

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН

**М.Ж. Музапаров**

**НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ**

**Том 5. Детерминированная технология. Подземное скважинное  
выщелачивание урана**

Алматы 2011

УДК 622.243.273

**ББК 33.36**

**М 89**

РЕЦЕНЗЕНТ:

Кандидат технических наук **СУШКО С.М.** - генеральный директор АО "ВОЛКОВГЕОЛОГИЯ"

**М 89 Музапаров М.Ж. Направленное бурение. Том 5. Детерминированная технология. Подземное скважинное выщелачивание урана** – Алматы:КазНТУ,2011. – 202 с. Ил.17. Табл. 16. Библиогр. – 107 назв. Приложение – на 82 с.

**ISBN 978–601–278–493–0**

В работе изложены состояние и теоретические основы детерминированной технологии подземного скважинного выщелачивания урана, принцип формирования математической модели детерминанта колонкового набора как регулятора зенитного искривления скважин. Впервые даны методика и примеры расчета длины полуволн импортных бурильных колонн. Рассмотрены причины, механизм искривления скважин при вращательном бурении. Описаны примеры практического использования детерминированной технологии на урановых месторождениях Казахстана.

Книга может быть использована в качестве учебного пособия и предназначена для магистратуры (*MSc*) и докторантуры (*PhD*) по специальности “Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых”. Она представляет интерес для отечественных и зарубежных недропользователей.

**ББК 33.36**

© **Музапаров М.Ж., 2011**

**ISBN 978–601–278–493–0**

**СОДЕРЖАНИЕ** ..... 3

Детерминированная технология. Подземное скважинное выщелачивание урана

<b>ПРИНЯТЫЕ ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ ..</b>	<b>5</b>
<b>ВВЕДЕНИЕ .....</b>	<b>9</b>
<b>1 СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА.АНАЛИЗ ИЗВЕСТНЫХ ИСТОЧНИКОВ</b>	<b>10</b>
<b>2 ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ В ДЕФОРМИРОВАННЫХ ЯЧЕЙКАХ ПРИ ПОДЗЕМНОМ СКВАЖИННОМ ВЫЩЕЛАЧИВАНИИ МЕТАЛЛОВ .....</b>	<b>18</b>
<b>2.1 Определение времени отработки блоков с учётом деформации геометрических фигур ячеек в продуктивном горизонте .....</b>	<b>27</b>
<b>2.2 Определение параметра <math>\Delta T</math> сокращения времени отработки блоков при управлении уходом забоя скважин .....</b>	<b>30</b>
<b>2.3 Математическая модель концентрации продуктивного раствора по времени для деформированных ячеек .....</b>	<b>33</b>
<b>3 НОВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ СООРУЖЕНИЯ ВЕРТИКАЛЬНО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН ПОДЗЕМНОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ .....</b>	<b>36</b>
<b>4 ОБЩАЯ МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ДЕТЕРМИНАНТА <i>DDD ( Determinant of Directional Drilling )</i> НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ .....</b>	<b>59</b>
<b>4.1 Механизм зенитного искривления скважины .....</b>	<b>59</b>
<b>4.2 Детерминанты <i>DDD</i> направленного бурения скважин <math>\varnothing 123</math> мм снарядами <i>PQ</i> .....</b>	<b>67</b>
<b>4.3 Детерминанты <i>DDD</i> направленного бурения скважин <math>\varnothing 76</math>мм снарядами <i>KССК-76</i> .....</b>	<b>73</b>
<b>4.4 Детерминанты <i>DDD</i> при бескерновом бурении .....</b>	<b>75</b>
<b>4.5 Детерминанты <i>DDD</i> направленного бурения скважин <math>\varnothing 161</math> мм компоновками <i>УБТ-73</i> с бурильной колонной <i>СБТ-50</i> .....</b>	<b>78</b>
<b>4.6 Детерминанты <i>DDD</i> направленного бурения скважин <math>\varnothing 161</math> мм компоновками <i>СБТ-89</i> с бурильной колонной <i>СБТ-50</i> .....</b>	<b>80</b>
<b>4.7 Детерминанты <i>DDD</i> направленного бурения скважин <math>\varnothing 132</math> мм компоновками <i>СБТ-89</i> с бурильной колонной <i>СБТ-50</i> .....</b>	<b>83</b>
<b>5 МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ИНТЕНСИВНОСТИ ЗЕНИТНОГО ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН ПОДЗЕМНОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ .....</b>	<b>84</b>
<b>6 АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ СООРУЖЕНИЯ СКВАЖИН ПОДЗЕМНОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ .....</b>	<b>93</b>

<b>6.1 Многоствольное бурение закачных скважин несбалансированными колоннами .....</b>	<b>93</b>
<b>6.2 Сооружение вертикально направленных технологических скважин забойными двигателями .....</b>	<b>97</b>
<b>7 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ БУРЕНИЯ СКВАЖИН ПОДЗЕМНОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ .....</b>	<b>104</b>
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>107</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....</b>	<b>111</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А -</b>	
<b>Интерпретация инклинометрии скважин .....</b>	<b>120</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б - Фактические замеры искривления технологических скважин .....</b>	<b>172</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ В - ДЛИНА ПОЛУВОЛНЫ <math>L_T</math>, безразмерные единицы по Г. Вудсу и А. Лубински (США, 1960), М. Ж. Музапарову (Казахстан, 1978), Б.З. Султанову (Россия, 1991) .....</b>	<b>187</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Г – Коэффициент <math>k</math> .....</b>	<b>187</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Д - Вспомогательные расчёты к альтернативным технологиям сооружения скважин подземного выщелачивания ...</b>	<b>187</b>
<b>Д.1 ДЕТЕРМИНАНТЫ <math>DDD</math> НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН <math>\varnothing 161</math>мм КОМПОНОВКАМИ УБТ-73 С БУРИЛЬНОЙ КОЛОННОЙ СБТ-63,5 .....</b>	<b>187</b>
<b>Д.2 ДЕТЕРМИНАНТЫ <math>DDD</math> НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН <math>\varnothing 132</math>мм КОМПОНОВКАМИ УБТ-73 С БУРИЛЬНОЙ КОЛОННОЙ СБТ-63,5 .....</b>	<b>189</b>
<b>Д.3 ДЕТЕРМИНАНТЫ <math>DDD</math> НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН <math>\varnothing 161</math>мм КОМПОНОВКАМИ СБТ-89 С БУРИЛЬНОЙ КОЛОННОЙ СБТ-63,5 .....</b>	<b>191</b>
<b>Д.4 ДЕТЕРМИНАНТЫ <math>DDD</math> НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН <math>\varnothing 132</math>мм КОМПОНОВКАМИ СБТ-89 С БУРИЛЬНОЙ КОЛОННОЙ СБТ-63,5 .....</b>	<b>192</b>
<b>Д.5 ДЕТЕРМИНАНТЫ <math>DDD</math> НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН <math>\varnothing 161</math>мм ВИНТОВЫМИ ЗАБОЙНЫМИ ДВИГАТЕЛЯМИ</b>	

**Д1-54 С БУРИЛЬНОЙ КОЛОННОЙ СБТ-63,5** ..... 193

**Д.6 ДЕТЕРМИНАНТЫ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ  
СКВАЖИН  $\varnothing 132$ мм ВИНТОВЫМИ ЗАБОЙНЫМИ  
ДВИГАТЕЛЯМИ Д1-54 С БУРИЛЬНЫМИ КОЛОННАМИ  
СБТ-63,5 и СБТ-50** ..... 195

**Д.7 ДЕТЕРМИНАНТЫ DDD НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ  
СКВАЖИН  $\varnothing 161$ мм ВИНТОВЫМИ ЗАБОЙНЫМИ ДВИГАТЕЛЯМИ  
Д1-88 С БУРИЛЬНОЙ КОЛОННОЙ СБТ-63,5 и СБТ-50**..... 196

**Д.8 ДЕТЕРМИНАНТЫ DDD НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ  
СКВАЖИН  $\varnothing 132$ мм ВИНТОВЫМИ ЗАБОЙНЫМИ ДВИГАТЕЛЯМИ  
Д1-88 С БУРИЛЬНЫМИ КОЛОННАМИ СБТ-63,5 и СБТ-50** ..... 198

## **ПРИНЯТЫЕ ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ**

**Длина полуволны  $L_T$**  – по Г. Вудсу и А. Лубински (США, 1960) , М. Ж. Музапарову (Казахстан, 1978), Б.З. Султанову (Россия, 1991) – отрезок бурильных труб между забойной компоновкой (при бурении на нефть и газ) или переходником колонкового набора (при бурении на твёрдые полезные ископаемые) и первой точкой касания нижней свечи стенок скважины;  $L_T$  - в отечественной литературе – четверть волны.

**Детерминированная технология направленного бурения (ДТНБ)** - технология, основанная на объективных и причинно - обусловленных закономерностях естественного искривления скважин с запрограммированными параметрами компоновок и строго регламентированным технологическим режимом бурения ( $P$  - осевая нагрузка и  $n$  - число оборотов снаряда) с учётом геологических условий и обеспечивающими заданное направление скважины без применения искусственных отклонителей.

