, так и распределенные оказывают незначительное по сравнению с аналогичными поперечными силами влияние на геометрию упругой оси КНБК и низа бурильной колонны.

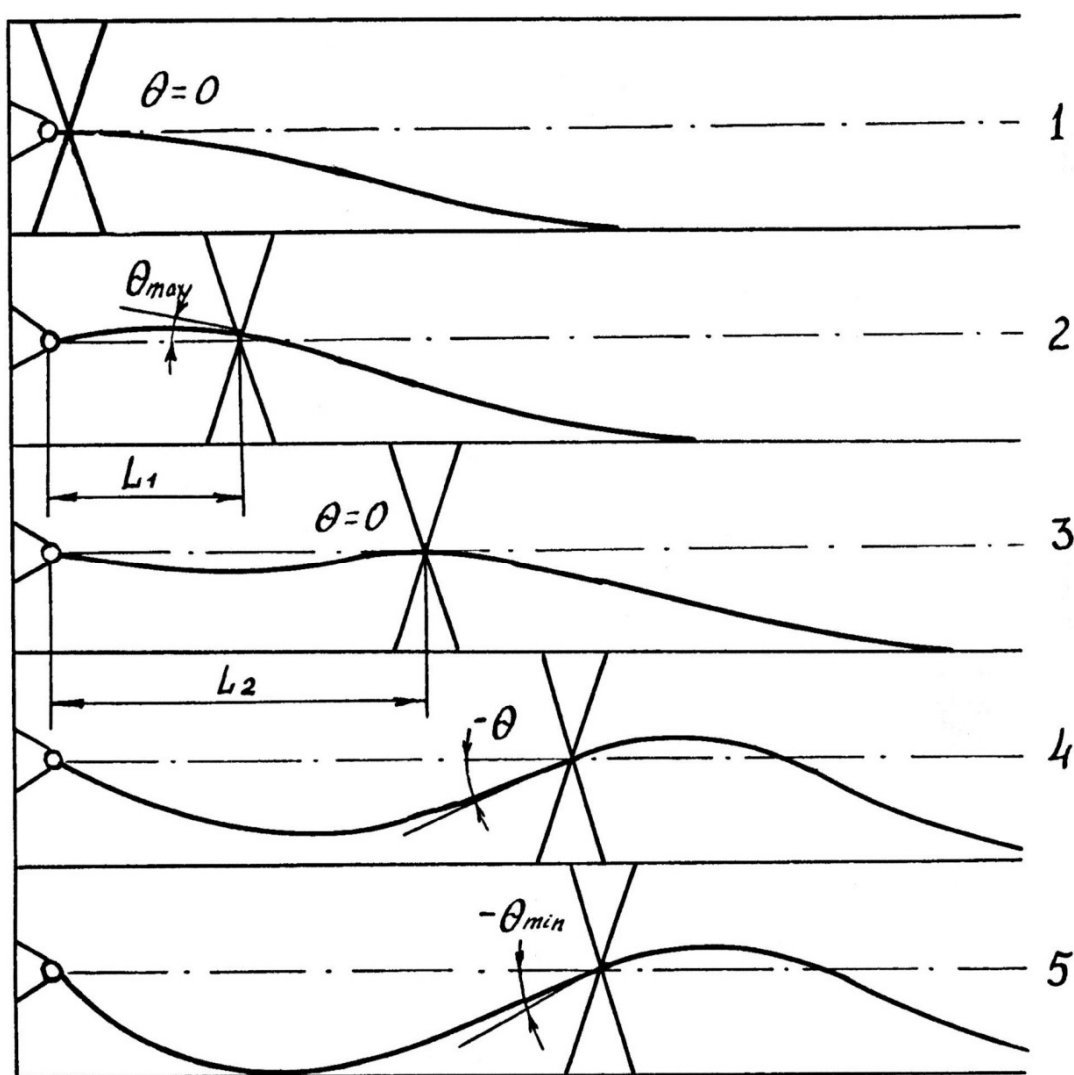


Рисунок 1.10 - Расчетная схема КНБК с одним центратором в горизонтальном стволе скважины

На рисунке: 1) заземление; 2) жесткая КНБК; 3) упругая КНБК; 4) гибкая КНБК; 5) касание стенки ствола скважины

Рассмотрим характер упругого взаимодействия бурильной колонны с КНБК при различной ее длине.

В соответствии с расчетной схемой угол (θ) - поворота бурильной колонны в месте расположения центризатора равен:

$$\theta = \frac{M \cdot L}{3 \cdot EJ} - \frac{g \cdot L^3}{24 \cdot EJ}, \quad (1.11)$$

где: M – изгибающий момент, кН*м;

L – длина КНБК, м;

EJ – жесткость секции КНБК на изгиб, кН*м²;

g – вес 1 м секции КНБК.

Момент, действующий со стороны КНБК на бурильную колонну, рассчитывается по формуле (1.12):

$$M = \frac{3 \cdot \theta \cdot EJ}{L} + \frac{g \cdot L^2}{8}. \quad (1.12)$$

На бурильную колонну кроме реактивного изгибающего момента, обусловленного упругими свойствами КНБК, будет действовать момент от поперечной составляющей веса КНБК [84]. Поэтому, в отличие от вертикальной скважины, в наклонном стволе при любой длине КНБК аналога шарнирного закрепления нижнего конца бурильной колонны, не существует.

При длине $L = 0$ имеем защемление нижнего конца бурильной колонны, так как при этом $\theta = 0$, а реактивный момент равен моменту защемления.

Очевидно, что при защемлении нижнего конца бурильной колонны угол θ всегда будет равен нулю, несмотря на изменение сил, действующих на бурильную колонну.

Из уравнения (1.12) следует, что угол θ будет равен нулю также в том случае, когда:

$$L_2 = \sqrt{\frac{8 \cdot M}{g}}. \quad (1.13)$$

Таким образом, в месте соединения бурильной колонны с КНБК имеет место фиктивное защемление, так как существует при некоторых условиях два признака защемления: угол θ равен нулю, а изгибающий момент в месте соединения КНБК с бурильной колонной равен моменту защемления последней, однако такое закрепление бурильной колонны не обладает основным свойством защемления. Как уже отмечалось, при реальном защемлении бурильной колонны угол θ ее изгиба в месте защемления при любой системе действующих сил всегда равен нулю.

При длине КНБК превышающей длину L_2 угол θ будет отрицательным, что существенно ухудшит условия работы КНБК, так как на КНБК со стороны бурильной колонны будет действовать изгибающий момент от продольной составляющей веса бурильной колонны, причем направление этого изгибающего момента будет совпадать с изгибающим моментом от веса самой КНБК.

Указанное обстоятельство приведет к резкому увеличению прогиба КНБК до опоры секции на стенку скважины. Такая КНБК уже не будет выполнять свое функциональное назначение.

Таким образом, длину КНБК, равную L_1 , при которой угол θ имеет максимальное значение, можно считать предельной длиной упругой секции КНБК (рисунок 1.10).

Длина L_1 определяется после дифференцирования уравнения (1.11) по параметру L и решения полученного уравнения.

Полученная длина L_1 секции КНБК определяет границу существования упругого закрепления бурильной колонны, поэтому эта длина КНБК является максимальной длиной жесткой КНБК.

При длине КНБК, превышающей длину L_1 жесткой секции, угол θ будет уменьшаться с увеличением длины КНБК, что не соответствует установленному характеру взаимодействия КНБК с бурильной колонной при упругом закреплении. Так как при уменьшении упругих свойств КНБК за счет увеличения ее длины приводит в этом случае не к увеличению угла θ , как при упругом закреплении, а к его уменьшению. Таким образом, на основании проведенного анализа упругого взаимодействия секции КНБК с бурильной колонной можно разделить КНБК на жесткие, длина секций которых соответствует соотношению (рисунок 1.11): $0 < L < L_1$.

Упругие КНБК, у которых длина секций находится в пределах: $L_1 < L \leq L_2$.

Гибкие КНБК с длиной секций больше длины упругой секции: $L > L_2$.

Для определения численного значения предельной длины (L_2) упругой секции КНБК надо выразить момент M через параметры участка бурильной колонны, расположенной над КНБК при условии ее защемления.

Максимальная длина жесткой секции КНБК может быть рассчитана по формуле (1.14):

$$L_1 = \frac{4}{3} \cdot \sqrt[4]{\frac{(D-d) \cdot EJ}{g}}. \quad (1.14)$$

Значение изгибающего момента определяется из условия упругого взаимодействия КНБК с бурильной колонной.

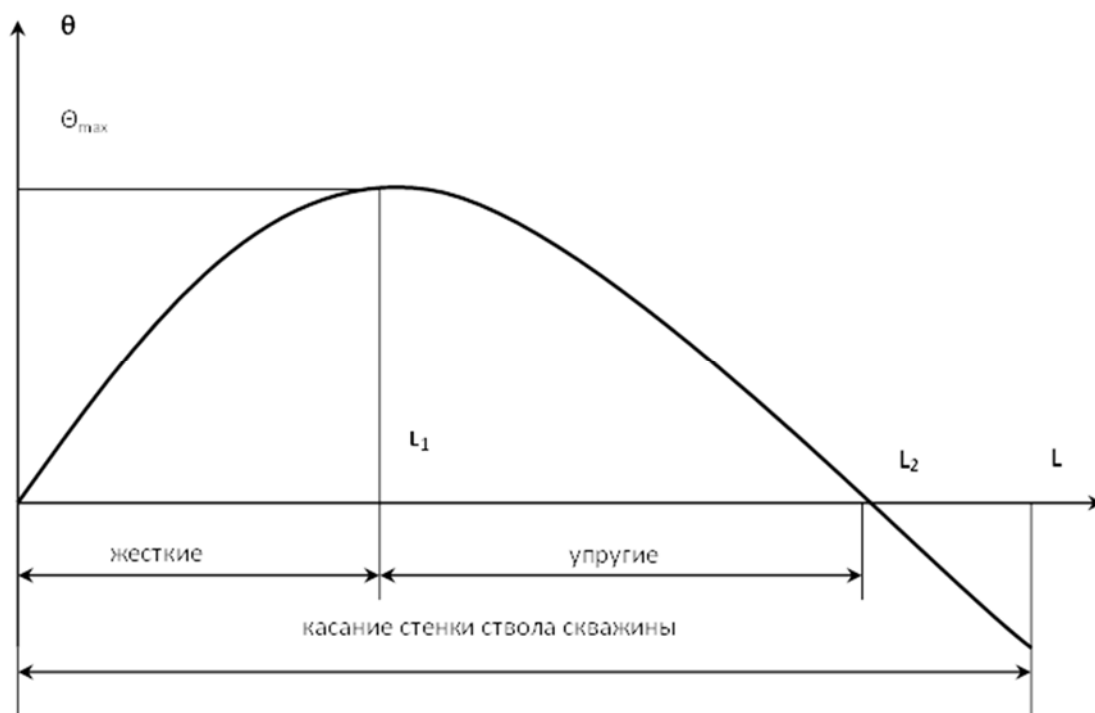


Рисунок 1.11 - Зависимость угла поворота сечения бурильной колонны в месте расположения центратора от длины КНБК

Максимальная длина упругой секции определяется выражением (1.15).

$$L_2 = \sqrt[4]{8 \cdot \frac{(D-d) \cdot EJ}{g}} \quad (1.15)$$

Как следует из рисунка 1.11, на котором приведены формы оси секции КНБК, деформация упругой секции незначительна. Это обстоятельство может быть использовано в целях упрощения расчета КНБК. При этом следует иметь в виду различие в подходах к проектированию КНБК, предназначенных для вертикального, наклонного и горизонтального бурения [14].

Влияние жесткости элементов КНБК на искривление скважин.

Большое значение при управлении траекторией ствола скважины оказывает жесткость, как отдельных элементов, так и КНБК в целом. Как правило, рассматривается жесткость переводников в КНБК, УБТ и забойных двигателей.

В свое время, на основании некоторых исследований был сделан вывод, что для предотвращения отклонения долота, вследствие прогиба

КНБК, следует бурить со сниженными нагрузками на долото, что существенно увеличивает время проходки на долото [46, 53, 89].

Многие авторы рассматривали конструкцию бурильной колонны, как балку. Для рассмотрения балок часто применяют энергетический метод. Его сущность заключается в следующем. Полная потенциальная энергия балки состоит из энергии

деформации изгиба и сжатия плюс перпендикулярная энергия внешних сил. Система находится в состоянии устойчивого равновесия, когда вся энергия минимальна. Иначе говоря, равновесие устойчиво, когда малые смещения вызывают увеличение общей энергии. Для нагрузки на колонну, величина которой меньше величины прогиба, небольшое смещение вызывает увеличение энергии упругой деформации рассматриваемого участка. А для нагрузок, величина которых больше критических, энергия деформации системы уменьшается при малых смещениях равновесия [89].

В свое время Боги и Паслэй, с помощью энергетического метода, проанализировали продольно-поперечную деформацию балки от действия силы тяжести на наклонной плоскости. Они показали, что равновесие может быть устойчивым при малых смещениях, а при больших - устойчивость нарушается [90].

Управление траекторией можно улучшить, если подобрать УБТ максимальной жесткости, т.е. максимального диаметра. Соответственно уменьшается зазор между УБТ и стенкой скважины, что также способствует улучшению управляемости траекторией ствола. Увеличению жесткости способствует изменение профиля УБТ, например, на квадратные. Жесткость квадратной УБТ 180x180 мм соответствует жесткости круглой УБТ диаметром 205 мм, что приводит к явному экономическому эффекту, а также к возможности контроля вышеуказанного зазора с целью снижения гидравлических потерь потоку промывочной жидкости [89].

Жесткость КНБК двояко влияет на управление траекторией. Во-первых, недостаточно жесткая колонна не способна выдержать изменение боковых нагрузок, например, при переходе из одного типа пород в другой. Во-вторых, при недостаточной жесткости увеличивается влияние силы отклонения на долоте вследствие продольно-поперечной деформации низа колонны [90].

В свое время, рядом авторов, был предложен новый, на тот момент, метод борьбы с искривлением скважины. Они предложили УБТ круглого сечения заменить на УБТ треугольные. Результатом данного метода было снижение интенсивности локального искривления ствола скважины в несколько раз [5].

Колонна бурильных труб в скважине принимает сложную спиральную форму деформации с переменным шагом в случае, когда приложенные к ней усилия больше каких-то критических. Работа такой колонны возможна, но чем больше несоответствие диаметров бурильных труб и скважины, тем больше стрела прогиба, и возможно более интенсивное искривление ствола скважины.

При выборе расстояний между ОЦЭ ряд фирм до настоящего времени пользуется известной формулой Эйлера для определения критической сжимающей

нагрузки, при которой колонна теряет (в вертикальной скважине) прямолинейную форму устойчивости [66]:

$$P_{кр} = \frac{\pi^2 \times EI}{\mu \times L^2}, \quad (1.16)$$

где $P_{кр}$ - критическая нагрузка;

EI — жесткость колонны;

L - длина колонны;

$\mu = 1, 2, 3, \dots$ - целое число, соответствующее критерию потери устойчивости по Эйлеру. Но например, УБТ 178 в 215,9-мм скважине теряет устойчивость при осевой нагрузке в несколько кН, т.е. в несколько раз меньшей реальной. Следовательно, использование формулы Эйлера для определения расстояний между ОЦЭ при любых способах бурения представляется спорным.

Влияние типа и конструкции долота.

В основном, тип и конструкция долота влияют не на направление, а на интенсивность искривления ствола скважины.

При бурении шарошечными долотами интенсивность искривления определяется формой забоя и величиной зазора между долотом и стенкой скважины. Форма забоя может быть плоской, выпуклой, вогнутой, выпукло-вогнутой (ухабообразной) или сферической в зависимости от геометрии долота. Наименьшая интенсивность достигается при плоской и выпукло-вогнутой формах забоя, а наибольшая - при сферической.

При неоднородности породы и асимметричности расположения зубьев на породоразрушающем инструменте, последний будет отклоняться в сторону, противоположную более твердой породе.

От типа долота зависит и трение долота о породу. При бурении шарошечными долотами преобладает трение качения, а при бурении долотами фрезерно-истирающего типа - трение скольжения. В связи с этим при бурении шарошечными долотами искривление скважины по падению пластов происходит при углах встречи долота с плоскостью напластования больших, чем при бурении долотами фрезерно-истирающего типа.

Конструкция и тип долота влияют на изменение искривления ствола скважины, в основном, через боковую фрезерующую способность.

Н.А. Григорян предложил количественную оценку боковой фрезерующей способности трехшарошечных долот [28]:

$$\tan \lambda = \frac{\Delta + \sigma}{h_o - h_k}, \quad (1.17)$$

где λ - угол между вертикалью и прямой, являющейся касательной к корпусу долота и проходящей через верхнюю калибрующую точку шарошки;

Δ - уменьшение радиуса корпуса долота на конце первого участка от козырьков лап;

σ - завес шарошек;

h_o - расстояние от верхней калибрующей точки шарошки до козырьков лап;

h_k - высота первого участка корпуса от козырьков лап.

В процессе бурения долото истирается. С уменьшением диаметра долота, снижается его боковая фрезерующая способность, что, в свою очередь, приводит к уменьшению интенсивности искривления ствола скважины.

А.Н. Григорян показал, что процесс искривления ствола скважины зависит от боковой фрезерующей способности долота и системы долото-турбобур, которые характеризуются углами λ и θ , соответственно.

Например, для частного случая, при отсутствии уширения ствола и использовании КНБК из долота с турбобуром, угол θ определяется из выражения:

$$\Theta = \frac{2.42 \cdot (D - d_T) \cdot 180}{L_T \cdot \Pi}, \quad (1.18)$$

где D - диаметр скважины;

d_T - диаметр турбобура;

L_T - длина турбобура.

При сравнении этих углов, возможны три варианта: 1) $\lambda > \theta$; 2) $\lambda = \theta$; 3) $\lambda < \theta$.

В первом случае искривление ствола, при достаточной отклоняющей нагрузке, будет идти с наибольшей интенсивностью (для данной КНБК), а верхней стенки скважины будет касаться только корпус турбобура. Во втором случае, интенсивность искривления также будет максимальной, но верхней стенки скважины будет касаться как корпус турбобура, так и корпус долота. В третьем случае интенсивность искривления значительно снижается, а верхней стенки скважины будет касаться только корпус долота [11].

Влияние радиального люфта вала шпинделя турбобура.

За счет радиального люфта вал шпинделя турбобура смещается от оси КНБК, что приводит к следующим последствиям:

-нарушается схема работы КНБК;

-имеет место прецессия вала шпинделя.

Результатом прецессии вала шпинделя турбобура является увеличение диа-

метра ствола скважины в сравнении с номинальным значением.

Опытные работы по определению влияния радиального люфта вала шпинделя турбобуров на параметры кривизны наклонно направленных скважин проводились в 1978-1980 г.г. в объединениях «Сургутнефтегаз» и «Нижневартовскнефтегаз» [60].

Исследования проводились в рамках этапа № 1 «Поисковые работы по бурению наклонно направленных скважин с отклонением до 3000 м» темы № 2 «Разработка комплекса технических средств и технологических мероприятий для проводки скважин в заданном направлении». В работе принимали участие сотрудники производственного экспериментально-исследовательского отдела по бурению (зав. Отделом Ю.И.Давыдов) и лаборатории наклонно направленного бурения и борьбы с кривизной (зав. лабораторией А.Г.Калинин) ВНИИБТ [41].

Сборку шпинделей ШТ-195 с радиальным люфтом вала до 1,0 мм осуществляли путем селективной сборки радиальных опор. При этом измерялись диаметры радиальных опор и втулок радиальных опор и выбирались втулки с наибольшим диаметром, а опоры с наименьшим диаметром.

Для получения шпинделей с радиальным люфтом от 3,0 мм до 4,0 мм применялись радиальные опоры и втулки с соответствующим износом, а также путем проточки втулок опор до необходимого диаметра. Проставочные кольца отбирались с возможно большим внутренним диаметром, чтобы диски подпятников не соприкасались с ними.

После сборки радиальный люфт шпинделя измерялся при помощи специального приспособления конструкции ВНИИБТ, которое создавало статическое усилие на вал в поперечном направлении около 13 кН. Радиальный люфт определялся с учетом деформации резины радиальных опор шпинделя.

Поскольку измерения радиального люфта вала производились не в самой нижней радиальной опоре, а около торца центратора типа СТК, закрепленного на ниппеле шпинделя ШТ-195, все фактические величины радиального люфта получены расчетным путем с учетом поправки на расстояние от точки измерения до центра нижней радиальной опоры вала шпинделя.

Испытания шпинделей с известными величинами радиальных люфтов проводились в Нижневартовских управлениях буровых работ № 1 и № 2 на Самотлорской месторождении при бурении наклонных скважин в интервале 400-1000 м по вертикали. В данном интервале искривление ствола осуществляется преимущественное с уменьшением зенитного угла.

Шпиндели с известными величинами радиального люфта вала шпинделя турбобура отработывались в следующих условиях:

1) Бурение велось с помощью буровых установок БУ-80-БрЭ и БУ-75-БрЭ, укомплектованных двумя насосами У8-6М.

2) Производительность насосов $42 \div 44$ л/сек, давление промывочной жидкости $16 \div 13$ МПа, осевая нагрузка на долото $100 \div 180$ кН.

3) В качестве промывочной жидкости при первом долблении из-под кондуктора применялась техническая вода.

4) Шпиндели отработывались в скважинах с диапазоном зенитных углов ствола от 20° до 30° ;

Конструкция КНБК:

- долото Ш-215.9 МЗ-ГВ или Ш-215.9 СГВ;
- калибратор 10КС 215.9 диаметром 215,9 – 215,0мм;
- турбобур ЗТСШ-195ТЛ;
- центрирующее кольцо СТК на шпинделе диаметром 214 мм;
- расстояние от долота до середины калибратора 450 ± 30 мм;
- расстояние от середины калибратора до середины кольца СТК 700 ± 70 мм;
- утяжеленные бурильные трубы УБТ - 178×90 – 12 м;
- бурильные трубы из легкого сплава ЛБТ 147×11 – 24 м;
- стальные бурильные трубы ТБПВ 127×9 - 450 м
- бурильные трубы из легкого сплава ЛБТ 147×11 .

Показателем назначения КНБК при номинальном диаметре ствола скважины, центрирования СТК-700 и отсутствии радиального люфта вала забойного двигателя является малоинтенсивное увеличение зенитного угла. Причем расчетная интенсивность увеличения зенитного угла ствола скважины в зависимости от величины начального зенитного угла может достигать $3^\circ/100\text{м}$ [79].

В период с 1978 по 1980 годы Нижневартковскими УБР № 1 и № 2 на Самотлорской площади отработаны в 24 скважинах шпиндели, имеющие радиальный люфт вала до 1,0 мм, а в 27 скважинах были использованы шпиндели с радиальным люфтом вала от 3,0 мм до 4,0 мм. Обобщенные результаты испытаний шпинделей с известными значениями радиальных люфтов вала приведены в таблицах 1.3 и 1.4.

В научно-техническом отчете [60] статистическому анализу подвергались средние значения интенсивности зенитного и азимутального искривления ствола на всем интервале отработки испытуемых шпинделей с фиксированным радиальным люфтом вала.

Таблица 1.3. - Результаты работы шпинделей с радиальными люфтами вала до 1 мм

№№ п/п	№ кустов	№ сква- жин	Интервал Бурения, м		Проход ка, м	Время бурения, час	Ради- аль- ный люфт, мм	Тип доло та	Диаметр, мм		Расстояние, м		Зенитный угол, град		Магнитный азимут, град	
			от	до					Кали брат- ра	Коль цо СТК	От до лота до калиб	От калиб до СТК	от	до	от	до
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	144	13053	425	1101	676	8.0	0.75	МЗГВ	214,8	214,1	480	683	26 ⁴⁵	23 ³⁰	193	197
2	168	4119	455	1223	768	11.33	0.7	СГВ	215,0	214,2	480	677	28 ¹⁵	35 ³⁰	344	346
3	96	4667	430	949	519	5.08	0.98	СГВ	214	213	480	742	24 ⁴⁵	22 ³⁰	77	85
4	147	6353	403	1058	655	7.85	1.0	СГВ	215	214	475	731	18	14	260	265
5	1070	16375	449	1010	561	9.92	1.0	СГВ	215,6	213	480	830	0 ¹⁵	30 ⁴⁵	217	218
6	1017	3939	450	1176	716	9.0	0.86	СГВ	215,3	213	480	740	36	21	320	325
7	96	2932	417	875	458	4.92	1.0	СГВ	213,9	212	470	600	24	19	62	81
8	96	4666	428	876	448	5.5	0.99	СГВ	215,8	212	530	720	24	17	18	16
9	1100	12036	411	1209	798	10.33	0.8	СГВ	215,9	213	540	620	9	9	80	85
10	1054	10536	420	1308	888	11.5	0.52	МЗГВ	215,9	214	480	648	21	16 ¹⁵	27	29
11	990	3325	425	1104	679	8.75	0.95	МЗГВ	214,3	214	478	759	28	19	52	66
12	946	6114	426	1065	639	10.10	1.0	МЗГВ	215	213,3	480	682	15	11 ¹⁵	183	187
13	147	14227	402	1194	792	11.1	1.0	МЗГВ	215,2	213,0	475	731	11 ⁴⁵	9 ¹⁵	40	45
14	1085	10092	425	1250	825	13.7	1.0	МЗГВ	214,7	213	478	724	27 ¹⁵	24 ³⁰	20	27
15	1017	3758	438	1033	595	7.75	0.93	МЗГВ	213,8	214,0	480	746	25 ⁴⁵	21	259	254
16	1070	14081	432	1128	696	11.42	0,85	МЗГВ	213,8	214,0	472	421	29	27 ⁴⁵	108	115
17	540	1392	442	1179	737	8.42	0,92	МЗГВ	214,6	214,0	472	820	26 ¹⁵	29 ³⁰	19	18
18	1062	10228	414	1217	803	6.5	1,0	МЗГВ	215	214	485	730	10	8 ⁴⁵	5	6
19	616	7136	713	1392	679	13.0	0,9	МЗГВ	214,6	214	482	748	18 ⁴⁵	18	340	346

Таблица 1.4. - Результаты работы шпинделей с радиальными люфтами вала от 3 мм до 4 мм

№№ п/п	№ кустов	№ сква- жин	Интервал Бурения, м		Про- ход- ка, м	Время бурения, час	Ради- аль- ный люфт вала, мм	Тип доло- та	Диаметр, мм		Расстояние, м		Зенитный угол, град		Магнитный азимут,град	
			от	до					Кали брат- ра	Коль цо СТК	От до лота до калиб	От ка- либ до СТК	от	до	от	до
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	1015	10606	427	1112	685	8.75	3.2	СГВ	214.7	213	480	660	26	24	270	272
2	1015	16447	411	1165	754	8.25	3.6	СГВ	214.7	213	480	660	16	15	28	130
3	2086	2104	425	1233	803	10.5	3.9	СГВ	215.4	213	480	640	33	31	323	338
4	2086	2086	411	1324	913	12.3	4.0	СГВ	213.5	214	480	640	116	15	245	250
5	11056	12181	420	805	446	5.5	3.2	СГВ	215.4	214	480	650	33	30	36	39
6	3066	10985	420	1283	863	11.5	3.6	СГВ	214.5	213.8	480	765	29 ⁴⁵	27	137	141
7	990	3234	426	1079	653	10.5	3.2	СГВ	214.7	214	480	668	32 ¹⁵	27	290	295
8	479	525	410	1450	1040	12.83	3.6	СГВ	215	214	480	687	20	18	214	131
9	1081	12129	420	950	530	6.67	3.2	СГВ	214.1	214	462	733	21 ³⁰	19	110	119
10	576	14143	405	1024	615	8.0	3.2	СГВ	215.4	214	480	769	32	34 ¹⁵	92	106
11	2086	10054	440	1329	883	13.3	4.2	СГВ	215.9	213	540	730	35	33	140	151
12	4М	616	440	1023	583	9.45	3.3	СГВ	215.4	214	550	750	30	30	255	255
13	558	1213	434	1141	707	14.08	3.1	СГВ	215.9	214	540	720	23 ⁴⁵	22 ⁴⁵	222	224
14	1051	2674	405	1226	821	11.5	3.7	МЗГВ	215.3	213	470	630	10	10	178	189
15	990	3236	428	1251	823	11.25	3.4	МЗГВ	215	214	480	775	32 ¹⁵	17	125	127
16	990	1043	414	1242	828	9.5	3.5	МЗГВ	214	213.2	480	722	18	12	304	313
17	1076	14066	440	1046	606	9.5	3.2	МЗГВ	214.7	214	478	650	30 ⁴⁵	23	80	79
18	523	15099	431	1002	571	9.5	3.1	МЗГВ	213,3	214	480	670	24 ⁴⁵	22	94	99
19	523	1396	442	1192	749	13.83	3.2	МЗГВ	213,2	214	480	670	27 ⁴⁵	22 ⁴⁵	173	177
20	1022	14372	410	1200	790	12.30	3.6	МЗГВ	215	214	480	760	18	14	154	165
21	1026	10487	425	1380	955	14.30	3.8	МЗГВ	215,4	213,9	480	733	22	14 ¹⁵	140	147
22	977	183	435	1111	676	9.67	3.2	МЗГВ	215,7	214,1	480	682	25 ¹⁰	26	18	28
23	151	16523	420	1158	738	9.8	3.2	МЗГВ	215,0	214,0	480	698	20	15 ⁴⁵	120	132
24	1005	15361	410	1110	700	10.50	4.0	МЗГВ	215,1	214,2	480	668	27	18 ⁴⁵	248	251
25	163	10658	400	1140	740	10.25	3.9	МЗГВ	214,9	214,0	480	682	20	9 ³⁰	92	94
26	1057	10406	421	1015	594	10.75	3.5	МЗГВ	215,4	214,0	480	740	32	30 ⁴⁵	341	342
27	1114	2988	429	1130	707	10.25	3.7	МЗГВ	215,7	214,0	480	672	31 ⁴⁰	27 ³⁰	340	341

Данный подход к анализу полученных данных испытаний неправомерен, поскольку в разбуриваемом разрезе имеются свиты пластов, при пересечении которых ствол скважины искривляется не только с различным темпом изменения зенитного и азимутального углов, но и изменяется знак кривизны ствола скважины. Кроме того, зенитное и азимутальное искривления являются взаимосвязанными расчетными параметрами и не характеризуют полностью траекторию бурения [71, 78]. Поэтому неудивительно, что проведенный в работе [60] статистический анализ средних значений интенсивностей изменения зенитного угла и азимута на интервале отработки шпинделей не позволил получить однозначные результаты.

На рисунке 1.12 представлены зависимости изменения зенитного угла ствола от глубины скважины, полученные на основании результатов инклинометрических измерений интервала применения турбобуров, шпиндель которых имеет известный радиальный люфт. При бурении скважины № 3758 обрабатывался шпиндель с радиальным люфтом до 1 мм, а при бурении скважины № 15361 – шпиндель с радиальным люфтом вала 3-4 мм.

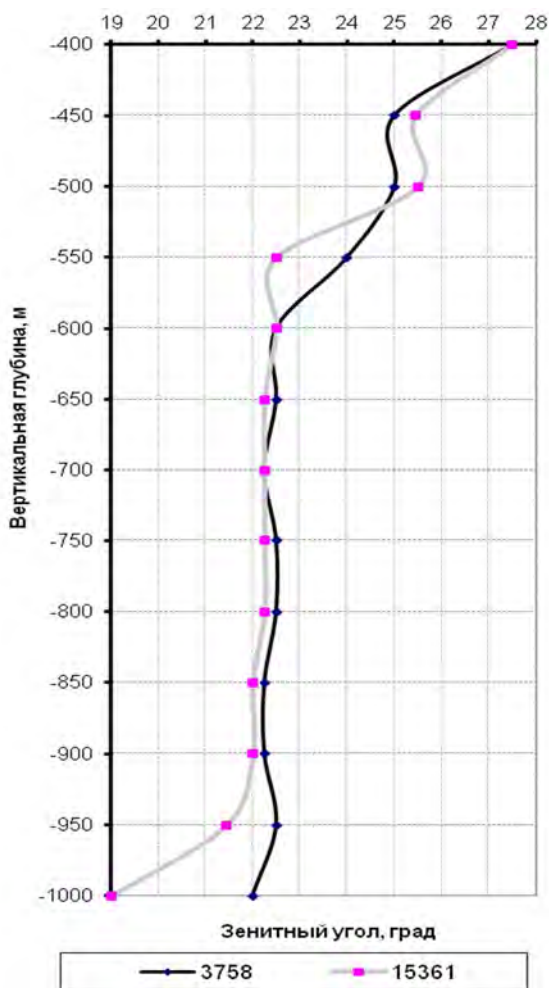


Рисунок 1.12 - Инклинометрия интервала применения шпинделей с известным радиальным люфтом вала до 1 мм (скв. 3758) и 3-4 мм (скв. 15361)

Из рисунка 1.12 следует, что изменение зенитного угла при бурении интервала 400-1000 м ствола происходит неравномерно. При глубине ствола скважины 600 м и 900 м темп изменения зенитного угла существенно изменяется. Аналогичные точки перегиба кривых изменения зенитного угла с глубиной выявлены при анализе инклинометрии ствола других скважин, для бурения которых использовались шпиндели с известным радиальным зазором вала.

Анализ полученных результатов обработки шпинделей с известным радиальным люфтом был осуществлен автором в следующих интервалах монотонного изменения зенитного угла: 400-600 м; 600-900 м и 900-1000 м, характерных для большинства анализируемых скважин.

Следует отметить, что контроль проведения опытных работ непосредственно на буровой в виду параллельного их выполнения невозможно было обеспечить в полном объеме. Часть шпинделей обрабатывалась без участия представителей ВНИИБТ.

Все отобранные материалы по скважинам, в которых проводились опытные работы, были разделены по типу (СГВ и МЗГВ) применяемого долота на две части.

Для статистического анализа были выбраны скважины пробуренные долотом типа МЗГВ, так как таких скважин в числе отобранных в соответствии с указанными условиями оказалось большинство, что позволяет производить более качественную статистическую оценку данных опытных работ.

Анализ инклинометрических данных ствола, пробуренных шарошечным долотом 215.9 - МЗГВ, интересен еще и тем, что КНБК с таким долотом отличается низкой устойчивостью на проектной траектории и непредсказуемостью результатов бурения, что было отмечено еще при первых испытаниях такого типа долота [60].

В таблицах 1.5 и 1.6 представлены результаты инклинометрических измерений ствола выбранных для проведения статистического анализа опытных скважин, в которых были отработаны шпиндели с радиальным люфтом вала менее 1 мм и 3-4 мм соответственно [35]. Для получения количественных характеристик траектории бурения с использованием шпинделей с известными радиальными люфтами вала на основании данных, приведенных в таблицах 1.4 и 1.5 для каждого из установленного интервала (400-600-900-1000 м) были рассчитаны значения кривизны ствола скважины, а также угол ориентации дуги окружности, аппроксимирующей ось ствола скважины на этом же интервале, в соответствии с известным методом минимума кривизны. Результаты таких расчетов представлены в таблицах 1.7 и 1.8.

Таблица 1.5 - Результаты инклинометрических измерений ствола скважины в интервале применения шпинделя с радиальным зазором вала менее 1 мм

Глубина по вертикали	Шпиндели с радиальным люфтом ≤ 1мм																					
	10536		3325		10092		3758		14081		1392		6322		10270		6144		14175		10478	
	α	φ	α	φ	α	φ	α	φ	α	φ	α	φ	α	φ	α	φ	α	φ	α	φ	α	φ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
400	22	27	28 ⁴⁵	52	27 ⁰⁰	-	27 ³⁰	-	28 ⁰⁰	-	26 ³⁰	-	29 ¹⁵	134	24 ¹⁵	177	30 ⁴⁵	86	22 ⁰⁰	268	23 ¹⁵	94
450	20 ⁴⁵	16	27 ⁴⁵	58	27 ¹⁵	21	25 ⁰⁰	-	29 ⁴⁵	108	26 ¹⁵	19	30 ³⁰	134	24 ⁴⁵	178	30 ¹⁵	86	21 ⁰⁰	267	22 ⁰⁰	93
500	20 ⁴⁵	18	27 ³⁰	60	27 ³⁰	21	25 ⁰⁰	259	31 ⁰⁰	106	26 ³⁰	20	31 ¹⁵	134	24 ²⁰	177	30 ³⁰	86	20 ¹⁵	268	21 ⁰⁰	96
550	19 ⁴⁵	18	25 ⁴⁵	60	27 ⁰⁰	22	24 ⁰⁰	258	31 ¹⁵	105	26 ⁴⁵	20	30 ¹⁵	134	25 ⁰⁰	176	30 ⁰⁰	86	20 ¹⁵	265	20 ³⁰	100
600	19 ³⁰	18	24 ¹⁵	64	27 ¹⁵	22	22 ³⁰	257	31 ¹⁵	106	27 ⁰⁰	21	28 ³⁰	135	25 ⁰⁰	177	29 ³⁰	87	20 ⁰⁰	269	20 ¹⁵	104
650	18 ³⁰	19	23 ⁴⁵	64	27 ¹⁵	21	22 ³⁰	257	31 ⁰⁰	105	27 ⁰⁰	20	28 ⁰⁰	135	24 ⁴⁵	177	29 ³⁰	87	20 ⁰⁰	268	20 ¹⁵	103
700	18 ³⁰	19	24 ⁰⁰	65	27 ³⁰	23	22 ¹⁵	256	31 ⁰⁰	105	27 ¹⁵	19	28 ⁴⁵	134	24 ³⁰	179	29 ¹⁵	87	19 ⁴⁵	268	20 ⁰⁰	104
750	18 ³⁰	21	24 ⁴⁵	64	28 ¹⁵	24	22 ³⁰	256	31 ²⁵	105	27 ⁴⁵	20	28 ³⁰	135	25 ⁰⁰	179	28 ³⁰	86	20 ³⁰	268	20 ¹⁵	105
800	18 ⁴⁵	22	25 ⁴⁵	65	29 ⁰⁰	25	22 ³⁰	256	30 ⁴⁵	106	28 ⁴⁵	21	28 ⁴⁵	135	26 ⁰⁰	181	28 ⁰⁰	89	20 ³⁰	269	20 ⁴⁵	102
850	18 ³⁰	24	23 ⁴⁵	65	29 ¹⁵	25	22 ¹⁵	255	30 ³⁰	107	29 ⁴⁵	20	29 ¹⁵	135	26 ¹⁵	181	28 ⁰⁰	89	20 ¹⁵	266	20 ³⁰	103
900	18 ¹⁵	25	22 ⁴⁵	61	29 ³⁰	26	22 ¹⁵	255	30 ³⁰	108	30 ⁰⁰	19	29 ⁴⁵	134	26 ⁰⁰	181	28 ⁰⁰	90	20 ⁰⁰	268	19 ³⁰	101
950	18 ⁰⁰	27	20 ⁴⁵	66	28 ¹⁵	28	22 ³⁰	255	30 ¹⁵	110	30 ⁰⁰	18	31 ⁰⁰	135	26 ¹⁵	181	28 ³⁰	91	20 ⁴⁵	269	19 ³⁰	102
1000	17 ⁴⁵	26	19 ³⁰	67	27	28	22 ⁰⁰	253	30 ⁰⁰	112	30 ¹⁵	20	31 ⁴⁵	135	26 ¹⁵	182	28 ⁰⁰	91	21 ¹⁵	268	19 ³⁰	103

Таблица 1.6 - Результаты инклинометрических измерений ствола скважины в интервале применения шпинделя с радиальным зазором вала менее 3-4 мм

Глубина по вертикали	Шпиндели с радиальным люфтом 3-4 мм																					
	14056		15099		1396		14372		10487		183		16523		15361		10658		10406		2988	
	α	φ	α	φ	α	φ	α	φ	α	φ	α	φ	α	φ	α	φ	α	φ	α	φ	α	φ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
400			25.25	-	27.75	-	18.00	154							27.50		19.75	92	32.00	280	35.50	340
450	30.25	80	24.75	96	27.50	179	19.00	154	21.50	141	25.00	18	20.50		25.75	254	19.50	92	30.25	280	31.25	340
500	30.75	80	25.00	94	26.50	172	17.00	153	22.00	140	23.25	23	19.75	119	25.50	262	19.50	91	28.25	277	33.50	340
550	28.50	80	24.25	99	25.75	174	16.00	152	21.75	140	23.75	28	19.00	116	22.50	266	18.25	92	28.25	282	33.25	341
600	28.75	80	23.50	96	25.25	173	16.00	153	21.75	141	24.50	32	18.50	116	22.50	270	16.75	92	28.25	283	33.00	341
650	28.00	79	23.50	96	24.75	173	16.25	152	22.25	141	24.75	35	17.50	116	22.25	275	16.50	91	28.75	284	33.00	341
700	27.00	80	23.00	98	24.25	173	16.50	150	22.75	140	25.50	36	17.50	117	22.25	280	15.75	93	30.25	282	32.75	341
750	26.25	79	23.50	97	24.00	173	15.75	153	23.25	141	25.50	36	17.50	118	22.25	283	14.50	94	30.50	282	32.50	341
800	27.00	80	23.25	99	24.25	173	16.00	154	24.25	140	25.75	36	17.45	119	22.25	286	12.75	92	30.75	282	32.00	341
850	27.50	80	22.75	103	24.25	176	14.75	154	24.25	141	24.25	35	18.00	120	22.00	282	12.50	91	30.75	282	32.25	340
900	28.00	81	22.50	100	24.00	177	14.00	155	24.25	140	26.25	36	17.75	121	22.00	276	10.75	90	32.00	282	32.50	341
950	27.75	80	22.50	103	23.25	176	14.00	155	23.75	141	26.00	36	17.50	123	21.75	271	10.50	92	33.50	282	30.75	340
1000	24.50	79	22.00	99	22.75	176	13.25	157	24.00	142	25.50	34	16.50	125	19.00	264	10.25	91	32.00	282	30.75	340

Результаты таких расчетов представлены в таблицах 1.7 и 1.8.