**Детерминант направленного бурения DDD (*Determinant of Directional Drilling*)** – определитель стабилизации зенитных углов скважин при их

направленном бурении: – длина колонкового набора  $L$  вместе с керновым материалом, равновесная

- половине полуволны свечи ( $0,5Lt$ ) – детерминант **половинный**  $DDD-0.5$ ;
- одной полуволне нижней свечи ( $1Lt$ ) – детерминант **первый**  $DDD-1$ ;
- двум полуволнам нижней свечи ( $2Lt$ ) – детерминант **второй**  $DDD-2$  ;
- трём полуволнам нижней свечи ( $3Lt$ ) – детерминант **третий**  $DDD-3$ .

**Стабилизация зенитного угла** – обеспечение зенитного угла  $\theta$  скважины с интенсивностью  $i_\theta = 0$  или  $i_\theta \leq \pm 0.005$   $^\circ/\text{м}$ , если длина  $L$  колонкового набора  $L = DDD-0.5$  или  $L = DDD-1$  или  $L = DDD-2$  или  $L = DDD-3$ .

**Угол стабилизации или стабилизирующий угол**  $\theta_{ст_1}, \theta_{ст_2} \dots$  т.д. – зенитный угол, соответствующий значениям  $DDD-0.5, DDD-1, DDD-2$  или  $DDD-3$ .

**Выкручивание скважины** – уменьшение зенитного угла  $\theta$ , если длина колонкового набора меньше первого, но более половинного детерминанта  $DDD-0.5 < L < DDD-1$ ;

**Выполаживание скважины** – увеличение зенитного угла  $\theta$  при  $L < DDD-0.5$  или  $DDD-1 < L < DDD-2$  или  $DDD-2 < L < DDD-3$ .

**Геологические условия:** 1 - *тип* – по Ю.Т. Морозову (1987), действительны только для скважин с положительным вектором анизотропии (+ *ран.м.*) – совокупность геологических причин (факторов), вызывающих закономерное (естественное) искривление с ярко выраженной тенденцией к выполаживанию скважины ( $i_C > 0$ ) [ 84 ] ;

2-*тип* – то же самое с тенденцией к выкручиванию скважины ( $i_C < 0$ ).

3-*тип* – то же – к стабилизации ( $i_C = 0$ ).

**Кажущийся радиус скважины** – по Г.Вудсу и А. Лубински (1960) – половина разности диаметров скважины  $D$  и бурильной колонны  $d_T$ .

**КНБК** – компоновка низа бурильной колонны – состоит из нижней свечи и колонкового набора .

**Негативное искривление** – непреднамеренное и нежелательное отклонение трассы скважины от проектной.

**Профилактика искривления** – целенаправленное предупреждение ожидаемого негативного искривления скважины.

**Стабилизация зенитного угла  $\theta$**  скважины – обеспечение заданного зенитного угла с интенсивностью  $i_\theta \leq \pm 0,005$  °/м.

**Эксперимент активный** – заключается в непосредственном воздействии исследователя на входы реального объекта и наблюдении за реакцией последнего. Соответствующие значения параметров задают на входы модели, что позволяет сравнивать реакцию её выходов с реакцией реального объекта.

**Эксперимент пассивный** – заключается в том, что исследователь наблюдает за реальным объектом, не вмешиваясь в его функционирование. На входы модели подаются значения параметров, соответствующие значениям параметров реального объекта, затем сравнивают значения параметров соответствующих выходов модели и объекта.

$i, i_p, i_c$  интенсивности зенитного искривления скважин – соответственно – фактическая, расчётная (по номограмме) и статистическая, °/м, °/100м.

$D, d$  – диаметры скважин и забойной компоновки (колонкового набора), м.

$P_T, P_{к.н.}, P_{к.ю}, P_{к.м.}$  – соответственно вес (кН) 1 м бурильной колонны (нижней свечи), колонкового набора вместе с керном, колонковой трубы и кернового материала с плотностью  $\gamma$  (кН/м<sup>3</sup>).

$k_\psi, k_{в.к.}$  – коэффициенты длины цикла (рейса) и выхода керна.

$k_\omega$  – коэффициент, зависящий от частоты вращения снаряда.

$P$  – осевая нагрузка, кН.

$n_\omega$  – частота вращения снаряда, об/мин.

$K_\phi$  – коэффициент фильтрации рудовмещающего пласта, продуктивного горизонта в пределах месторождения, элементарной ячейки, м/сут.

$n$  – отношение числа закачных скважин к числу откачных в ячейке.

$S_n$  – компрессия (напор) на закачных скважинах, м вод.ст.

$S_o$  – депрессия на откачной скважине, м вод.ст.

$R_c$  – радиус технологической скважины, м.

$x$  – длина линии тока в элементарной скважине, м.

$\bar{K}_{\Pi}$  – среднее значение коэффициента эффективной пористости продуктивного горизонта.

$N_{oc}$  – число откачных скважин, одновременно находящихся в работе.

$N_{зс}$  – число закачных скважин, одновременно находящихся в работе.

$f_2$  – отношение жидкого к твердому по массе, т/т.

$\beta$  – отношение средней скорости выщелачивания урана к средней скорости фильтрации раствора.

$M_p$  – эффективная мощность продуктивного горизонта, м.

$\bar{m}_я$  – средняя продуктивность рудного тела (пласта) в пределах ячейки, кг/м<sup>2</sup>.

Средняя характерная для элементарной ячейки скорость фильтрации по любой линии тока:

$\bar{V}_\phi$  – действительная, м/сут.

$\bar{V}'_\phi$  – фиктивная, м/сут.

$T_з$  – время закисления ячейки радиусом  $R_o$ , сут.

$T_{эу}$  – время отработки ячейки, блока, эксплуатационного участка, сут.

$R_x$  – радиус контура питания, м.

$R_o$  – оптимальный радиус ячейки, м.

$a$  – расстояние между рядами скважин, м.

$\xi$  – параметр для прямоугольника при  $1 \leq \xi \leq 2$ ;  $\xi = v/a$ .

$C_{\Pi P(t)}$  – концентрация урана в ПР в функции от времени, мг/л.

$BP$  – выщелачивающий раствор, мг/л.

$PP$  – продуктивный раствор, мг/л.

$ПСВ$  – подземное скважинное выщелачивание

$OC$  – откачные скважины

$ЗС$  – закачные скважины



## **ВВЕДЕНИЕ**

Подземное скважинное выщелачивание (ПСВ) металлов, в частности урана, является самой передовой горной технологией для добычи. Эффективность геотехнологии подземного скважинного выщелачивания определяется, прежде всего, интеллектуальным уровнем рудников подземного скважинного выщелачивания. Первое, и самое главное, при ПСВ нет необходимости присутствовать человеку в подземном пространстве. Горные выработки, вскрывающие продуктивный горизонт и обеспечивающие добычу металлов являются системой закачных и откачных скважин, которые располагают на поверхности по различным геометрическим фигурам - ячейкам. Известны ячейки – гексагональные, квадратные, прямоугольные, треугольные и другие. В центре каждой ячейки оборудуется откачная скважина, снабженная погружным насосом для откачки продуктивного раствора. По периферии ячейки оборудуются закачные скважины, в которые подаются выщелачивающие растворы под динамическим давлением.

Геометрия элементарных ячеек на поверхности в действительности определяется точными геометрическими фигурами – шестигранником, квадратом, прямоугольником, треугольником и т.д. Однако при бурении геотехнологических скважин их забои уклоняются от координат поверхности. При этом правильные геометрические формы на поверхности трансформируются в искаженные в продуктивном пласте, где производится оснастка скважин фильтровыми колоннами. В связи с деформацией правильной формы ячеек линии тока выщелачивающий раствор и продуктивный раствор искажаются, удлиняясь или укорачиваясь.

Причем с увеличением глубины закачных и откачных скважин уход забоя скважины возрастает. В известных работах по подземному выщелачиванию урана и сопутствующих металлов этот весьма значительный фактор не учитывается. В этой связи в настоящем исследовании обращено

внимание научной и инженерной общественности, занятыми подземным скважинным выщелачиванием металлов, на актуальность задачи обоснования главных геотехнологических параметров подземного скважинного выщелачивания металлов и способов минимизации ухода забоя откачных и закачных от заложенных на поверхности координат.

При этом следует отметить, что всякая деформация линии тока в продуктивном пласте от идеальных ведет к увеличению срока отработки блоков, т.е. к дополнительным расходам. Поэтому учет и коррекция координат забоя скважин в продуктивном пласте имеет существенное экономическое значение.

## **1 СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА . АНАЛИЗ ИЗВЕСТНЫХ ИСТОЧНИКОВ**

Краткий обзор известных последних работ в области надземной гидродинамики и теории фильтрации флюидов в пористых средах при подземном скважинном выщелачивании металлов, в частности, урана, академика НАН РК, д.т.н проф. Рогова Е.И., д.т.н. проф. Рогова А.Е., д.т.н.Язикова В.Г. [1-10] показал, что до настоящего времени не ставилось и не решалась проблема фильтрации флюидов, в частности ВР и ПР в пористых средах деформированных ячеек. Вследствие ухода координат забоя геотехнологических скважин в продуктивных пластах гексагональные, квадратные, прямоугольные и любые другие ячейки искажаются, хотя их общее число для каждого конкретного блока остаётся постоянным. В деформированных ячейках не реализуется в идеальном варианте плоскорадиальный поток ВР и ПР в изотропной среде. Линии тока внутри каждой отдельной ячейки в сравнении с её идеальной формой преобразуется в сложные фигуры с удлинёнными и сокращёнными фильтрационными потоками. В этой связи сроки закисления ячеек в блоке и особенно сроки отработки их растягиваются при достижении проектного коэффициента извлечения металла. Также происходит изменение и в функции содержания металла в продуктивных растворах в каждой ячейке за период отработки.

Все эти сложные и совершенно неизученные явления требуют своего решения. За последние 25 лет при добыче редких металлов получил распространение способ подземного выщелачивания (ПВ) через систему буровых скважин, пробуренных с поверхности или из подземных горных выработок.

Сущность подземного выщелачивания полезных ископаемых заключается в избирательном переводе полезного компонента в жидкую фазу путем управляемого движения растворителя по руде в естественном залегании или через предварительно раздробленный рудный массив и подъеме раствора, обогащенного металлом, на поверхность.

С этой целью через скважины, пробуренные с поверхности, в рудную зону подают химический реагент, способный переводить минералы полезного ископаемого в растворимую форму. Раствор, пройдя путь от закачной скважины к откачной, поднимается с помощью технических средств на поверхность и далее по трубопроводам транспортируется к установкам для переработки.

На современном этапе развития техники и технологии бурения проектирование профилей направленных скважин приобретает важное значение, так как тип профиля и затраты на его выполнение определяют стоимость проходки скважин.

Важным требованием геологической службы является также высокая точность подсечения скважинами рудных тел по запроектированной разведочной сети. Несоблюдение этого требования ведет к большим ошибкам при подсчете запасов полезных ископаемых.

Использование технических средств и технологических приемов в условиях направленного бурения в районах естественного искривления связано с дополнительными – зачастую непроизводительными – затратами средств и времени на производство специальных работ, обеспечивающих бурение скважин по заданному профилю.

Эффективность контроля угла и азимута искривления с помощью

отклонителей резко снижается с глубиной скважины. На больших глубинах ориентирование специальных отклонителей в нужном направлении затрудняется, а в отдельных случаях их применение приводит к нежелательным последствиям, связанным с возникновением осложнений, аварий при спускоподъемных операциях.

Устранение перечисленных недостатков и повышение технико-экономических показателей бурения скважин возможно при тщательном изучении использования оптимальных компоновок при бурении с отбором и без отбора керна – особенно при бурении скважин в азимутах, противоположных азимутам естественного искривления.

Таким образом, решение проблемы разработки научных основ технологических методов регулирования заданного и профилактики негативного искривления скважин с целью значительного сокращения непроизводительных затрат на постановки отклонителей, повышения производительности бурения и качества буровых работ является актуальной задачей, имеющей народно-хозяйственное значение.

В последнее время для добычи многих твердых полезных ископаемых начинают применять различные бесшахтные ( геотехнологические) методы добычи с использованием буровых скважин. Они позволяют упростить и удешевить добычу, производить отработку бедных месторождений, а также месторождений, характеризующихся сложными условиями залегания. Вскрытие рудной залежи осуществляют буровыми скважинами, которые предлагается называть геотехнологическими [2].

Геотехнологические методы добычи полезных ископаемых позволяют снизить в некоторых случаях в 2-4 раза капитальные затраты на строительство предприятий, повысить производительность труда по конечной продукции, сократить численность работающих. Кроме того, их применение способствует значительному улучшению условий труда и уменьшению отрицательного воздействия на окружающую среду .

***Подземное выщелачивание полезных ископаемых (ПВ).*** Сущность

подземного выщелачивания полезных ископаемых заключается в избирательном переводе полезного компонента в жидкую фазу путем управляемого движения растворителя по руде в естественном залегания и подготовленному к растворению и подъему насыщенного металлом раствора на поверхность.

С этой целью через скважины, пробуренные с поверхности в пласт полезного ископаемого нагнетается химический реагент, способный переводить минералы полезного ископаемого в растворимую форму. Раствор, пройдя часть рудного пласта, через другие скважины поднимается на поверхность и далее по трубопроводу транспортируется к установкам для переработки.

Необходимым условием для применения способа ПВ является возможность движения выщелачивающего реагента в рудной зоне, т.е. рудоносные породы должны обладать естественной или искусственно созданной проницаемостью. В отличие от традиционной схемы добычи и переработки руд технологическая схема подземного выщелачивания из пластовых месторождений, продуктивный горизонт которых обводнен, не требует сложного комплекса сооружений по водоснабжению и очистке промышленных стоков, так как последние в процессе отсутствуют. С экологической позиции способ ПВ можно отнести к безотходным способам добычи полезных ископаемых.

Вода для приготовления выщелачивающих растворов поступает из обводненного продуктивного горизонта через технологические скважины, а после извлечения металла из продуктивных растворов осуществляется их до укрепление реагентом-растворителем.

Закачка в пласт выщелачивающих растворов и подъем продуктивных растворов осуществляется в замкнутом цикле, причем соблюдается баланс закачиваемых и откачиваемых растворов. Иногда в работе системы заранее планируется небольшой дебаланс в сторону увеличения откачиваемых

растворов, что обеспечивает предотвращение растекания технологических растворов за пределы контура горного отвода.

Предприятия подземного выщелачивания включают в себя два основных комплекса: добычной и перерабатывающую технологическую установку.

Добычной комплекс - это технология и технические средства для извлечения из недр полезных ископаемых в виде растворов и доставки их на перерабатывающую установку. Добычной комплекс состоит из двух частей: подземной и поверхностной.

Подземная часть включает в себя технологические скважины и их оборудование, с помощью которых обеспечиваются вскрытие продуктивного горизонта, подготовка рудного тела к выщелачиванию, сам процесс выщелачивания и подъем продуктивного раствора через скважины.

К оборудованию поверхностной части добычного комплекса относятся технологические трубопроводы для транспортирования выщелачивающих и продуктивных растворов, реагентов, воздухопроводы, насосные станции для перекачки растворов на большие расстояния и отстойники для очистки растворов от механических взвесей.

В случае монолитных, непроницаемых руд выщелачивание осуществляется из горных выработок, вскрывших пласт полезного ископаемого. Раздробленную с помощью буровзрывных работ горную массу орошают растворителем, который, стекая вниз, растворяет минералы полезного ископаемого. Продуктивные растворы собираются на нижнем горизонте и перекачиваются затем на поверхность для переработки.

Принципиальная схема подземного выщелачивания металлов приведена на рисунке 1 [2].

Важнейшим природными предпосылками применения подземного выщелачивания являются способность полезного компонента и его соединений переходить в раствор при воздействии на рудный пласт водного раствора выщелачивающего реагента, а также возможность фильтрации выщелачивающих растворов в породах продуктивного горизонта.

Выбор растворителя для ПВ зависит от состава руд. Наиболее широкое применение находят водные растворы кислот (серной, соляной, азотной) с  $pH=0,1:1,5$  или соды ( $2,5 - 10\% NaCO_3 + 1.0 - 2.5\% NaHCO_3$ ).

Подземное выщелачивание применяется при добыче урановых руд, цветных и редких металлов (медь, никель, свинец, золото и др.) Имеются предпосылки использования его для добычи фосфоритов, борат и др.

Важным фактором повышения эффективности добычи методом ПВ является правильный выбор схемы размещения технологических скважин и расстояний между ними. В практике эксплуатации месторождений в основном применяется линейная схема расположения скважин, представляющая собой чередование рядов нагнетательных и откачных скважин. Расстояния между рядами и скважинами в ряду колеблются в широких пределах (15-50 м и более). Наиболее широкое распространение получила схема  $25 \times 50$  м.

#### **Основные сведения о геотехнологических скважинах.**

Буровые скважины при геотехнологических методах добычи являются ответственным сооружением и служат не только для вскрытия пластов полезных ископаемых, но и основным техническим средством в процессе добычи. Буровые скважины производят спуск и подъем добычных устройств, подачу рабочих агентов в зону продуктивного пласта и подъем технологических растворов или газа на поверхность, выполняют все операции, связанные как непосредственно с процессом добычи, так и контролем за ходом этого процесса, осуществляют производство ремонтно-восстановительных работ. С помощью буровых скважин производится также контроль полноты извлечения полезного компонента и охрана окружающей среды от возможного физико-химического загрязнения. Кроме того, с помощью буровых скважин уточняются данные геологической разведки (положение рудного пласта, условия залегания и др.), физико-механические и физико-химические свойства пород, создаются противодиффузионные завесы (метод ПВ), осуществляется водоотлив (метод ПВС) и др.