Таблица 1.7 - Геометрические параметры ствола скважины в интервале применения шпинделей с радиальным люфтом вала менее 1 мм

Номер скважины	Интервал, м	Кривизна ствола, °/100м	Угол ориентации, °
10536	400-600	1,25	180
	600-900	0,42	180
	900-1000	0,5	180
3325	400-600	3,01	142
	600-900	0,64	142
	900-1000	3,19	161
3758	400-600	2,50	180
	600-900	0,08	180
	900-1000	0,25	180
10092	400-400	0,26	62
	600-900	0,98	42
	900-1000	0,27	160
14081	400-600	1,63	0
	600-900	0,25	180
	900-1000	2,07	106
1392	400-600	0,25	0
	600-900	1,00	0
	900-1000	0,25	0
6322	400-600	0,38	180
	600-900	0,42	0
	900-1000	2,00	0
10270	400-600	0,43	30
	600-900	0,54	54
	900-1000	0,51	61
6144	400-600	0,91	165
	600-900	0,58	126
	900-1000	0,47	90
14175	400-600	1,00	180
	600-900	0	-
	900-1000	1,25	0
10478	400-600	1,84	122
	600-900	0,42	180

Для итогового анализа выбраны интервалы, при бурении которых зенитный угол ствола скважины уменьшался, поскольку, как это следует из данных, приведенных в таблицах 1.6 и 1.7, таких скважин оказалось большинство. Результаты статистической обработки данных таблиц 1.7 и 1.8, проведенной в соответствии с рекомендациями [35], представлены в таблице 1.9.

Как следует из таблицы 1.9 существенная разница в величине кривизны ствола скважины, пробуренного с применением шпинделей с максимальным и минимальным радиальным люфтом вала, имеет место в интервале 600-900 м, сложенном сравнительно устойчивыми горными породами. Проведенный статистический анализ показывает, что устойчиво ведут себя на проектной траектории КНБК с минимальным радиальным люфтом вала шпинделя турбобура. С увеличением радиального люфта имеет место существенное отклонение результатов измерений от

среднего значения, что характеризуется величиной дисперсии и уровнем надежности.

Таблица 1.8 - Геометрические параметры ствола скважины в интервале применения шпинделей с радиальным люфтом вала 3-4 мм

Номер скважины	Интервал, м	Кривизна ствола, °/100м	Угол ориентации, °
14056	400-600	0,75	180
	600-900	0,30	141
	900-1000	3,61	193
15029	400-600	0,88	180
	600-900	0,51	132
	900-1000	0,50	180
1396	400-600	1,25	180
	600-900	0,42	180
	900-1000	1,25	180
14372	400-400	1,01	188
	600-900	0,69	166
	900-1000	0,89	149
10478	400-600	0,13	0
	600-900	0,83	0
	900-1000	0,48	122
183	400-600	2,94	101
	600-900	0,82	40
	900-1000	1,00	180
16523	400-600	1,00	180
	600-900	0,33	141
	900-1000	1,72	139
15361	400-600	4,19	134
	600-900	0,78	105
	900-1000	5,15	229
10658	400-600	1,50	180
	600-900	2,00	180
	900-1000	0,50	180
10406	400-600	1,88	180
	600-900	1,25	0
	900-1000	0	-
2988	400-600	1,25	180
	600-900	0,17	180
	900-1000	2,00	180

Таблица 1.9 - Результаты статистического анализа результатов обработки шпинделей с фиксированным радиальным зазором

Интервал, м	Среднее		Дисперсия		Стандартная ошибка		Стандартное отклонение		Уровень надежности		К-во скважин %	
	Радиальный люфт вала шпинделя, мм											
	<1	3-4	<1	3-4	<1	3-4	<1	3-4	<1	3-4	<1	3-4
400-600	1,56	1,52	0,89	1,11	0,36	0,35	0,94	1,05	0,87	0,81	63	82
600-900	0,40	0,63	0,04	0,40	0,08	0,24	0,21	0,63	0,22	0,58	54	63
900-1000	1,26	1,71	1,74	2,37	0,59	0,49	1,32	1,54	1,64	1,10	50	100

В интервалах 400-600 м и 900-1000 м на основании результатов статистического анализа нельзя сделать однозначных выводов о характере влияния радиального люфта вала шпинделя на траекторию бурения. При проходке интервалов залегания неустойчивых, рыхлых, склонных к осыпанию горных пород на кривизну фор-

мируемого ствола значительно более сильное влияние оказывают другие факторы, связанные с формированием ствола скважины непосредственно за долотом, а также схема взаимодействия системы «долото-калибратор» с забоем и стенкой ствола скважины.

Необходимо отметить, что провести исследования влияния на работу КНБК каждого из указанных выше факторов в промысловых условиях и получить количественные характеристики процесса искривления не представляется возможным. Так как, например, определить величину гидроэрозии стенки скважины на 1,0÷2,0 м выше долота в месте расположения центриатора как ранее, так и на данный момент времени невозможно из-за отсутствия методики такого исследования и соответствующих технических средств.

Кроме того, не существует способа для определения величины внедрения опорных элементов калибратора и центриатора в стенку ствола скважины в процессе бурения.

Таким образом, результатом проведения промысловых исследований может быть только качественная оценка величины влияния на процесс формирования ствола скважины того или иного геологического или технико-технологического фактора, определение уровня эффективности новых технических решений, а также устойчивости на проектной траектории предлагаемых КНБК.

Влияние осевой нагрузки.

С ростом осевой нагрузки на долото, увеличивается отклоняющая сила на долоте. Соответственно, увеличивается степень перекоса долота относительно оси скважины [3, 4]. В результате возрастает интенсивность искривления. Кроме того, увеличение осевой нагрузки происходит, как известно, с целью повышения скорости бурения. Но повышение скорости бурения связано с уменьшением искривления. Следует также иметь в виду, что повышение осевой нагрузки на долото, в свою очередь, увеличивает разработку стенок скважины, что также приводит к более интенсивному искривлению ствола.

Влияние частоты вращения долота.

Действие данного фактора практически обуславливается возможностью изгиба бурильной колонны под действием центробежной силы. Частота вращения определяет характер вращения бурильных труб (вокруг собственной искривленной оси, вокруг оси скважины и др.), форму изогнутости (характер упругой деформации) и механическую скорость бурения, что сказывается на характере искривления ствола скважины.

Частота вращения двояко влияет на интенсивность искривления скважины. С одной стороны, при увеличении частоты вращения, увеличиваются величины отклоняющих сил, действующих на долото. С другой стороны, повышается устойчивость КНБК, если рассматривать ее как гироскопический маятник.

Р.А. Иоаннесян приводит уравнение кинетической энергии для вращающейся колонны бурильных труб (т.к. известно, что устойчивость симметричной вращающейся системы зависит от ее кинетической энергии) в виде [36]:

$$K = 4,35 \cdot I_0 \cdot l \cdot n^2, \quad (1.19)$$

где K - кинетическая энергия вращающегося элемента колонны;

l - длина его;

n - частота вращения;

I_0 - момент инерции тела относительно оси вращения.

Из этой формулы видно, что при увеличении скорости вращения повышается устойчивость колонны, т.е. возрастает сопротивление изменению направления оси ее. Также с увеличением частоты вращения повышается скорость бурения, соответственно снижается время действия отклоняющих сил. Таким образом, увеличение частоты вращения, способствует уменьшению искривления ствола скважины.

Бикчурин Т.Н. и др. в своих работах [13] показали, что при увеличении скорости вращения долота и механической скорости проходки в наклонно направленных скважинах снижается темп падения зенитного угла.

Зависимость траектории смещения бурильной колонны от частоты вращения (рисунок 1.13) рассмотрели М.П. Гулизаде и О.К. Мамедбеков [31, 32].

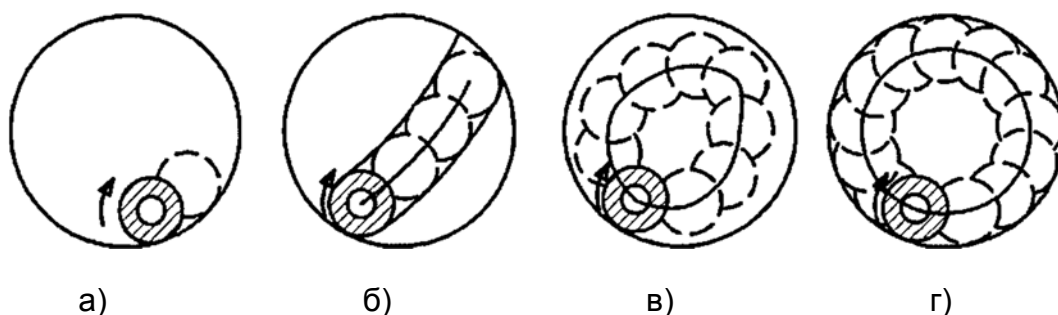


Рисунок 1.13 - Схема смещения бурильной колонны в стволе скважины при вращении ее по часовой стрелке

Как видно из рисунка 1.13, вращение колонны по часовой стрелке способствует ее смещению вправо. При низкой частоте вращения (рисунок 1.7 а), колонна стремится к смещению, однако действие гравитационных сил возвращает ее к нижней стенке скважины. При средней частоте вращения, происходит незначительный

подъем бурильной колонны в течение каждого оборота (рисунок 1.7 б). При критической частоте вращения колонна проходит все четыре квадранты окружности ствола, причем трубы не всегда касаются стенок скважины (рисунок 1.7 в). При частоте вращения, превышающей критическую, вновь наступает стабильное состояние, и бурильная колонна постоянно находится в контакте со стенками скважины во время полного оборота (рисунок 1.7 г).

Исследование влияния шлама в скважине на работу КНБК.

Реализация критерия оптимизации на долоте обеспечивается за счет баланса изгибающих моментов на нижнем центраторе, действующих со стороны направляющей секции и со стороны расположенной выше остальной части КНБК до точки касания турбобуром стенки ствола скважины.

На рисунке 1.14 представлены графики упругой оси оптимальной КНБК с одним центратором на базе турбобура ЗТСШ-195 с долотом диаметром 215.9 мм. Упругая ось рассчитана для КНБК с длиной направляющей секции 1 м (одно условие оптимизации) и 4.9 м (два условия оптимизации).

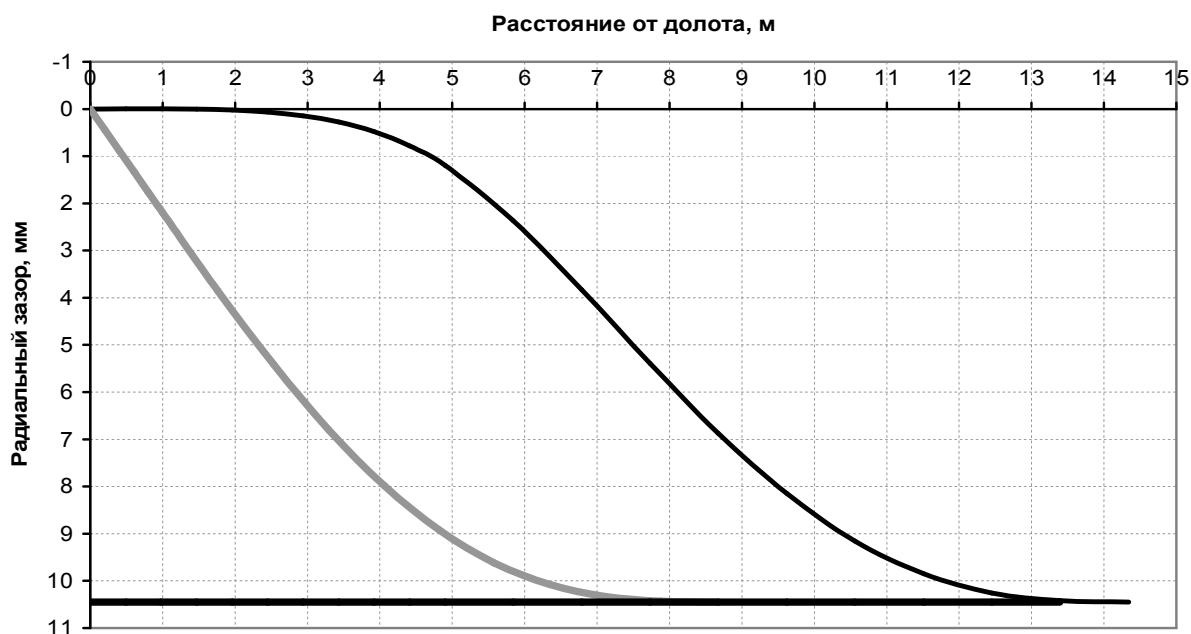


Рисунок 1.14- Графики упругой оси оптимальной КНБК с одним центратором на базе турбобура ЗТСШ-195 с долотом диаметром 215.9 мм.

Из рисунка 1.14 следует, что расстояние от центратора до точки касания корпусом турбобура стенки скважины у оптимальной КНБК с одним условием оптимизации составляет 7.6 м, а у оптимальной КНБК с двумя критериями оптимизации – 9.5 м. При этом у последней КНБК форма упругой оси со стороны точки касания более пологая. Например, если расчет расстояния производить от точки касания, то

для КНБК с двумя условиями оптимизации радиальный зазор между корпусом турбобура и стенкой скважины свыше 1 мм будет на расстоянии 3.3 м, а для КНБК с двумя условиями оптимизации – 2.1 м. Таким образом, при наличии в скважине шламовой подушки толщиной 1 мм активная длина КНБК уменьшится для анализируемых КНБК с оптимальными размерами на 3.3 м и 2.1 м соответственно

Шламовая подушка является особой, дополнительной линейной опорой корпуса турбобура, которая не предусмотрена расчетной схемой [67, 69]. За счет внедрения турбобура в шламовую подушку уменьшается расстояние от верхнего центратора до точки контакта корпуса турбобура с нижней стенкой ствола скважины. При этом снижается величина изгибающего момента, действующего на направляющую часть КНБК со стороны бурильной колонны, что приводит к нарушению заданных условий на долоте.

В таблице 1.10 представлены результаты расчета максимальной величины отклоняющей силы на долоте оптимальной КНБК с одним центратором на базе турбобура ЗТСШ-195 при погружении его корпуса в шламовую подушку. При этом принималось, что на расстоянии 7 м и выше центратора корпус расположен на шламовой подушке.

Таблица 1.10 - Максимальная величина отклоняющей силы на долоте оптимальной КНБК с одним центратором на основе турбобура ЗТСШ-195с долотом диаметром 215.9 мм

№ варианта	Оптимальные размеры КНБК		Максимальная отклоняющая сила, кг
	Длина направляющей секции, м	Диаметр центратора, мм	
1	1	211.5	-196
2	2	209.0	-194
3	3	208.0	-155
4	4	209.5	-108
5	5	214.1	-75

Из таблицы 1.10 следует, что при наличии шлама на нижней стенке ствола скважины у всех вариантов КНБК отклоняющая сила направлена в сторону уменьшения зенитного угла. Таким образом, при бурении в условиях недостаточной очистки ствола скважины от шлама при любых вариантах оптимальных размеров КНБК с одним центратором будет искривлять ствол с уменьшением зенитного угла [99].

Анализ работы двухцентраторной КНБК с оптимальными размерами в условиях интенсивного осаждения шлама на стенке наклонного ствола скважины показывает, что влияние шламовой подушки диаметрально противоположно описанному механизму искривления ствола при бурении КНБК с одним центратором.

Как следует из таблицы 1.11, в случае наличия в стволе скважины шламовой

подушки за счет отклоняющей силы на долоте ствол скважины будет искривляться с увеличением зенитного угла.

Таблица 1.11 - Максимальная отклоняющая сила для КНБК с двумя центраторами на основе турбобура 3 ТСШ-195 с долотом диаметром 215.9 мм.

№ варианта	Длина направляющей секции, м	Диаметр нижнего центратора, мм	Длина верхней секции, м	Диаметр верхнего центратора, мм	Максимальная отклоняющая, кГ
1	1	214.8	8.5	212	175
2	1.5	214.6	8.5	212	112
3	2.0	214.7	8.5	212	79
4	2.5	215.3	8.5	212	63

Зависимость радиуса кривизны ствола скважины от длины верхней секции забойного двигателя.

В работах [72, 76, 77] выполнены расчеты зависимости радиуса кривизны от длины верхней секции.

На рисунке 1.15 представлены зависимости радиуса кривизны ствола скважины от длины верхней секции ВЗДО-172 с углом перекоса секций 1° для двух анализируемых конструкций отклоняющей КНБК. Зависимости рассчитаны при величине зенитного угла ствола скважины, равного 40° . На основании данных графиков можно сделать вывод о том, что существует такая длина (для данного примера 7,5 м) верхней секции ВЗДО, при которой радиус кривизны имеет максимальное значение.

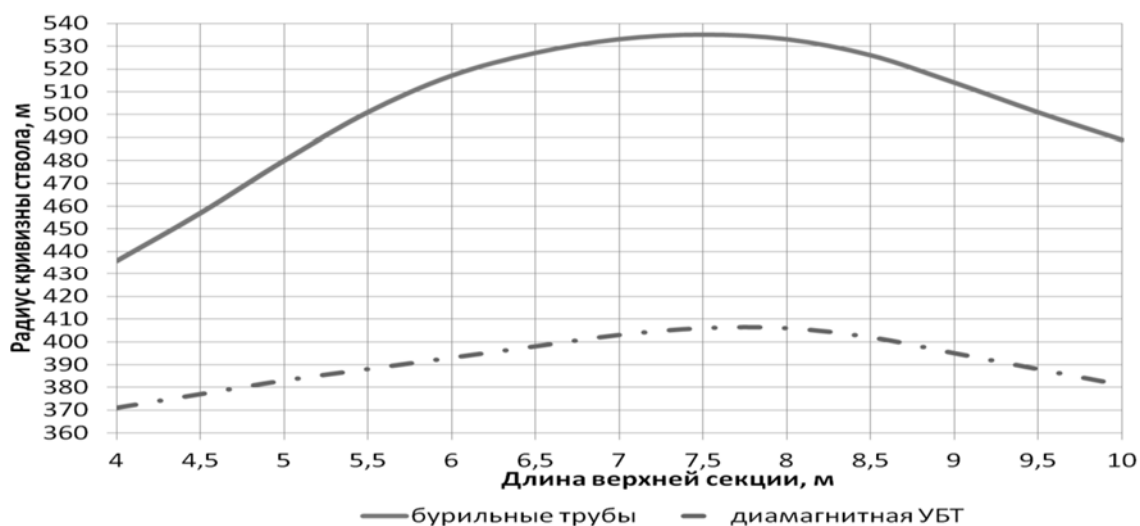


Рисунок 1.15 - Зависимость радиуса кривизны ствола скважины от длины верхней секции ВЗДО

Для КНБК, включающей долото диаметром 215,9 мм, ВЗДО-172 (длина направляющей секции 2 м, угол перекоса секций 1°), бурильные трубы диаметром 127 мм или диамагнитные УБТ диаметром 165 мм.

Таким образом, кривизна формируемого ствола скважины отклоняющей КНБК существенно зависит от длины секции забойного двигателя над искривленным переводником.

Закономерности азимутального и зенитного искривления ствола скважины при бурении КНБК.

Автором были проанализированы результаты инклинометрических измерений интервала первого долбления ниже кондуктора скважин, пробуренных в 1986 году на Быстринском месторождении. Для анализа были выбраны 15 скважин, по которым достоверность исходных материалов не вызывала сомнений, так как они или были получены в присутствии автора на буровой или использовались первичные результаты инклинометрических измерений, которые не были откорректированы при дальнейшей их обработке [6].

Проводку анализируемого интервала ствола скважины осуществляли следующей КНБК: долото III-215.9-МЗГВ-2, калибратор 9-КП-215-МСТ, одна секция турбобура А7ПЗ с центратором типа РСТК или ЦД-1 диаметром 213-214 мм в нижней части шпинделя, УБТ-178-10 м.

Бурение производили при следующем режиме: осевая нагрузка 10÷13 тонн, расход промывочной жидкости – 44 л/с.

Для анализа характера изменения зенитного угла ствола с глубиной отобраны скважины, которые имеют близкие значения зенитного угла в начале интервала. В свою очередь, отобранные скважины разделены на две группы – с начальным зенитным углом в диапазоне от 16° до 18° (скважины № 3211, 2216, 1575) и от 21° до 24° (скважины № 1575, 1507, 2216, 2245, 5532, 607, 3211).

На рис. 1.8 приведены зависимости величины зенитного угла от длины ствола для указанных групп скважин. Можно выделить следующие интервалы, при бурении которых происходит существенное изменение направления бурения:

- 400-700 м – уменьшение зенитного угла;
- 700-800 м – стабилизация или малоинтенсивное увеличение зенитного угла;
- 800-1000 м – уменьшение зенитного угла;
- 1000-1400 м – устойчивое увеличение зенитного угла (за исключением скважины № 5532).

Полученные данные подтверждают результаты исследований геологических факторов на искривление наклонного ствола скважины, полученные В.В.Кульчицким для Аганского, Северо-Покурского, Ватинского и Самотлорского месторождений [56].

В целях выявления взаимосвязи азимутального и зенитного искривления

ствола скважины в горно-геологических условиях проводки наклонных скважин на Быстринском месторождении была рассчитана по интервалам средняя интенсивность изменения зенитного угла и азимута через каждые 100 м на интервале первого долбления ниже кондуктора. Результаты представлены на рисунке 1.16 в виде диаграммы интенсивности изменения зенитного угла и азимута с глубиной скважины.

Анализируя диаграмму (рисунок 1.17) можно отметить, что проводка всего анализируемого интервала осуществляется с увеличением азимута, причем максимальный темп увеличения азимута совпадает с максимальной интенсивностью снижения зенитного угла ствола (интервал 500-600 м). Искривление ствола скважины с увеличением зенитного угла осуществляется в отложениях покурской свиты, а максимальный темп снижения зенитного угла имеет место при прохождении люлинворской и березовской свит.

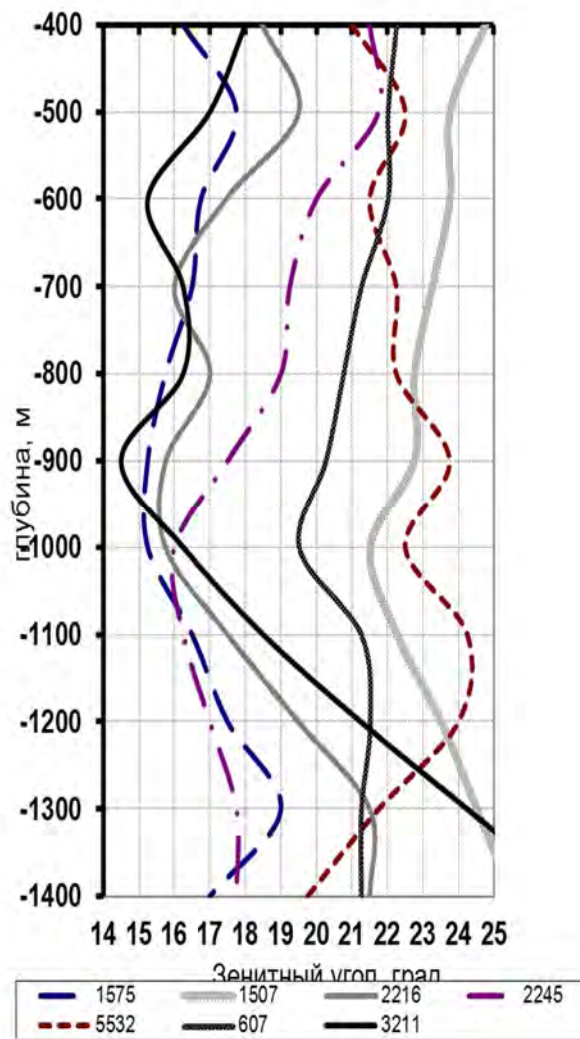


Рисунок 1.16 - Диаграмма инклинометрии ствола скважин в интервале 400-1400 м на Быстринском месторождении, кусты №188, 198, 135,182, 156

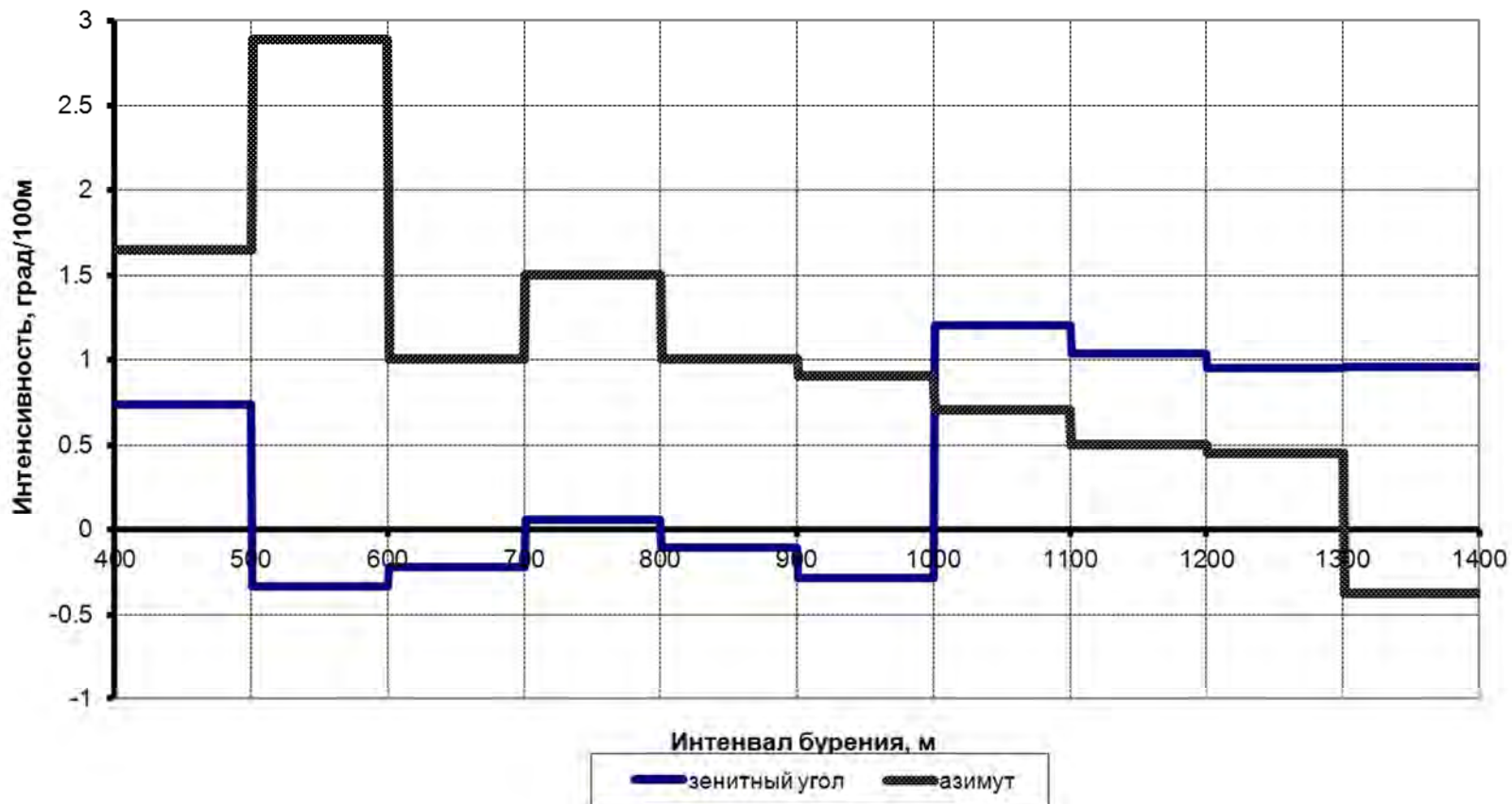


Рисунок 1.17 - Диаграмма средних значений интенсивности изменения зениного угла и азимута на интервале первого долбления из подкондуктора на месторождении Быстринское

1.2 Анализ промысловых данных по проводке наклонно направленных скважин месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

1.2.1 Анализ влияния анизотропных горных пород на работу компоновки низа бурильной колонны на Салюкинском месторождении

Для исследования и дальнейшего анализа, были обработаны данные по бурению куста № 6 скважины №2010 Салюкинского месторождения [97].

Сравнивались фактические и проектные данные по бурению скважин данного куста.

Вертикальная проекция скважины № 2010 приведена на рисунке 1.18. Рассматривался интервал 600-1400 м в котором происходит набор и стабилизация зенитного угла. В интервале применяется следующая компоновка:

- 1) Долото 215,9 мм.;
- 2) КС 212 мм.;
- 3) ДРУ 176 (1,1°-1,5°);
- 4) ПК(ОК) 178 мм.;
- 5) БТС 172 мм.;
- 6) УБТ 178 мм.;
- 7) ЛБТ 147 мм.;
- 8) ТБПК 127 мм.

Весь разрез разделён на два блока в соответствии с литологическим составом горных пород. В разрезе выделяется интервал 600-1150 м, в котором присутствуют угольные сланцы, обладающие высокой анизотропией. Интервал 1150-1400 м представлен более устойчивыми горными породами с отсутствием угольных сланцев.

В работе, по данным инклинометрии, были рассчитаны изменения фактических интенсивностей зенитного угла и азимута и проведены их сравнения с проектными интенсивностями.

По результатам анализа были построены графики проектной и фактической интенсивности изменения зенитного (рисунок 1.19) и азимутального (рисунок 1.20) углов.

На графике отчетливо видно, что наибольшее расхождение фактической интенсивности зенитного угла от проектной мы наблюдаем на участке стабилизации в интервале 600-1150 м., где присутствуют угольные сланцы, имеющие высокую анизотропию, чередующиеся с глинами.

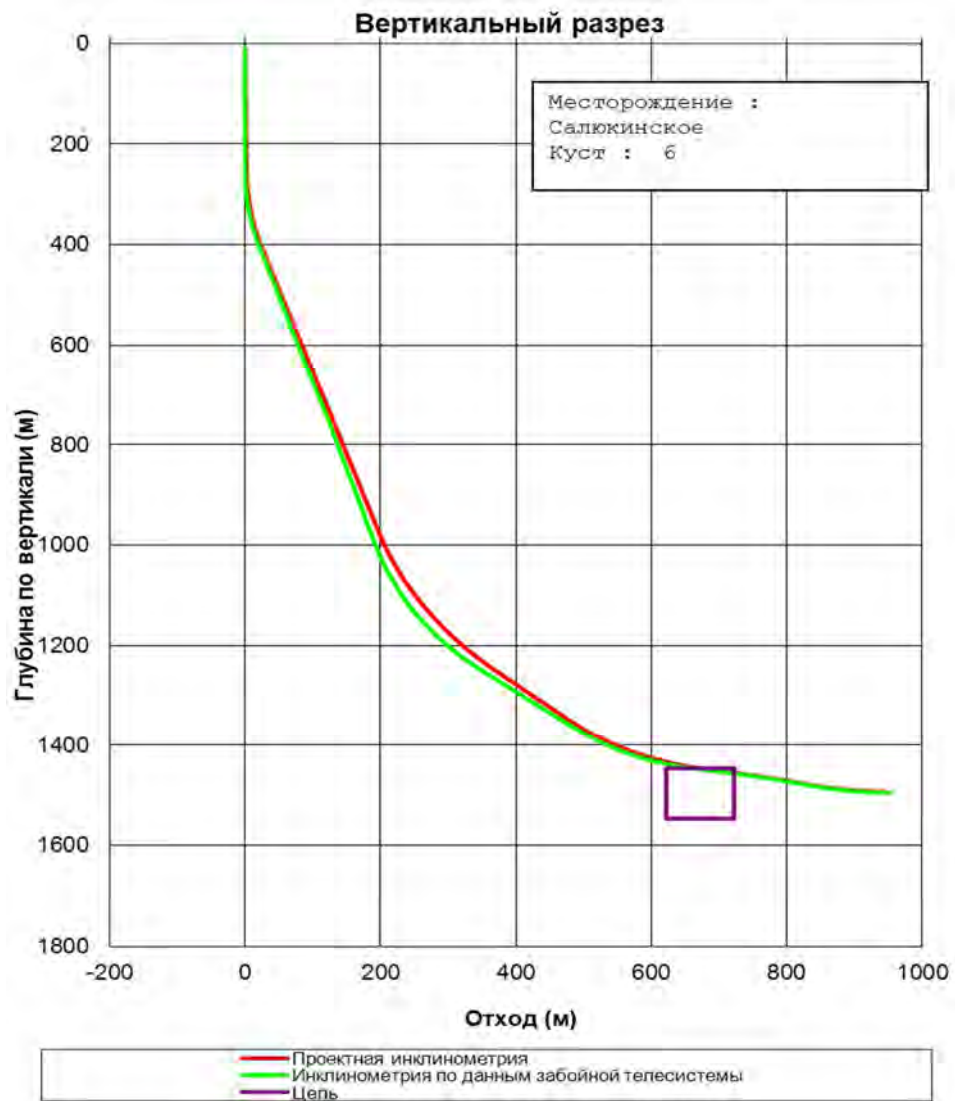


Рисунок 1.18 – Вертикальная проекция скважины № 2010

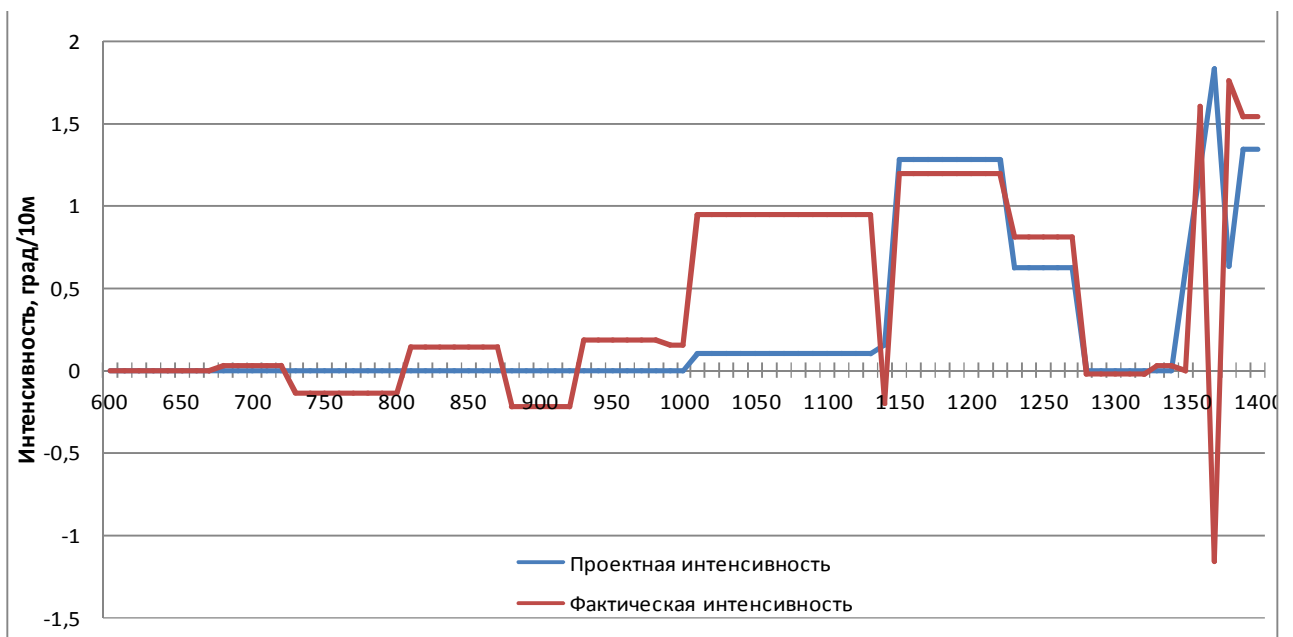


Рисунок 1.19 – График интенсивности изменения зенитного угла

Аналогичная ситуация прослеживается на графике интенсивности изменения азимута.

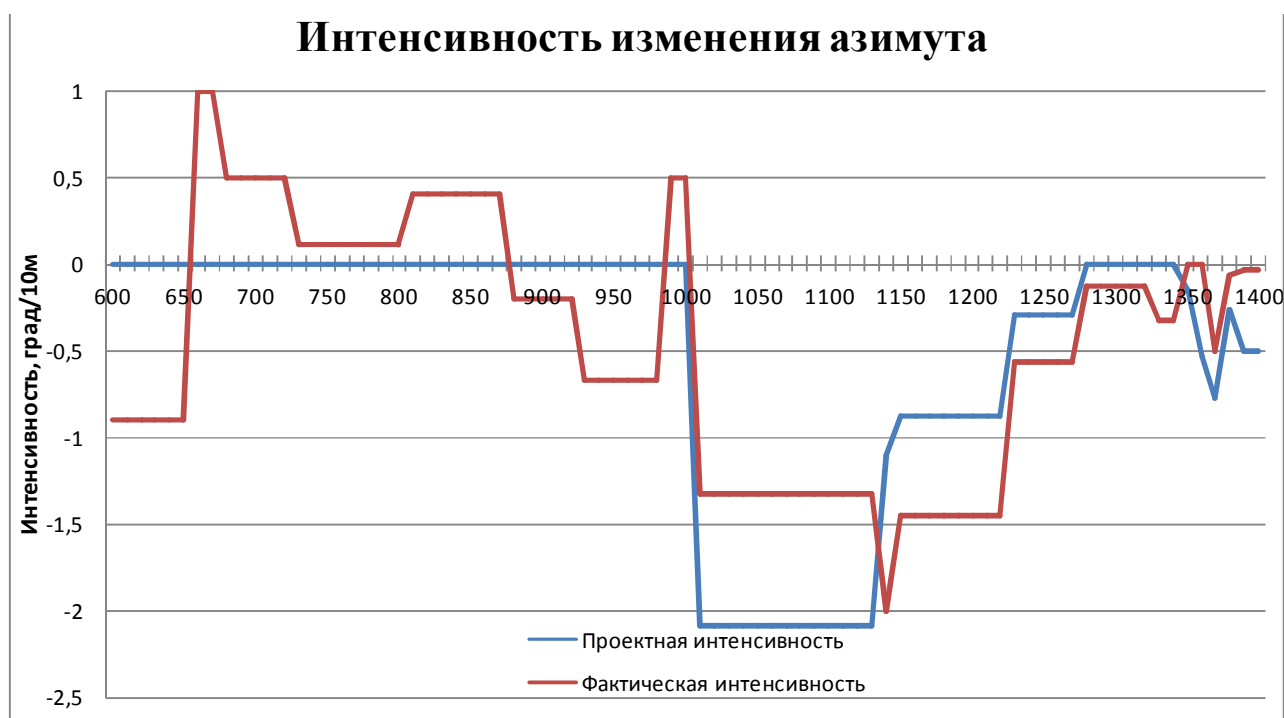


Рисунок 1.20 – График интенсивности изменения азимута

По графикам интенсивностей также видно, что в интервале 1150-1400 метров фактическая интенсивность изменения зенитного угла практически не отличается от проектной, а интенсивность изменения азимута незначительно отличается от проектной. Следовательно можно сделать следующие выводы: влияние анизотропии горных пород, а также перемежаемость пород разной твердости и структуры, в значительной степени сказывается на поведении компоновки низа бурильной колонны, которая в последствии может вести себя непредсказуемо и значительно отклоняться от заданной траектории. Другими словами, одна и та же КНБК при практически одинаковых параметрах режима бурения может, как уменьшать зенитный угол ствола скважины в процессе бурения, так и увеличивать его, то же самое может происходить и с разворотом по азимуту.

1.2.2 Анализ опыта работы винтовых забойных двигателей-отклонителей с радиальным люфтом на Харьягинском месторождении

За счет радиального люфта вал шпинделя турбобура смещается от оси КНБК, что приводит к следующим последствиям:

- имеет место прецессия вала шпинделя.

Результатом прецессии вала шпинделя турбобура является увеличение диа-

метра ствола скважины в сравнении с номинальным значением.

-нарушается схема работы КНБК и как следствие КНБК ведет себя непредсказуемо.

Для выявления влияния радиального люфта вала винтового забойного двигателя, были обработаны данные по бурению Харьягинского месторождения куста № 1017 скважины № 1021.

Так как горно-геологические факторы, являются доминирующими во влиянии на искривление скважины [83], был рассмотрен интервал, сложенный однотипными породами (глины, песчаники, алевролиты), а именно – участок стабилизации 800-1970 м. Такой подход позволит качественно оценить влияние радиального люфта с учетом горно-геологического влияния [8].

В данном интервале работали две КНБК компании Baker Hughes [104, 106], в КНБК №1 радиальный люфт по окончании долбления составлял 5 мм, в КНБК №2 – 2мм.

Компоновка низа бурильной колонны №1 включала в себя:

- 1) 295,3мм Долото PDC (с насадками 6x12.7мм);
- 2) ВЗД 8" ULTRA XL стабилизированный углом перекося - 1.0 гр;
- 3) Калибратор 285.8мм.;
- 4) 8 " Телесистема NaviTrak;
- 5) УБТ-203 (36 м);
- 6) УБТ-178 (38 м);
- 7) Гидравлический Ясс двойного действия;
- 8) УБТ-178 (28 м);
- 9) СБТ 127x9.19 мм - остальное.

На участке стабилизации бурение велось в основном в роторном режиме. Режим бурения в интервале 800 - 1370 м: подача 38-40 л/с (штулки 2x160 мм), давление над забоем и на забое соответственно 130-155 атм., нагрузка 8-12 тонн, обороты ротора 20-40 в минуту.

В данном интервале отмечалась тенденция роста зенитного угла с интенсивностью до 0.64 гр/10м и разворот по азимуту влево с интенсивностью до 0.47 гр/10м, а также падения зенитного угла с интенсивностью до 0.36 гр/10м и разворот по азимуту вправо с интенсивностью до 0.58 гр/10м.

По результатам инклинометрии, были построены проекции зенитного угла (рисунок 1.21) и азимута (рисунок 1.22) данного интервала.

В целом необходимо отметить, что компоновка вела себя не всегда предска-

зуюмо и достаточно не стабилно, поэтому имело место варьирование осевой нагрузкой (как попытка поправки и контроля траектории) и направленного бурения. После подъема КНБК по причине падения механической скорости бурения элементы КНБК осмотрены. Радиальный люфт шпинделя ВЗД составил 5 мм, осевой - 6 мм (ресурс выработан). Долоту присвоен код износа 1-3-СТ-А-Х-1/16-WT-FM, количество оборотов составило 2032995. Шток и сальник ясса в нормальном состоянии.

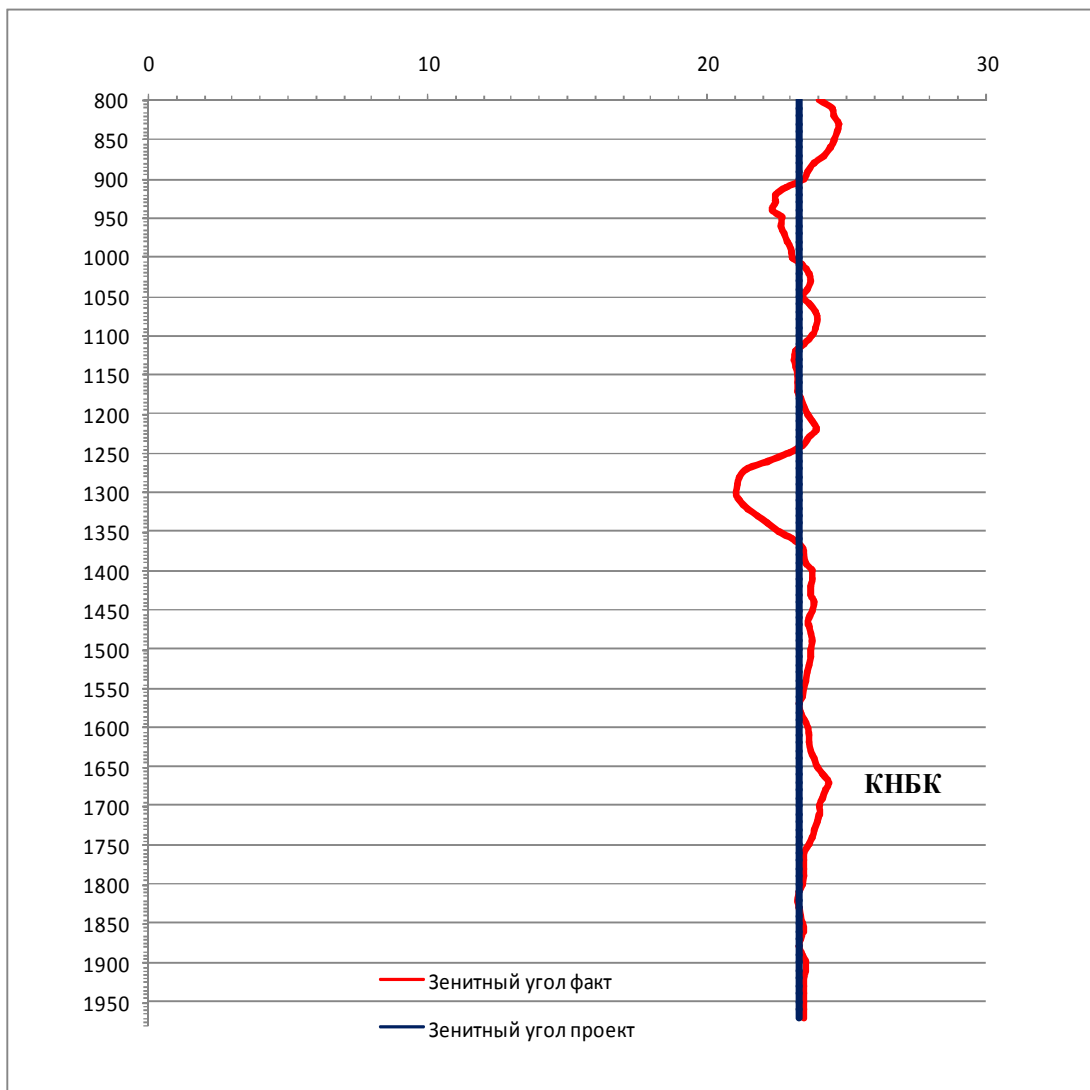


Рисунок 1.21 – Вертикальная проекция зенитного угла КНБК №1

В КНБК №2 по составу осталась неизменной, за исключением того, что использовался винтовой забойный двигатель с радиальным люфтом, на начало долбления, равным 1мм.

Компоновка низа бурильной колонны №1 включала в себя:

- 1) 295,3мм Долото PDC (с насадками 6x12.7мм);
- 2) ВЗД 8" ULTRA XL углом перекося - 1.0 гр;
- 3) Калибратор 285.8мм.;

- 4) 8 " Телесистема NaviTrak;
- 5) УБТ-203 (36 м);
- 6) УБТ-178 (38 м);
- 7) Гидравлический Ясс двойного действия
- 8) УБТ-178 (28 м);
- 9) СБТ 127х9.19 мм - остальное.

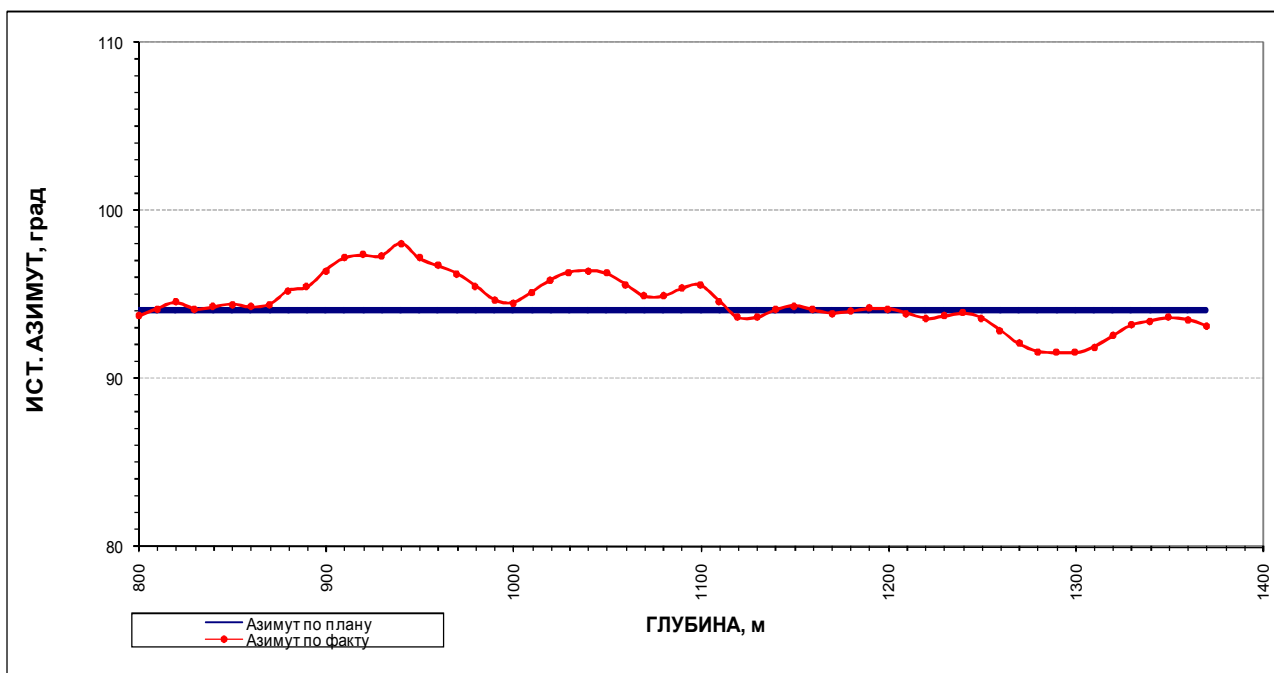


Рисунок 1.22 – Проекция азимута КНБК №1

В данном интервале компоновка достаточно хорошо «держала» стабилизацию и вела себя предсказуемо. Режим бурения в интервале 1370 - 1970 м: подача 38-40 л/с (втулки 2х160 мм), давление над забоем и на забое соответственно 135-155 атм., нагрузка 10-14 тонн, обороты ротора 20-40 в минуту.

В данном интервале максимальная интенсивность роста зенитного угла составила 0.2 гр/10м. и разворот по азимуту влево с интенсивностью – 0.36гр/10м, а также падения зенитного угла с интенсивностью – 0.07 гр/10м и разворот по азимуту вправо с интенсивностью 0.37 гр/10м. Данные представлены в таблице № 3.2.

После подъема элементы КНБК осмотрены. Радиальный люфт шпинделя ВЗД составил 1 мм, осевой - 2 мм (ресурс не выработан). Долоту присвоен код износа 0-1-СТ-А-Х-I-NO-ВНА, количество оборотов составило. Шток и сальник Ясса в нормальном состоянии.

По результатам инклинометрии, были построены проекции зенитного угла (рисунок 1.23) и азимута (рисунок 1.24) данного интервала.

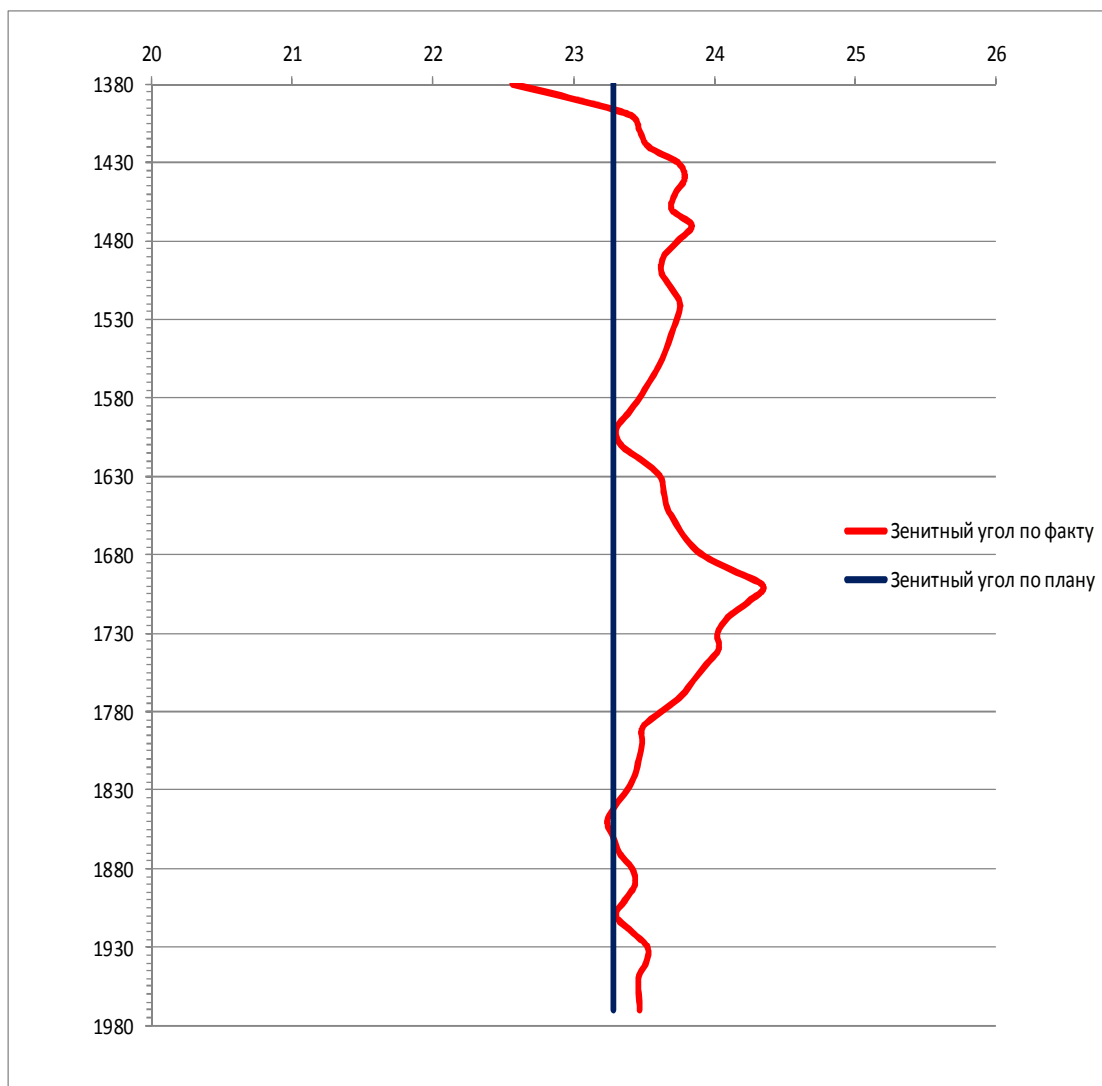


Рисунок 1.23 - Вертикальная проекция зенитного угла КНБК №2

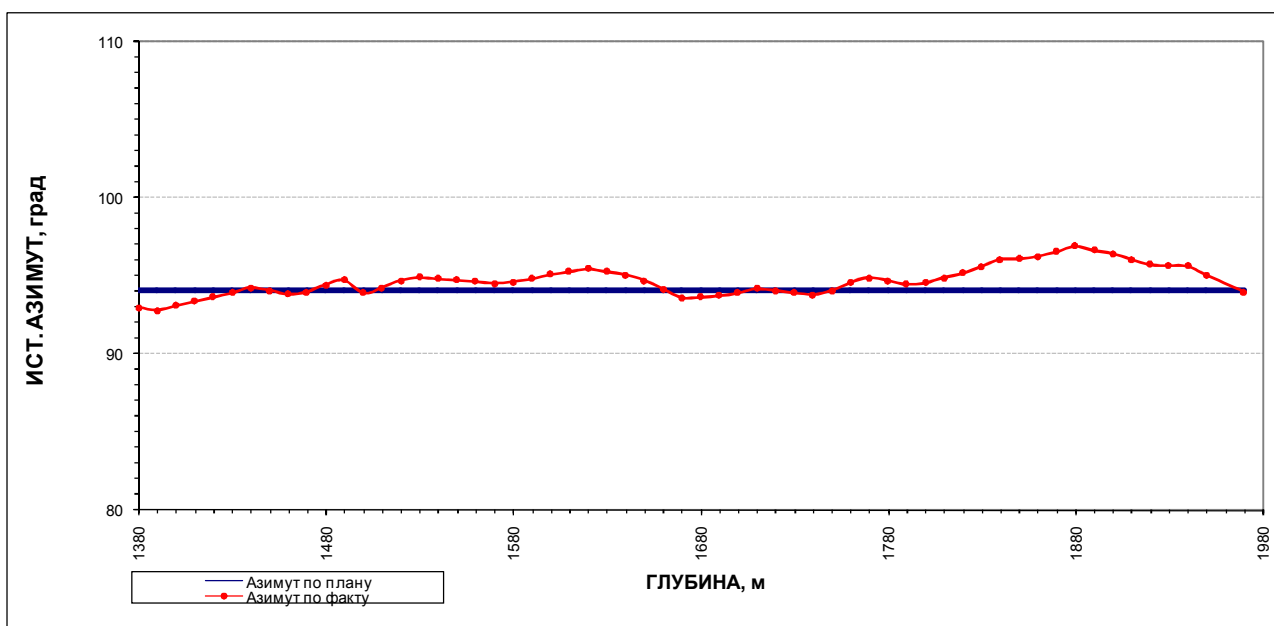


Рисунок 1.24 - Проекция азимута КНБК №2

По проекциям КНБК №1 и КНБК №2, графику интенсивности изменения зенитного угла (рисунок 1.25), а также опыту работы данных компоновок можно сделать следующие выводы:

- наибольшее расхождение фактической траектории с планируемой, наблюдается при работе компоновки, в составе которой винтовой забойный двигатель с радиальным люфтом вала шпинделя 5 мм.;
- КНБК №2 с радиальным люфтом вала шпинделя ВЗД 2 мм. работала намного устойчивее, хорошо «держала» стабилизацию и вела себя более предсказуемо в одном геологическом интервале и при практически одинаковых режимах бурения, что и КНБК №1 с радиальным люфтом вала шпинделя ВЗД 5 мм., которая при тех же условиях работала нестабильно и вела себя непредсказуемо, что в последствии привело к более частому применению направленного бурения, с целью корректировки траектории скважины.

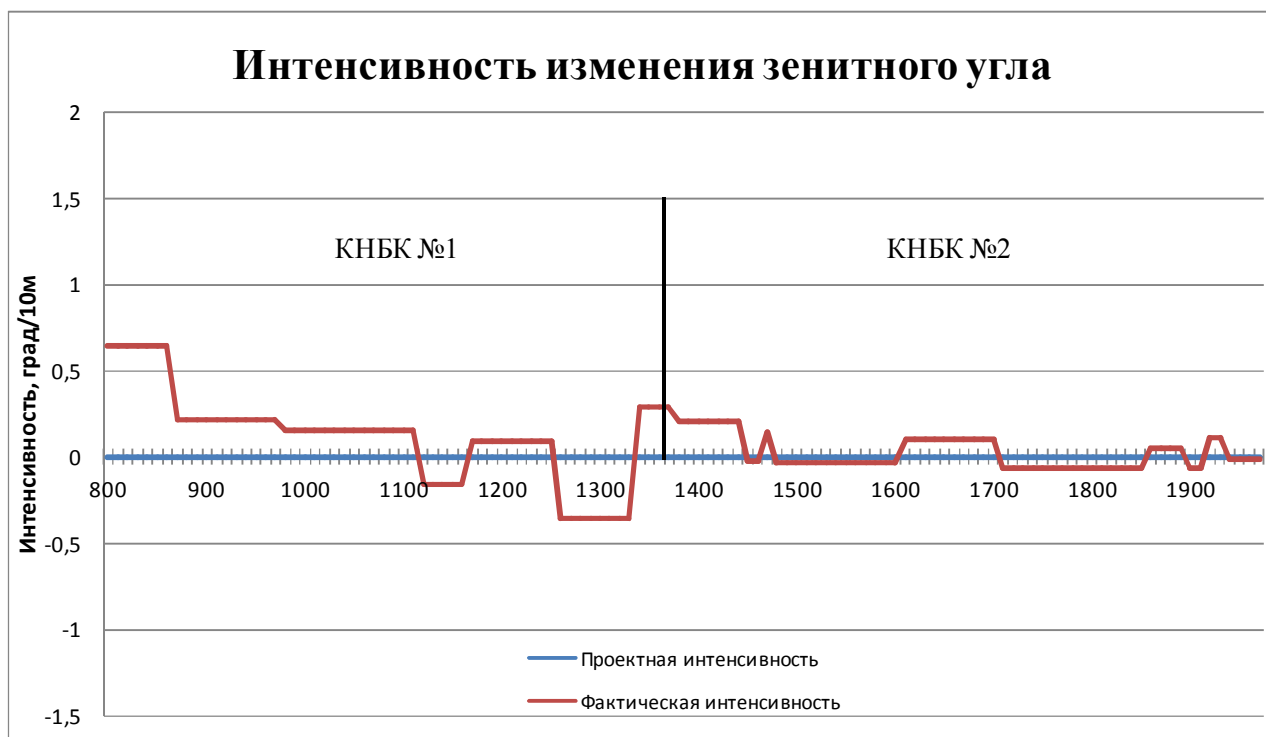


Рисунок 1.25 – Интенсивность изменения зенитного угла

1.2.3 Анализ влияния осевой нагрузки на работу винтовых забойных двигателей-отклонителей с радиальным люфтом на Харьягинском месторождении

С ростом осевой нагрузки на долото, увеличивается отклоняющая сила на долоте. Соответственно, увеличивается степень перекоса долота относительно оси скважины [85, 100]. В результате возрастает интенсивность искривления.

С целью выявления влияния осевой нагрузки на искривление скважины, при бурении винтовыми забойными двигателями - отклонителями с радиальным люфтом вала шпинделя 1 и 6 мм., были проанализированы данные по бурению Харьягинского месторождения, куст № 134 А, скважина № 1313.

Рассматривался интервал 1210 – 2297 м. на участке стабилизации, в котором работали две компоновки низа бурильной колонны. В КНБК №1 работал винтовой забойный двигатель – отклонитель с радиальным люфтом вала шпинделя равным 6 мм. по окончании долбления.

Компоновка включала в себя:

- 1) 295,3мм Долото MXL-1;
- 2) ВЗД 8" ULTRA XL стабилизированный с углом перекоса - 1.0 гр;
- 3) Калибратор 285.8 мм;
- 4) 8 " Телесистема NaviTrak;
- 5) УБТ-203 (70 м);
- 6) УБТ-178 (74 м);
- 7) 6 " Гидравлический ясс двойного действия;
- 8) УБТ-178 (28 м);
- 9) СБТ 127х9.19 мм – остальное

На участке стабилизации бурение велось в основном в роторном режиме. При нагрузке 18-20 тонн выявилась тенденция: рост зенитного угла до 0.34 гр/10м, и незначительный поворот в право. При снижении нагрузки до 10-15 тонн, тенденция поведения компоновки менялась на противоположенную: падение угла с интенсивностью до 0.36 гр/10м , и незначительный поворот влево. Режим бурения: в интервале 1210-1780 м. подача 34 л/с , давление над забоем и на забое соответственно 120/150, нагрузка 10-20 тонн, обороты ротора 30 в минуту.

После подъёма, элементы КНБК осмотрены. Радиальный люфт шпинделя ВЗД составил 6 мм, осевой – 5 мм., раствор слит вращением вала. Двигатель готов для отправки на базу. Долоту присвоен код износа 1-1-RG-G-E-1-NO-TQ. Шток и сальник ясса в нормальном состоянии.

По инклинометрическим данным были построены проекции зенитного (рисунок 1.26) и азимутального углов (рисунок 1.27).

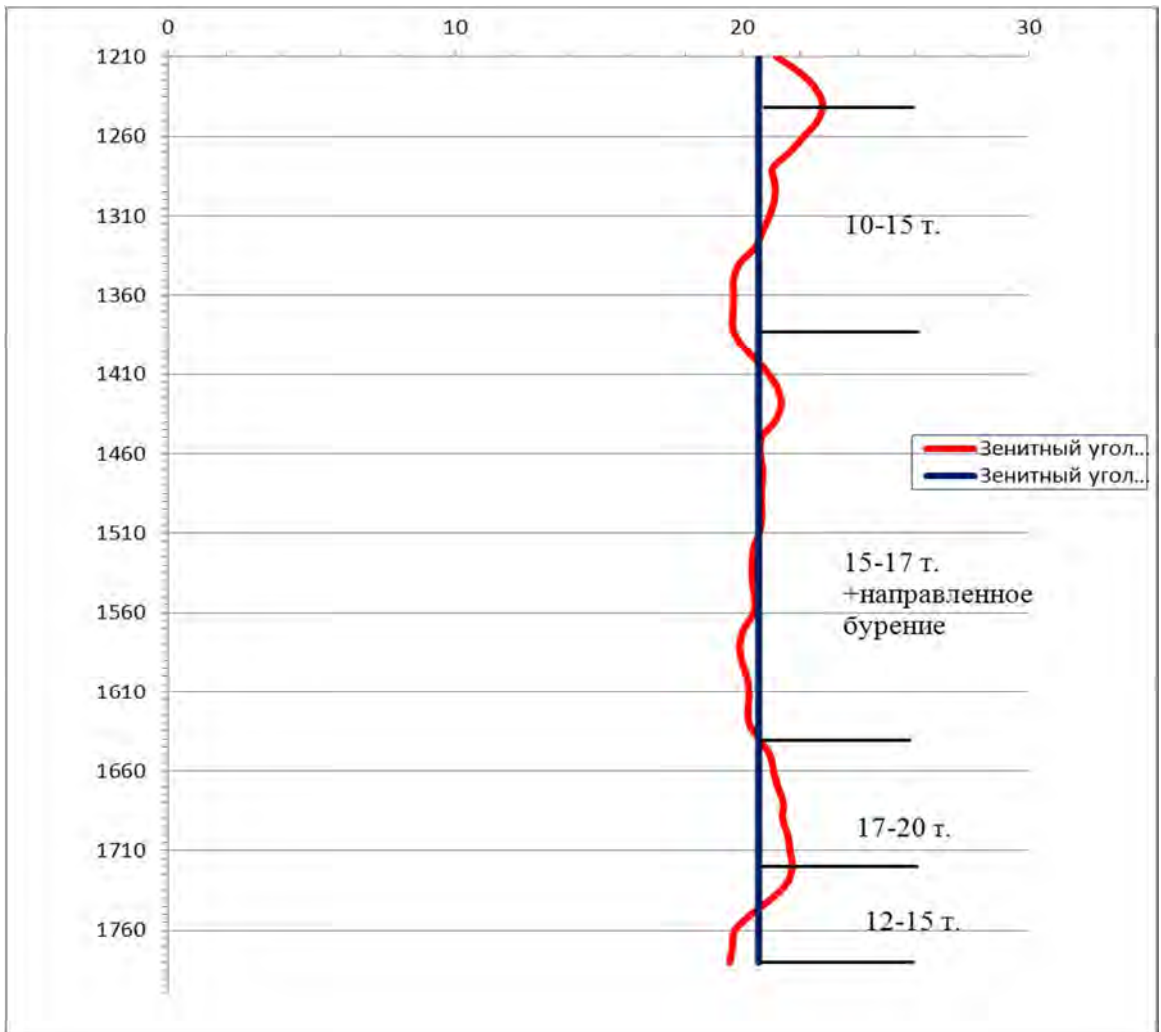


Рисунок 1.26 – Проекция зенитного угла КНБК №1

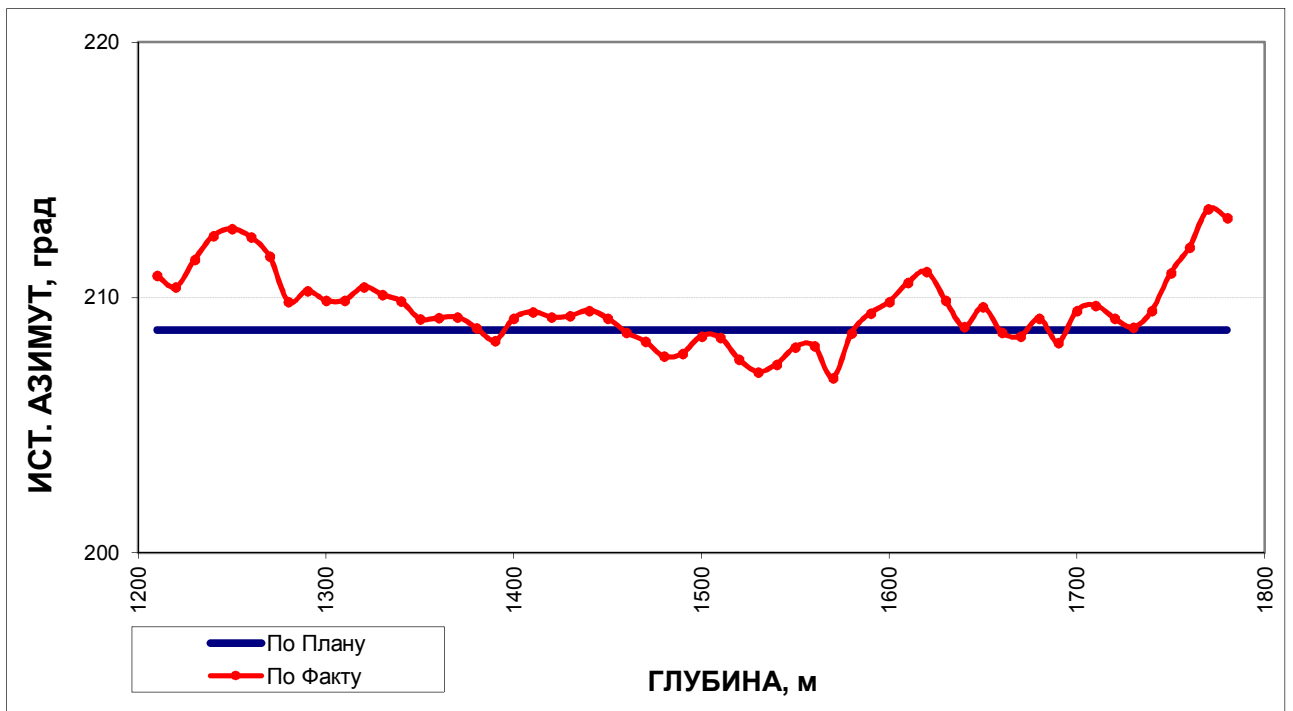


Рисунок 1.27 – Проекция азимута КНБК №1

В интервале 1780 – 2297 м. компоновка низа бурильной колонны включала в себя винтовой забойный двигатель – отклонитель с радиальным люфтом вала шпинделя равным 1 мм по окончании долбления.

Компоновка включала в себя:

1. 295,3мм Долото МХ-20G;
2. ВЗД 8" ULTRA XL стабилизированный с углом перекоса - 1.0 гр;
3. Калибратор 285.8 мм.;
4. 8 " Телесистема NaviTrak;
5. УБТ-203 (70 м);
6. УБТ-178 (74 м);
7. 6 " Гидравлический ясс двойного действия;
8. УБТ-178 (28 м);
9. СБТ 127x9.19 мм – остальное

Режим бурения в интервале 1780 - 2297 м.: подача 32 л/с, давление над забоем и на забое соответственно 120/150 атм., нагрузка на долото 18-23 тонны, обороты ротора 30 в минуту.

Бурение данного интервала велось в основном в роторном режиме. Компоновка достаточно хорошо «держала» стабилизацию.

После подъёма, элементы КНБК осмотрены. Радиальный люфт шпинделя ВЗД составил 1мм, осевой – 3мм., раствор слит вращением вала. Двигатель включён в следующую КНБК. Долоту присвоен код износа 8-3-CC-C-F-1-BT-NR. Шток и сальник Ясса в нормальном состоянии.

На рисунке 1.28 и рисунке 1.29 показаны проекции зенитного и азимутального углов КНБК №2 соответственно, построенные по результатам инклинометрии

С целью наглядного сравнения траекторий интервалов работы КНБК №1 и КНБК №2 были построены проекции зенитного и азимутального углов (рисунок 1.30 и рисунок 1.31).

На рисунка (2.13 и 2.14) видно, что КНБК №2, включающая в себя ВЗД с радиальным люфтом вала шпинделя равным 1 мм., достаточно хорошо «держала» стабилизацию, чем КНБК №1 радиальным люфтом ВЗД равным 6 мм., которая вела себя непредсказуемо.