**Классификация геотехнологических скважин.**

По своему назначению, составу и объему выполняемых функций буровые скважины, используемые для добычи твердых полезных , подразделяются на две основные группы: эксплуатационные и вспомогательные.

Эксплуатационные скважины непосредственно участвуют в добыче металла из недр. Через них осуществляется транспортирование растворов и регулирование гидродинамического режима в продуктивном пласте. По назначению эксплуатационные скважины подразделяются на откачные и закачные. Откачные скважины (иногда их называют разгрузочными) предназначены для подъема продуктивных (металлосодержащих) растворов из продуктивного пласта на поверхность.

Закачные скважины предназначены для подачи в продуктивный пласт (рудную залежь) выщелачивающих растворов (растворителя).

**Эксплуатационные** скважины предназначены для осуществления непосредственного процесса добычи-подачи рабочего агента на забой скважины и подъема образующейся пульпы или раствора из скважины на поверхность. При подземной выплавке серы, растворении солей, а также при скважинной гидродобыче руд эксплуатационные буровые скважины позволяют осуществлять все процессы, связанные с добычей, через один ствол, который обсаживается трубами и оборудуется рядом концентрически расположенных колонн. Эксплуатационные скважины для подземного выщелачивания металлов с использованием кислотных или других растворителей подразделяются на нагнетательные и откачные.

**Нагнетательные** технологические скважины предназначены для подачи в продуктивный пласт рабочих растворов.

**Откачные** скважины предназначены для подъема продуктивных растворов на поверхность.

Из различных способов бурения для сооружения геотехнологических скважин в настоящее время в основном применяется вращательное бурение с



прямой промывкой.

Поддержание заданного направления геотехнологических скважин имеет большое значение. При подземном растворении солей искривление скважин способствует неравномерному развитию камер и нарушает управление формообразованием их камер. Неправильное развитие камер в результате искривления скважин может привести к нарушению принятой системы разработки. Особенно большое значение имеет поддержание заданного направления глубоких скважин более 1000м. Допустимое отклонение геотехнологических скважин от заданного направления не должно превышать  $1^\circ$  на 100м – при сооружении вертикальных скважин и  $0^\circ 30'$  на 100 м – при сооружении наклонно-горизонтальных скважин.

Как показал анализ скважинных систем разработки гидрогенных месторождений, вскрытие продуктивного горизонта осуществляется серией вертикальных геотехнологических скважин, сооружаемых с поверхности. В основном применяются схемы расположения скважин с последовательно чередующимися линейными рядами откачных и закачных скважин с элементарной добычной ячейкой, состоящей из трех скважин: двух закачных и одной откачной. При этом фильтры скважин располагаются в рудном теле или надрудном и подрудном интервалах, мощность которых ограничена.

В последние годы в СНГ и за рубежом отмечается существенный рост стоимости оборудования, инструмента и материалов, применяющихся при бурении геологоразведочных скважин. Это в сочетании с ростом стоимости труда привело к значительному удорожанию буровых работ и существенному снижению объемов поисковых и разведочных работ на полезные ископаемые. Вместе с тем, такая ситуация стимулировала усилие ведущих зарубежных фирм по совершенствованию технических средств, рассчитанных на использование прогрессивных методов бурения, обеспечивающих существенный рост скорости бурения, качество опробования и снижение стоимости работ. К таким средствам, в первую очередь, относятся снаряды со съемными кернаприемниками [11-32, 34-67].

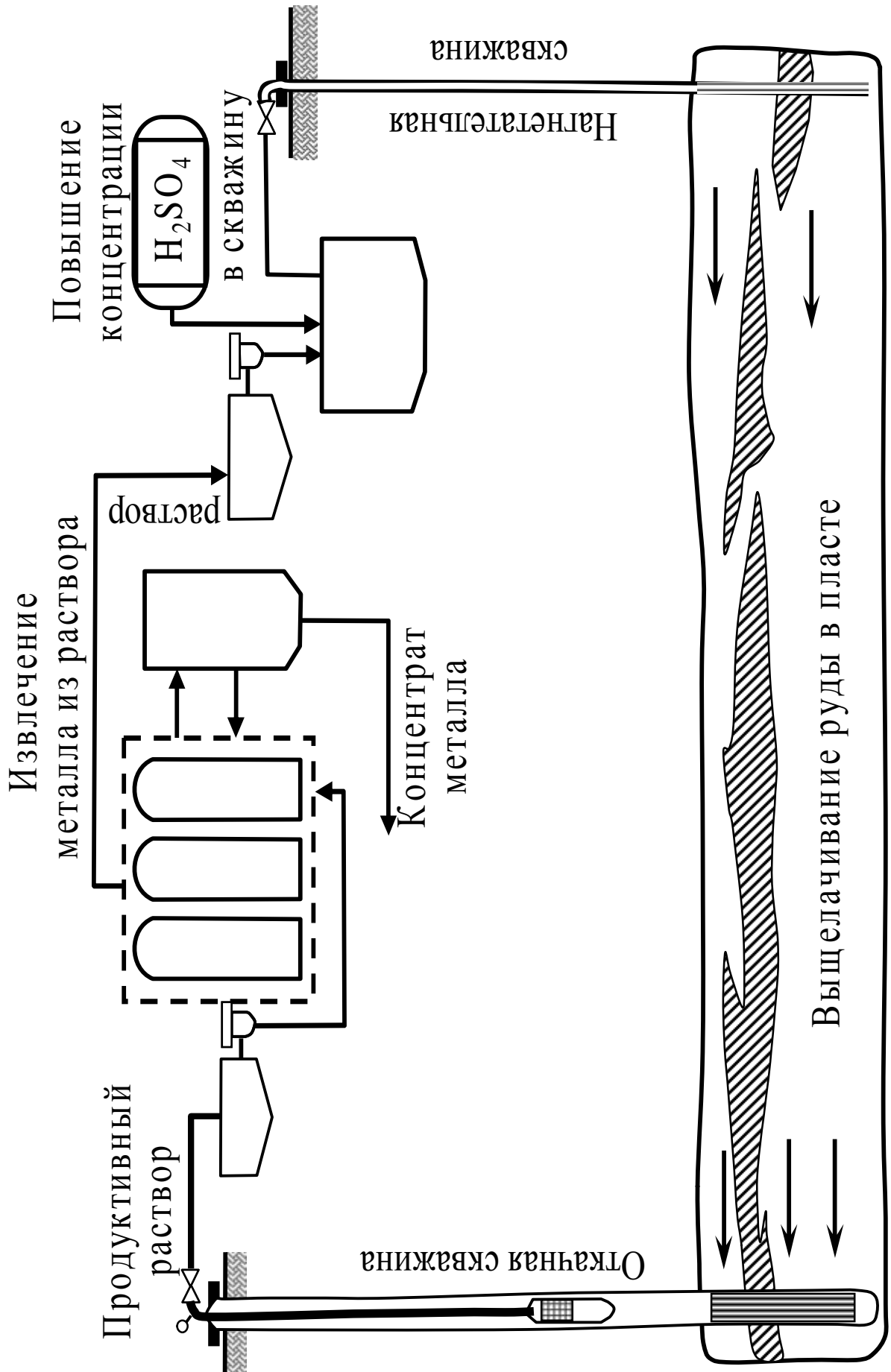


Рисунок 1 - Схема подземного выщелачивания

## **2 ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ В ДЕФОРМИРОВАННЫХ ЯЧЕЙКАХ ПРИ ПОДЗЕМНОМ СКВАЖИННОМ ВЫЩЕЛАЧИВАНИИ МЕТАЛЛОВ**

В известных работах [1-6] по фильтрации флюидов в проницаемой пористой среде продуктивного пласта аналитические решения привязаны к правильным геометрическим формам ячеек блока – квадратной, гексагональной, прямоугольной, треугольной и другим.

Однако известно, что технологические скважины при подземном скважинном выщелачивании металлов не могут быть строго вертикальными.

В этой связи строгие геометрические формы на поверхности земли оказываются в различной мере уже деформированы в продуктивных пластах. Ясно, что в деформированных ячейках продуктивного пласта удлиняется целый ряд линий тока, а другие линии тока укорачиваются. В этой связи возникает анизотропия и искажение (отклонения) расчетных технологических параметров ПСВ металла от фактических.

В настоящей работе дан метод, позволяющий в максимальной мере определить деформацию геометрии ячеек и предложить обоснованные расчетные формулы геотехнологических параметров в этой ситуации.

Основываясь на известных опубликованных монографиях и различных статьях, приведем без вывода формулы для вычисления геотехнологических параметров при идеальных геометрических формах ячеек в блоках: квадратной, гексагональной, прямоугольной, как наиболее часто применяющихся на практике ПСВ урана [1-10].