Проведя анализ влияния осевой нагрузки на работу винтовых забойных двигателей – отклонителей, и как следствие искривление скважины, можно сделать следующие выводы:

- с ростом осевой нагрузки на долото, возрастает интенсивность искривления

скважины, в нашем случае результатом является рост зенитного угла и поворот вправо по азимуту, при снижении осевой нагрузки ниже рекомендуемой (16 – 20 тонн) – тенденция меняется на противоположную;

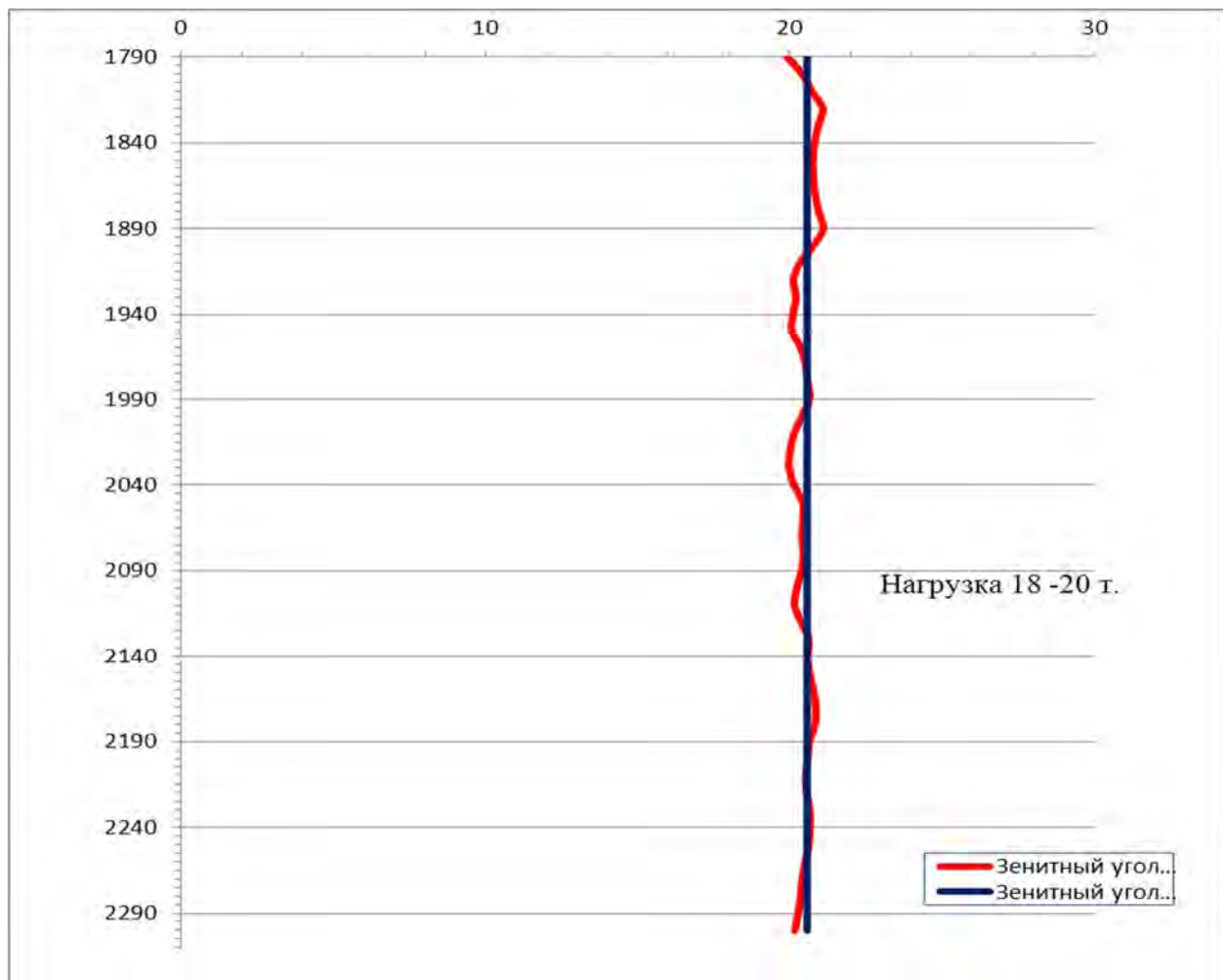


Рисунок 1.28 – Проекция зенитного угла КНБК №2

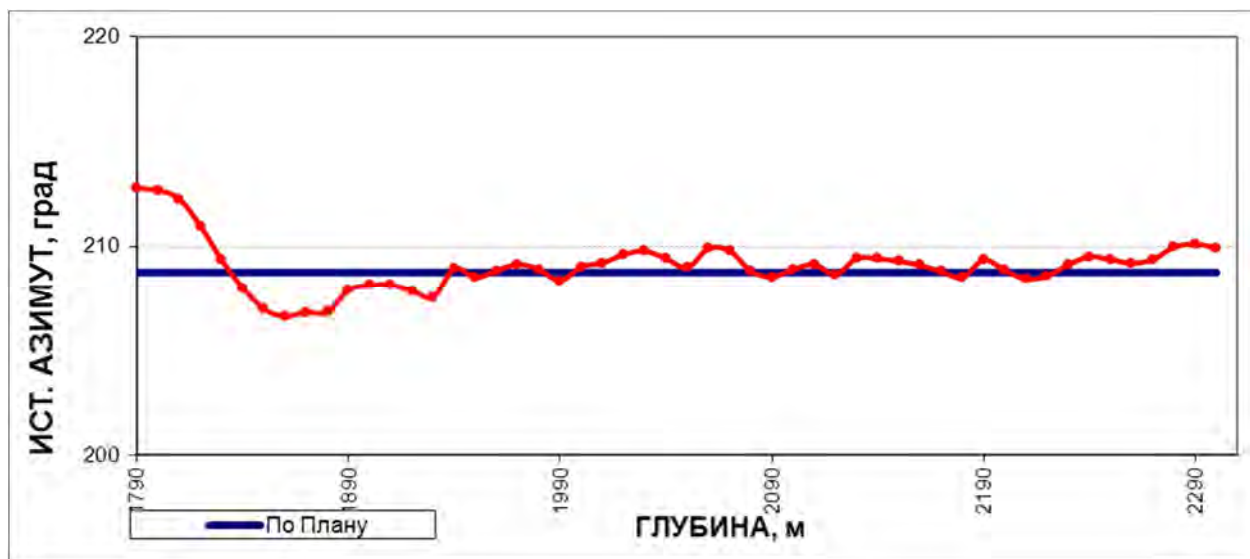


Рисунок 1.29 – Проекция азимута КНБК №2

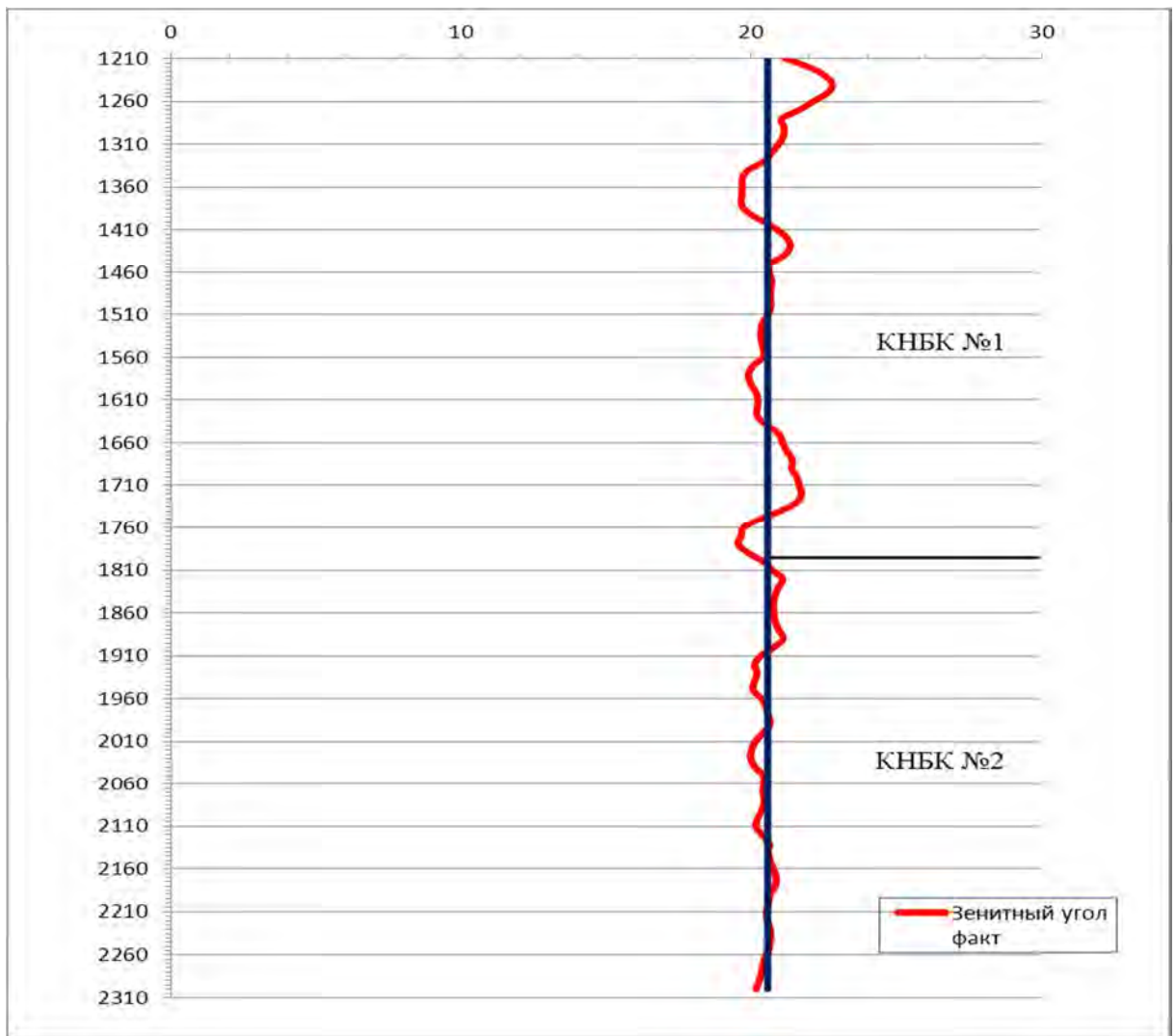


Рисунок 1.30 – Сравнение проекций зенитного угла КНБК №1 и КНБК №2

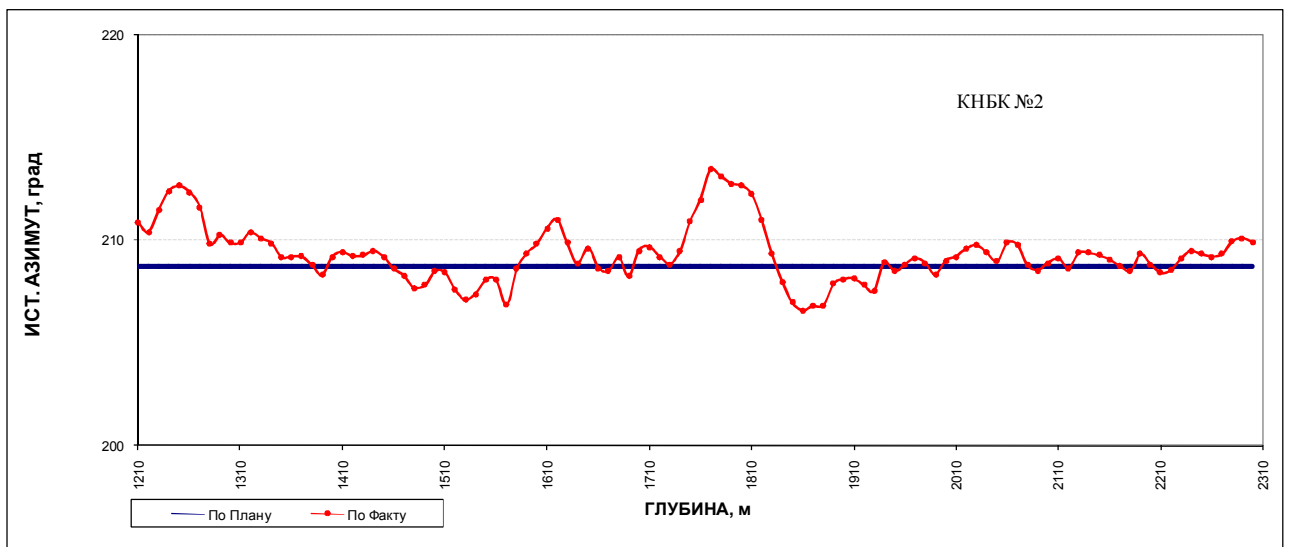


Рисунок 1.31 – Сравнение проекций азимута КНБК №1 и КНБК №2

- влияние осевой нагрузки на долото, как фактора дестабилизирующего КНБК усиливается при использовании винтового забойного двигателя – отклонителя, ради-

альный люфт которого, в нашем случае, составляет 6 мм;

- результатом проведенного анализа является лишь качественная оценка, требующая более обширного анализа и исследования промыслового материала, а также учета ряда горно-геологических и технико-технологических факторов, влияющих на работу компоновки низа бурильной колонны на данном месторождении.

1.2.4 Анализ влияния смещения долота от оси скважины и люфта вала шпинделя на радиус и интенсивность искривления скважины

Для расчета отклоняющей компоновки была использована программа «Буровая навигация», разработанная Повалихиным А.С [68, 80, 81]. Целью расчета является определение линейных и жесткостных параметров секций отклоняющей КНБК для реализации запланированной траектории бурения в виде дуги окружности.

- 1) Отклоняющая КНБК включает в себя следующие элементы:
- 2) долото;
- 3) забойный двигатель-отклонитель;
- 4) телеметрическую систему;
- 5) УБТ;
- 6) диамагнитные УБТ;
- 7) опорно-центрирующие элементы;

В настоящее время наибольшее применение для бурения нашли гидравлические винтовые забойные двигатели-отклонители (ВЗДО).

Геометрические, конструктивные и энергетические параметры ВЗДО должны соответствовать требованиям технологического процесса и сопрягаться с техническими характеристиками устройств, образующих технологический комплекс. Кроме того, ВЗДО должен удовлетворять следующим требованиям:

1. Искривлять ствол скважины по среднему и большому радиусам кривизны.
2. Секции ВЗДО должны вписываться в искривленный ствол скважины без деформации.
3. Проходить по обсадной колонне под собственным весом.
4. Обеспечивать эффективное разрушение горной породы при бурении долотами различного типа.

При выборе диаметра ВЗДО целесообразно придерживаться общепринятых в мировой практике бурения на нефть и газ соотношений диаметров долота (D) и забойного двигателя (d):

- для обычных условий бурения - $d \leq 0.9 \cdot D$;

- для осложненных условий бурения - $d \leq 0.7 \cdot D$;

Последнее соотношение может быть использовано при выборе диаметра ВЗДО для бурения по среднему и малому радиусам кривизны.

Расчетная схема отклоняющей КНБК разработана с учетом указанных выше условий и при следующих допущениях: форма изгиба оси КНБК плоская; ось ствола скважины прямолинейная или дуга окружности; КНБК нагружена продольными и поперечными распределенными и сосредоточенными силами; долото является шарнирной опорой, а остальные опоры - точечными; КНБК включает не более трех опор вместе с долотом; опоры могут быть выполнены в виде центратора, децентратора, искривленного переводника; искривленный переводник может быть выполнен со смещенными осями; долото имеет возможность смещения в радиальном направлении; каждая секция КНБК имеет различную жесткость на изгиб, диаметр и вес единицы длины [83,107].

В программе были произведены расчеты [98] для компоновки, которая включает в себя:

- 1) Долото 295,3 мм;
- 2) ВЗДО 240 мм с углом перекоса 1,5 град;
- 3) 8-КС295,3 МС;
- 4) НУБТ-209 мм +(ЗТС);
- 5) ЯСС 203 мм;
- 6) УБТС2 – 203 мм;
- 7) УБТ 178 мм.

Исходные данные были внесены в таблицу 1.12.

Таблица 1.12 – Исходные данные для расчета отклоняющей КНБК

Величина	Значение
Диаметр долота, мм	295,3
Диаметр ВЗДО, мм	240
Длина первой секции ВЗДО, м	2,5
Длина второй секции ВЗДО, м	5,1
Диаметр УБТ, мм	203
Зенитный угол скважины, град	22
Осевая нагрузка, т	10

В таблице 1.13 приведены радиусы искривления скважины, при которых отклоняющая сила, действующая на долото, будет равна нулю.

В таблице 1.14 приведена зависимость радиуса искривления скважины от смещения долота от оси скважины равным 5, 10, 15, 20, 25, 27 мм, при которых отклоняющая сила на долоте равна нулю.

Таблица 1.13 – Зависимость радиуса искривления и отклоняющей силы на долоте

Радиус 1, м	Радиус 2, м	Сила 1, т	Сила 2, т
300	450	0,267	-0,089
350	420	0,115	-0,038
380	410	0,042	-0,019
390	400	0,021	0

Таблица 1.14 – Зависимость радиуса искривления скважины и смещения долота от оси скважины

Уширение ствола скважины, м	Радиус скважины, м
0	400
5	326
10	275
15	235
20	209
25	187
27	179

На основании данных, приведённых в таблице, строим графики (рисунок 1.32, 1.33) зависимости радиуса искривления скважины и интенсивности искривления скважины от смещения долота от оси скважин, из которого видно, что отклонения долота от оси скважины приводит к уменьшению радиуса искривления и к увеличению интенсивности искривления.

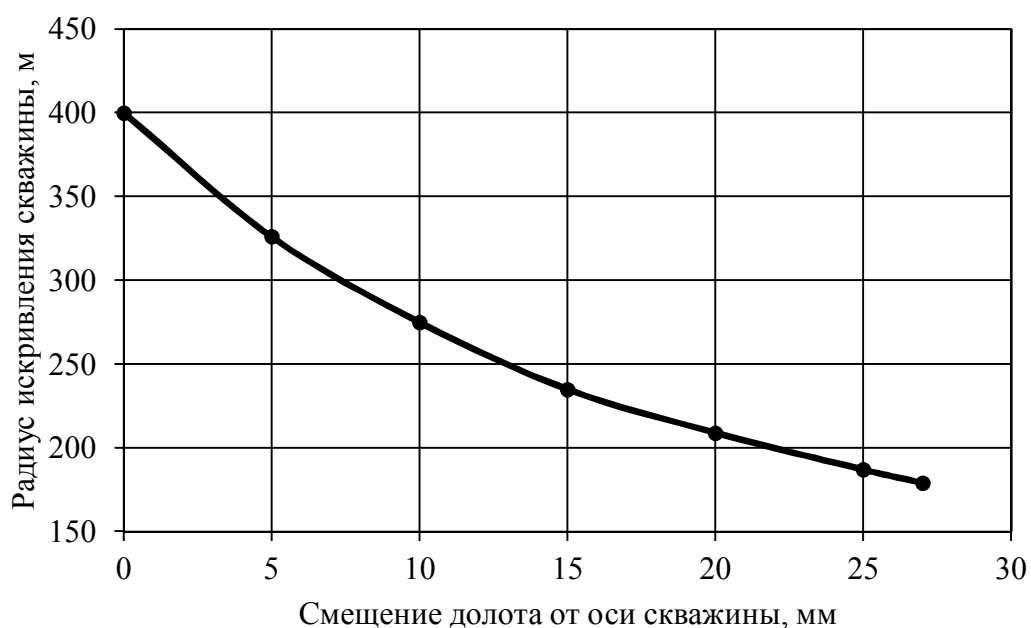


Рисунок 1.32 – Зависимость радиуса искривления и смещения долота от оси скважины

Так же был найдена зависимость изменения радиуса искривления и интенсивности искривления скважины от изменения люфта шпindelной секции ВЗДО, приведенная в таблице 1.15 и на графиках (рисунок 1.34 – 3.35).

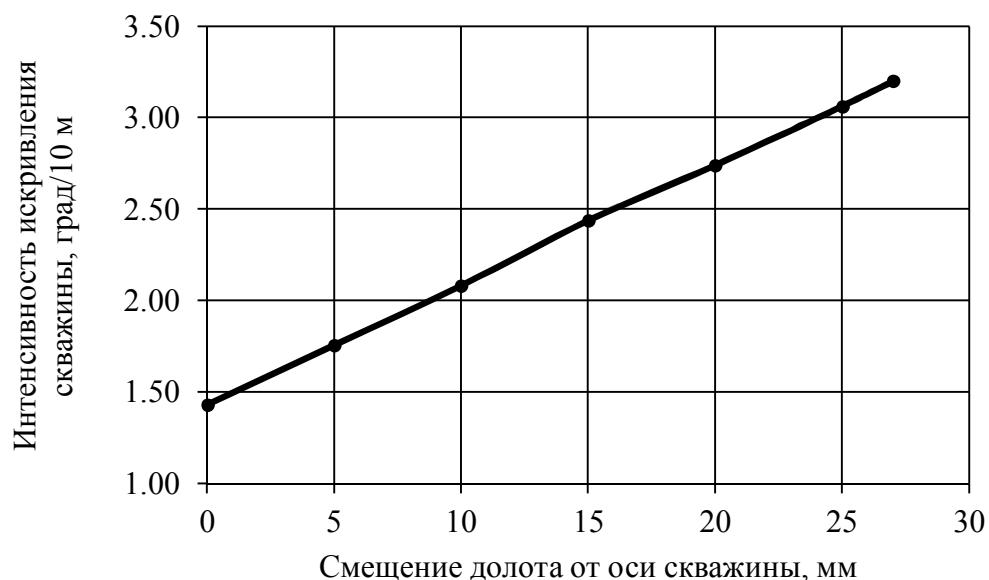


Рисунок 1.33 – Зависимость интенсивности искривления скважины и смещения долота от оси скважины

Таблица 1.15 – Зависимость изменения радиуса искривления и интенсивности от изменения люфта шпindelной секции ВЗДО

Люфт шпindelной секции ВЗДО.	Радиус искривления скважины.	Интенсивность искривления скважины.
0	400	1,43
1	383	1,5
2	367	1,56
3	352	1,63
4	338	1,7
5	326	1,76

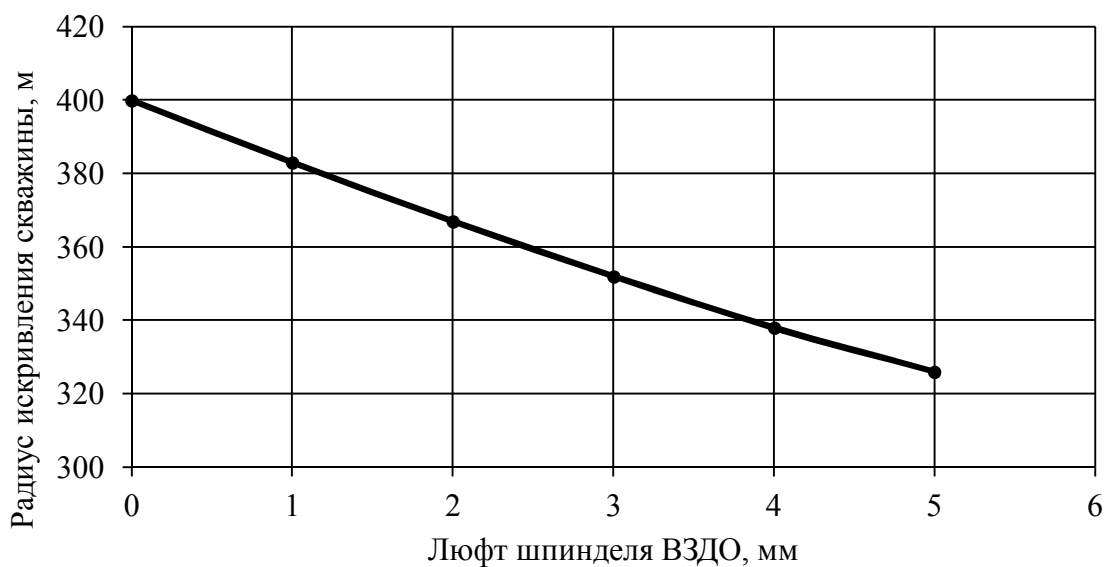


Рисунок 1.34 – График зависимости радиуса искривления скважины от люфта шпindelной секции ВЗДО

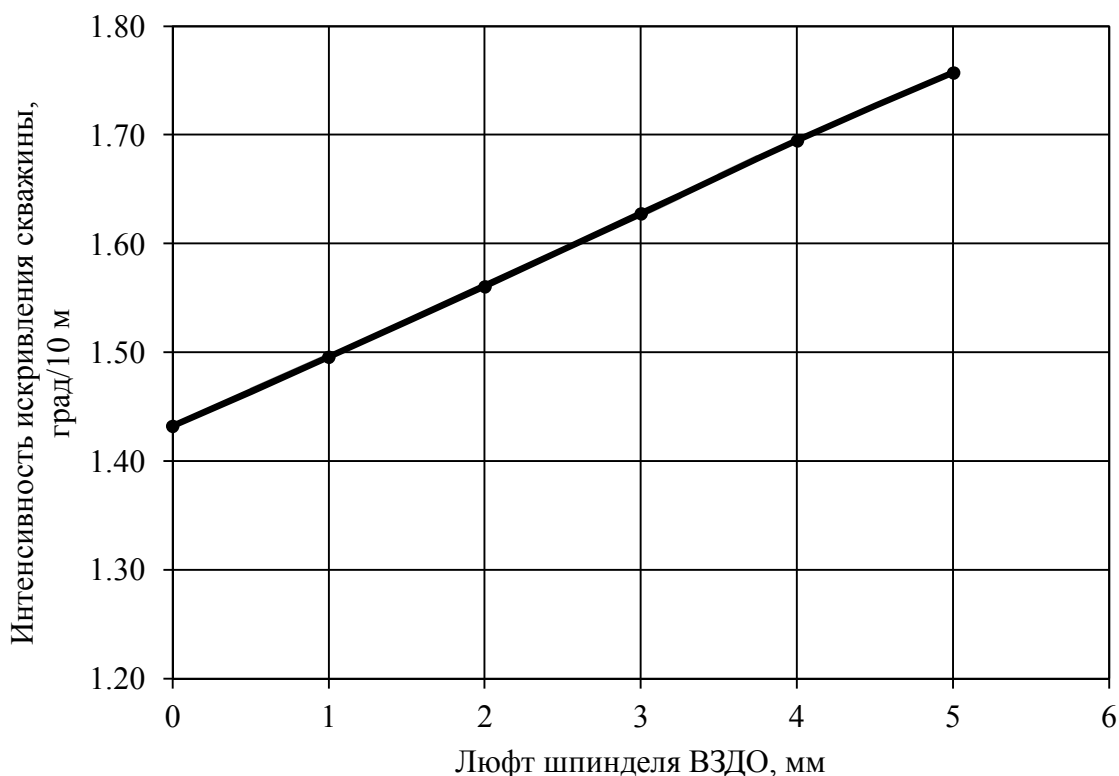


Рисунок 1.35 – График зависимости интенсивности искривления скважины от люфта шпиндельной секции ВЗДО

Учитывая актуальность проблемы обеспечения проектной траектории скважины на основании анализа теоретических разработок в области проводки наклонно направленных скважин, а также их практической реализации, целью работы является разработка технико-технологические решений по обеспечению проектной траектории наклонно направленных скважин.

Для достижения поставленной цели в работе решаются следующие задачи:

- 1) Анализ теории и практики проводки наклонно направленных скважин, в том числе участка стабилизации с применением винтовых забойных двигателей-отклонителей;
- 2) Методическое обоснование применения нейросетевой технологии для факторного анализа по обеспечению проектной траектории скважины;
- 3) Разработка технико-технологических рекомендаций по обеспечению проектной траектории наклонно направленных скважин на участке стабилизации с применением нейросети;
- 4) Исследование и оптимизация компоновок нижней части бурильной колонны для обеспечения проектных параметров траектории.

2 МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ НЕЙРОСЕТЕВОЙ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ФАКТОРНОГО АНАЛИЗА ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПРОЕКТНОЙ ТРАЕКТОРИИ СКВАЖИНЫ

2.1 Основные принципы многофакторного анализа в математической статистике

Главной функцией множественной регрессии (многофакторного анализа) является анализ связей между несколькими независимыми переменными (которые называются регрессоры или предикторы) и зависимой переменной.

В случае, когда имеем одну зависимую и одну независимую переменную – двумерная корреляция, это можно увидеть на диаграмме рассеяния. Тогда используются стандартные процедуры по выбору вида функции, которая связывает эти переменные и оценка степени связи, которая чаще всего сводится к выводу уравнения регрессии с применением метода наименьших квадратов.

В многомерном случае, когда располагаем несколькими независимыми переменными, линия регрессии не может быть представлена в двумерной плоскости, однако её всё же возможно оценить.

Регрессионный анализ – наиболее распространённый метод многомерного статистического анализа. При «множественной регрессии» и «многофакторном анализе» исследуется зависимость одного результирующего признака от последовательности независимых признаков. Признаки разделяются на результирующий и факторные в процессе исследования на основе представлений об анализируемом процессе. Каждый из признаков должен быть количественным. Возможно использование признаков, принимающих лишь два значения, например 0 и 1.

Для правильного пользования регрессионным анализом требуется выполнить некоторые условия. Факторные признаки должны быть некоррелированы, то есть необходимо отсутствие мультиколлинеарности. Признаки должны быть точно измерены, в измерениях не должно быть автокорреляции. Говоря другими словами значения признаков у одного из объектов должны не зависеть от значений признаков у других объектов. Результирующий признак должен иметь постоянную дисперсию.

Основные показатели рассеяния признаков: дисперсия D , среднеквадратическое отклонение σ и коэффициент вариации V , формулы для определения которых приведены ниже.

$$D = \sum_{j=1}^n (x^j - \bar{x})^2; \quad \sigma = \sqrt{D}; \quad V = \frac{\sigma}{\bar{x}} \times 100\%; \quad \bar{X} = \sum_{j=1}^n x^j / n, \quad (2.1)$$

где n - число объектов;

x_j - значение признака X для j -го объекта;

\bar{X} - среднее значение признака X .

Чем выше степень разброса значения признака X , тем больше значение дисперсии D , среднеквадратического отклонения σ и коэффициента вариации V .

Коэффициент вариации V – выражается в процентах. Это означает, что его величина сопоставима для признаков разной природы. Для признаков, которые распределяются близко к нормальному закону, отсутствие корреляции влечет независимость. При анализе связей таких признаков возможно корректно вычислить характеристики выборки, найти доверительные интервалы. Статистически надежными параметры уравнения множественной регрессии являются в том случае, когда число объектов превышает число признаков в несколько раз. Изучаемая совокупность должна быть качественно однородной. При соблюдении данных условий обеспечивается корректность построенной модели множественной регрессии.

При выборе формы зависимости регрессионных моделей (линейная или нелинейная) необходимо основываться на качественном, теоретическом и логическом анализе изучаемых явлений.

Чаще всего ограничиваются линейной регрессией (2.2):

$$Y = a + b_1 x_1 + b_2 x_2 + \dots + b_m x_m + \varepsilon, \quad (2.2)$$

где Y - результирующий признак;

x_1, x_2, \dots, x_m - факторные признаки;

b_1, b_2, \dots, b_m - коэффициенты регрессии;

a - свободный член уравнения;

ε - "ошибка" модели.

Уравнение (2.2) является линейным по коэффициентам b_j и в общем случае нелинейным по признакам X_j , где $j=1,2,\dots,m$. Во множестве случаев в регрессионной модели (2.2) признаки берутся в первоначальном виде, то есть уравнение (2.2) получается линейным и по признакам X_1, \dots, X_m . В общем случае в уравнении (2.2) вместо X_j могут стоять X_j^2 , $\log X_j$ и так далее, то есть используются нелинейные преобразования исходных признаков. В таком случае регрессионную модель (уравнение 2.2) необходимо называть нелинейная регрессия.

Коэффициент регрессии b_j определяются таким образом, чтобы "ошибка" модели ε , характеризующая степень приближения значений результирующего признака Y была минимальна. Это получается при использовании метода наименьших квадратов.

Когда уравнения множественной регрессии (2.2) построены, то в вариации результирующего признака Y выделяются две части: объясненная при помощи регрессионной модели, то есть определенная преобразованиями факторных признаков, и остаточную, необъясненную часть.

При увеличении части вариации признака V , объясняющего уравнение регрессии, более точно по значениям факторных признаков можно восстановить значение результирующего, и, тем более близка связь между ними. Мерой тесноты такой связи является отношение дисперсии признака Y , объясненного регрессионной моделью, к общей дисперсии Y :

$$R_{Y/X_1, \dots, X_m}^2 = \frac{\text{объясненная дисперсия}}{\text{полная дисперсия } Y} = 1 - \frac{\text{остаточная дисперсия}}{\text{полная дисперсия } Y}. \quad (2.3)$$

Величину R^2 называют коэффициентом множественной корреляции, с её помощью определяется теснота связи результирующего признака Y с факторными признаками. При парной регрессии R^2 схоже с обычным коэффициентом парной корреляции $r_{x,y}$. Необходимо отметить, что коэффициент корреляции $r_{x,y}$ - является мерой тесноты линейной связи между X и Y . Значения $r_{x,y}$ располагаются в пределах $[-1; +1]$; чем ближе $r_{x,y}$ к 1, тем связь более близка к функциональной. При $r_{x,y}$, близком к нулю, взаимосвязь признаков отсутствует. Чем ближе R^2 к единице, тем уравнение регрессии (2.3) более точно представляет эмпирические данные.

Коэффициент b_j даёт представление о среднем изменении результирующего признака Y с увеличением соответствующего фактора X_j на единицу его размерности при постоянных значениях других факторов, которые входят в уравнение регрессии. Оценивается "чистое" влияние каждого фактора на итоговый результат. Коэффициенты регрессии b_j несравнимы друг с другом, так как зависят от единиц измерения факторов X_j .

Чтобы коэффициенты были сопоставимы, признаки выражают в нормализованном виде:

$$Y' = (Y - \bar{Y})/\sigma_Y; X'_j = (X_j - \bar{X})/\sigma_{x_j}, \quad (2.4)$$

где Y' и X'_j – среднее значение признаков Y и X_j ;

σ_Y и σ_{x_j} – среднее квадратичное отклонение признаков Y и X_j .

Стандартизованным уравнением регрессии называют уравнение множественной регрессии, которое построено с применением стандартизованных признаков.

Коэффициенты регрессии называют стандартизованными или β -коэффициентами. Между коэффициентами B_j и β_j наблюдается связь:

$$B_j = \beta_j \sigma_Y / \sigma_{x_j}. \quad (2.5)$$

Коэффициент регрессии β_i демонстрирует, на какое количество средних квадратичных отклонений σ_Y изменится Y с увеличением X_j на одно среднеквадратичское отклонение, при фиксировании остальных факторы, входящие в уравнение регрессии.

Сопоставление весомости факторов возможно провести по величине β - коэффициентов или по их "значимости" в объясненную дисперсию.

При определении значимости коэффициентов регрессии β_j применяется критерий Стьюдента. Для определения значимости коэффициента множественной корреляции R используют критерий Фишера. Он даёт возможность оценить достоверность и выдерживание условий, удовлетворяющих исходной информации в уравнении множественной регрессии. Данный подход используют для оценки устойчивости параметров регрессионной модели и ее адекватности фактическим данным.

Модель множественной регрессии даёт возможность оценить значимость каждого отдельного фактора при отсутствии мультиколлинеарности а так же оценить степень его воздействия на общий итог. Коэффициент множественной корреляции R позволяет оценить веса учтенных факторов и дать оценку веса неучтенных факторов. Учёт неучтенных факторов является существенным преимуществом моделей множественной регрессии.

2.2 Факторный анализ при использовании нейросетевых технологий

2.2.1 Принципы организации и характеристики нейросетей

Нейронные сети нашли применение в самых разных областях - везде, где необходимо решить задачу классификации, прогнозирования или управления. И всё это благодаря их возможностям. Нейросети - мощный метод моделирования, который позволяет воспроизвести сколь угодно сложные зависимости. До недавнего времени основным методом являлось линейное моделирование, На протяжении долгого времени во многих областях основным методом моделирования являлось линейное моделирование. Это являлось следствием того что для него были хорошо разработаны процесс оптимизации. Но линейная аппроксимация зачастую не оптимальна. Нейронные сети имеют дело с нормализованными параметрами, что даёт возможность уйти от проблем с размерностью, которые возникают в матстатистике при использовании множества переменных.

Вторым преимуществом нейросетей можно назвать простоту применения. Нейросети обучаются на примерах, по собранным данным активируется алгоритм

обучения, который воспринимает их структуру автоматически. От исследователя необходим набор знаний, как нужно отбирать и подготавливать данные, подбирать необходимую архитектуру сети и интерпретировать результаты, но уровень этих умений, гораздо ниже, чем при использовании традиционных методов матстатистики.

Искусственные нейронные сети впервые возникли при моделировании человеческого мозга с помощью кибернетических идей. Подход основан на идее построения вычислительного устройства с большим числом параллельно работающих простых элементов, которые называются нейроны. Они функционируют самостоятельно друг от друга и связаны друг с другом однонаправленными каналами передачи данных – синапсами (приняты нейробиологические термины и абстракция).

Характеристиками нейронных сетей являются: тип и число используемых нейронов, топология соединения, которая включает число слоев нейронов и набор алгоритмов обучения. У нейросети, как и у ее биологического аналога, есть следующие преимущества:

1) эффективная параллельно-последовательная обработка данных, максимальный потенциальный параллелизм и высокоэффективное применение параллельной вычислительной архитектуры по отношению к другим вычислительным технологиям;

2) надежность и стабильность к отказам различных элементов, которые составляют нейросеть;

3) процесс обучения нейросети употребляется вместо программирования. Под обучением имеется ввиду адаптация нейросети для достижения минимума какого либо критерия.

В нейронной сети можно выделить группу входов и группу выходов. Входы используются для приема данных. После этого сеть пропускает эту информацию через себя. После преобразования данных при помощи процессорных элементов, генерирует выходные сигналы.

Нейронная сеть - совокупность нейронов, соединенных друг с другом и с внешней средой при помощи связей, которые определяются весовыми коэффициентами. В зависимости от назначения, выделяются три типа нейронов:

1) входные – на которые подается вектор, кодирующий входное влияние или образ внешней среды. В них чаще всего не происходит вычислительных процедур, а данные передаются с входа на выход путем преобразования их активации;

2) выходные – значения, которые показывают выходы нейросети;

3) промежуточные – которые составляют основу нейросетей. В них происходят

преобразования.

Искусственный нейрон принимает исходные данные через некоторое количество входных каналов. Сигнал проходит через связь, обладающую определенной интенсивностью или весом. Эта интенсивность аналогична синаптической активности биологического нейрона. С каждым нейроном согласованно некоторое пороговое значение.

Величина активации нейрона рассчитывается следующим образом: находится взвешенная сумма входов и из нее вычитается пороговое значение. Величину активации ещё называют пост-синаптическим потенциалом нейрона – PSP. Выходной сигнал нейрона образуется после обработки активационной функцией.

У функции активации ступенчатый вид. То есть если вход отрицательный – выход нейрона равняется нулю. Если вход нулевой или положительный – выход равен единице. Нейрон работает, как и биологический. Вычесть пороговое значение из взвешенной суммы и сравнить с нулем – то же самое, что сравнивать взвешенную сумму с пороговым значением.

Входы служат для соединения нейронов друг с другом. На них поступают значения из внешнего мира. Выходы – прогнозы или управляющие сигналы. В сети могут присутствовать так же промежуточные нейроны, выполняющие внутренние функции. Входные, скрытые и выходные нейроны связаны друг с другом.

2.2.2 Базовая модель искусственного нейрона

Искусственный нейрон воспроизводит свойства биологического. На вход нейрона поступает некоторые сигналы, являющихся выходами других нейронов. Входы умножаются на соответствующий вес, равный силе синаптической связи, и их произведения складываются, показывая уровень активации нейрона.

На рисунке 2.1 представлена схема, показывающая принцип работы искусственного нейрона.

Входные сигналы, обозначенные $x_1, x_2, x_3 \dots x_n$, направляются на вход искусственного нейрона. Эти сигналы (X), соответствуют сигналам, поступающим в синапсы биологического нейрона. Сигналы умножаются на соответствующий им вес $w_1, w_2, w_3 \dots w_n$, и переходят на суммирующий блок (CUM).

Вес каждого нейрона соответствует "силе" одной синаптической связи. Множество весов обозначаются вектором W . Суммирующий блок суммирует взвешенные входы и создает выход (NET).

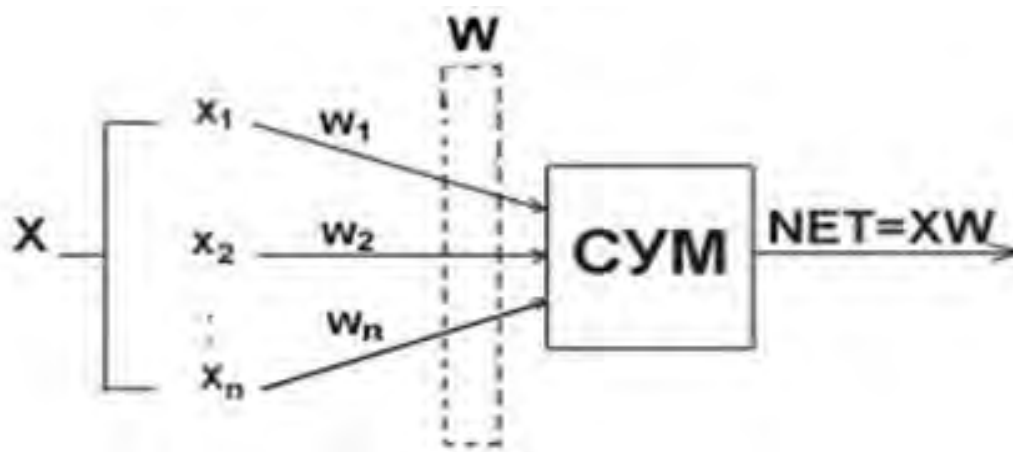


Рисунок 2.1 – Схема искусственного нейрона

Сигнал NET обычно преобразуется активационной функцией (F) и выводит выходной сигнал OUT (рисунок 2.2).

Передаточная функция для элементов сети подбирается таким образом, чтобы входной аргумент принял произвольную величину, а выходные значения располагались в определенном диапазоне. Когда элемент становится зависим только от входных значений, лежащих в определённой области, наступает эффект насыщения, хотя входные значения могут быть различны.

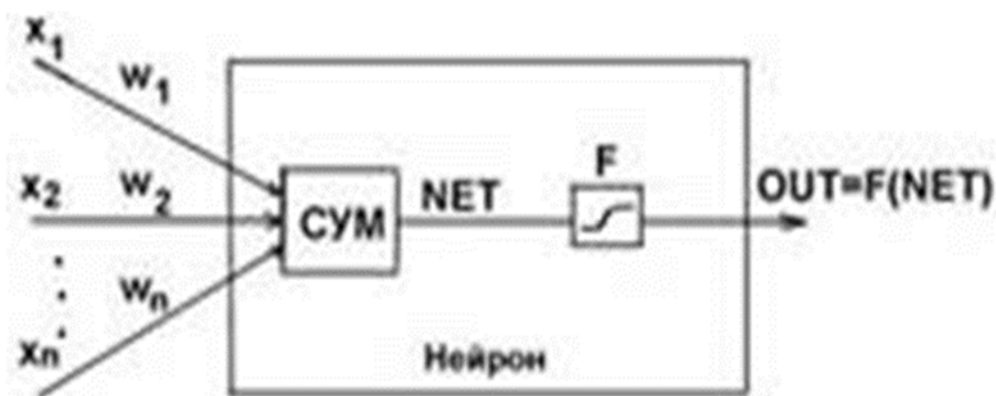


Рисунок 2.2 – Схема нейрона с активационной функцией

Блок F называется сжимающей функцией в том случае, если он сужает диапазон изменения величины NET таким образом, что при различных значениях NET значения OUT лежат в некотором конечном интервале.

На рисунке 2.3 представлена одна из самых распространенных передаточных функций – логистическая функция (или сигмоидная).

В случае сигмоидной функции выходные значения всегда располагаются в интервале $(0; 1)$, а область чувствительности входов немногим больше интервала $(-1; +1)$. Функция является гладкой, а ее производная легко вычисляется, что важно

для работы алгоритма обучения. В этом и есть причина, что ступенчатая функция для этих целей используется редко.

Логистическая функция выражается формулой (2.6):

(2.6)

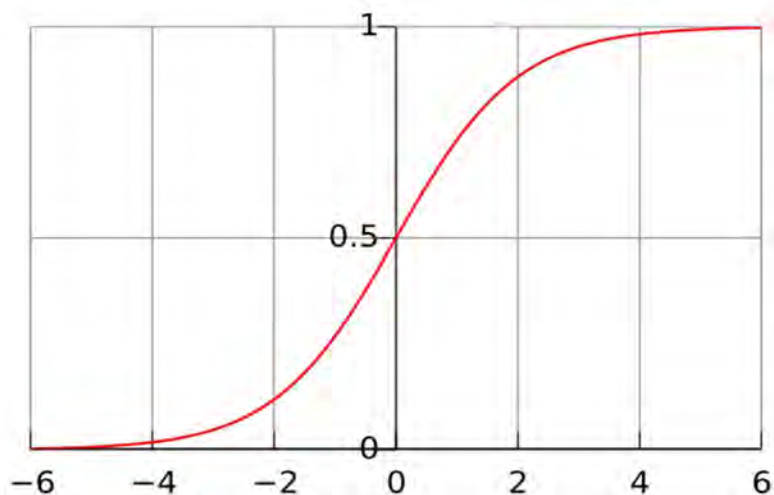


Рисунок 2.3 – Логистическая функция

Отсюда следует, OUT . Активационную функцию возможно принять нелинейной усилительной характеристикой искусственного нейрона, по аналогии с электронными системами. Коэффициент усиления равен отношению приращения значения OUT к вызвавшему его небольшие приращения величины NET . Он определяется наклоном кривой при определенном уровне возбуждения и варьируется от минимальных значений при высоких отрицательных возбуждениях (кривая почти горизонтальна) до максимальных значений при нулевом возбуждении и повторно уменьшается, когда возбуждение становится большим положительным.

Такая нелинейная характеристика позволяет решить задачу шумового насыщения. Слабым сигналам необходимо большее усиление чтобы произвести возможный к применению выходной сигнал. Усилительные каскады с большими коэффициентами усиления могут привести к насыщению выхода шумами усилителей (случайными флуктуациями). Мощные входные сигналы приведут к насыщению усилительных каскадов, исключив вероятность полезного использования выхода.

Центральная область логистической функции, которая имеет высокий коэффициент усиления, позволяет решить вопрос обработки слабых сигналов, в то время как в области с падающим усилением на положительном и отрицательном концах подходят для больших возбуждений. Иными словами, нейрон функционирует с большим усилением в большом диапазоне входных сигналов.

2.2.3 Применение нейронных сетей для задач факторного анализа и прогнозирования

Обучаемые нейросети применяются для решения задач, связанных с прогнозированием и классификацией [10]. Задачи прогнозирования представляют собой построение регрессионной связи выходных данных от входных. Нейронные сети позволяют эффективно воспроизводить также нелинейные регрессионные зависимости.

Нейронная сеть позволяет одновременно прогнозировать несколько чисел, либо параллельно производить прогнозирование и классификацию.

Весам синапсов сети чаще всего необходимо располагаться в некотором диапазоне значений. Зачастую применяемые нелинейные функции нейронов также в большинстве случаев выдают значения из некоторого диапазона. В этом случае входные сигналы невозможно подать сети в требуемом диапазоне значений и получить от сети выходные сигналы в необходимом диапазоне. До подачи в сеть входные сигналы нужно привести к нормализованным величинам, например, в диапазон $[-1,1]$ или $[0,1]$.

Зачастую нормировку принято выполнить общепринятым способом, то есть каждый компонент входного вектора данных x_i заменяется значением:

$$x_i = \frac{x_i - (\max x_i + \min x_i) / 2}{(\max x_i - \min x_i) / 2}, \quad (2.7)$$

где $\max x_i$ и $\min x_i$ – соответственно максимальное и минимальное значение для данного компонента, найденное по всей обучающей выборке. По формуле (2.7) производится перерасчёт и элементов выходных векторов.

Нормированные компоненты необходимо привести к бинарному виду с использованием следующего алгоритма превращения входных данных к 0 или 1. Должна быть вычислена величина ускорения a_i для элементов обучающей выборки при $i = 1, \dots, n$:

$$a_i = y_i - y_{i-1}, \quad (2.8)$$

где y_i – прирост величины элементов обучающей выборки.

Найденные значения a_i размещают в порядке убывания. Это дает возможности найти пороговую величину a^* , при которой количество интервалов N_0 с ускорением $a_i < a^*$ отличается от числа интервалов N_1 , где $a_i \geq a^*$ не больше чем на 1 для нечетного $n = N_0 + N_1$:

$$a^*: |N_0 - N_1| \leq 1, \quad (2.9)$$

для четного n :

$$a^*: |N_0 - N_1| = 0, \quad (2.10)$$

Есть другие способы превращения, например, пересчитать выборку таким образом, чтобы разброс значений стал единичным. Выбор алгоритма нормирования значений связан с условиями конкретной задачи.

Нейросети способны обучаться. При обучении сеть программируется таким образом, что для некоторых входов давать желаемое (или, по крайней мере, сопоставимое с ним) количество выходов. Входное и выходное множества рассматриваются в виде вектора. Обучение происходит следующим образом: последовательно предъявляются входные векторы и происходит подстройка весов согласно определенной процедуры. В процессе обучения веса сети постепенно приходят к такому виду, чтобы каждый входной вектор выдавал выходной.

Различают различные алгоритмы обучения нейросети: с учителем и без учителя. В процессе обучения с учителем предусматривается, что для каждого входного вектора будет существовать целевой вектор, который представляет собой необходимый выход. Представляется выходной вектор, рассчитывается выход сети и сопоставляется с соответствующим целевым вектором.

Определенная разность (ошибка) с помощью обратной связи передается в сеть и веса синапсов пересчитываются в соответствии с алгоритмом, который стремится минимизировать ошибку. Исходные векторы обучающего множества представляются последовательно, вычисляется ошибка, после чего вес налаживается для каждого вектора до тех пор, пока ошибка по всему обучающему массиву не дойдет до нужного уровня.

В данной ситуации обучающее множество включает лишь входные векторы. Алгоритм адаптирует веса сети таким образом, чтобы получить согласованные выходные векторы, т.е. чтобы предъявление близких входных векторов представляло одинаковые выходы. Другими словами, процесс обучения выявляет статистические параметры обучающего множества и объединяет схожие векторы в классы. Подача на вход вектора из выбранного класса предоставит определенный выходной вектор. До окончания обучения невозможно предугадать, какой будет произведен выход выбранным классом входных векторов. Таким образом, выходы подобной сети должны превращаться в некоторую принятую форму, продиктованную процессом обучения.

Если сеть имеет лишь один слой, алгоритм ее обучения с учителем прост, так как правильные выходные состояния нейронов одного слоя заранее известны, и подстройка синаптических связей происходит в направлении, минимизирующем

ошибку на выходе сети.

При работе с многослойными сетями ситуация более сложная: приемлемые выходные значения нейронов всех слоев, кроме последнего, чаще всего, неизвестны, и двух- или более слойный персептрон нет возможности обучить, располагая лишь величинами ошибок на выходах сети.

Одним из вероятных методов решения этой задачи является разработка наборов выходных сигналов, которые соответствуют входным, для каждого из слоёв нейронной сети. Но это является достаточно трудоемкой задачей и не всегда воплотимо. Второй выход – динамическая подстройка весовых коэффициентов синапсов. В процессе подстройки определяются, чаще всего, самые слабые связи и изменяются на малую величину, в какую либо сторону, а сохраняются только те изменения, которые повлекли уменьшение ошибки на выходе всей сети.

Вероятно, данный метод, требует большого количества вычислений.

И третий, наиболее реализуемый метод – распространение сигналов ошибки от выходов нейронной сети к ее входам, в направлении, обратном прямому распространению сигналов в обычном режиме работы. Такая последовательность обучения нейросети получила имя процедуры обратного распространения и часто используется в программах – нейросимуляторах.

Математически процесс обучения нейросети возможно охарактеризовать следующим образом. При функционировании нейронная сеть создаёт выходной сигнал Y , исполняя некоторую функцию $Y = G(X)$.

В случае, когда архитектура сети задается, вид функции G распознается значениями синаптических весов.

Обучение заключается в нахождении переменной G , близкой к F , разность между которыми высчитывается в виде функции ошибки E (рисунок 2.5).

Предположим решением задачи является функция $Y = F(X)$, которая задана параметрами входных-выходных данных $(X^1, Y^1), (X^2, Y^2), \dots, (X^N, Y^N)$, для которых $Y^k = F(X^k)$, $(k = 1, 2, \dots, N)$.

При выборе множества обучающих примеров – пар (X^k, Y^k) (где $k = 1, 2, \dots, N$) и способа определения функции ошибки E , обучение нейронной сети переходит в задачу многомерной оптимизации. Так как функция E может быть определена в произвольном виде, обучение в общем случае – многоэкстремальная задача.

Для решения поставленной задачи возможно использование различных итерационных алгоритмов.

Соответственно методу наименьших квадратов, минимизируемой целевой функцией ошибки нейронных сетей равняется значение:

$$(2.11)$$

где x_j – действительное выходное состояние нейрона j выходного слоя N нейросети при попадании на ее входы p -го образа;
 d_{jp} – идеальное выходное состояние этого нейрона.

Сумма находится для всех нейронов выходного слоя и всех обрабатываемых сетью образов. Минимум функции ошибки находится методикой градиентного спуска. Это предполагает подстройку весовых коэффициентов в виде:

$$(2.12)$$

где w_{ij} – весовой коэффициент синаптической связи, соединяющей i -ый нейрон слоя $n-1$ с j -ым нейроном слоя n ;

η – коэффициент скорости обучения, $0 < \eta < 1$.

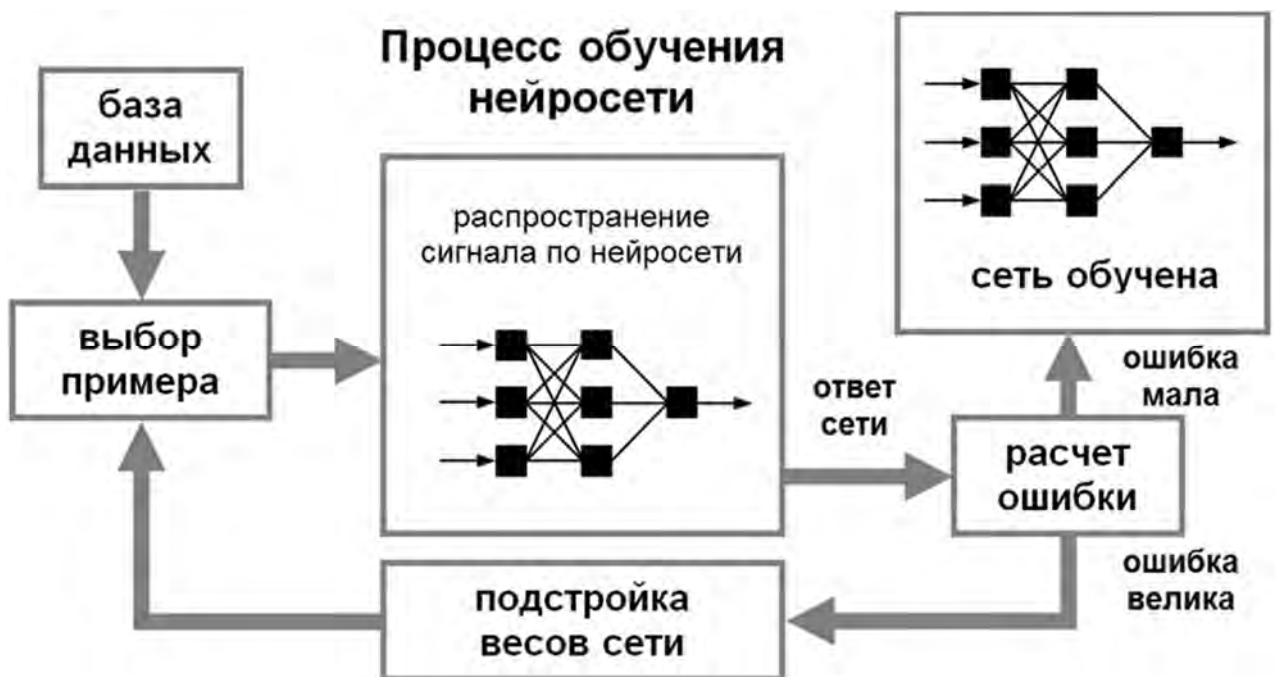


Рисунок 2.5 Схема обучения нейронной сети

Для выходного слоя:

$$(2.13)$$

Далее возможно представить (2.12) в развернутом виде:

$$\Delta w_{ij}^{(n)} = -\eta \cdot \delta_i^{(n)} \cdot y_i^{(n-1)}, \quad (2.14)$$

Производная функции ошибки пополняется значимостью изменения веса на предыдущей итерации для сообщения процессу коррекции весов некой инерционности, сглаживающей резкие скачки при передвижении по поверхности целевой функции:

$$\Delta w_{ij}^{(n)}(t) = -\eta \cdot (\mu \cdot \Delta w_{ij}^{(n)}(t-1) + (1-\mu) \cdot \delta_i^{(n)} \cdot y_i^{(n-1)}), \quad (2.15)$$

где μ – коэффициент инерционности;

t – номер данной итерации.

Полностью алгоритм обучения нейронных сетей при помощи процедуры обратного распространения происходит следующим образом:

1. Подается на входы сети один из допустимых образов и в процессе обычного функционирования нейронных сетей, когда сигналы проходят от входов к выходам, рассчитываются величины последних (2.16).

$$s_j^{(n)} = \sum_{i=0}^M y_i^{(n-1)} \cdot w_{ij}^{(n)}, \quad (2.16)$$

где M – количество нейронов слоя $n-1$ с учетом нейрона с постоянным выходным состоянием +1, задающего смещение;

$y_i^{(n-1)} = x_{ij}^{(n)-1}$ – i -ый вход нейрона j слоя n .

$$y_j^{(n)} = f(s_j^{(n)}), \quad (2.17)$$

где $f(s_i^{(n)})$ – сигмоид.

$$y_q^{(0)} = I_q, \quad (2.18)$$

где I_q – q -ая компонента вектора входного образа.

2. Рассчитывается $\delta^{(N)}$ для выходного слоя (2.13).

Рассчитывается по формуле (2.14) или (2.15) изменение весов $\Delta w^{(N)}$ слоя N .

3. Рассчитывается по формуле (2.14) или (2.15) соответственно $\Delta w_{ij}^{(n)}$ для всех остальных слоев, $n = N-1, \dots, 1$.

4. Корректируются все веса нейронной сети.

$$w_{ij}^{(n)}(t) = w_{ij}^{(n)}(t-1) + \Delta w_{ij}^{(n)}(t). \quad (2.19)$$

5. В случае когда ошибка сети значительна, переходят на шаг 1. В другом случае – процедура обучения заканчивается.

Чтобы верно определять все примеры обучающей выборки нейросети необходимо быть гибкой, поэтому в ней должно быть нужное число нейронов и связей. На первоначальном этапе работы достаточно сложно понять, какое количество слоев и нейронов нужно сети. Чаще всего обучают сеть со специальной структурой, встроенной в нейросеть, программой – нейросимулятором, а далее, если у сети не получилось обучиться, пытаются обучить сеть большего размера. Обычно не возникает ситуаций, когда необходима нейросеть с большим числом нейронов – чаще достаточно нескольких десятков нейронов и даже меньше.

В случае присутствия в обучающей выборке задач с одинаковыми входными векторами данных, но разными выходными, обучающая выборка может определяться как противоречивая. Таким задачам нейронная сеть не может обучиться. Появление таких конфликтных примеров может значить недостаточность набора входных признаков. При расширении признакового пространства конфликтным примерам могут соответствовать различные значения добавляемого признака и критическая ситуация будет улажена. Исследователю возможно решить эту задачу даже простым исключением конфликтных примеров из выборки.

По окончании обучения нейронной сети на тестовой выборке для понятия точности решения не входивших в обучающую выборку данных, нужно её протестировать. Точность решения сильно зависит от представительности обучающей выборки. При решении некоторых неформализованных задач в различных проблемных областях точность правильных прогнозов на тестовой выборке 70-90%, что отвечает доле правильных ответов при решении данных задач специалистом.

При использовании нейронных сетей есть возможность упростить их, то есть уменьшить число параметров сети и входных сигналов. При этом преследуются следующие цели:

- 1) упрощается последующая аппаратная реализация нейронной сети;
- 2) сокращается объем используемой памяти и повышается быстродействие программ–нейросимуляторов;
- 3) удешевляется процесс сбора исходных данных ввиду сокращения их объема;
- 4) появляется возможность решения задач при меньшем объеме входных данных.

Упрощение нейронной сети происходит при последовательном исключении из сети менее значимого элемента и дальнейшего обучения сети. Если после шага упрощения невозможно доучивание сети до необходимой точности, то необходимо

вернуться к сети, полученной на предыдущем этапе, и завершить упрощение.

Нейронные сети дают возможность определить весовую значимость параметров и входных сигналов сети. Алгоритм определения значимости следующий.

У нейросети есть набор n -мерных векторов данных x_i ($i=1, \dots, N$) с координатами x_{ji} , ($j=1, \dots, n$), m -мерный вектор параметров a с координатами a_k ($k=1, \dots, M$), и некоторая функция оценки $H(x, a)$, оценивающая работу сети с параметрами a на векторе данных x . Необходимо определить у сети менее важные параметры a_k и сигналы x_j и преобразовать сеть, выбросив эти величины и компоненты данных.

У каждого a_k определяется значение a_{k0} и сокращение a_k значит равенство $a_k = a_{k0}$. Таким же образом для каждого компонента x_j и любого примера x_i определяется x_{j0} и отбрасывается j -ая компонента данных. Для i -го примера это значит $x_j = x_{ji0}$.

Данная процедура дает большую свободу в доопределении процесса сокращения описания. Простейшим базовым вариантом примем $a_{k0} = 0$ и для всех i (параметры обращаются в ноль, данные заменяются средними по выборке). С данными, приведёнными к нормальным значениям, например, в диапазон $[-1, 1]$, в качестве x_{ji0} , соответственно, принимается ноль.

Показатели значимости определяются в два этапа: вычисляются для одного примера, затем – по всей выборке. Для приведённого x^p значения a_k и x_j выражаются:

$$\chi(a_k | x^p) = \left| \frac{\partial H(x^p, a)}{\partial a_k} (a_k - a_k^0) \right|; \quad (2.20)$$

$$\chi(x_j | x^p) = \left| \frac{\partial H(x^p, a)}{\partial x_j} (x_j^p - x_j^{p0}) \right|; \quad (2.21)$$

где χ – рассчитанные в линейном приближении абсолютные величины переменной H при сокращении описания, частные производные подсчитываются при двойственном функционировании.

Значимость функции оценки должна быть ненулевой. Оценка происходит с использованием нормы, например, с использованием нормы в виде суммы модулей:

$$\chi(a_k) = \sum_p \chi(a_k | x^p); \quad \chi(x_j) = \sum_p \chi(x_j | x^p); \quad (2.22)$$

либо их максимума:

$$\chi(a_k) = \max \chi(a_k | x^p); \quad \chi(x_j) = \max \chi(x_j | x^p). \quad (2.23)$$

При работе с системой, параметры которой изменяются в ходе обучения, к периоду определения решения о значимости возможно будет накоплена информация о частных производных H в разных точках $a = a_1, \dots, a_q$. В этом случае показатели весомости для каждого вектора данных вычисляются:

$$\chi(a_k|x^p) = \frac{1}{q} \sum_{s=1}^q \left| \frac{\partial H(x^p, a^s)}{\partial a_k} \right| \cdot |a_k - a_k^0|; \quad (2.24)$$

$$\chi(x_j|x^p) = \frac{1}{q} \sum_{s=1}^q \left| \frac{\partial H(x^p, a^s)}{\partial x_j} \right| \cdot |x_j^p - x_j^{p0}|. \quad (2.25)$$

Абсолютные значения производных приводятся к средним значениям, а приращения выбираются в точке, в которой будет проведена процедура сокращения. Затем для выборки показатели значимости приводятся к средним значениям в одной из норм.

Применение вычисленных таким образом значений значимости зачастую позволяют весьма сократить число входных сигналов сети (остается лишь минимально необходимый для верного решения набор признаков) и элементов сети.

2.2.4 Применение нейросетевых технологий при строительстве скважин

Текущая степень развития производства требует от инженера навыков и умений, которые позволят спрогнозировать итог операций, прибегая к данным промышленных или лабораторных экспериментов. Выстраивание регрессионной модели технологического процесса – привычная инженерная задача.

Математическая статистика даёт возможность почерпнуть необходимые знания и умения по обработке результатов опытов и построению регрессионной модели. При анализе эффективности процесса бурения приходится сталкиваться с итогами наблюдений или измерений определённых параметров в процессе бурения. Это такие параметры, как износ долота, проходка на долото, механическая скорость бурения, осевая нагрузка, плотность бурового раствора, зенитный и азимутальный угол и другие.

В результате лабораторных или промысловых опытов собираются данные, которые позволяют определить оптимальные режимы бурения, установить связь между операциями, то есть построить регрессионную модель процесса. Применение методов математической статистики для обработки результатов экспериментов даёт возможность осуществить все эти задачи.

Нейросетевые технологии всё больше находят применение в разных областях науки и техники, в том числе и при строительстве скважин.

В работе [1] были рассмотрены задачи выбора математического аппарата для предупреждения аварийных ситуаций, возникающих в процессе бурения скважин, а также разработки и обучения классификатора на основе искусственной нейросети. Было представлено устройство нейросетевого классификатора предупреждения

аварийных ситуаций. Итогом работы явилась формулировка метода распознавания предаварийных ситуаций в процессе бурения скважин, что в свою очередь позволит снизить риски при строительстве скважин.

В работе [57] анализируется применение искусственных нейронных сетей и параллельных вычислений для решения задачи прогнозирования осложнений при бурении скважин и оптимизации составов буровых растворов. В результате была реализована методика для прогнозирования осложнений в процессе бурения. Так же были оптимизированы составы буровых растворов с применением параллельных вычислений и искусственных нейронных сетей. Полученные выводы позволят повысить достоверность расчетов и понизить действие человеческого фактора на стадии проектирования скважин.

В статье [47] рассмотрена проблема классификации нефтяных скважин блока Ярегского месторождения по принадлежности к продуктивному пласту с применением нейронных сетей. При разработке месторождения предварительно неизвестно, какая траектория будет у добывающей скважины в продуктивном пласте. Профиль скважины, обычно, определяется залеганием продуктивных пластов и физико-механическими свойствами горных пород, которые влияют на ее траекторию в процессе бурения. Чтобы добывающая скважина максимальной длиной располагалась в продуктивном пласте, требуется задать направление скважины под определённым углом. При бурении наклонно направленных и горизонтальных скважин существует проблема отклонения траектории стволов скважин от проекта. Скважина, пробуренная в нижнем ярусе, иногда может дренировать водный пласт или верхний ярус. Подобные ситуации могут наблюдаться так же со скважинами в верхнем ярусе. Основной причиной отклонения траектории стволов является несовершенство и изношенность буровых установок. Собрана база данных технологических показателей подземных скважин уклонного блока ЮГ-3, в которой представлены накопленная добыча нефти и воды за год и среднегодовая температура. На основе собранных данных реализована нейронная сеть, с помощью которой возможно классифицировать скважины по ярусам.

В статье [63] рассмотрена проблема моделирования траекторий находящихся в бурении нефтяных и газовых скважин для решения задачи оперативного управления процесса бурения. Представлена осуществимость построения эффективных нелинейных динамических моделей движения инструмента с применением нейросетевых технологий. Описан оптимальный путь к идентификации структуры и параметров данной модели на базе двух нейросетей. Показан подход к решению задач сглажи-

вания и восстановления исходных данных с помощью вспомогательных нейросетей. Изучен пример распознавания нейросетевой модели движения бурового инструмента.

В работе [49] показано, что текущий уровень развития техники и технологии управления траекторией искривленных скважин позволяет реализовать профиль скважины любой конфигурации. При этом для проектирования профилей скважин используются методики, разработанные более полувека назад.

Современные информационные технологии, а именно нейросети, дают возможность вывести эти расчеты на более высокий уровень. Возникает вероятность построить модель процесса искривления скважины, которая позволит найти связь и взаимное отношение геометрических параметров траектории горизонтальных скважин, технико-экономических показателей бурения и дебита скважин.

Превосходство нейросетей заключается в том, что появляется возможность произвести прогнозное моделирование, вследствие того что алгоритм нейросети не программируется с использованием явных правил, а обучается в процессе. Кроме вышесказанного, можно раскрыть взаимное влияние входных и выходных параметров, не связанных между собой прямой зависимостью.

В статье [51] представлена разработанная методика применения нейросетей для оптимизации параметров траектории при бурении скважин. Выполнено моделирование траектории горизонтальной скважины на пермокарбоновую залежь Усинского месторождения. В результате выявленных связей проведен сравнительный анализ вариантов и спроектирована трасса, которая бы обеспечивала уменьшение календарного времени бурения скважины за счет сокращения непроизводительных затрат.

Методика получила дальнейшее распространение для определения оптимальных параметров траектории [50, 51]. Были выбраны два основных критерия оптимизации: дебит скважины и доля производительных затрат в календарном времени бурения. Увеличение дебита являлось главным критерием, сокращение непроизводительных затрат – второстепенным.

Исполненная технология использования нейросети для расчета геометрических характеристик траектории по двум критериям оптимизации исполнена при дипломном проектировании на примере Харьягинского месторождения.

Таким образом, можно сделать вывод о целесообразности использования нейросетей в задачах проектирования и строительства скважин.

2.2.5 Выводы и рекомендации

Выполненный анализ позволяет сформулировать следующие выводы и рекомендации:

- Нейронные сети являются "универсальными аппроксиматорами", которые могут применяться для решения задач исследования зависимостей одних величин от других. Любую линейную и нелинейную модель регрессии можно осуществить при помощи нейросетей и они (нейросети), как правило, представляют лучший результат, чем методы математической статистики.

- В нейросетях типа "многослойный персептрон" один слой скрытых нейронов с сигмоидной функцией активации достаточен для аппроксимации какой угодно функции с любой точностью.

- Нейронные сети - мощный метод моделирования, который позволяет воспроизвести сколь угодно сложные зависимости. К тому же, нейросети нелинейны по своей природе. На протяжении долгого времени во многих областях основным методом моделирования являлось линейное моделирование. Это являлось следствием того что для него были хорошо разработаны процесс оптимизации. Линейные модели работают некорректно в условиях, когда линейная аппроксимация неудовлетворительна. При использовании нейронных сетей не встает проблема с размерностью, которая не даёт моделировать линейные зависимости при наличии большого числа переменных.

- Нейронные сети обучаются на примерах. Исследователь задаёт данные, и запускает алгоритм обучения, при котором автоматически воспринимается строение данных. При этом от исследователя, необходим набор умений, как необходимо отбирать и подготавливать данные, выбирать нужную архитектуру сети и интерпретировать результаты. Однако уровень умений, требуемых для применения нейронных сетей, гораздо ниже, чем при применении традиционных методов математической статистики.

3 РАЗРАБОТКА ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПРОЕКТНОЙ ТРАЕКТОРИИ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН НА УЧАСТКЕ СТАБИЛИЗАЦИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ НЕЙРОСЕТИ

3.1 Разработка технологии применения нейросети к задаче по выполнению проектной траектории

Бурение наклонно направленных и горизонтальных скважин является одним из приоритетных направлений научно-технического прогресса в нефтегазодобывающей отрасли [17]. Сегодня, когда информационные технологии становятся неотъемлемой частью производственного процесса, появилась возможность провести анализ факторов, влияющих на работу отклоняющей КНБК с применением этих технологий.

Нами была поставлена цель: повысить качество выполнения проектной траектории наклонно направленных скважин за счет применения нейронных сетей, то есть установить связь и взаимное влияние геологических и технико-технологических факторов на проектную траекторию наклонно направленных скважин. На основе выявленных связей разработать технико-технологические рекомендации по улучшению траектории наклонно направленных скважин.

Нейронные сети — математические модели, а также их программные или аппаратные реализации, построенные по принципу организации и функционирования биологических нейронных сетей — сетей нервных клеток живого организма.

Искусственные нейронные сети являются удобным и естественным базисом для представления информационных моделей [34]. Нейросеть может быть выражена, как совокупность простых процессорных элементов (называемых нейронами), обладающих полностью локальным функционированием, и объединенных односторонними связями (синапсами). Сеть принимает некоторый входной сигнал из внешнего мира, и пропускает его сквозь себя с преобразованиями в каждом процессорном элементе. Таким образом, в процессе прохождения сигнала по связям сети происходит его обработка, результатом которой является определенный выходной сигнал. В укрупненном виде ИНС выполняет функциональное соответствие между входом и выходом, и может служить информационной моделью.

Нейронные сети не программируются в привычном смысле этого слова, они обучаются. Возможность обучения — одно из главных преимуществ нейронных се-

тей перед традиционными алгоритмами. Технически обучение заключается в нахождении коэффициентов связей между нейронами. В процессе обучения нейронная сеть способна выявлять сложные зависимости между входными данными и выходными, а также выполнять обобщение. Это значит, что в случае успешного обучения сеть сможет вернуть верный результат на основании данных, которые отсутствовали в обучающей выборке, а также неполных и/или «зашумленных», частично искаженных данных.

Обобщая все вышеизложенное, информационная модель процесса, реализованная нейросетью, позволяет на основе небольшого количества исходной информации выявить влияние входных параметров на выходные и осуществить обратную связь. То есть принять объективно более обоснованные технологические решения по проводке наклонно направленных скважин. Нами было принято решение подготовить входные и выходные параметры, которые позволили бы обучить нейросеть.

3.2 Выбор и обоснование входных и выходных параметров нейросети

Обобщение анализа литературных источников [96], включающих работы таких исследователей, как В.О. Белорусов, В.Ф. Буслаев, Г. Вудс, Р.А. Ганджумян, Н.З. Гибадуллин, Р.М. Гилязов, Н.А. Григорян, М.П. Гулизаде, А.Г. Калинин, С.А. Кейн, В.В. Кульчицкий, А. Лубинский, О.К. Мамедбеков, Б.А. Никитин, А.С. Повалихин, С.С. Сулакшин, Б.З. Султанов, а также опыта строительства наклонно направленных скважин месторождений Республики Коми позволило выбрать и обосновать параметры, которые могут быть приняты за входные и выходные при обучении нейросети.

Таким образом, нами были определены следующие входные параметры: твердость пород, кавернозность, зенитный угол, угол перекоса осей нижней и верхней секций двигателя-отклонителя, длины плеч шпиндельной и двигательной секций двигателя-отклонителя (нижнее и верхнее плечи), время и длина участка направленного бурения, нагрузка на долото, осевой и радиальный люфты двигателя.

На веса синапсов сети обычно наложены требования принадлежности некоторому диапазону значений. Наиболее часто используемые нелинейные функции нейронов также обычно выдают значения из некоторого диапазона. Это приводит к тому, что обычно нельзя подавать сети входные сигналы в их истинном диапазоне величин и получать от сети выходные сигналы в требуемом диапазоне. Поэтому перед подачей сети входных сигналов их необходимо нормировать, например, в диапазон значений $[-1;1]$ или $[0;1]$ в тех случаях, когда существенна положительность

сигнала, либо делать так, чтобы входные сигналы не слишком сильно выходили за пределы этих отрезков. Выходные сигналы сети должны нормироваться в диапазон истинных значений по обращенным формулам.

Используя эти рекомендации, входные параметры нейросети были определены следующим образом:

1) Параметр «относительная твердость пород», принят равным отношению категории твердости породы в выбранном интервале (H) к максимальному значению категории твердости ($H_{max} = 12$) (принята классификация твердости горных пород по Л. А. Шрейнеру), представленной в таблице 3.1.

$$X_1 = \frac{H}{H_{max}}. \quad (3.1)$$

2) Параметр, характеризующий относительное уширение ствола скважины, принят равным отношению разницы диаметра скважины $D_d \times k$ и диаметра долота D_d к диаметру долота D_d :

$$X_2 = \frac{D_d \times k - D_d}{D_d}. \quad (3.2)$$

Таблица 3.1 - Классификация горных пород по твердости

Породы	Категории	Твердость, МПа
Глина, глинистые мергели и сланцы	1	<100
	2	100–250
Аргиллиты, гипсы, ангидриты	3	250–500
	4	500–1000
Алевролиты, песчаники, известняки, доломиты	5	1000–1500
	6	1500-2000
	7	2000-3000
	8	3000-4000
Кварциты, кремнистые породы	9	4000-5000
	10	5000-6000
	11	6000-7000
	12	>7000

3) Параметр «относительный зенитный угол» на участке стабилизации, равен отношению среднего значения зенитного угла в интервале (α_{cp}) к углу, равному 90° :

$$X_3 = \frac{\alpha_{cp}}{90^\circ}. \quad (3.3)$$

4) Параметр, «относительный угол перекоса осей нижней и верхней секций отклонителя», равен отношению угла перекоса δ к максимальному выставляемому его значению на данном двигателе δ_{max} :

$$X_4 = \frac{\delta}{\delta_{max}}. \quad (3.4)$$

5) Параметр «отношение длин плеч», равен отношению длины нижней секции (L_n) к длине верхней секции (L_v) винтового забойного двигателя-отклонителя:

$$X_5 = \frac{L_H}{L_B}. \quad (3.5)$$

6) Параметр, «доля времени направленного бурения», равен отношению времени направленного бурения с отклонителем $t_{напр}$ к общему времени бурения (направленно и с вращением ротором) в данном интервале $t_{бур}$:

$$X_6 = \frac{t_{напр}}{t_{бур}}. \quad (3.6)$$

7) Параметр «доля направленного бурения», равен отношению количества метров, пробуренных ориентированно отклоняющей компоновкой ($L_{напр}$), к общей длине участка стабилизации (L) (бурение ориентированно и с вращением ротором):

$$X_7 = \frac{L_{напр}}{L}. \quad (3.7)$$

8) Параметр «относительная осевая нагрузка», равен отношению разности между максимальной нагрузкой в данном интервале (P_{max}) (берется по план-программе) и фактической осевой нагрузкой (P) к максимальному ее значению:

$$X_8 = \frac{P_{max} - P}{P_{max}}. \quad (3.8)$$

9) Параметр «относительный осевой люфт», равен отношению фактического осевого люфта к максимально допустимому значению, после которого двигатель эксплуатировать нельзя:

$$X_9 = \frac{\partial_{ос}}{\partial_{ос max}}. \quad (3.9)$$

10) Параметр «относительный радиальный люфт», равен отношению фактического радиального люфта к максимально допустимому значению, после которого двигатель эксплуатировать нельзя:

$$X_{10} = \frac{\partial_{рад}}{\partial_{рад max}}. \quad (3.10)$$

Следующим шагом было обоснование и определение выходных параметров для обучения нейросети.