Наиболее существенными в этом случае геотехнологическими параметрами являются:

- время закисления ячейки и блока;
- время эксплуатации ячейки и блока до проектного коэффициента извлечения  $\mathcal{E}_D$  металлов, в частности, урана.

Произведем анализ фактических деформаций ячеек в блоке, основываясь на наших наблюдениях по скважинам 1÷ 26 ( приложение А).

Примем за основу допустимые отклонения забоя скважин от проектного на поверхности положения по  $X$  и  $Y$  в плоскости [4], тогда по существу линии тока в ячейках блока будут либо более короткими, либо более длинными в соответствии с оптимальными радиусами идеальных ячеек [6].

Ниже приведем без выводов аналитические формулы для вычисления временных параметров для гексагональных, квадратных и прямоугольных ячеек.

Рассмотрим параметры закона распределения случайных величин ухода забоя скважины в координатах  $X$  и  $Y$  (плоскость), считая их усеченными нормальными:

$$\varphi(S_j) = \frac{1}{2\pi\sqrt{\sigma_{sj}}} \exp\left[\frac{-(\bar{S}_j - S_j)^2}{2\sigma_{sj}^2}\right] \quad (1)$$

где  $\bar{S}_j$  - математическое ожидание ухода забоя для  $H_j$  – ой зафиксированной глубины скважин.

$$H_j = \{100; 200; 300; 400; 500; 590\}, \text{ м} \quad (2)$$

$\sigma_{sj}^2$  - дисперсия случайной величины,  $\text{м}^2$ .

При этом, исходя из известного правила трех сигм для нормального закона (1) имеем:

$$\sigma_{sj} = \frac{\hat{S}_j - S_j}{6}, \text{ м} \quad (3)$$

$$\bar{S}_j = \frac{\hat{S}_j + S_j}{2}, \text{ м} \quad (4)$$

Сравнивая допустимые  $S_{j,\partial}$  и фактические  $S_{j,\phi}$  значения ухода забоя скважины, следует сделать вывод, что первые всегда выше фактических. Это положительное обстоятельство отметим некоторым безразмерным коэффициентом:

$$\theta_j = 1 + \frac{S_{j,\partial} - S_{j,\phi}}{S_{j,\partial}} \cdot 100, \% \quad (5)$$

где  $j$  – относится к  $H_j$  (2).

В известных работах [4, 6] допустимые нормы ухода забоя технологических скважин таковы:

При деформации ячеек в реальном блоке вследствие ухода забоя скважин увеличивается или уменьшается линии тока во всех ячейках. Причем создается анизотропия для самых длинных линий тока, которые и определяют время закисления и время извлечения металла из продуктивного пласта до проектного значения –  $\varepsilon_{II}$ .

В соответствии с работами академика НАН РК, д.т.н., проф. Рогова Е.И., д.т.н. Язикова В.Г., д.т.н. Рогова А.Е. произойдет изменение в деформированных ячейках и основополагающего параметра –  $R_0$  – радиуса ячейки.

Всякое увеличение радиуса ячейки, а оно неизбежно при уходе забоя, приведет к удлинению сроков закисления и сроков отработки продуктивного пласта в пределах ячейки и блока.

Обозначим через  $R_{\partial}$  - деформированный радиус ячейки, тогда его с учетом параметра  $\theta_j$  можно записать:  $R_{\partial j} = \theta_j \cdot R_0$ , м (6)

Ясно, что  $\theta_j > 1$  и в расчетных формулах по определению геотехнологических параметров ПСВ металлов следует внести соответствующие коррективы для всех рассматриваемых видов ячеек.

Время закисления  $T_3$  или время, необходимое для разового замещения – вытеснения раствором пластовых вод в объеме порового пространства обрабатываемого водоносного горизонта.

Время прохождения раствора по линии тока, длиной  $x$ , очевидно, выразится:

$$t = \frac{x}{V_{\phi}}, \quad (7)$$

Уход забоя, м

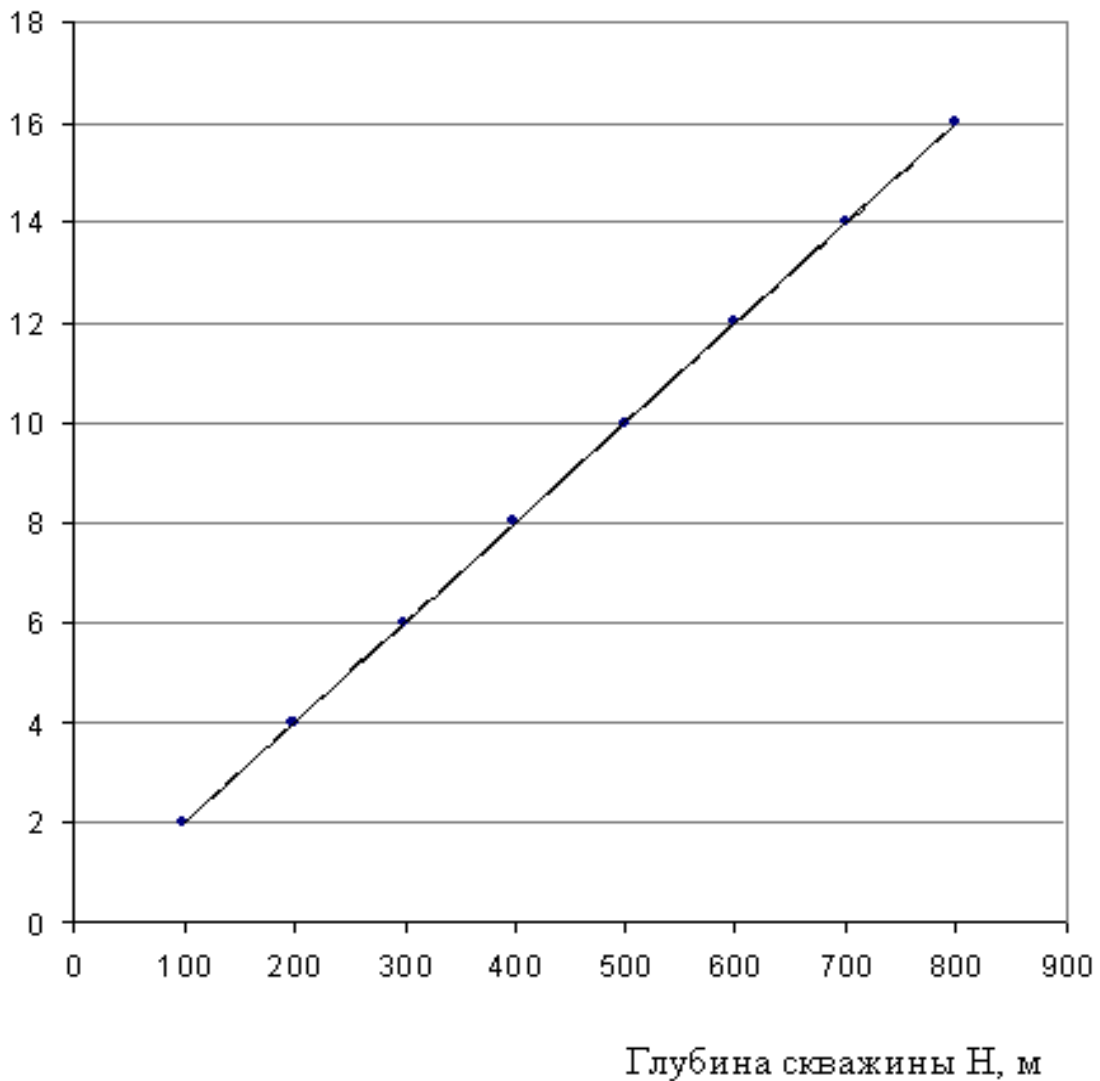


Рисунок 2 - Уход забоя технологических скважин

Для известных технологических схем вскрытия находим максимально длинные линии тока в пределах ячейки:

$$\left. \begin{aligned}
 &\text{гексагональная схема} - \hat{x} = 1,366 R_o, \\
 &\text{квадратная схема} - \hat{x} = 1,418 R_o, \\
 &\text{рядная - обычная} - \hat{x} = \frac{R_o (\xi + 0,5)}{\sqrt{\xi^2 + 0,25}} \\
 &\text{рядная - шахматная} - \hat{x} = \frac{R_o (\xi + 0,5)}{\sqrt{\xi^2 + 0,25}} \\
 &\text{при } b = 2a \text{ рядная} - \hat{x} = 1,21 R_o
 \end{aligned} \right\} \quad (8)$$

Здесь в (8) принято  $R_o$  – радиус ячейки;

$a$ ,  $b$  – расстояния между откачными скважинами и между закачным и откачным рядом соответственно,  $b = \xi \cdot a$ , м.

Подставляя в формулу (7) последовательно значения из (8), получим время закисления ячейки, блока или участка для различных схем вскрытия без учета деформации ячеек.