Так были определены следующие выходные критерии нейросети, находящиеся в диапазоне [-1; 1]:

1) Критерий, характеризующий относительное отклонение по зенитному углу, равен среднему значению отношения разницы фактического на i интервале ($\alpha_{iфакт}$) и проектного значений зенитного угла к его проектному значению ($\alpha_{пр}$):

$$Y_1 = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{\alpha_{iфакт} - \alpha_{пр}}{\alpha_{пр}}}{n}. \quad (3.11)$$

2) Критерий, характеризующий относительное отклонение по азимуту, равен среднему значению отношения разницы фактического на i интервале ($\varphi_{\text{факт}}$) и проектного значений азимута ($\varphi_{\text{пр}}$) к его проектному значению:

$$Y_2 = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{\varphi_{\text{факт}} - \varphi_{\text{пр}}}{\varphi_{\text{пр}}}}{n}. \quad (3.12)$$

3.3 Сбор и подготовка промысловой информации и создание информационной базы для обучения и работы нейросети

При подготовке информационной базы для работы нейросети были использованы промысловые данные по бурению наклонно направленных и горизонтальных скважин на Юрьяхинском, Южно-Шапкинском (Средне-Серчеюский купол), Северо-Кожвинском, Южно-Лыжском и Южно-Ошском месторождениях (Приложение А).

В качестве исходной информации использовались: инклинометрия скважин (угол, азимут, длина по стволу скважины); данные о геологическом строении разреза (стратиграфия, литология, твердость пород, кавернозность); паспортные и фактические данные характеристик ВЗДО (угол перекоса осей нижней и верхней секций отклонителя, длины верхнего и нижнего плеч ВЗДО); данные контроля за состоянием ВЗДО до спуска в скважину и по окончании рейса (радиальный и осевой люфты вала шпинделя ВЗДО), данные по рейсу ВЗДО (количество часов и метров, пробуренных направленно); показания электронного индикатора веса.

В исследованиях рассмотрена технология бурения участка стабилизации с вращением ротором (30-40 об/мин) компоновки, включающей винтовой забойный двигатель-отклонитель (угол перекоса осей нижней и верхней секций от $0,81^\circ$ до $1,5^\circ$). Технология сравнительно недавно получила широкое распространение на месторождениях Тимано-Печорской провинции и поэтому пока недостаточно изучена.

На некоторых месторождениях вместо УБТ использовались ТБТ (толстостенные бурильные трубы), а совместно с НУБТ могла использоваться гибкая НУБТ. Также на двигателе-отклонителе в некоторых случаях отсутствовал ОЦЭ в нижней его части.

Примеры КНБК, используемые при бурении участка стабилизации на исследуемых месторождениях, представлены на рисунке 3.1.

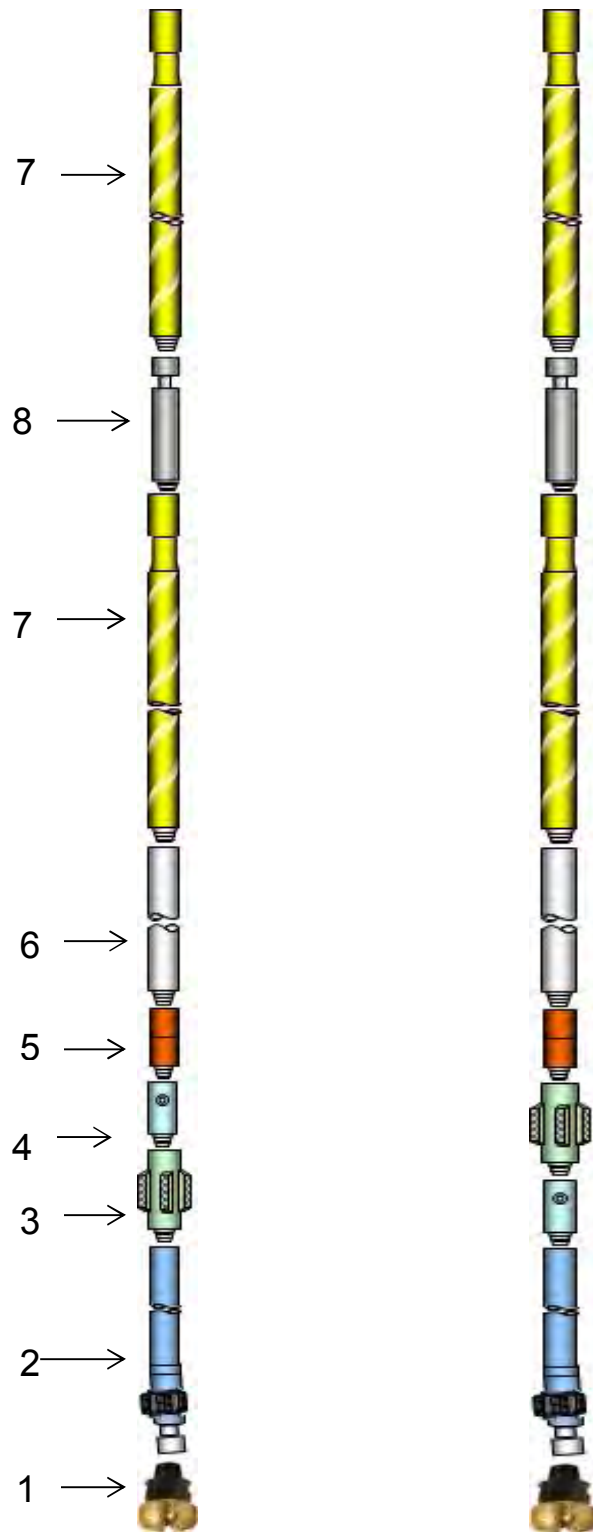


Рисунок 3.1 – Компоновки низа бурильной колонны (КНБК) для участка стабилизации

В состав КНБК входит:

- 1) долото;
- 2) двигатель-отклонитель;
- 3) ОК;
- 4) ОЦЭ;
- 5) БП;
- 6) НУБТ с телесистемой;
- 7) УБТ;
- 8) ясс.

Угол стабилизации зенитного угла изменялся в интервале от 18° до 45° ; глубина участка стабилизации варьировалась от 820м до 2956м; разрезы представлены мягкими и средними породами (глина, аргиллит, алевролит, песчаник, мергель, известняк, доломит) с твердостью по выбранной нами классификации от 3 до 6; коэффициент кавернозности по месторождениям изменялся от 1 до 1,15 на участке стабилизации; отношение длины нижнего плеча к верхнему – от 0,27 до 0,68; процент направленного бурения в метрах – от 9% до 35%; осевая нагрузка при приведении ее к усредненному виду по каждому месторождения на выбранном участке – от 4 т до 12 т; осевой и радиальный люфты после рейса наблюдались соответственно от 1 мм до 5 мм и от 0 мм до 3 мм.

Таким образом, собранная информационная база является достаточно представительной.

Пример сводных данных по Южно-Лыжскому месторождению представлен в таблице 3.2.

По указанным выше месторождениям были составлены таблицы, подобные таблице 3.2. На основании этих таблиц промысловые данные сведены в общую таблицу по всем представленным месторождениям (таблица 3.3).

Таким образом, нами была подготовлена информационная база данных и на ее основе разработана технология применения нейросети для анализа влияния геологических и технико-технологических факторов на качество выполнения проектной траектории в данной работе на участке стабилизации.

3.4 Обучение и тестирование нейросети

Технология работы с нейросетью для повышения качества проектной траектории включает следующие важнейшие операции:

Первый этап: формирование системы входных параметров, которые влияют

на выходные. Второй этап: анализ степени влияния входных параметров на выходные, результаты работы обученной нейросети. Третий этап: разработка технико-технологических рекомендаций на основе рекомендаций, полученных с применением обученной нейросети.

На первом этапе выполнялись следующие процедуры: предварительная обработка входных параметров (факторов); формирование обучающего множества для построения нейронной сети; моделирование нейронной сети с помощью программы нейростимулятора; тестирование нейронной сети и проверка ее прогнозной способности; выявление наиболее значимых факторов.

Начальные входные и выходные параметры представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Выходные и входные параметры

Месторождение \ Параметры	Относительное отклонение по зенитному углу	Относительное отклонение по азимуту	Относительная твердость пород	Относительное увеличение диаметра ствола скважины	Относительный зенитный угол	Относительный угол перекоса осей ВЗДО	Соотношение длин нижнего и верхнего плеч ВЗДО	Доля участка направленного бурения	Относительная осевая нагрузка	Относительный осевой люфт	Относительный радиальный люфт
	Y_1	Y_2	X_1	X_2	X_3	X_4	X_5	X_7	X_8	X_9	X_{10}
Ю-Юрьяхинское 1	-0,009	0,001	0,38	0,06	0,34	0,46	0,37	0,16	0,63	0,69	0,23
Ю-Юрьяхинское 2	0,021	-0,003	0,44	0,01	0,21	0,40	0,63	0,09	0,21	0,29	0,17
Ю-Юрьяхинское 3	0,020	-0,002	0,48	0,04	0,30	0,34	0,68	0,11	0,40	0,42	0,19
С-Кожвинское 2	0,007	0,003	0,33	0,12	0,30	0,5	0,30	0,29	0,50	0,67	0,67
Ю-Юрьяхинское 4	-0,038	0,000	0,45	0,05	0,32	0,42	0,45	0,13	0,44	0,27	0,21
Ю-Шапкинское	-0,003	-0,004	0,36	0,15	0,46	0,33	0,42	0,18	0,67	0,27	0
С-Кожвинское 1	0,019	0,006	0,33	0,12	0,24	0,5	0,30	0,10	0,43	0,67	0,33
С-Кожвинское 3	-0,002	-0,001	0,36	0,11	0,28	0,5	0,31	0,31	0,53	0,76	0,85
Ю-Лыжское 1	-0,001	0,002	0,25	0,12	0,49	0,5	0,27	0,27	0,36	0,50	1
Ю-Лыжское 2	0,012	-0,005	0,33	0,11	0,35	0,5	0,30	0,18	0,57	0,65	0,58
Ю-Ошское 2	0,006	0,003	0,35	0,13	0,33	0,5	0,32	0,35	0,51	0,66	0,63
Ю-Лыжское 3	0,006	0,000	0,34	0,11	0,34	0,52	0,35	0,28	0,43	0,47	0
Ю-Ошское 1	0,007	0,001	0,25	0,13	0,27	0,5	0,31	0,11	0,49	0,57	0,67

Таблица 3.2 – Сводные данные по Южно-Лыжскому месторождению

Глубина по стволу, м	Участок	Зенитный угол			Азимут			Входные параметры									
		Проектный, °	Фактический, °	Относительное отклонение по зенитному углу, γ_1	Проектный, °	Фактический, °	Относительное отклонение по азимуту, γ_2	твёрдость пород	Коэффициент кавернозности	Зенитный угол, °	Угол перекоса осей нижней и верхней секций отклонителя, °	Длина нижнего и верхнего плеча ВЗДО, м	Время направленного бурения; общее время бурения, ч	Кол-во метров направленного бурения; общая длина по стволу, м	Осевая нагрузка, т	Осевой люфт, мм	Радиальный люфт, мм
1242	Стабилизация (1240-1540м)	44,16	44,86	0,016	220,17	218,94	-0,006	3	1,12	44,11	1,50	2120; 7800	18,5; 38,6	81; 300	9	3	3
1254			44,47	0,007		219,13	-0,005										
1266			43,47	-0,016		219,04	-0,005										
1279			42,76	-0,032		219,52	-0,003										
1291			43,02	-0,026		219,98	-0,001										
1303			43,80	-0,008		220,67	0,002										
1316			44,35	0,004		220,84	0,003										
1328			43,74	-0,010		221,51	0,006										
1340			44,17	0,000		221,23	0,005										
1353			44,81	0,015		222,20	0,009										
1365			44,62	0,010		222,26	0,009										
1377			44,30	0,003		221,98	0,008										
1390			44,19	0,001		221,86	0,008										
1402			44,21	0,001		221,34	0,005										
1414			44,54	0,009		221,87	0,008										
1427			44,77	0,014		220,77	0,003										
1439			44,18	0,000		221,24	0,005										
1451			43,43	-0,017		221,25	0,005										
1464			43,84	-0,007		221,89	0,008										
1476			44,27	0,002		220,77	0,003										
1489			43,77	-0,009		221,49	0,006										
1501			43,96	-0,005		220,05	-0,001										
1513			44,17	0,000		219,77	-0,002										
1526			44,44	0,006		218,81	-0,006										
1538			44,69	0,012		218,33	-0,008										

Таблица 3.3 – Сводные данные по месторождениям

Параметры Месторождение	Относительное отклонение по зенитному углу	Относительное отклонение по азимуту	Категория /твердости пород	Коэффициент кавернозности	Зенитный угол, °	Угол перекося осей нижней и верхней секций отклонителя, °	Длина нижнего и верхнего плеча ВЗДО, м	Кол-во метров направленного бурения; общая длина по стволу, м	Осевая нагрузка, т	Осевой люфт, мм	Радиальный люфт, мм	Глубина по стволу, м	
												От	До
Ю-Юрьяхинское 1	-0,009	0,001	3 (33); 4 (13); 5 (18); 6 (36)	1,06	30,69	1,39	2355; 6372	155; 1000	5	5	1	960	1960
Ю-Юрьяхинское 2	0,021	-0,003	5 (77); 6 (23)	1,01	18,57	1,01	2514; 3995	42; 454	12	2	1	2502	2956
Ю-Юрьяхинское 3	0,020	-0,002	3 (6); 5 (18); 6 (58); 7 (18)	1,04	26,53	0,81	3104; 4620	121; 1060	8	3	1	1370	2430
Ю-Юрьяхинское 4	-0,038	0,000	3 (1); 5 (35); 6 (55)	1,05	28,86	0,85	2771; 6813	70; 550	9	2	1	1380	1930
Ю-Шапкинское	-0,003	-0,004	4 (30); 5 (70)	1,15	41,43	0,84	2758; 6668	49; 270	4	2	0	820	1090
С-Кожвинское 1	0,019	0,006	3 (20); 4 (60); 5 (20)	1,12	21,13	1,50	2060; 6860	73; 750	8	4	1	820	1570
С-Кожвинское 2	0,007	0,003	3 (20); 4 (60); 5 (20)	1,12	26,98	1,50	2070; 6980	205; 710	7	4	2	870	1580
С-Кожвинское 3	-0,002	-0,001	4 (71); 5 (29)	1,11	24,98	1,50	2070; 6670	272; 879	7	5	3	1013	1892
Ю-Лыжское 1	-0,001	0,002	3 (100)	1,12	44,11	1,50	2120; 7800	81; 300	9	3	3	1240	1540
Ю-Лыжское 2	0,012	-0,005	3 (10); 4 (80); 5 (10)	1,11	31,63	1,50	2090; 7022	191; 1040	6	4	2	1310	2350
Ю-Лыжское 3	0,006	0,000	4 (89); 5 (11)	1,11	30,12	1,42	2360; 7000	418; 1470	8	3	0	1150	2620
Ю-Ошское 1	0,007	0,001	2 (5); 3 (90); 4 (5)	1,13	24,40	1,50	2435; 7950	89; 820	7	4	2	950	1770
Ю-Ошское 2	0,006	0,003	4 (81); 5 (19)	1,13	29,48	1,50	2430; 8099	363; 1030	7	5	2	1390	2420

На первом этапе был убран еще до работы с нейросетью параметр X_6 , характеризующий долю времени направленного бурения, так как он дублирует информацию параметра, характеризующего долю участка направленного бурения X_7 .

Параметр X_4 , характеризующий угол перекоса осей нижней и верхней секций отклонителя, также убрали, но уже вследствие невозможности его применения из-за большого количества одинаковых повторений значения (7 раз), а именно угла перекоса, равного $1,5^\circ$. В итоге получили окончательно сформированную таблицу по входным и выходным параметрам (таблица 3.5).

Предварительная обработка включала следующие операции:

1) Определение пороговых значений входных и выходного параметров, для этого: а) находим ускорение параметров методом последовательного вычитания предыдущего параметра из последующего (таблица 3.6); б) найденные ускорения расставляем в порядке возрастания (таблица 3.7) и мысленно делим их пополам. Далее переходим к следующему этапу.

2) Преобразование параметров к бинарному виду тем значениям, которые находятся выше воображаемой линии, присваиваем значение “0”, которые ниже – “1” (таблица 3.8).

Таблица 3.5 – Окончательная таблица входных и выходных параметров

Параметры	Относительное отклонение по зенитному углу	Относительное отклонение по азимуту	Относительная твердость пород	Относительное увеличение диаметра ствола скважины	Относительный зенитный угол	Соотношение длин нижнего и верхнего плечей ВДП	Доля участка направленного бурения	Относительная осевая нагрузка	Относительный осевой люфт	Относительный радиальный люфт
Месторождение	Y_1	Y_2	X_1	X_2	X_3	X_4	X_5	X_6	X_7	X_8
Ю-Юрьяхинское 1	-0,009	0,001	0,38	0,06	0,34	0,37	0,16	0,63	0,69	0,23
Ю-Юрьяхинское 2	0,021	-0,003	0,44	0,01	0,21	0,63	0,09	0,21	0,29	0,17
Ю-Юрьяхинское 3	0,020	-0,002	0,48	0,04	0,30	0,68	0,11	0,40	0,42	0,19
С-Кожвинское 2	0,007	0,003	0,33	0,12	0,30	0,30	0,29	0,50	0,67	0,67
Ю-Юрьяхинское 4	-0,038	0,000	0,45	0,05	0,32	0,45	0,13	0,44	0,27	0,21
Ю-Шапкинское	-0,003	-0,004	0,36	0,15	0,46	0,42	0,18	0,67	0,27	0
С-Кожвинское 1	0,019	0,006	0,33	0,12	0,24	0,30	0,10	0,43	0,67	0,33
С-Кожвинское 3	-0,002	-0,001	0,36	0,11	0,28	0,31	0,31	0,53	0,76	0,85
Ю-Лыжское 1	-0,001	0,002	0,25	0,12	0,49	0,27	0,27	0,36	0,50	1
Ю-Лыжское 2	0,012	-0,005	0,33	0,11	0,35	0,30	0,18	0,57	0,65	0,58
Ю-Ошское 2	0,006	0,003	0,35	0,13	0,33	0,32	0,35	0,51	0,66	0,63
Ю-Лыжское 3	0,006	0,000	0,34	0,11	0,34	0,35	0,28	0,43	0,47	0
Ю-Ошское 1	0,007	0,001	0,25	0,13	0,27	0,31	0,11	0,49	0,57	0,67

Таблица 3.6 – Найденные ускорения

Параметры	X_1	X_2	X_3	X_4	X_5	X_6	X_7	X_8
Месторождение								
Ю-Юрьяхинское 1	-	-	-	-	-	-	-	-
Ю-Юрьяхинское 2	0,06	-0,05	-0,13	0,26	-0,07	-0,42	-0,40	-0,06
Ю-Юрьяхинское 3	0,04	0,03	0,09	0,05	0,02	0,19	0,13	0,02
С-Кожвинское 2	-0,15	0,08	0,005	-0,38	0,18	0,10	0,25	0,48
Ю-Юрьяхинское 4	0,12	-0,07	0,02	0,15	-0,16	-0,06	-0,40	-0,46
Ю-Шапкинское	-0,09	0,10	0,14	-0,03	0,05	0,23	0,00	-0,21
С-Кожвинское 1	-0,03	-0,03	-0,22	-0,12	-0,08	-0,24	0,40	0,33
С-Кожвинское 3	0,03	-0,01	0,04	0,010	0,21	0,10	0,09	0,52
Ю-Лыжское 1	-0,11	0,01	0,21	-0,04	-0,04	-0,17	-0,26	0,15
Ю-Лыжское 2	0,08	-0,01	-0,14	0,03	-0,09	0,21	0,15	-0,42
Ю-Ошское 2	0,02	0,02	-0,02	0,020	0,17	-0,06	0,01	0,05
Ю-Лыжское 3	-0,01	-0,02	0,007	0,03	-0,07	-0,08	-0,19	-0,63
Ю-Ошское 1	-0,09	0,02	-0,07	-0,04	-0,17	0,06	0,10	0,67

3) Формирование обучающей последовательности;

4) Определение списка входных факторов, влияющих на выходной.

Нейронная сеть построена средствами NeuroPro 0.25; методом подбора определена структура нейросети – трехслойная сеть, каждый слой которой содержит 10 нейронов. Нейронная сеть была обучена, протестирована, затем проверена ее прогнозная способность на фактических данных.

Таблица 3.7 – Ускорения в порядке возрастания

Параметры	X_1	X_2	X_3	X_4	X_5	X_6	X_7	X_8
Значение								
Ю-Юрьяхинское 1	-	-	-	-	-	-	-	-
0	-0,15	-0,07	-0,22	-0,38	-0,17	-0,42	-0,40	-0,63
	-0,11	-0,05	-0,14	-0,12	-0,16	-0,24	-0,40	-0,46
	-0,09	-0,03	-0,13	-0,04	-0,09	-0,17	-0,26	-0,42
	-0,09	-0,02	-0,07	-0,04	-0,08	-0,08	-0,19	-0,21
	-0,03	-0,01	-0,02	-0,03	-0,07	-0,06	0,00	-0,06
	-0,01	-0,01	0,005	0,01	-0,07	-0,06	0,01	0,02
1	0,02	0,01	0,007	0,02	-0,04	0,06	0,09	0,05
	0,03	0,02	0,02	0,03	0,02	0,10	0,10	0,15
	0,04	0,02	0,04	0,03	0,05	0,10	0,13	0,33
	0,06	0,03	0,09	0,05	0,17	0,19	0,15	0,48
	0,08	0,08	0,14	0,15	0,18	0,21	0,25	0,52
	0,12	0,10	0,21	0,26	0,21	0,23	0,40	0,67

Сначала в качестве обучающей последовательности на вход нейросети подается входной вектор $\{X_1; X_2; X_3; X_5; X_7; X_8; X_9; X_{10}\}$ и одномерный выходной вектор $\{Y_1\}$, затем тот же входной вектор $\{X_1; X_2; X_3; X_5; X_7; X_8; X_9; X_{10}\}$ подается уже с выходным вектором $\{Y_2\}$.

Таблица 3.8 – Бинарный вид параметров

Параметры	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	X ₆	X ₇	X ₈
Месторождение								
Ю-Юрьяхинское 1	-	-	-	-	-	-	-	-
Ю-Юрьяхинское 2	1	0	0	1	0	0	0	0
Ю-Юрьяхинское 3	1	1	1	1	1	1	1	0
С-Кожвинское 2	0	1	0	0	1	1	1	1
Ю-Юрьяхинское 4	1	0	1	1	0	0	0	0
Ю-Шапкинское	0	1	1	0	1	1	0	0
С-Кожвинское 1	0	0	0	0	0	0	1	1
С-Кожвинское 3	1	0	1	0	1	1	1	1
Ю-Лыжское 1	0	1	1	0	1	0	0	1
Ю-Лыжское 2	1	0	0	1	0	1	1	0
Ю-Ошское 2	1	1	0	1	1	0	0	1
Ю-Лыжское 3	0	0	1	1	0	0	0	0
Ю-Ошское 1	0	1	0	0	0	1	1	1

С помощью обученной нейронной сети, формирующей правильные прогнозы, были определены весовые значимости входных факторов, которые сведены в таблицу 3.9 и представлены на диаграммах рисунков 3.2 и 3.3.

Таблица 3.9. – Весовые значимости входных векторов

Входные параметры	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	X ₆	X ₇	X ₈
Выходные параметры								
Значимость по углу	1	0,50	0,90	0,7	0,36	0,36	0,95	0,56
Значимость по азимуту	0,39	0,83	1	0,61	0,44	0,87	0,36	0,64

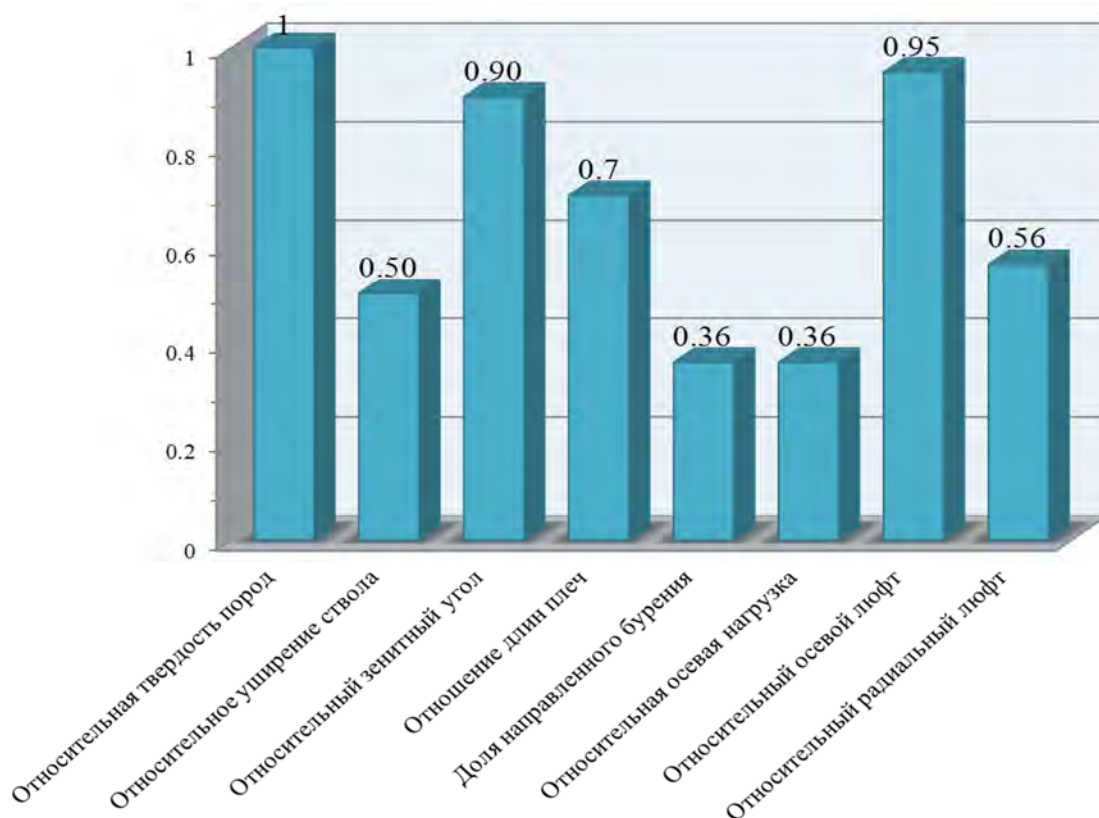


Рисунок 3.2 – Значимость входных параметров для критерия «относительное отклонение по зенитному углу»

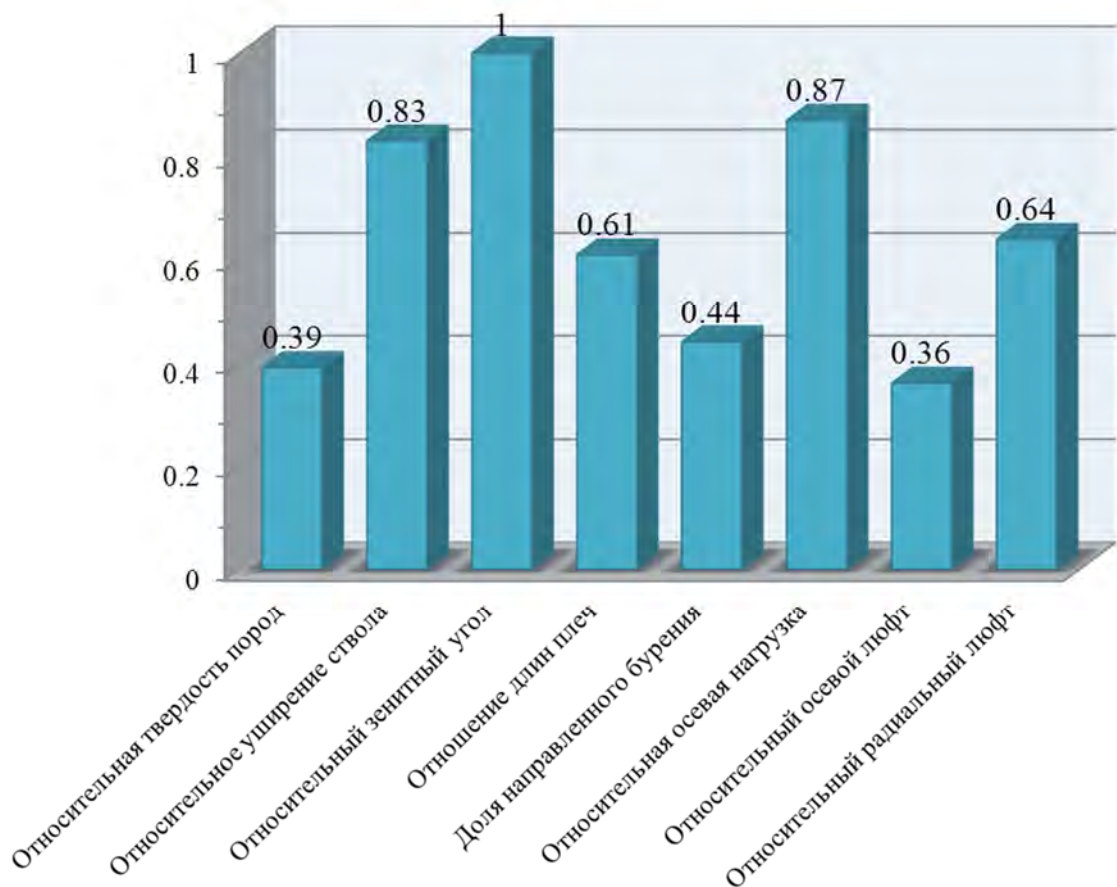


Рисунок 3.3 – Значимость входных параметров для критерия «относительное отклонение по азимуту»

Полученный результат позволяет сделать вывод о том, что отклонение по зенитному углу в первую очередь определяется фактором X_1 – твердостью породы. Вторым по значимости фактором является осевой люфт вала шпинделя ВЗДО, а третьим – зенитный угол на участке стабилизации. Что же касается изменения по азимуту, то в этом случае наиболее определяющим фактором является величине зенитного угла, вторым – осевая нагрузка и третьим – кавернозность, на четвертом месте – радиальный люфт оси вала шпинделя.

3.5 Использование «обученной» нейросети для прогноза

По обученной нейросети был выполнен прогноз входных параметров, обеспечивающих выполнение проектной траектории, так, чтобы отклонение по зенитному углу не превышало $\pm 0,2^\circ$, а по азимуту $\pm 1,5^\circ$, то есть абсолютную ошибку показания телесистемы. Таким образом, требуемое значение Y_1 принято равным — , а требуемое значение — .

Прогнозная модель построена на последовательности значений входного век-

тора, включающей все возможные сочетания его значений, равного 2^8 , где 8 – число входных параметров. Это позволило найти значения входных параметров, при которых будет обеспечено требуемое значение выходных (таблица 3.10).

Таблица 3.10 – Значения входных параметров

Параметр	X_1	X_2	X_3	X_4	X_5	X_6	X_7	X_8
$Y_1 = 0,0022$	0,36	0,118	0,316	0,332	0,284	0,558	0,662	0,68
$Y_2 = 0,0042$	0,354	0,142	0,438	0,396	0,18	0,65	0,346	0,116

После анализа полученных значений мы принимаем к проектированию следующие входные параметры, то есть вектор, удовлетворяющий обоим заданным параметрам: $Y(Y_1; Y_2)$.

Входной вектор $\{X_{i=1+8}\}$ составлен с учетом весовых значимостей входных параметров. Таким образом, входной вектор должен иметь следующий вид (в безразмерных относительных значениях) $X_{рек} = \{X_3; X_1; X_4; X_2; X_7; X_6; X_8; X_5\}$ или в численных значениях $X_{рек} = \{0,438; 0,36; 0,332; 0,142; 0,662; 0,65; 0,116; 0,18\}$.

3.6 Техничко-технологические рекомендации, полученные с применением нейросети

Переходя к абсолютным значениям входных факторов, можно предложить следующие технико-технологические рекомендации:

- 1) зенитный угол на участке стабилизации должен составлять не менее 39° , что обеспечивает не только стабилизацию зенитного угла, но и стабилизацию азимутального искривления;
- 2) участок стабилизации рекомендуется планировать к бурению в породах твердостью 4÷5 по выбранной нами классификации горных пород по твердости;
- 3) отношение длины нижнего плеча двигателя-отклонителя к длине верхнего должно быть равно $\approx 0,33$ (например, для $l_1=2360$ мм и $l_2=7150$ мм). Точка касания верхнего плеча отклоняющей компоновки может быть обеспечена установкой ОЦЭ на нужном расстоянии;
- 4) кавернозность пород участка стабилизации должна быть не более 1,14. Для пород с большей кавернозностью необходимо пересчитать геометрические размеры КНБК (угол перекося осей, длины верхнего и нижнего плеч);
- 5) осевой люфт вала шпинделя двигателя не должен превышать 4÷5 мм, радиальный люфт (приводит к азимутальному искривлению в большей степени) не должен превышать 1 мм;
- 6) количество метров, пройденных отклонителем с вращением ротором, должно составлять 70÷80% от общей длины участка.

4 ИССЛЕДОВАНИЕ И ОПТИМИЗАЦИЯ КОМПОНОВОК НИЖНЕЙ ЧАСТИ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРОЕКТНЫХ ПАРАМЕТРОВ ТРАЕКТОРИИ

4.1 Математическая модель расчёта параметров компоновки нижней части бурильной колонны

Многолетний опыт показывает, что фактические траектории наклонно направленных и горизонтальных скважин не вполне соответствуют проектному профилю.

Решение задачи проводки скважины невозможно без поиска оптимальных размеров элементов компоновки нижней части бурильной колонны. Разработка требований к упругим свойствам и линейным размерам отдельных секций КНБК является важным этапом ее проектирования, в значительной степени определяющим функциональные возможности КНБК [26, 74].

При выборе диаметра ВЗДО целесообразно придерживаться общепринятых в мировой практике бурения на нефть и газ соотношений диаметров долота (D) и забойного двигателя (d):

- для обычных условий бурения - $d \leq 0.9 \cdot D$;
- для осложненных условий бурения - $d \leq 0.7 \cdot D$;

Последнее соотношение может быть использовано при выборе диаметра ВЗДО для бурения по среднему и малому радиусам кривизны.

Расчетная схема отклоняющей КНБК разработана с учетом указанных выше условий и при следующих допущениях (рисунок 4.1):

- форма изгиба оси КНБК плоская;
- ось ствола скважины прямолинейная или дуга окружности;
- КНБК нагружена продольными и поперечными распределенными и сосредоточенными силами;
- долото является шарнирной опорой, а остальные опоры - точечными;
- КНБК включает не более трех опор вместе с долотом;
- опоры могут быть выполнены в виде центратора, децентратора, искривленного переводника;
- искривленный переводник может быть выполнен со смещенными осями;
- долото имеет возможность смещения в радиальном направлении;
- каждая секция КНБК имеет различную жесткость на изгиб, диаметр и вес единицы длины.

Особенности расчетной схемы отклоняющей КНБК, отличающие ее от расчетной схемы КНБК с центраторами, учитываются граничными условиями.

На рисунке 4.1 приняты следующие обозначения:

$E \cdot J_1, E \cdot J_2, E \cdot J_3$ – жесткость на изгиб первой, второй и третьей секций, кН·м²;

q_1, q_2, q_3 – вес единицы длины первой, второй и третьей секции с учетом плотности промывочной жидкости, кН/м;

L_1, L_2, L_3 – длина первой, второй и третьей секций, м;

δ_1, δ_2 – углы перегиба осей искривленного нижнего и верхнего переводника, град;

H, F – поперечная реакция на долоте и опорных элементах, кН;

α – зенитный угол ствола скважины;

R – радиус кривизны скважины;

P – осевая нагрузка на долото, кН.

В соответствии с расчетной схемой интегро-дифференциальное уравнение изгибающих моментов, действующих на отклоняющую КНБК, для каждой его секции имеет вид:

- секция L_1

$$EI_1 Y_1'' = -F X - P Y_1 + q_1 \int_0^x [(Y_1 - y_1) \cos \alpha + (X - x) \sin \alpha] dx, \quad (4.1)$$

- секция L_2

$$EI_2 Y_2'' = -F X - P Y_2 - H(X-L) + q_1 \int_0^x [(Y_2 - y_2) \cos \alpha + (X - x) \sin \alpha] dx - \\ - (q_1 - q_2) \int_0^x [(Y_2 - y_2) \cos \alpha + (X - x) \sin \alpha] dx, \quad (4.2)$$

- секция L_3

$$EI_3 Y_3'' = -F X - P Y_3 - H_1(X-L) + q_1 \int_0^x [(Y_3 - y_3) \cos \alpha + (X - x) \sin \alpha] dx - \\ - (q_1 - q_2) \int_0^x [(Y_2 - y_2) \cos \alpha + (X - x) \sin \alpha] dx - (q_2 - q_3) \int_0^x [(Y_3 - y_3) \cos \alpha \\ + \\ + (X - x) \sin \alpha] dx. \quad (4.3)$$

После дифференцирования приведенных выше интегро-дифференциальных уравнений получим уравнения третьего порядка, которые для каждой секции отклоняющей КНБК будут иметь вид (4.4).