Гексагональная ячейка:

$$T_з = \frac{160 \cdot R_o^2 \cdot \bar{K}_П}{\bar{K}_\phi \cdot n S_n \cdot \ln \left( \ln \frac{R_o}{R_c} \right)}, \text{ сут.} \quad (9)$$

Квадратная ячейка:

$$T_з = \frac{174 \cdot R_o^2 \cdot \bar{K}_П}{\bar{K}_\phi \cdot n S_n \cdot \ln \left( \ln \frac{R_o}{R_c} \right)}, \text{ сут.} \quad (10)$$

где  $R_o = a$ .

Рядная – обычная и рядная шахматная при  $b = \xi \cdot a$ :

$$T_3 = \frac{86,4 \cdot R_o^2 \cdot \bar{K}_\Pi \cdot (\xi + 0,5)^2}{\bar{K}_\phi \cdot nS_n \cdot (\xi^2 + 0,25) \cdot \ln\left(\ln \frac{R_o}{R_c}\right)}, \text{ сут.} \quad (11)$$

где  $R_o = \sqrt{a^2/4 + b^2}$ . При соотношении  $b = 2a$  для рядной схемы имеем:

$$T_3 = \frac{144 \cdot R_o^2 \cdot \bar{K}_\Pi}{\bar{K}_\phi \cdot nS_n \cdot \ln\left(\ln \frac{R_o}{R_c}\right)}, \text{ сут.} \quad (12)$$

Для определения времени выщелачивания установим число прокачек ВР по кругу до полного извлечения металла с установленным коэффициентом извлечения  $\varepsilon_o$ . Масса ВР в одной ячейке:

$$W_p = \alpha \cdot R_o^2 \cdot M_y \cdot \rho_n \cdot f, \quad (13)$$

где  $\alpha$  – параметр для каждой схемы вскрытия, определен в работе [6]:

восьмигранник – 2,86; шестигранник – 2,6; квадрат – 2,0;

треугольник – 1,3; прямоугольник – 1,6;

$R_o$  – оптимальный радиус ячейки, м;

$M_y$  – эффективная мощность продуктивного пласта, м;

$\rho_n$  – плотность пород пласта, т/м<sup>3</sup>;

$f$  – параметр отношения жидкого к твердому по массе.

Свободное для течения раствора пространство в ячейке:

$$W_o = \alpha \cdot R_o^2 \cdot M_y \cdot \bar{K}_\Pi, \text{ м}^3 \quad (14)$$

Количество циклов по прокачке ВР, исходя из (13) и (14)

$$n = \frac{W_p}{W_o} = \frac{\rho_n \cdot f}{K_\Pi}, \quad (15)$$



Определим суммарный путь  $L_B$  прокачивания растворов, исходя из (8) и (15), получим:

$$\left. \begin{aligned}
 &\text{гексагональная схема - } L_B = \frac{1,366 \cdot \rho_{\Pi} \cdot f \cdot R_o}{\bar{K}_{\Pi}}, \text{ м;} \\
 &\text{квадратная схема - } L_B = \frac{1,366 \cdot \rho_{\Pi} \cdot f \cdot R_o}{\bar{K}_{\Pi}}, \text{ м,} \\
 &\text{рядная обычная и рядная шахматная при} \\
 &b = \xi \cdot a; \quad L_B = \frac{(\xi + 0,5) \cdot R_o \cdot \rho_{\Pi} \cdot f}{\sqrt{\xi^2 + 0,25 \cdot \bar{K}_{\Pi}}} \\
 &\text{при } b = 2 \cdot a \text{ рядная; } L_B = \frac{1,2 \cdot \rho_{\Pi} \cdot f \cdot R_o}{\bar{K}_{\Pi}}, \text{ м}
 \end{aligned} \right\} \quad (16)$$

Средняя действительная скорость выщелачивания запишется в виде [4]:

$$\bar{V}_B = \frac{1,157 \cdot \beta \cdot \bar{K}_{\phi} \cdot (nS_H + S_o) \cdot \ln \left( \ln \frac{R_B}{R_c} \right)}{10^2 \cdot \bar{K}_{\Pi} \cdot R_o}, \text{ м/сут.} \quad (17)$$

Подставляя в формулу (1) значения  $L_B$  и  $\bar{V}_B$  из (16) и (17), получим

искomое время выщелачивания ячейки, блока или участка:

гексагональная схема:

$$T_3 = \frac{160 \cdot R_o^2 \cdot \rho_{\Pi} \cdot f}{\beta \cdot \bar{K}_{\phi} \cdot (nS_H + S_o) \cdot \ln \left( \ln \frac{R_o}{R_c} \right)}, \text{ сут.} \quad (18)$$

квадратная схема:

$$T_3 = \frac{174 \cdot R_o^2 \cdot \rho_{\Pi} \cdot f}{\beta \cdot \bar{K}_{\phi} \cdot (nS_n + S_o) \cdot \ln \left( \ln \frac{R_o}{R_c} \right)}, \text{ сут.} \quad (19)$$

рядная – обычная и рядная – шахматная при  $b = \xi \cdot a$ :

$$T_3 = \frac{(\xi + 0,5)^2 \cdot R_o^2 \cdot \rho_{\Pi} \cdot f}{(\xi + 0,25) \cdot \bar{K}_{\phi} \cdot (nS_n + S_o) \cdot \ln \left( \ln \frac{R_o}{R_c} \right)}, \text{ сут.} \quad (20)$$

любая рядная при  $b = 2a$ :

$$T_3 = \frac{144 \cdot R_o^2 \cdot \rho_{\Pi} \cdot f}{\beta \cdot \bar{K}_{\phi} \cdot (nS_n + S_o) \cdot \ln \left( \ln \frac{R_o}{R_c} \right)}, \text{ сут.} \quad (21)$$

Здесь в формулах (9) - (12) и (18) - (22) приняты следующие установившиеся обозначения:

$\bar{K}_{\Pi}$  – среднее по блоку значение коэффициента эффективной пористости доли ед.; для рудников ПСВ Казахстана  $0,2 \leq K_{\Pi} \leq 0,3$  при  $\bar{K}_{\Pi} = 0,25$ ;

$n$  - параметр отношения числа ЗС в блоке к числу ОС

$$n = \frac{N_{зс}}{N_{ос}} > 1, \quad (22)$$

$\bar{K}_{\phi}$  – среднее для блока значение коэффициента фильтрации продуктивного пласта, м/сут;  $R_c$  – радиус скважин, м;

$\rho_{\Pi}$  - плотность пород продуктивного пласта, т/м<sup>3</sup>;

$f$  – отношение жидкого к твердому в блоке, безразмерная величина;

$$\beta = \frac{0,675}{f}, \text{ безразмерный параметр;}$$

$S_n$  – динамический напор на ЗС, м.вод.ст;

$S_o$  – депрессия на откачных скважинах, создаваемая погружными насосами, м.вод.ст.

## 2.1 Определение времени отработки блоков с учетом деформации геометрических фигур ячеек в продуктивном горизонте

Положив в основу гидродинамического анализа линий тока при плоскорадиальной фильтрации ВР и ПР будем исходить из вполне понятного условия:

- чем длиннее линии тока в ячейке, тем дольше процесс фильтрации растворов в ней от закачных скважин к откачной.

Ясно, что при этом возрастают сроки отработки блоков до проектного извлечения металла и увеличиваются эксплуатационные затраты, т.е. растет себестоимость добываемого металла и падает прибыль ГДП с ПСВ металлов.

Следует отметить, что в расчетных моделях были установлены допустимые значения отклонений забоя скважины от его устья в функции от глубины скважин [5].

Все выполненные теоретические расчеты базировались на единых для всех схем критериях и допущениях, изложенных в [6]:

- отсутствуют пересечения забоев соседних технологических скважин;  
 - забой технологической скважины не выходит за пределы контура рудного тела;

- допустимые отклонения забоя скважины (ОД) от проектного положения составляют:

Глубина забоя скважины, м	ОД, м
100	2
200	4
300	6

400	8
500	10
600	12
700	14
800	16

- для прямоугольной формы гидродинамических ячеек наиболее оптимально соотношение сторон полуячейки, равное 2 и выше;

- максимальное допустимое расстояние между закачными и откачными технологическими скважинами 100м.

В этой связи в дальнейшем будем рассматривать два состояния деформированных ячеек по допустимым - нормируемым и фактическим отклонениям забоя скважин от координат по X,Y на поверхности земли (см. приложения к диссертации).

Поскольку всякое увеличение сроков закисления по ячейкам блока и сроков извлечения металла увеличивает эксплуатационные затраты  $\Delta Z$  по простейшей зависимости:

$$\Delta Z = C_3 \cdot \Delta T, \$ \quad (23)$$

где  $C_3$  – суточные затраты по руднику ПСВ, \$/сут; тенге/сут.

$\Delta T$  - увеличение сроков закисления и извлечения металла в ячейке или блоке, сут.