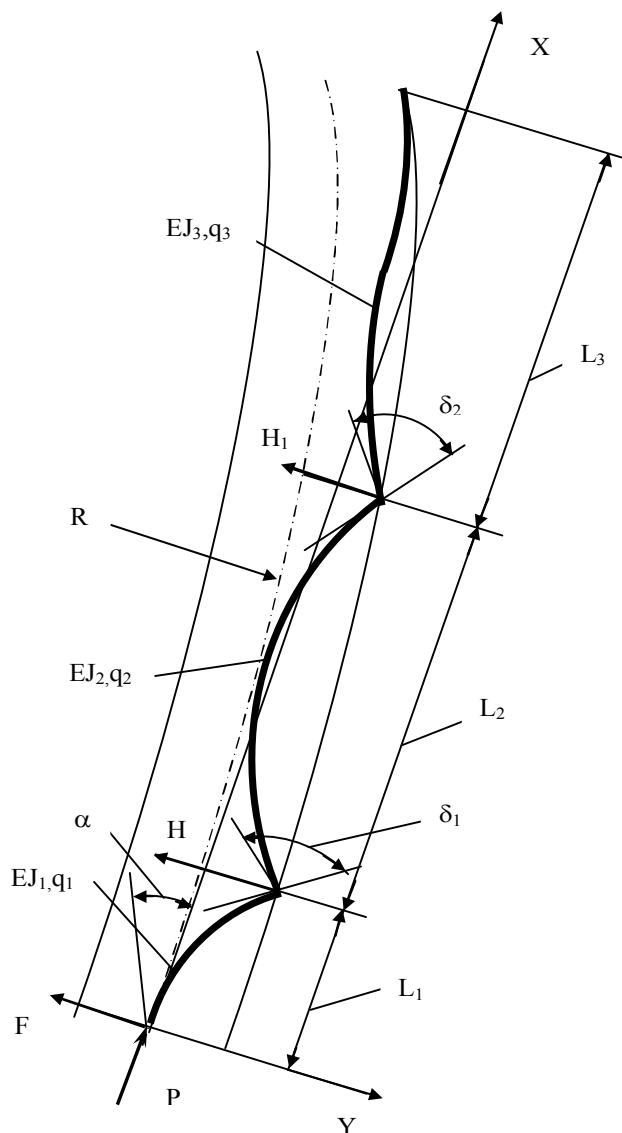


Рисунок 4.1 – Расчетная схема отклоняющей компоновки нижней части бурильной колонны

- секция L_1

$$EI_1 Y_1''' = -P Y_1' - F + q_1 X \sin \alpha + q_1 Y_1' \cos \alpha, \quad (4.4)$$

- секция L_2

$$EI_2 Y_2''' = -P Y_2' - H + q_1 X \sin \alpha + q_1 X Y_2' \cos \alpha - (q_1 - q_2) (X - L) (\sin \alpha + Y_2' \cos \alpha), \quad (4.5)$$

- секция L_3

$$EI_3 \cdot Y_3''' = -P Y_3' - H_1 + q_1 \cdot X \cdot \sin \alpha + q_1 \cdot x \cdot Y_3' \cos \alpha - (q_1 - q_2) (X - L) (\sin \alpha + Y_3' \cdot \cos \alpha) - (q_1 - q_3) (X - L_1) (\sin \alpha + Y_3' \cdot \cos \alpha). \quad (4.6)$$

Обезразмеривание выведенных дифференциальных уравнений третьего порядка по каждой секции отклоняющей КНБК осуществлялось по параметрам $E \cdot J_1$ и q_1

первой секции (от долота) по формулам:

$$x = \frac{X}{m}; \quad y = \frac{Y}{m \cdot \operatorname{tg} \alpha}; \quad y' = \frac{Y'}{m \cdot \operatorname{tg} \alpha}; \quad y'' = \frac{m \cdot Y''}{\operatorname{tg} \alpha}; \quad y''' = \frac{m^2 \cdot Y'''}{\operatorname{tg} \alpha}; \quad p = \frac{P}{m \cdot q_1 \cdot \cos \alpha}; \quad (4.7)$$

$$h = \frac{H}{m \cdot q_1 \cdot \sin \alpha}; \quad t = \frac{q_2}{q_1}; \quad J = \frac{q_3}{q_1}; \quad f = \frac{F}{m \cdot q_1 \cdot \sin \alpha}; \quad m = \sqrt[3]{\frac{EJ_1}{q_1 \cos \alpha}},$$

где: EJ_1 - жесткость на изгиб первой секции, кН·м²;

P - осевая нагрузка на долото, кН;

q_1 - вес единицы длины секции с учетом плотности промывочной жидкости, кН/м;

α - зенитный угол ствола скважины, °;

F, H - поперечная реакция на долоте и на опорных элементах, кН;

$x, y, y', y'', y''', p, h, h_1, f$ - безразмерные аналоги параметров $X, Y, Y', Y'', Y''', P, H, H_1, F$ соответственно.

Таким образом, полученные безразмерные дифференциальные уравнения можно записать в виде:

- секция L_1

$$y_1''' + y_1' (p - x) - x + f = 0, \quad (4.8)$$

- секция L_2

$$a y_2''' + y_2' (p - t x) - t x + h - l (y_2' + 1) (1 - t) = 0, \quad (4.9)$$

- секция L_3

$$b y''' + y_3' (p - j x) - j x + h_1 - l (y_3' + 1) (1 - t) - l_1 (y_3' + 1) * (t - j) = 0, \quad (4.10)$$

где: $a = \frac{E \cdot J_2}{E \cdot J_1}; \quad b = \frac{E \cdot J_3}{E \cdot J_1}.$

В соответствии с расчетной схемой и видом опорных элементов условия сопряжения участков отклоняющей КНБК в безразмерном виде могут быть записаны следующим образом:

в точке $x = 0$:

- $y = t,$

- $y'' = 0.$

На первой опоре:

$y_1 = y_2 + z_1$ - при отсутствии касания опорного элемента со стенкой скважины;

$y_1 = y_2 + z_1 = d_1 - S [r - \sqrt{r^2 - l_1^2}]$ - при касании опорным элементом стенки

ствола скважины;

$y_1' = y_2' - \delta_1,$

$$y_1'' = y_2'' a.$$

На второй опоре:

$y_2 = y_3 + z_2$ - при отсутствии касания опорного элемента со стенкой скважины;

$y_2 = y_3 + z_2 = d_2 - S \left[r - \sqrt{r^2 - (l_1 + l_2)^2} \right]$ - при касании опорным элементом

стенки ствола скважины;

$$y_2' = y_3' + \delta_1,$$

$$y_2'' = y_3'' b.$$

В точке касания секции отклоняющей КНБК или бурильных труб стенки ствола скважины:

$$y_3 = d_3 + S \left[r - \sqrt{r^2 - (l_1 + l_2 + l_3)^2} \right],$$

$$y_3' = \frac{S(l_1 + l_2 + l_3)}{\sqrt{r^2 - (l_1 + l_2 + l_3)^2}},$$

$$y_3'' = \frac{S \cdot r^2}{\sqrt{\left[r^2 - (l_1 + l_2 + l_3)^2 \right]^3}},$$

где: d_1, d_2 - радиальный зазор между стенкой скважины и нижним и верхним опорами соответственно;

d_3 - радиальный зазор между стенкой скважины и секцией отклоняющей КНБК соответственно;

r - радиус кривизны ствола скважины;

l_3 - расстояние от верхнего опорного элемента до точки касания секцией отклоняющей КНБК стенки ствола скважины;

l_1, l_2 - длина первой и второй секции отклоняющей КНБК соответственно;

s - идентификатор кривизны ствола скважины;

δ, δ_1 - угол перекоса осей искривленного нижнего и верхнего переводника соответственно;

a - отношение жесткости на изгиб первой секции к жесткости второй секции;

b - отношение жесткости на изгиб первой секции к жесткости третьей секции;

z_1, z_2 - величина смещения осей секций отклоняющей КНБК относительно друг друга в поперечном направлении на первой и второй опорах соответственно;

t - смещение центра долота от оси скважины в поперечном направлении.

Если диаметры скважины и долота совпадают, то параметр t равен нулю.

В зависимости от формы оси скважины идентификатор s может принимать три значения -1, 1 и 0, которые соответствуют вогнутым, выпуклым и тангенциальным участкам проектного профиля скважины.

Параметры r и δ обезразмеривались по формулам:

$$r = R \cdot \operatorname{tg} \alpha / m_1,$$

$$\delta = \Delta / \operatorname{tg} \alpha.$$

Обезразмеривание параметров t , d_1 , d_2 , d_3 , z_1 и z_2 производилось по формуле:

$$y = Y / m \operatorname{tg} \alpha.$$

В качестве критерия оптимизации размеров отклоняющей КНБК может быть принято условие равенства нулю отклоняющей силы на долоте.

Условие равенства нулю отклоняющей силы на долоте позволит оптимизировать размеры отклоняющей КНБК с различной длиной направляющего участка и выбирать из ряда расчетных вариантов такую его длину, которая удовлетворяет как конструктивным характеристикам забойного двигателя, так и условиям работы отклоняющей КНБК в скважине.

В качестве критерия при оптимизации геометрических размеров отклоняющей КНБК также может быть принято условие на долоте, в соответствии с которым отклоняющая сила и угол между осями долота и касательной к оси скважины равны нулю. При этом создаются наиболее благоприятные условия для работы долота, так как горная порода разрушается только в направлении его оси. Сформулированный критерий оптимизации может быть выражен следующими граничными условиями на долоте (в т. $x=0$):

$$y = 0, \quad y' = 0, \quad y'' = 0, \quad y''' = 0, \quad (4.11)$$

Граничные условия (4.10) позволяют определить коэффициенты разложения функции для направляющей секции отклоняющей КНБК.

При этом такая функция имеет вид:

$$y = x^4/24 - p \cdot x^6/720, \quad (4.12)$$

Вторым членом выражения (4.12) можно пренебречь ввиду его малости. Таким образом, длина направляющей секции КНБК, при которой выполняются условия (4.11) в безразмерном виде может быть найдена из выражения:

$$l = \sqrt[4]{24 \cdot d_1}, \quad (4.13)$$

В размерном виде длина направляющей секции рассчитывается по формуле:

$$L = \sqrt{-\frac{6 \cdot EJ}{R \cdot g \cdot \sin \alpha} + \sqrt{\frac{36 \cdot (EJ)^2}{(R \cdot g \cdot \sin \alpha)^2} + \frac{12 \cdot EJ \cdot (D_{II} - DC)}{g \cdot \sin \alpha}}}, \quad (4.14)$$

где: D_c - диаметр направляющей секции, м;

D_d - диаметр долота, м.

Таким образом, для выполнения условий (4.11) необходимо, чтобы длина направляющей секции отклоняющей КНБК соответствовала выражению (4.14).

При решении системы уравнений (4.7, 4.8, 4.9) определяются значения отклоняющей силы на долоте, угла между осью долота и касательной к оси скважины, величина и направление реакции стенки ствола скважины на каждом опорном элементе, расстояние до точки касания, а также прогиб, угол поворота, изгибающий момент и перерезывающая сила в сечениях КНБК.

В зависимости от диаметра, кривизны, зенитного угла ствола скважины, параметров отклоняющей КНБК и осевой нагрузки на долото возможны различные варианты взаимодействия элементов КНБК со стволом скважины [106] (рисунок 4.2).

Каждый вариант представляет собой отдельную задачу, которая решается с использованием системы дифференциальных уравнений (4.7, 4.8, 4.9) и соответствующих конкретной схеме граничных условий. Сначала рассматривается основная схема (рисунок 4.2а), в которой обе опоры расположены на стенке ствола скважины. Если при этом направление реакций на опорах не соответствует расчетной схеме, то дальнейший поиск решения осуществляется по схеме (рисунок 4.2б), в которой, верхняя опора не взаимодействует со стволом скважины. При отрицательном результате отклоняющая КНБК рассчитывается по схеме (рисунок 4.2в), в которой нижняя опора не опирается на стенку ствола скважины. При проведении расчетов по всем схемам (рисунок 4.2) производится проверка на выход оси первой секции отклоняющей КНБК за ствол скважины, а также появление дополнительной опоры при соприкосновении второй секции со стенкой ствола скважины. Зная значение функции, ее вторых и третьих производных можно рассчитать изгибающий момент M и перерезывающую силу Q в каждом сечении отклоняющей КНБК по формулам:

$$M = EI Y'' ,$$

$$Q = EI Y''' .$$

Сила (F_{mp}), необходимая для перемещения отклоняющей КНБК в стволе скважины или в обсадной колонне, определяется из произведения суммы модулей всех поперечных опорных реакций на коэффициент (μ) трения:

$$F_{mp} = \mu \sum_{i=1}^{i=m} |P_i| . \quad (4.15)$$

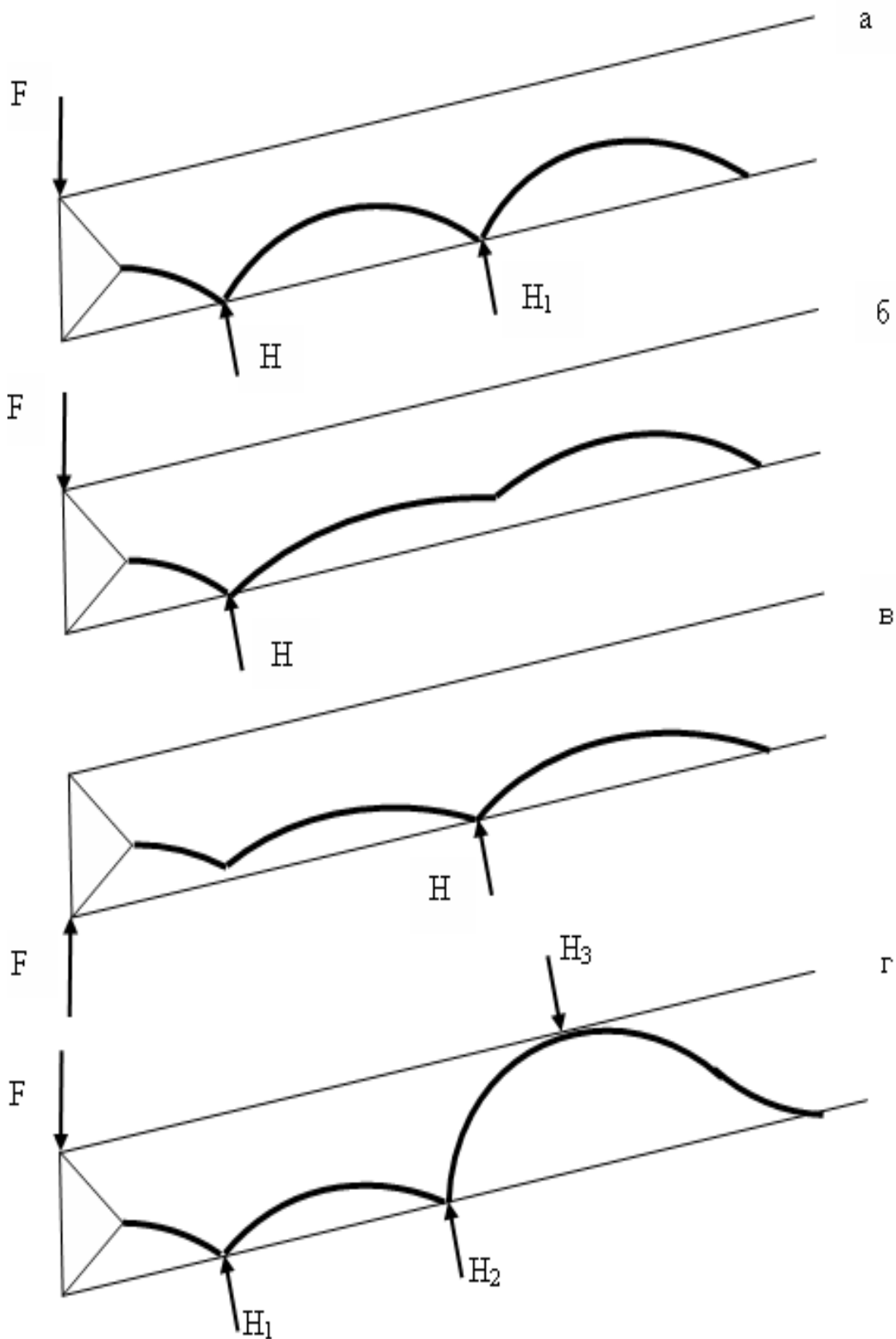


Рисунок 4.2. – Схемы взаимодействия отклоняющей КНБК со скважиной

Как уже отмечалось [75], в качестве критерия может быть принято условие - равенство нулю отклоняющей силы, или условие, в соответствии с которым отклоняющая сила и угол между осями долота и касательной к оси скважины равны нулю.

В последнем случае длина направляющего участка должна соответствовать выражению (4.14). Для случая равенства нулю отклоняющей силы на долоте поиск решения осуществляется следующим образом.

Производится расчет отклоняющей КНБК в прямолинейном стволе скважины и по направлению отклоняющей силы определяется знак кривизны ствола скважины для исследуемой КНБК. Затем расчет производится для ряда задаваемых значений радиуса кривизны ствола скважины до изменения направления отклоняющей силы на противоположное.

Так как зависимость отклоняющей силы от радиуса кривизны скважины близка к линейной, то, используя метод хорд, можно достаточно точно определить искомое значение радиуса (R), при котором отклоняющая сила равна нулю по формуле:

$$R = R_1 - \frac{F_1(R_1 - R_2)}{F_2 - F_1}. \quad (4.16)$$

Таким образом, при проведении дальнейших расчетов КНБК на базе гидравлического забойного двигателя оптимальными будут считаться такие размеры (диаметр центраторов и место их установки), при которых отклоняющая сила на долоте равна нулю.

Нами использована математическая модель, разработанная во ВНИИБТ. Расчетная схема представляет интегро-дифференциальное уравнение изгибающих моментов четвертого порядка и реализована А.С. Повалихиным в программном продукте «Буровая навигация».

4.2 Исследование влияния параметров компоновки низа буровой колонны на величину радиуса искривления скважины

Для составов КНБК, приведенных в таблице 4.1, по программе выполнены исследования и поиск оптимальных функциональных возможностей компоновки. В состав компоновок, как правило, включены винтовые забойные двигатели-отклонители (ВЗДО), калибраторы, немагнитные трубы с телесистемой, безопасный переводник [52].

Выполнены исследования зависимости радиуса искривления при работе компоновкой определенного состава от отношения диаметра двигателя к диаметру долота, величины зенитного угла, величины угла перекоса осей двигателя-отклонителя, отношения длины нижнего плеча к длине верхнего и места установки верхнего опорно-центрирующего устройства [7]. Результаты расчетов приведены на графиках рисунков 4.2 – 4.5.

Таблица 4.1 – Характеристики компоновок нижней части бурильной колонны

Величина	Значение					
	КНБК №1	КНБК №2	КНБК №3	КНБК №4	КНБК №5	КНБК №6
Диаметр долота, мм	139,7	139,7	215,9	215,9	269,9	295,3
Диаметр ВЗДО, мм	106	127	172	195	240	240
Длина первой секции ВЗДО, м	1,8	1,8	2,6	1,9	2,9	2,9
Длина второй секции ВЗДО, м	3,6	3,6	5,3	6,7	5,8	5,8
Жесткость, кН*м ²	656,6	1372	3920	8271,2	15366,4	15366,4
Диаметр УБТ, мм	89	89	165	178	203	203
Зенитный угол скважины, град	24					
Осевая нагрузка, т	8					

4.2.1 Зависимость радиуса искривления от отношения диаметра двигателя к диаметру долота

Радиус искривления находим по программе «Буровая навигация». Находится значение радиуса искривления, при котором отклоняющая сила равна нулю следующим образом: выбирается интервал R1 и R2 для которого отклоняющая сила имеет разные знаки. Пошагово сужается этот интервал, пока не будет получена отклоняющая сила равная нулю. Схема поиска радиуса искривления для разных диаметров двигателей и долот поясняется в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Схема поиска радиуса кривизны

Интенсивность искривления, град/10 м	Отклоняющая сила, Н	Интенсивность искривления, град/10 м	Отклоняющая сила, Н
1	2	3	4
ВЗДО -127 мм, долото 139,7 мм		ВЗДО-172, долото 215,9 мм	
7,2	1,41	2,9	0,511
6,2	0	2,4	0
6,0	-0,169	2,4	0,026
5,7	-0,589	2,3	-0,71
ВЗДО-195, долото 215,9 мм		ВЗДО-240, долото 295,3 мм	
2,4	0,682	2,3	0,791
1,9	0,197	1,9	0,438
1,7	0,021	1,6	0,168
1,7	0	1,4	0

В таблице 4.3 приведены данные, которые заносились в программу и полученные значения радиуса искривления скважин.

Таблица 4.3 – Характеристики компоновок нижней части бурильной колонны

Величина	Значение											
	295,3				215,9				139,7			
Диаметр долота, мм												
Диаметр ВЗДО, мм	172	178	195	240	127	154	172	195	95	106	120	127
Отношение диаметра двигателя к диаметру долота	0,58	0,6	0,66	0,81	0,59	0,71	0,8	0,9	0,68	0,76	0,86	0,91
Радиус кривизны, м	770	730	700	498	600	520	289	137	275	250	137	85
Зенитный угол скважины, град	24											
Осевая нагрузка, т	8											
Угол перекося, град.	1,5											

На рисунке 4.3 представлены зависимости радиуса искривления от отноше-

ния диаметра двигателя к диаметру долота

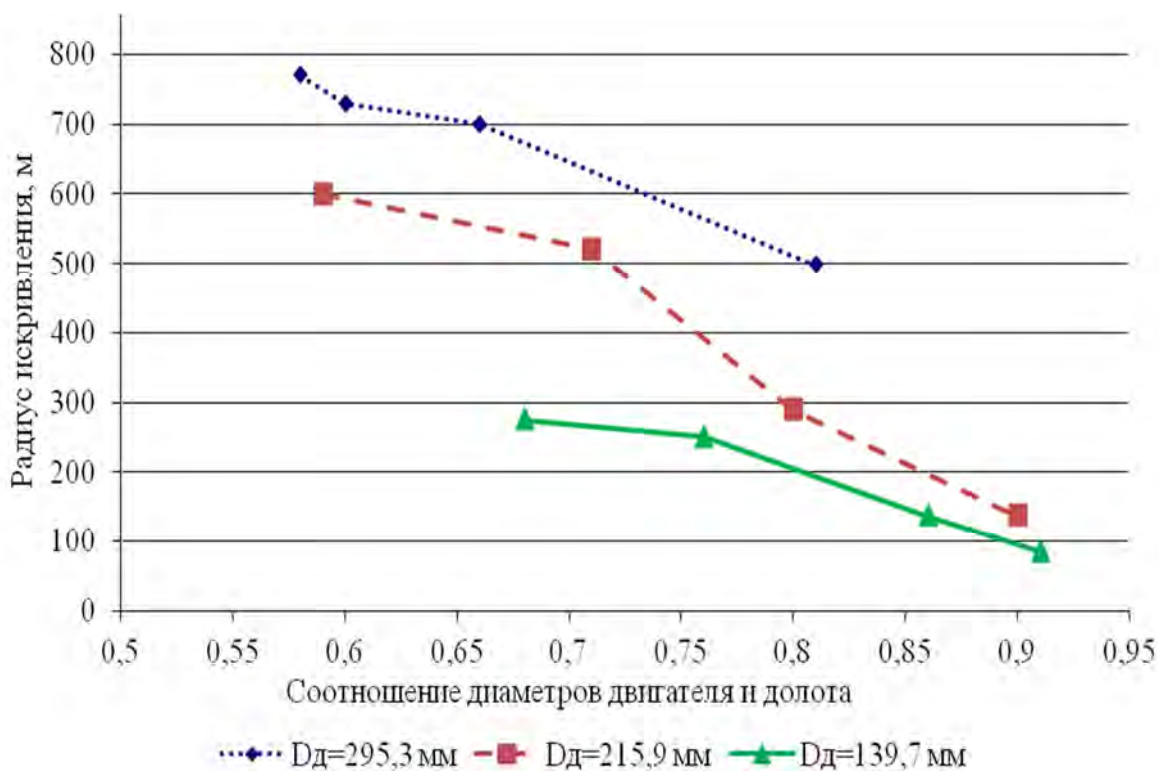


Рисунок 4.3 – Зависимость радиуса искривления от отношения диаметра двигателя к диаметру долота

4.2.2 Зависимость радиуса искривления от величины зенитного угла для разных отношений длины нижней секции к длине верхней секции

Для исследования зависимости радиуса искривления от величины зенитного угла для разных отношений длины нижней секции к длине верхней секции использовались данные, приведенные в таблице 4.1 [65].

В таблице 4.4 и на рисунке 4.4 приведены зависимости радиуса искривления от величины зенитного угла для разных отношений длины нижней секции к длине верхней секции забойного двигателя-отклонителя диаметром 240 мм, долото 295,3 мм.

Таблица 4.4 – Результаты расчёта

Диаметр долота 295,3 мм/диаметр двигателя 240 мм		Радиус искривления, м		
Соотношение нижней и верхней секций двигателя		0,25	0,33	0,4
Зенитный угол, град	10	1150	463	375
	20	1310	490	399
	30	1440	509	419
	40	1527	523	437

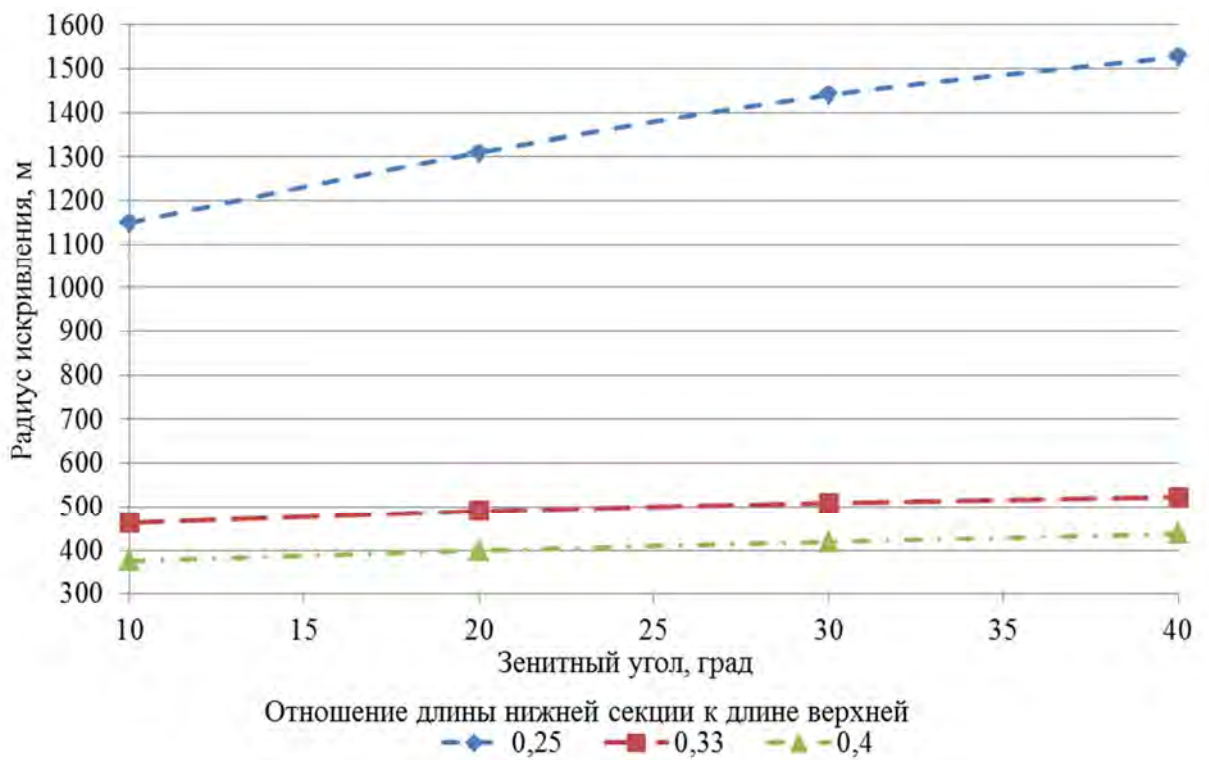


Рисунок 4.4 – Зависимость радиуса искривления от величины зенитного угла (долото 295,3 мм, двигатель 240 мм)

В таблице 4.5 и на рисунке 4.5 приведена аналогичная зависимость для диаметра двигателя-отклонителя 195 мм и долота 295,3 мм

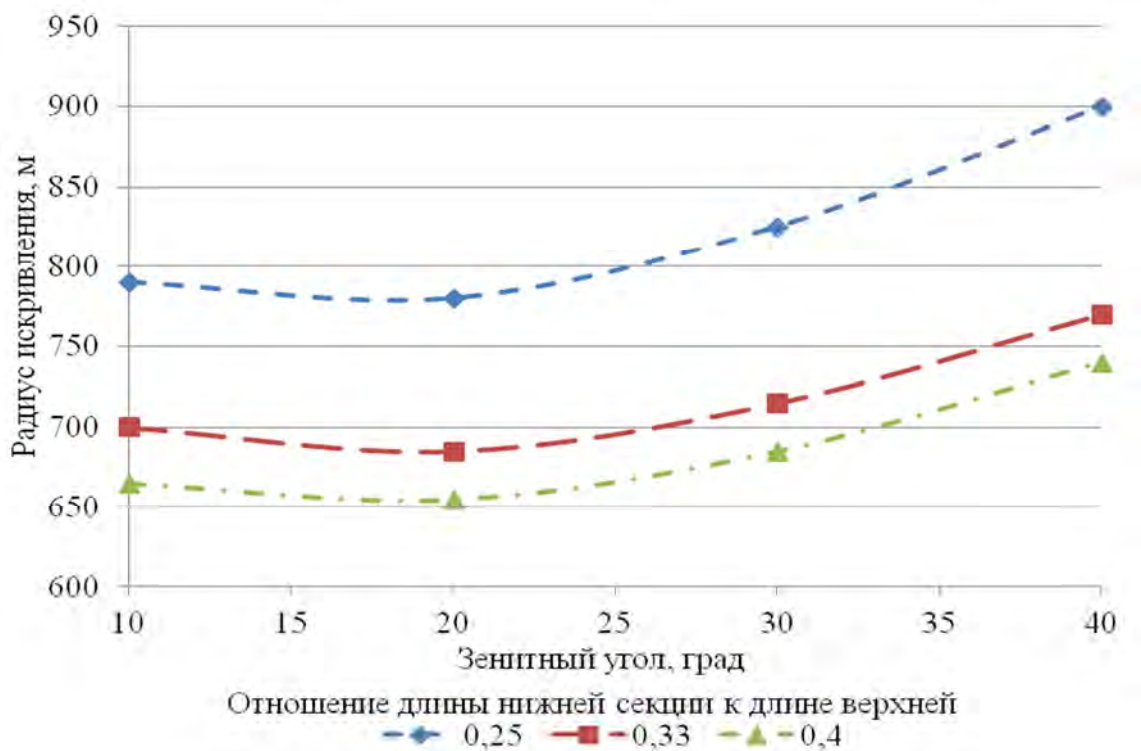


Рисунок 4.5 – Зависимость радиуса искривления от величины зенитного угла (долото 295,3 мм, двигатель 195 мм)

Таблица 4.5 – Результаты расчёта

Диаметр долота 295,3 мм/диаметр двигателя 195 мм		Радиус искривления, м		
Соотношение нижней и верхней секций двигателя		0,25	0,33	0,4
Зенитный угол, град	10	790	700	665
	20	780	685	655
	30	825	715	685
	40	900	770	740

Анализ пределов изменения радиуса искривления, представленный в таблице 4.6, позволяет сделать заключение, что при отношении длин секции, равном 0,33 и 0,4 работа КНБК происходит устойчиво, радиус искривления изменяется на 13 и 15 % соответственно.

Таблица 4.6 – Пределы изменения радиуса искривления для разных отношений длины нижнего плеча к длине верхнего

Диаметры двигателя и долота	Отношение длины нижней секции к длине верхней секции двигателя-отклонителя	Наибольший радиус искривления	Наименьший радиус искривления	Отношение наибольшего радиуса к наименьшему
Долото – 295,3 мм Двигатель – 240 мм	0,25	1527	1150	1,33
	0,33	523	463	1,13
	0,4	437	375	1,15

4.2.3 Зависимость радиуса кривизны от расстояния до верхнего опорно-центрирующего устройства для различных двигателей

Важным вопросом при исследовании функциональных возможностей КНБК является место установки опорно-центрирующего устройства. Нами выполнены расчёты зависимости радиуса искривления от расположения верхнего опорно-центрирующего устройства (над двигателем-отклонителем). Результаты расчётов приведены в таблице 4.7 и на рисунке 4.6.

Таблица 4.7 – Зависимость радиуса кривизны от расстояния до верхнего опорно-центрирующего устройства для различных двигателей

Диаметр долота/диаметр двигателя, мм	Радиус кривизны, м					
	4	6	9	11	12	15
Длина верхней секции, м						
295/240	-	358	-	430	-	500
269/240	-	192	-	226	-	221
215/195	-	151	-	156	-	157
215/172	-	217	213	-	185	-
139/127	92	102	97	-	-	-
139/106	195	175	179	-	-	-

Можно отметить, что для компоновки с долотом 215,9 мм и двигателем 195 мм место установки мало влияет на величину радиуса искривления, также достаточно устойчиво происходит работа КНБК №№ 1, 2, 5.

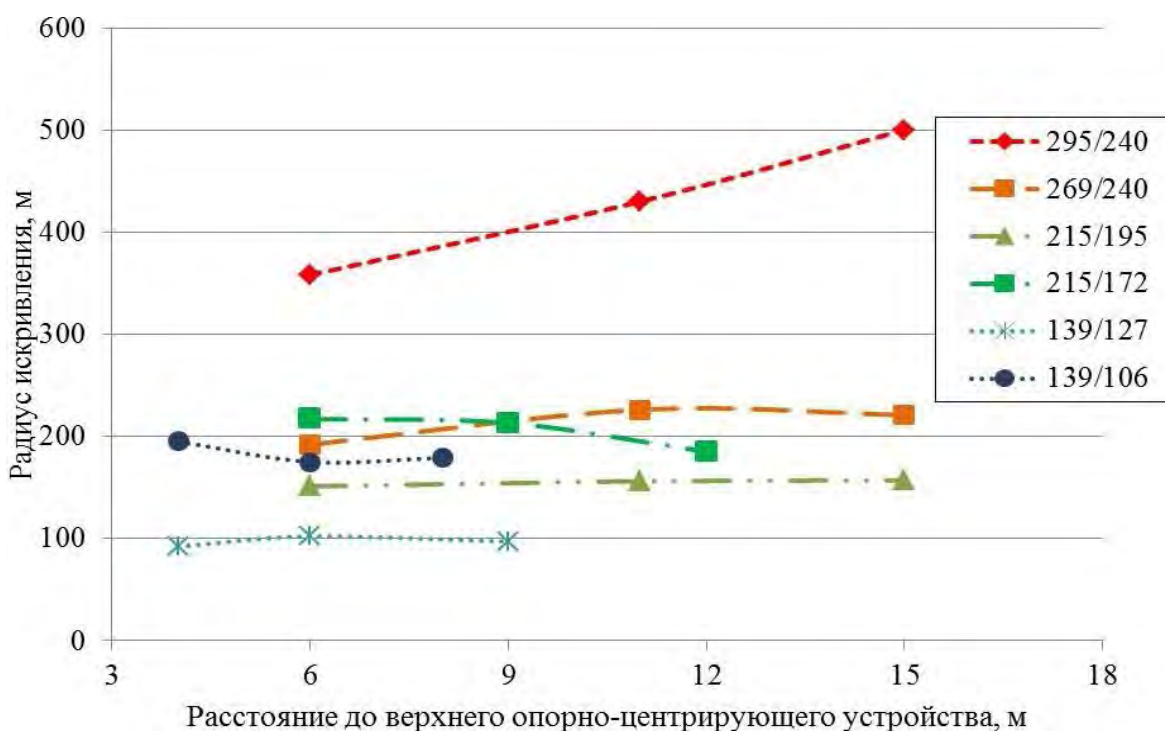


Рисунок 4.6 – Зависимость радиуса искривления от расстояния до верхнего опорно-центрирующего устройства

Таблица 4.8 – Пределы изменения радиуса искривления при изменении места установки верхнего опорно-центрирующего устройства

Компоновка низа буровой колонны	Наибольший радиус искривления (отношение длин секций)	Наименьший радиус искривления (отношение длин секций)	Отношение наибольшего радиуса к наименьшему	Относительная разность диаметров
Долото – 139,7 мм Двигатель – 106 мм	195	175	1,11	17
Долото – 139,7 мм Двигатель – 127 мм	102	92	1,11	9
Долото – 215,9 мм Двигатель – 172 мм	217	185	1,17	20
Долото – 215,9 мм Двигатель – 195 мм	157	151	1,04	10
Долото – 269,9 мм Двигатель – 240 мм	226	192	1,18	11
Долото – 295,3 мм Двигатель – 240 мм	500	358	1,40	19

4.2.4 Зависимость радиуса искривления от отношения длины нижней секции к длине верхней секции двигателя-отклонителя

Исходные данные для исследования влияния отношения длин секций для разных компоновок представлены в таблице 4.9, результаты расчётов радиуса искривления приведены в таблице 4.10.

Таблица 4.9 – Исходные данные

Величина	Значение											
Диаметр долота, мм	139,7			215,9						295,3	269,9	
Диаметр ВЗДО, мм	127	106		172			195			240		
Длина первой секции ВЗДО, м	1,8	1,5	1,5	2,6	2,2	1,5	1,9	2	2	2,9	2,3	2,1
Длина второй секции ВЗДО, м	3,6	4,2	5	5,3	7,2	4	6,7	5,3	4	5,8	6	7
Диаметр УБТ, мм	127			172			195			240		
Зенитный угол скважины, град	24											
Осевая нагрузка, т	8											
Угол перекоса, град.	1,5											

Таблица 4.10 – Результаты расчёта радиуса искривления

Отношение длин верхней и нижней секции двигателя	Радиус, м	Отношение длин верхней и нижней секции двигателя	Радиус, м
1	2	3	4
Долото 139,7 мм, ВЗДО 106 мм		Долото 139,7 мм, ВЗДО 127 мм	
0,5	192	0,5	112
0,36	205	0,36	102
0,3	206	0,3	99
Долото 215,9 мм, ВЗДО 172 мм		Долото 215,9 мм, ВЗДО 195 мм	
0,49	190	0,28	158
0,3	195	0,38	144
0,38	263	0,5	131
Долото 269,9 мм, ВЗДО 240 мм		Долото 295,3 мм, ВЗДО 240 мм	
0,5	191	0,5	323
0,38	184	0,38	370
0,3	193	0,3	205

Анализ пределов изменения радиуса искривления приведен в таблице 4.11. Зависимость радиуса искривления от отношения длины нижней секции к длине верхней секции двигателя-отклонителя приведена на рисунке 4.7.