В соответствии с неизменным увеличением некоторых линий тока по длине в деформируемой ячейке запишем ее радиус в двух необходимых для сравнения состояниях:

$$\left. \begin{aligned} R_{\partial} &= R_o + \Delta R_{\partial}, \text{ м} \\ R_{\phi} &= R_o + \Delta R_{\phi}, \text{ м} \end{aligned} \right\} \quad (24)$$

где  $\Delta R_{\partial}$  - допустимые удлинение радиуса ячейки, вследствие ее деформации, м.

$\Delta R_{\phi}$  - фактические удлинение радиуса ячейки при применении новых способов коррекции забоя по всей длине скважин, м; (см. последующие разделы диссертации).

Для получения в дальнейшем простых инженерных формул для определения времени закисления и эксплуатации ячейки и блока примем следующие вполне обоснованные допущения при добыче способом ПСВ урана для всего спектра изменяющихся параметров гидрогенных месторождений Казахстана.

$$\bar{K}_{\Pi} = 0,25; \quad R_c = 0,06 \div 0,08 \text{ м}; \quad 30 \leq R_o \leq 50 \text{ м};$$

параметр  $n = \frac{N_{zc}}{N_{oc}}$  для достаточно значимых блоков будет всегда равен:

$n = 2,6$  - гексагональная ячейка;

$n = 2,0$  - квадратная ячейка;

$n = 1,0$  - прямоугольная ячейка при  $b = 2a$ ;  $\xi=2$ ;

$$\ln \left( \ln \frac{R_o}{R_c} \right) = 1,85$$

Принимая оговоренные допущения путем подстановки их в расчетные формулы (9) - (12) и (18) - (22) после необходимых преобразований (упускаются) получим следующий ряд формул для деформируемых ячеек.

Время закисления ячейки или блока:

$$T_z = 8,32 \cdot \frac{(R_o + \Delta R_i)^2}{\bar{K}_{\phi} \cdot S_n}, \text{ сут.} \quad (25)$$

где  $\Delta R_i$  допустимое -  $\Delta R_{\partial}$  и фактическое  $\Delta R_{\phi}$  отклонение по (X, Y), м.

Квадратная ячейка:

$$T_z = 11,76 \cdot \frac{(R_o + \Delta R_i)^2}{\bar{K}_{\phi} \cdot S_n}, \text{ сут.} \quad (26)$$

Рядная обычная и рядная шахматная при  $b = 2a$ :

$$T_3 = 12,16 \cdot \frac{(R_o + \Delta R_i)^2}{\bar{K}_\phi \cdot S_n}, \text{ сут.} \quad (27)$$

Далее без промежуточных выводов приведем формулы для вычисления времени отработки блоков до проектного коэффициента извлечения металла  $\varepsilon_{II}$  при  $\rho_{II} = 1,65 \text{ т/м}^3$ .

Гексагональная ячейка:

$$T_9 = \frac{142,7(R_o + \Delta R_i)^2 \cdot f}{\beta \cdot \bar{K}_\phi \cdot (nS_n + S_o)}, \text{ сут.} \quad (28)$$

учитывая, что  $\beta = \frac{0,675}{f}$ , формула (23) упрощается и будет иметь вид

при  $n = 2,6$ :

$$T_9 = 211,7 \frac{(R_o + \Delta R_i)^2 \cdot f^2}{\bar{K}_\phi \cdot (2,6 \cdot S_n + S_o)}, \text{ сут.} \quad (29)$$

Квадратная ячейка (без вывода):

$$T_9 = 230 \frac{(R_o + \Delta R_i)^2 \cdot f^2}{\bar{K}_\phi \cdot (2,0 \cdot S_n + S_o)}, \text{ сут.} \quad (30)$$

Прямоугольная ячейка при  $b = 2a$ :

$$T_9 = 190 \frac{(R_o + \Delta R_i)^2 \cdot f^2}{\bar{K}_\phi \cdot (1,6 \cdot S_n + S_o)}, \text{ сут.} \quad (31)$$

## 2.2 Определение параметра $\Delta T$ сокращения времени отработки блоков при управлении уходом забоя скважин

Из приведенных здесь результатов теоретических исследований вытекает, что всякое приближенное координат по X и Y плоскости в продуктивном пласте забоя скважин к поверхностных координатам

уменьшает сроки отработки блоков и сокращает затраты на добычу металлов. В этой связи определим аналитические зависимости экономии времени при отработке блоков. Будем сравнивать по формулам (18) - (20) и (21) - (24) два состояния по разному деформированных ячеек в блоках из-за ухода забоя скважин. Первое состояние – это допустимые отклонения, которые обозначены ниже. Второе состояние – это вполне реальные и достигнутые значения ухода по 26 скважинам, приведенные в приложении диссертации.

Приведем формулы для определения времени сокращения процессов закисления и отработки блоков по двум указанным состояниям по простейшей формуле:

$$\Delta T = T_{\partial} - T_{\phi}, \quad (32)$$

где  $T_{\partial}$  - время закисления и отработки блоков при допустимых отклонениях забоев скважин от их координат на поверхности, сут;

$T_{\phi}$  - время закисления и отработки блоков при фактически достигнутых отклонениях.

При этом эти параметры вычисляются по проведенным ниже формулам (18) - (20) и (21) - (24).

Далее приводим результаты этих выводов без промежуточных вычислений. Но, однако, заметим, что величина (32) по разному и с различной точностью может анализироваться, исходя из гидродинамического режима функционирования ячейки ПСВ металлов.

Поскольку в нашем исследовании далее рассматривается возможный эффект от применения различных способов коррекции направления при бурении скважин, то вычислим по (32) величины  $\Delta T$ .

Процесс закисления ячеек и блока для различных схем вскрытия будет:

гексагональная ячейка

$$\Delta T_z = \frac{8,32}{\overline{K}_{\phi} \cdot S_n} \left[ (R_o + \Delta R_{\partial})^2 - (R_o + \Delta R_{\phi})^2 \right] \text{ сут.} \quad (33)$$

Раскроем квадратные скобки в выражении (33), получим:

$$\Delta T_3 = \frac{8,32}{K_\phi \cdot S_n} \left[ 2R_o (\Delta R_\partial - \Delta R_\phi) + \Delta R_o^2 - \Delta R_\phi^2 \right] \text{ сут.} \quad (34)$$

или после преобразований:

$$\Delta T_3 = \frac{8,32}{K_\phi \cdot S_n} (\Delta R_\partial - \Delta R_\phi) (2R_o + \Delta R_\partial + \Delta R_\phi), \text{ сут.} \quad (35)$$

Если  $\Delta R_\partial = \Delta R_\phi$ , т.е. данные по допустимому уходу забоя совпадают, то  $\Delta T_3$  будет равна нулю, что соответствую физике процесса.

Аналогично запишем: для квадратной ячейки

$$\Delta T_3 = \frac{11,76}{K_\phi \cdot S_n} (\Delta R_\partial - \Delta R_\phi) (2R_o + \Delta R_\partial + \Delta R_\phi), \text{ сут.} \quad (36)$$

и для прямоугольной при  $b = 2a$ :

$$\Delta T_3 = \frac{12,16}{K_\phi \cdot S_n} (\Delta R_\partial - \Delta R_\phi) (2R_o + \Delta R_\partial + \Delta R_\phi), \text{ сут.} \quad (37)$$

Для срока отработки блоков по аналогии с формулами (35) - (37) получены величины  $\Delta T_3$  в виде конечных выражений гексагональной ячейки:

$$\Delta T_3 = 211,4 \frac{f^2}{K_\phi \cdot (2,6S_n + S_o)} (\Delta R_\partial - \Delta R_\phi) (2R_o + \Delta R_\partial + \Delta R_\phi), \text{ сут.} \quad (38)$$

Квадратная ячейка:

$$\Delta T_3 = 230 \frac{f^2}{K_\phi \cdot (2S_n + S_o)} (\Delta R_\partial - \Delta R_\phi) (2R_o + \Delta R_\partial + \Delta R_\phi), \text{ сут.} \quad (39)$$

прямоугольная ячейка при  $b = 2a$ :

$$\Delta T_3 = 190 \frac{f^2}{K_\phi \cdot (1,6S_n + S_o)} (\Delta R_\partial - \Delta R_\phi) (2R_o + \Delta R_\partial + \Delta R_\phi), \text{ сут.} \quad (40)$$

Анализируя полученные формулы для  $\Delta T_3$  и  $\Delta T_3$  приходим к выводам:



- величины  $\Delta T_3$  обратно пропорционально коэффициенту фильтрации продуктивного пласта и динамическому напору на ЗС и прямо пропорционально параметрам  $\Delta R_\partial$  и  $\Delta R_\phi$ ;

- величина  $\Delta T_3$  прямо пропорциональна квадрату параметра  $f = Ж:Т$ , уходу забоя скважины  $\Delta R_\partial$  и  $\Delta R_\phi$  и обратно пропорциональна коэффициенту фильтрации продуктивного пласта и суммарному динамическому напору на ЗС и ОС в ячейке.