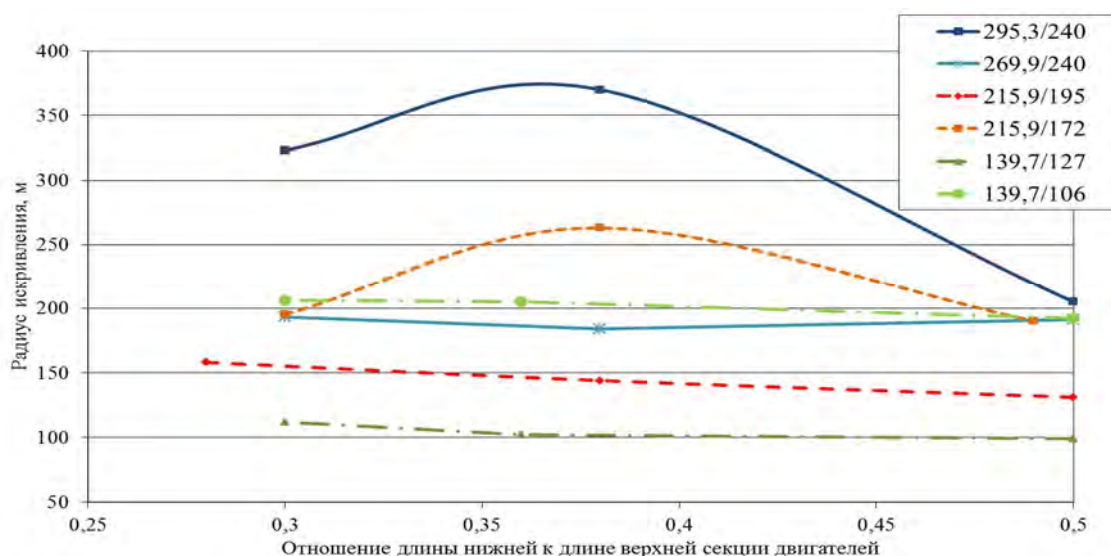


Рисунок 4.7 – Зависимость радиуса искривления от отношения длины нижней секции к длине верхней секции двигателя-отклонителя

Таблица 4.11 – Пределы изменения радиуса искривления в зависимости от отношения длины нижней секции к длине верхней секции двигателя-отклонителя

Компоновка низа буровой колонны	Наибольший радиус искривления, м (отношение длин секций)	Наименьший радиус искривления, м (отношение длин секций)	Отношение наибольшего радиуса к наименьшему	Относительная разность диаметров, %
Долото – 139,7 мм Двигатель – 106 мм	206 (0,3)	192 (0,5)	1,13	17
Долото – 139,7 мм Двигатель – 127 мм	112 (0,5)	99 (0,3)	1,07	9
Долото – 215,9 мм Двигатель – 172 мм	263 (0,38)	190 (0,49)	1,38	20
Долото – 215,9 мм Двигатель – 195 мм	158 (0,28)	131 (0,5)	1,21	10
Долото – 269,9 мм Двигатель – 240 мм	193 (0,3)	184 (0,38)	1,05	11
Долото – 295,3 мм Двигатель – 240 мм	370 (0,38)	205 (0,3)	1,80	19

Сравнение данных показывает, что важным параметром, влияющим на работу компоновки, является зазор между диаметрами долота и двигателя. Так, при относительном зазоре 9 – 11% радиус искривления меняется на 5 – 7%, при большем зазоре изменение радиуса искривления может достигать 80% (долото 295,3 мм, двигатель 240 мм).

4.2.5 Зависимость радиуса искривления от угла перекоса осей между силовой и шпindelной секцией двигателя-отклонителя

Изменение угла перекоса осей между силовой и шпindelной секциями двигателя является главным инструментом по изменению радиусом искривления скважины [103]. В таблице 4.12 приведены исходные данные для расчёта. Результаты расчётов радиуса искривления приведены таблице 4.13, а на рисунке 4.8 приведены зависимости радиуса искривления от угла перекоса для разных отношений между диаметрами долота и забойного двигателя. Изменение радиуса искривления в зависимости от угла перекоса осей двигателя-отклонителя приведены в таблице 4.14. Таблица 4.12 – Исходные данные для расчета зависимости радиуса от угла перекоса для разных диаметров двигателей

Величина	Значение					
	139,7	215,9	215,9	295,3	269,9	139,7
Диаметр долота, мм	139,7	215,9	215,9	295,3	269,9	139,7
Диаметр ВЗДО, мм	127	172	195	240	240	106
Длина первой секции ВЗДО, м	1,8	2,6	1,9	2,9	2,9	1,8
Длина второй секции ВЗДО, м	3,6	5,3	6,7	5,8	5,8	3,6
Диаметр УБТ, мм	89	167	178	203	203	89
Зенитный угол скважины, град	24					
Осевая нагрузка, т	8					

Таблица 4.13 – Результаты расчёта радиуса искривления

Угол перекося, град.	Радиус искривления, м	Угол перекося, град.	Радиус искривления, м
Долото 139,7 мм, ВЗДО 127 мм		Долото 139,7 мм, ВЗДО 106 мм	
1	175	1	670
1,2	134	1,2	340
1,4	109	1,4	225
1,6	91	1,6	167
1,8	78	1,8	133
2	66	2	110
2,3	53	2,3	87
Долото 215,9 мм, ВЗДО 172 мм		Долото 215,9 мм, ВЗДО 195 мм	
1	630	1	289
1,2	353	1,2	213
1,4	247	1,4	174
1,6	212	1,6	140
1,8	178	1,8	111
2	146	2	92
Долото 295,3 мм, ВЗДО 240 мм		Долото 269,9 мм, ВЗДО 240мм	
1,2	685	1,2	279
1,4	392	1,4	213
1,6	274	1,6	175
1,8	211	1,8	146
2	171	2	126
2,3	138	2,3	104
2,6	112	2,6	89
3	90	3	72

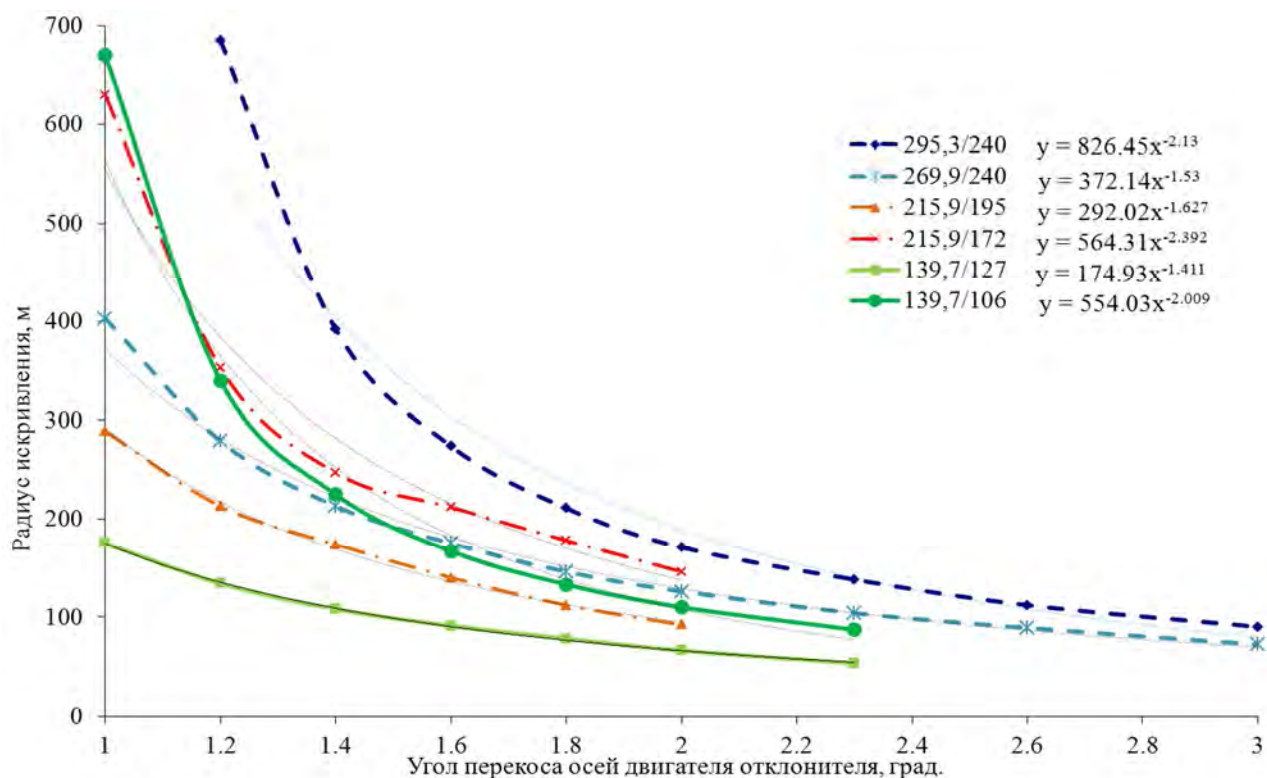


Рисунок 4.8 – Зависимость радиуса искривления от угла перекося осей между шпиндельной и силовой секциями забойного двигателя

Таблица 4.14 – Изменение радиуса искривления в зависимости от угла перекоса осей двигателя-отклонителя

Угол перекоса, град.	Радиус искривления, м	Увеличение радиуса при увеличении угла перекоса на 0,1 ⁰	Угол перекоса, град.	Радиус искривления, м	Увеличение радиуса при увеличении угла перекоса на 0,1 ⁰
Долото – 215,9 мм, ВЗДО – 172 мм			Долото – 215,9 мм, ВЗДО – 195 мм		
1	630	139	1	289	38
1,2	353	53	1,2	213	20
1,4	248	18	1,4	174	17
1,6	212	18	1,6	140	15
1,8	178	16	1,8	111	10
2	146		2	92	
Долото – 295,3 мм, ВЗДО – 240 мм			Долото – 269,9 мм, ВЗДО – 240 мм		
1,2	685	146	1,2	279	33
1,4	392	59	1,4	213	19
1,6	274	32	1,6	175	15
1,8	211	20	1,8	146	10
2	171	16	2	126	11
2,3	138	13	2,3	104	12,5
2,6	112	11	2,6	89	8
3	90		3	72	

Таблица 4.15 – Пределы изменение радиуса искривления при изменении угла перекоса осей между шпиндельной и силовой секциями забойного двигателя

Компоновка низа бурильной колонны	Наибольший радиус искривления	Наименьший радиус искривления	Отношение наибольшего радиуса к наименьшему	Относительная разность диаметров
Долото – 139,7 мм Двигатель – 106 мм	670	87	7,70	17
Долото – 139,7 мм Двигатель – 127 мм	175	53	3,30	9
Долото – 215,9 мм Двигатель – 172 мм	630	146	4,32	20
Долото – 215,9 мм Двигатель – 195 мм	289	111	2,60	10
Долото – 269,9 мм Двигатель – 240 мм	279	72	3,88	11
Долото – 295,3 мм Двигатель – 240 мм	685	146	4,69	19

Подводя итоги выполненным исследованиям можно отметить, что величина зазора между долотом и двигателем существенным образом влияет на работу КНБК. На наш взгляд, такая зависимость объясняется наличием перекоса нижней секции двигателя-отклонителя, связанной с разностью диаметров долота и забойного двигателя. Так, для долота 295,3 и двигателя 240 мм и длине нижнего плеча 2,9 м этот угол равен 1,1 градуса; для долота 215,9 и двигателя 172 мм и длине нижнего плеча 1,9 м – угол 1,3 градуса, для долота 139,7 и двигателя 106 мм и длине плеча 1,8 мм – угол 1,0 градуса. Именно при таких углах перекоса между секциями двигателя-отклонителя происходит стремительный рост радиуса искривления. Таким образом,

при относительной величине зазора до 10-11% и отношении длины нижней секции к длине верхней секции не менее 0,33 работа КНБК происходит более устойчиво.

4.3 Выводы и рекомендации

По результатам проведенных в разделе исследований можно сделать следующие выводы [48]:

Изменение угла перекоса осей между силовой и шпиндельной секциями двигателя является главным инструментом по изменению радиуса искривления скважины; при изменении угла перекоса осей между шпиндельной и двигательной секциями двигателя-отклонителя от $1,0^\circ$ до $1,4^\circ$ темп прироста радиуса искривления скважины составляет 200-300%; при изменении от $1,4^\circ$ до $3,0^\circ$ – 10-20%. Увеличение разности между диаметрами долота и двигателя, увеличивает темп прироста радиуса.

Обеспечение устойчивой работы компоновки нижней части бурильной колонны с долотом диаметром 295,3 мм возможно при использовании двигателя 240 мм; с долотом 215,9 мм – двигателя 195 мм.

Для изменения радиуса искривления оси скважины в широких пределах необходим угол перекоса осей между силовой и шпиндельной секциями двигателя $1,0 - 1,4$ градуса; для поддержания величины радиуса искривления в диапазоне $\pm 20\%$ угол перекоса осей должен быть больше $1,4$ градуса.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1) Промысловая информация, собранная по 13 скважинам 6 месторождений Тимано-Печорской провинции (Харьягском, Юрьяхинском, Южно-Шапкинском (Средне-Серчеюский купол), Северо-Кожвинском, Южно-Лыжском и Ошском), позволила выделить наиболее существенные параметры, влияющие на отклонение фактической траектории от проектной – это твердость горных пород; уширение ствола скважины; величина зенитного угла; осевая нагрузка; угол перекоса осей нижней и верхней секций двигателя-отклонителя; осевой и радиальный люфты вала шпинделя; длина нижней и верхней секций двигателя-отклонителя; доля и время бурения участка стабилизации с вращением компоновки ротором, и использовать их для факторного анализа при работе с нейросетью.

2) Факторный анализ, выполненный с использованием нейросетевой технологии, позволил выявить степень влияния на отклонение фактической траектории от проектной на участке стабилизации по зенитному углу следующих параметров: весовая значимость твердости пород – 1,0; осевого люфта вала шпинделя винтового забойного двигателя-отклонителя – 0,95; величины зенитного угла скважины – 0,90, а также степень влияния на отклонение фактической траектории от проектной по азимуту: весовая значимость величины зенитного угла – 1,0; осевой нагрузки на долото – 0,87; уширение ствола – 0,83.

3) Использование «обученной» и протестированной нейросети для прогноза по выполнению двух выходных критериев одновременно, позволило рекомендовать условия для проводки участка стабилизации в заданном коридоре значений: по зенитному углу $\pm 0,2^\circ$, по азимуту $\pm 1,5^\circ$.

4) Поиск оптимальных размеров элементов компоновки нижней части бурильной колонны, выполненный по методике ВНИИБТ, позволил сделать выявить следующее: при зазоре между диаметрами долота и двигателя не более 10-11% и отношении длины нижней секции к длине верхней секции не менее 0,33 изменение радиуса искривления скважины в зависимости от величины зенитного угла и места установки верхнего опорно-центрирующего устройства происходит не более чем на 15-20%, что позволяет более корректно проектировать профиль скважины и обеспечивать его выполнение при проводке.

5) Определены области изменения угла перекоса между силовой и шпиндельной секциями двигателя, позволяющие активно менять радиус искривления скважины или стабилизировать его: при изменении угла перекоса от $1,0^\circ$ до $1,4^\circ$ темп при-

роста радиуса искривления составляет 200-300%; при изменении от $1,4^\circ$ до $3,0^\circ$ – 10-20%. Увеличение разности между диаметрами долота и двигателя, увеличивает темп прироста радиуса.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1) Абу-Абед Ф.Н. Построение классификатора для снижения риска при строительстве нефтяных скважин на базе нейросетевой модели. Управление качеством в нефтегазовом комплексе // Ежекв. научно-технический журнал РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина и Российской инженерной академии. 2013. №1. С. 47 – 50.
- 2) Александров, М. М. О влиянии величины бокового зазора на условия спуска обсадных колонн [Текст] / М. М. Александров, Ю. А. Воропаев // Технология бурения нефтяных и газовых скважин. – 1974. – С. 113–117.
- 3) Александров, М. М. О силе и коэффициенте сопротивления в условиях скважины [Текст] / М. М. Александров // СевКавНИИ. – 1969. – С. 14–18.
- 4) Александров, М. М. Определение сил сопротивления при бурении скважин [Текст] / М. М. Александров – М.: Недра, 1965.
- 5) Андронов, И. Н. Исследование поперечных сил в бурильной колонне при проводке направленных скважин [Текст] / И. Н. Андронов, В. Ф. Буслаев, В. В. Михарев // Сборник докладов №1 «Бурение скважин на Европейском Севере России» / – М., 2001. – С. 79–84.
- 6) Архипов, И.Г., Аронов Ю.А., Калинин А.Г. О стабилизации угла наклона при бурении наклонно направленных скважин / И.Г. Архипов, Ю.А. Аронов, А.Г. Калинин //Сборник научных трудов ВНИИБТ. – М.: ВНИИБТ – 1971. – вып. № 28 – С. 26-30.
- 7) Балденко, Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноевых А.Н. Винтовые забойные двигатели / Д.Ф. Балденко, Ф.Д. Балденко, А.Н. Гноевых. – М.:Недра – 1999. 348 с..
- 8) Балденко, Д. Ф. Нагрузочные характеристики винтовых забойных двигателей при бурении / Д. Ф. Балденко, А. П. Шмидт // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1998. – №5. – С. 10–15
- 9) Басарыгин, Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – М.: Недра. – 2001. – 675 с.
- 10) Белобородова Н.А., Канева Т.В. Совершенствование механизма управления экономикой муниципального образования на базе информационных технологий (на примере города Ухты): Монография. – Ухта: Институт управления, информации и бизнеса. – 2004. – 185 с.
- 11) Белорусов, В.О., Бондарук Т М. Прогнозирование и расчет естественного искривления скважин: Справочное пособие / В. О. Белорусов, Т. М. Бондарук. – М.: Недрю. – 1998. – 151 с.

- 12) Беляев, В.М., Калинин А.Г., Копылов А.С. Компонировки нижней части бурильной колонны / В.М. Беляев, А.Г. Калинин, А.С. Копылов. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1972. – 139с.
- 13) Бикчурин, Т.Н., Ибатуллин Р.Х., Козлов Ф.А. и др. Техника и технология бурения нефтяных скважин в Татарии / Т.Н. Бикчурин, Р.Х. Ибатуллин, Ф.А. Козлов и др. – Казань:Таткнигоиздат. – 1974. – 153 с.
- 14) Близнюков, В.Ю. Промысловые испытания новых КНБК / В.Ю Близнюков, В.Т. Лукьянов, Близнюков Ю.Н. // Нефтяное хозяйство . – 1989. – №11. – с. 60–65
- 15) Боярко, Ю.Л. Влияние анизотропии твердости пород на азимутальное искривление скважин // Нефтяное хозяйство. – 1965. – №2. – С. 19-23.
- 16) Буглов, Н.А. Влияние технико-технологических факторов на интенсивность искривления геологоразведочных скважин / Н.А. Буглов, И.Н. Страбыкин // Известия вузов. Геология и разведка. – 1986. – №11. – С. 79-84.
- 17) Булатов, А. И. Бурение горизонтальных скважин / А. И. Булатов, Е. Ю. Проселков, Ю. М. Проселков. – Краснодар: Совет. Кубань. – 2008. – 424 с.
- 18) Булатов, А.И.,. Справочник инженера по бурению: в 4 т./ А.И. Булатов, А.Г. Аветисов. – М.: Недра. – 1993–1996 – Т.1–4.
- 19) Буслаев, В. Ф. Исследование и разработка методов управления траекторией стволов скважин при наклонно направленном и вертикальном бурении глубоких скважин долотами истирающе-режущего типа (на примере месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции) [Текст]: дис. ... канд. техн. наук: 05.15.10 / Виктор Федорович Буслаев. – М.: ВНИИБТ, 1980. – 250 с.
- 20) Буслаев, В. Ф. Прогнозирование естественного искривления наклонно направленных скважин [Текст] / В. Ф. Буслаев // Нефтяное хозяйство. – 1988. – №7. – С. 15–18.
- 21) Буслаев, В. Ф. Проектирование профиля наклонно-направленной скважины с учетом закономерностей естественного искривления [Текст]: Сборник научных трудов Печорнипинефть: Геология и разработка нефтяных месторождений Коми АССР / В. Ф. Буслаев, В. П. Никифоров, Ф. Х. Шафиков. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1975. – С. 61-64
- 22) Буслаев, В. Ф. Строительство скважин на Севере [Текст]: монография / В. Ф. Буслаев, П. С. Бахметьев, С. А. Кейн, В. М. Юдин. – Ухта: УГТУ. – 2000. – 287 с.
- 23) Буслаев, В. Ф. Технология и техника проводки направленных скважин на Севере Европейской части России [Текст]: дис. ... д-ра техн. наук: 05.15.10 / Виктор Федорович Буслаев. – Ухта: УИИ. – 1994. – 549 с.
- 24) Буслаев, В.Ф. О возможности бурения условно-вертикальных скважин с учетом

- закономерностей искривления [Текст]: сб. науч. тр. Печорнипинефть / В. Ф. Буслаев. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1976. – С. 114-121.
- 25) Вудс, Г. Искривление скважин при бурении / Г. Вудс, А. Лубинский. – М.: Гостоптехиздат. – 1960. – 351 с..
- 26) Ганджумян, Р.А., Инженерные расчёты при бурении глубоких скважин / Р.А. Ганджумян, А.Г. Калинин, Б.А. Никитин. – М.: Недра. – 2000. – 489 С.
- 27) Гилязов, Р.М. Исследование устойчивости КНБК к изменению горно-технологических условий проводки слабо наклонных скважин / Р.М. Гилязов, Н.З. Гибадуллин // Сборник трудов БашНИПИнефть: Совершенствование технологий добычи, бурения и подготовки нефти – Уфа: Изд-во БашНИПИнефть. – 2000. – 174с.
- 28) Григорян, Н. А. Вскрытие пластов многозабойными и горизонтальными скважинами / Н. А. Григорян. – М.: Недра. – 1969. – 311 с.
- 29) Григулецкий, В.Г. Оптимальное управление при бурении скважин / В.Г. Григулецкий. – М.: Недра. – 1988. – 229 с.
- 30) Григулецкий, В.Г. Проектирование компоновок нижней части буровой колонны / В.Г. Григулецкий, В.Т. Лукьянов. – М.: Недра. – 1990. – 289 с.
- 31) Гулизаде, М.П., Кауфман Л.Я., Сушон Л.Я, Методика расчета интенсивности искривления ствола наклонной скважины / М.П. Гулизаде, Л.Я. Кауфман, Л.Я. Сушон. – Тюмень. – 1974. – 112 с..
- 32) Гулизаде, М.П. Регулирование азимутального искривления при бурении наклонно направленных скважин с применением неориентируемых КНБК / М.П. Гулизаде, О.К. Мамедбеков // РНТС Сер. Строительство скважин. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1989. – 55 с.
- 33) Долгий, И. Е. К вопросу определения предела упругости горных пород / И. Е. Долгий, Г. М. Краснобабцев, В. А. Кузнецов // Межвузовский технологический сборник. «Технология бурения нефтяных и газовых скважин». – 1975. – С. 23–25.
- 34) Злобин, В.К. Нейросети и нейрокомпьютеры: учебное пособие. – С-ПБ.: БХВ-ПЕТЕРБУРГ. – 2011. – 256 С.
- 35) Инструкция по статистической обработке промысловой информации. – М.: ВНИИБТ. – 1972. – 131 с.
- 36) Ионнесян, Р.А. Основы теории и техники турбинного бурения. – М.: Гостоптехиздат. – 1953. – 423 с.
- 37) Калинин, А.Г. Искривление скважин. – М.: Недра. – 1974. – 304 с.

- 38) Калинин, А.Г. Бурение наклонных скважин / А.Г. Калинин, Н.А. Григорян, Б.З. Султанов. - М.: Недра. – 1990. – 348 с.
- 39) Калинин, А.Г. Профили направленных скважин и компоновки низа бурильных колонн / А.Г. Калинин, Б.А. Никитин, К.М. Солодкий, А.С. Повалихин. – М.: Недра – 1995. – д
- 40) Калинин, А.Г. Выбор оптимальных КНБК для бурения в абразивных горных породах / А.Г. Калинин, А.С. Повалихин, К.М. Солодкий // Экспресс-информация ВНИИОЭНГ, серия «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М.: ВНИИОЭНГ. – 1991. – № 8. – С. 42-47
- 41) Калинин, А.Г. Исследование работы отклонителей на базе забойных двигателей с коротким нижним плечом / А.Г. Калинин, А.С. Повалихин, К.М. Солодкий // Сборник трудов МГРИ, серия: Техника и технология геологоразведочных работ. – М.: МГРИ. – 1986. – № 9. – С. 52-59
- 42) Калинин, А. Г. Бурение наклонных скважин [Текст]: справочник / А. Г. Калинин; под ред. А. Г. Калинина. – М.: Недра, 1997. – 648 с.
- 43) Калинин, А. Г. Искривление буровых скважин [Текст] / А. Г. Калинин. – М.: Гос-топтехиздат. – 1963. – 308 с.
- 44) Калинин, А. Г. Искривление скважин [Текст] / А. Г. Калинин. – М.: Недра, 1974.
- 45) Калинин, А. Г. Исследование устойчивости бурильной колонны для различных случаев закрепления ее нижнего конца [Текст] / А. Г. Калинин, А. Ф. Федоров, К. М. Солодкий // Информ. сб., серия: Научно-технические достижения и передовой опыт, рекомендуемые для внедрения в нефтяной промышленности. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1972. – Вып. 12.
- 46) Калинин, А. Г. Стабилизирующие компоновки низа бурильной колонны [Текст] / А. Г. Калинин, А. Ф. Федоров, К. М. Солодкий // Информ. сб. Серия: Научно-технические достижения и передовой опыт, рекомендуемые для внедрения в нефтяной промышленности. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1991. – Вып. 7.
- 47) Канева, Е. А. Применение нейронных сетей в анализе термошахтной разработки Ярегского месторождения / Е. А. Канева // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». Геология, геофизика. – 2013. – №4. – С.87-95
- 48) Кейн, С.А. Оптимизация параметров компоновок нижней части бурильной колонны для обеспечения проектной траектории наклонно направленных скважин / С.А. Кейн, В.Ю. Близнюков, В.В. Трохов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2014. – №6. – С.330-342.

- 49) Кейн, С.А. О возможности применения информационных технологий для прогнозирования траекторий горизонтальных скважин / С.А. Кейн, Ю. М. Фирсова, В. Ф. Буслаев, Н. А. Белобородова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2006. – № 7. – С. 17-214.
- 50) Кейн, С. А. Разработка технико-технологических рекомендаций по повышению качества выполнения проектной траектории наклонно направленных скважин / С. А. Кейн, В. В. Трохов, // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – №1. – С. 4-7.
- 51) Кейн, С. А. . Выполнение проектной траектории на участке стабилизации за счёт использования информационных технологий / С. А. Кейн, В. В. Трохов, Е. А. Овешников // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – 2013. – № 4. – С. 15-21.
- 52) Кейн, С.А. Инженерные задачи бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин: учебное пособие / С.А. Кейн, Р.Н. Мищенко. – Ухта: УГТУ. – 2011. – 80 С.
- 53) Кейн, С.А., Современные технические средства управления траекторией наклонно направленных скважин, в том числе с горизонтальным окончанием [Текст]: учебное пособие / С.А. Кейн. – Ухта: УГТУ. – 2012. – 119 с..
- 54) Колесников А.Е., Мелентьев Н.Я. Искривление скважин. -М.// Недра, 1979.-175 с.
- 55) Кремер, Н.Ш. теория вероятностей и математическая статистика: учебник для вузов. Методические материалы. – М.: ГУ ВШЭ. – 2000. – 120 с.
- 56) Кульчицкий, В.В. Геонавигационные технологии проводки наклонно направленных и горизонтальных скважин. – М.:НПО «Горизонт-сервис» ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2000. – 511 с.
- 57) Линд, Ю. Б. Современные информационные технологии в проектировании строительства скважин / Ю. Б. Линд, А. Р. Кабирова, Г. Г. Елкибаева и другие // Научно-технический журнал «Нефть и газ». – 2013. – № 5 – С. 37-42
- 58) Лукьянов, В. Т. Развитие теории управления искривлением скважин при бурении [Текст]: дис. докт. техн. наук: 05.15.10 / Владимир Тимофеевич Лукьянов. – Краснодар: ОАО. "НПО "Бурение". – 1990. – 301с.
- 59) Миллхейм, К.К., Апостол М.С. Влияние компоновки низа бурильной колонны на отклонение долота / Миллхейм, К.К., Апостол М.С. // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. -1981. - №5. –С. 52-59.

- 60) Научно-технический отчет производственного экспериментально-исследовательского отдела по бурению ВНИИБТ за 1980 год// г. Сургут, 1981 г.,
- 61) Нейрокомпьютинг и его применения в экономике и бизнесе. <http://www.intuit.ru/studies/courses/2255/139/lecture/20577>
- 62) Нейронные сети. <http://abc.vvsu.ru/books/ebooks>
- 63) Нугаев, И. Ф. Применение радиально-базисных нейронных сетей для моделирования процессов формирования траекторий нефтегазовых скважин / И. Ф. Нугаев // Вестник УГАТУ. – Уфа : УГАТУ – 2008. – Т.11 – №1(28). – С.79–85.
- 64) Осипов, П. Ф. Опыт управления интенсивными колебаниями бурильной колонны [Текст] / П. Ф. Осипов, Е. К. Юнин, С. А. Краснов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2004. – №12.
- 65) Петров, С.А. Влияние характеристик траектории на выбор геометрических размеров двигателя-отклонителя/ Петров С.А., Трохов В. В. // XV Международная молодежная научная конференция «Севергеоэкотех-2014»[Текст]: материалы конференции (26-28 марта 2014 г.): в 5 ч.; Ч. 5. – Ухта: УГТУ, 2014. – стр. 49-51
- 66) Повалихин, А.С. Выбор КНБК для проводки наклонно прямолинейных интервалов профиля скважины в сложных горно-геологических условиях // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ВНИИОЭНГ. – 2005. – № 12. – С. 35-38
- 67) Повалихин, А.С. Отклонитель для роторного способа бурения // Нефтегазопромысловый инжиниринг. – 2003. – № 2. – С.43-45.
- 68) Повалихин А.С. Отклонитель: программа для ЭВМ.Свидетельство РФ № 990305. – 1999.
- 69) Повалихин, А.С. Управление забойным двигателем-отклонителем // Нефтегазопромысловый инжиниринг. – 2004. – № 2 – С.39-42.
- 70) Повалихин, А.С. Устойчивость стабилизирующих КНБК с оптимальными размерами на проектной траектории // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1995. – № 4-5.
- 71) Повалихин, А.С. Вопросы проводки тангенциального интервала субгоризонтальной скважины / А.С. Повалихин, Ф.Ф. Ахмадишин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2005. – № 2. – С.23-26.
- 72) Повалихин А.С., Байтеряков М.Ш. «Программное обеспечение расчета и проектирования КНБК», журнал «Нефтегазопромысловый инжиниринг», № 3, 2004 г
- 73) Повалихин, А.С. Устойчивость бурильной колонны при бурении горизонтальных скважин и оперативное управление траекторией ствола / А.С. Повалихин, И.Л. Бар-

ский, В.Г. Глушич, А.М. Гусман // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2003. – № 4. – С. 29-34.

74) Повалихин, А.С., Калинин А.Г. Направленное бурение – основа совершенствования технологии строительства скважин и нефтедобычи / А.С. Повалихин, А.Г. Калинин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2003. – № 5. – С. 33-37.

75) Повалихин А.С. Перспективы совершенствования технологии строительства наклонных и горизонтальных скважин // А.С. Повалихин, А.Г. Мессер, А.Г. Калинин // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – 2000. – № 1 – С.76-81.

76) Повалихин, А.С. Новые решения в проектировании компоновок низа бурильной колонны / А.С. Повалихин, А.С. Оганов, З.Ш. Бадреев // Нефтегазовые технологии. – 1999. – № 3. – С. 52-56.

77) Повалихин, А.С. Искривляющие оптимальные КНБК для горизонтального бурения / А.С. Повалихин, А.С. Оганов, К.М. Солодкий // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1997. – № 1. – С.14-18.

78) Повалихин, А.С. Оптимизация профиля наклонной скважины / А.С. Повалихин, А.С. Оганов, К.М. Солодкий // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1994. – №№ 6-7.

79) Повалихин, А.С. Управление двигателем-отклонителем и телеметрическое сопровождение направленного бурения / // А.С. Повалихин, О.К. Рогачев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2006. – № 3. – С.24-28.

80) Повалихин А.С., Солодкий К.М. Компоновка низа бурильной колонны (КНБК): программа для ЭВМ. Свидетельство РФ № 990304. – 1999.

81) Повалихин А.С., Солодкий К.М. Оптимальная компоновка низа бурильной колонны (КНБК): программа для ЭВМ. Свидетельство РФ № 990306. – 1999.

82) Повалихин, А.С. Оптимизация параметров КНБК в целях проводки ствола скважины с постоянной кривизной / А.С. Повалихин, К.М. Солодкий, А.Ф. Фёдоров, А.Г. Калинин, Г.В. Коростелева // Экспресс-информация (отечественный опыт): Техника и технология бурения скважин. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1989. – вып. – 92 с.

83) Повалихин, А. С. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин. / А. С. Повалихин, А. Г. Калинин, С. Н. Бастриков, К. М. Солодкий: Под общей редакцией доктора технических наук, профессора А. Г. Калинина – М: Изд. Центр-ЛитНефтеГаз. – 2011. – 647 С.

84) Потанин, К.В. О стабилизации угла наклона при турбинном бурении наклонно направленных скважин / К.В. Потанин, А.Г. Калинин, И.Г. Архипов, В.М. Беляев //

Нефтяное хозяйство. – 1974. – № 10. – С. 16-21.

85) Самоходов, Ю.И. О влиянии радиального люфта вала турбобура на стабилизацию зенитного угла скважины // Межвузовский тематический сборник № 2: Технология бурения нефтяных и газовых скважин. – Уфа: Уфимский нефтяной институт. – 1975. – С.78-83.

86) Семак, Г.Г. Исследование формы ствола и пространственного профиля скважины и разработка рекомендаций по их улучшению: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – М.: ВНИИБТ. – 1977. – 156 с.

87) Сердюк, Н. И. Расчеты в бурении [Текст]: справочное пособие / Н. И. Сердюк, Р. А. Ганджумян, А. Г. Калинин. – М.: РГГРУ, 2007. – 668 с.

88) Сесюнин, Н.А. Пространственный изгиб КНБК с центраторами и отклонение скважины по азимуту // Известия ВУЗов, серия: Нефть и газ. – 1986 г.

89) Солодкий, К.М. Исследование работы жестких компоновок для предупреждения искривления скважин с учетом взаимодействия с вышерасположенной бурильной колонной: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – М.: ВНИИБТ. – 1975. – 172 с.

90) Солодкий, К.М. Принцип выбора стабилизирующих компоновок с заданными оптимальными размерами / К.М. Солодкий, А.Ф. Фёдоров, А.С. Повалихин, А.Г. Калинин, В.П. Шагалов // Нефтяное хозяйство. – 1984. – № 9. – С.29-33.

91) Страбыкин, И.Н. Новый метод борьбы с естественным искривлением скважин / И.Н. Страбыкин, Б.Е. Стеблов, Ф.А. Бобылев – М.: ВНЭМС. – 1970. – №115. – С.35-57.

92) Сулакшин, С.С. Направленное бурение. – М.: Недра. – 1987. – 273 с.

93) Сулакшин, С.С. Закономерности искривления и направленное бурение геолого-разведочных скважин. – М.: Недра. – 1966. – 293 с.

94) Султанов, Б.З., Шандалов Г. Влияние геологических условий на отклонение скважины / Б.З. Султанов, Г.В. Шандалов // Изв. Вузов. Геология и разведка. - 1961. – №3. – С. 107-110.

95) Сушон, Л.Я. Управление искривлением наклонных скважин в Западной Сибири / Л.Я. Сушон, П.В. Емельянов, Р.Т. Муллагалиев. – М.: Недра. – 1988. – 124с.

96) Трохов, В. В. Анализ и выявление факторов, влияющих на изменение параметров компоновки низа бурильной колонны/ Трохов В.В., Радьков Д.В. // XIII Международная молодежная научная конференция «Севергео-экотех-2012»: материалы конференции (21-23 марта 2012 г., Ухта): в 6 ч.; ч. 5. – Ухта: УГТУ. – 2013. – стр. 50-54

- 97) Трохов, В. В. Анализ опыта работы винтовых отклонителей на Салюкинском месторождении/ Трохов В. В., Кейн С. А. // Сборник научных трудов [Текст]: материалы научно-технической конференции (17-20 апреля 2012 г.): в 3 ч.; ч. I / под ред. Н. Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ. – 2012. – с. 129-131.
- 98) Трохов, В. В. Расчёт отклоняющих компоновок нижней части бурильной колонны для участков уширения ствола скважины/ Носов Д. В., Трохов В. В. // XIV Международная молодежная конференция «Севергеозкотех-2013»: материалы конференции (20-22 марта 2013 г.): в 5 ч.; ч. 2. – Ухта: УГТУ. – 2013. – стр. 49-53
- 99) Уляшева, Н.М. К вопросу регулирования реологических свойств буровых растворов в скважинах сложного пространственного профиля / Н.М.Уляшева, В.В. Дуркин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2003. – №2. – С.35-38.
- 100) Федоров, А.Ф. Метод оптимизации параметров компоновок для стабилизации зенитного угла наклонных скважин/ / А.Ф. Фёдоров, К.М. Солодкий, А.Г. Калинин, А.С. Повалихин // Нефтяное хозяйство. – 1982. - № 11. – С.35-39.
- 101) Хегай, В. К. К вопросу исследования поперечной устойчивости движения долота с бурильной колонной [Текст] / В. К. Хегай // Актуальные проблемы геологии нефти и газа: матер. II региональной научно-практической конф. – Ухта: УИИ. – 1999. – С. 197–201.
- 102) Хегай, В. К. Математическая модель бурильной колонны при проводке искривленных скважин [Текст] / В. К. Хегай // Техноэкогеофизика – новые технологии извлечения минерально-сырьевых ресурсов в XXI веке: Матер. I Всероссийской геофизической конференции – ярмарки (1–5 октября 2002). – Ухта: УГТУ. – 2002. – С. 246–250.
- 103) Шиябеев, Р. Р. Влияние геологических и технологических факторов на работу двигателя-отклонителя / Шиябеев Р. Р., Трохов В. В. // XV Международная молодежная научная конференция «Севергеозкотех-2014» [Текст]: материалы конференции (26-28 марта 2014 г.): в 5 ч.; Ч. 5. – Ухта: УГТУ. – 2014. – стр. 78-80.
- 104) «Sperry-Sun Drilling Services». Инженерный подход к бурению горизонтальных скважин: руководство по горизонтальному бурению. – США, Хьюстон, штат Техас. – 1992. – 192 С.
- 105) Bishop, C. (1995). Neural Networks for Pattern Recognition. Clarendon Press, Oxford.

106) Bradley W. B. Bottom-hole assemblies – key to control of deviation. //Oil and gas journal. -1975. –Vol.73. -№29. –pp.60-66.

107) Delleinger T. Directional technology will extend drilling reach [Текст] // W. Gravley, G. Tolle. – Oil Gas. Journal, 1980. – №5.

108) Haykin, S. (1994). Neural Networks: A Comprehensive Foundation. New York: Macmillan College Publishing.

109) StatSoft. Электронный учебник по статистике
<http://www.statsoft.ru/home/textbook/default.htm>