### 2.3 Математическая модель концентрации продуктивного раствора по времени для деформированных ячеек

Одной из основополагающих зависимостей для оценки эффективности процесса подземного скважинного выщелачивания (ПСВ) металлов является функция продуктивности рабочего раствора от времени эксплуатации блока. Такая зависимость, как правило, устанавливается экспериментальным путем на промышленном опытном участке, который отрабатывается перед эксплуатацией всего месторождения. Другой путь для установления этой зависимости состоит в решении известных дифференциальных уравнений кинетики процесса ПСВ урана, который пока не дает надежных результатов. Нами предлагается экспериментально-аналитический метод решения указанной задачи, основанный только на одной экспериментальной зависимости – коэффициента извлечения урана от времени эксплуатации блока, участка или месторождения и уже с учетом деформации ячеек вследствие ухода забоя скважин при их бурении.

Путем аналитических исследований ранее авторами была получена следующая зависимость [5]:

$$C_{np}(t) = \frac{2,9 \cdot m \cdot \beta \cdot \left( \ln \frac{R_o}{R_c} + S_k \right) \cdot R_o^2}{Q_{oc}} \cdot \frac{[1 - \exp(-C_1 t)]}{t}, \quad \text{мг/л}, \quad (41)$$

где  $t$  – период времени в годах.

Функция  $\psi(t)$  на интервале времени  $0 \leq t \leq 10$  является перевернутой известной кинетической кривой с максимумом в начале координат  $\max \psi(t) = C_1$  и минимуме на конце  $\psi(10) = 0,1$ .

Это свойство функции очень важное для дальнейших исследований. Возвращаясь к уравнению (41), назовем пиковой (максимальной) концентрацией продуктивного раствора величину:

$$C_{np} = 2,9 \frac{\beta \cdot m \cdot \left( \ln \frac{R_0}{R_c} + S_k \right) \cdot R_0^2}{Q_{oc}}, \text{ мг/л} \quad (42)$$

По физическому смыслу ясно, что

$$C_{np}(t) = \hat{C}_{np} \cdot \psi(t), \quad (43)$$

Таким образом был получен первый довольно важный результат в виде уравнения (43)

Функцию распределения продуктивности раствора по времени представляется сложной вначале возрастающей за некоторое время – То кривой, а затем убывающей за  $t \rightarrow \infty$ .

Если теперь принять во внимание условия деформации ячеек (24), то функция продуктивности раствора на ОС от времени выразиться в виде:

$$C_{np}(t) = \frac{2,9 \cdot m \cdot \beta \cdot \left( \ln \frac{R_0 + \Delta R_\phi}{R_c} + S_k \right) \cdot (R_0 + \Delta R_\phi)^2}{Q_{oc}} \cdot \left( 1 - \frac{\exp(C_1 t)}{t} \right), \text{ мг/л} \quad (44)$$

где  $S_k$  - показатель скан эффекты безразмерная величина;

$m$  – средняя продуктивность пласта в ячейке или блоке, кг/м<sup>2</sup>;

$Q_{oc}$  – дебит откачной скважины, м<sup>3</sup>/сут;

$C_1$  – первая кинематическая постоянная, 1/год.

Анализ формулы (44) показывает, что содержание металла в ПР растет с увеличением  $\Delta R_\phi$  по сложному нелинейному закону и от времени  $\psi(t)$ .

Эту функцию (44) запишем в виде:

$$C_{np(t)} = \frac{e \cdot \hat{C}_{np}(t - t_3) \cdot e^{-(t-t_3)/C_1'}}{C_1'}, \quad (45)$$

где  $t_3$  - время закисления ячейки или блока, сут;

$C_1'$  – некоторая постоянная величина, определяемая статистическим путем для каждого типа месторождения, имеющая размерность времени в годах;

$\hat{C}_{np}$  – максимальное значение продуктивности ПР, которое рекомендуется определять по зависимости для любого блока с любой ячейкой:

$$\hat{C}_{np}(t) = \frac{37,7 \cdot \theta \cdot n \cdot (R_0 + \Delta R_\phi)^2}{K_\phi \cdot \bar{M}_\phi \cdot (n \cdot S_H + S_0)}, \text{ мг/л} \quad (46)$$

где  $\theta$  – геометрический параметр ячейки, оговорен ниже.

Легко убедиться, что функция достигает своего максимума для времени:

$$t_0 = t_3 + C_1' \quad (47)$$

и тогда:

$$C_{np}(t_0) = \hat{C}_{np}, \text{ мг/л} \quad (48)$$

следовательно, параметр  $C_1'$  может быть определен экспериментально по простейшей формуле:

$$C_1' = t_0 - t_3, \quad (49)$$

где  $t_0$  – время фиксируется по пробам продуктивности растворов.

Таким образом нами установлены закономерность (46), позволяющая учитывать деформацию ячеек в продуктивном пласте.

**Выводы:**

1. Установлены аналитические зависимости для определения времени закисления и обработки продуктивного пласта в пределах деформирования ячейки или блока.

2. Время закисления в деформированной ячейке продуктивного пласта прямо пропорционально квадрату ухода забоя скважину от её координат на и вверх посту.
3. Время эксплуатации блока до проектного извлечения металла при ПСВ нелинейно по квадратическому закону возрастает от параметра ухода забоя скважин в продуктивном пласте.
4. Максимальное (пиковое) содержание урана  $\hat{C}_{\text{пр}}$  нелинейно возрастает от величины фактического приращения радиуса ячейки -  $\Delta R_{\phi}$ , но при этом удлиняются сроки отработки блоков.

### **3 НОВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ СООРУЖЕНИЯ ВЕРТИКАЛЬНО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН ПОДЗЕМНОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ**

Процесс искривления скважины определяется комплексом факторов, суммарное воздействие которых может быть оценено только с позиций системного подхода. Кратко остановимся на основных принципах системного подхода, чтобы далее не возвращаться к общим вопросам. Процесс искривления или система направленного бурения включает очень много элементов (факторов, параметров), но не все они одинаково важны для функционирования системы. Возникает вопрос, какие факторы учитывать в моделях системы. Системный подход требует учёта в первую очередь наиболее важных параметров (факторов), совершенно необходимых для достижения системы.

Как отмечают А.А. Погарский, К.А. Чефранов и О.П. Шишкин [70], *«...речь идёт не об абсолютной важности того или иного элемента системы, а об относительной важности его в сравнении с другими, быть может, ещё более важными элементами, на фоне которых он может выглядеть малозначимым, второстепенным. Тот, кто требует учёта всех элементов, в действительности следует не системному, а огульному подходу, не делает различия между элементами, придерживается «уровниловки» в их оценке»*.

Е.А. Козловский, В.М. Питерский и М.А. Комаров [71,72] обращают внимание исследователей на самые главные требования, предъявляемые к факторам при построении математической модели процесса на основе детерминированного подхода. Это требования управляемости (измеряемости с заданной точностью), однозначности (фактор должен непосредственно воздействовать на объект, а не быть функцией других параметров), совместимости (осуществимость и безопасность) и независимости (ни один из факторов не может быть представлен комбинацией других).

Исходя из этих требований, в рассматриваемых моделях учитываются, в основном, технологические и технические факторы – осевая нагрузка, длина колонкового набора (при бурении скважин с отбором керна ) или забойной компоновки (при бескерновом бурении) , диаметры скважины, колонкового набора или компоновки, частота вращения снаряда, жёсткость колонны и связанная с ней длина полуволны. Есть ещё один фактор, который трудно однозначно отнести к той или иной группе классификации – геологической, технологической или технической. Это керн, точнее, его количество, которое зависит и от физико-механических свойств породы – твёрдости, объёмного веса, трещиноватости, и от способа бурения или разрушения, и от продолжительности и длины рейса ( цикла при бурении комплексом *ССК*).

Вместе с тем, в моделях не находит своего отражения главный геологический фактор, определяющий направление (знак) искривления, – это анизотропность горных пород. Прежде всего, не столько потому, что многие попытки формализовать связи между интенсивностью искривления и анизотропией привели к априорным выводам в виде приближённых зависимостей, а только потому, что анизотропность как элемент математической модели не отвечает и даже противоречит основным принципам системного подхода – управляемости, измеряемости с заданной точностью, однозначности и независимости.

В ускорении и удешевлении проводки глубоких и в особенности,

вертикально или наклонно направленных скважин существенное значение имеют сведения о длине полуволны бурильной колонны, так как один из основных технологических факторов – осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент – создаётся сжатой частью бурильной колонны.

Исследованию динамики бурильной колонны уделялось большое внимание. За последние годы результаты расчётов компоновки нижней части колонны за рубежом и в странах СНГ Г. Вудс, А. Лубински, К.М. Солодкий, М.Ж. Музапаров, Б.З.Султанов и др.[73,74,86-98] и стали совпадать, что объективно свидетельствует о правильности тех или иных расчётов. Научно обоснованное представление о параметрах низа бурильной колонны значительно облегчает решение задач, связанных с искривлением скважины.

В настоящей работе расчёт длины полуволны бурильной колонны производится по методике Г. Вудса и А. Лубински [75] с использованием номограмм Б.З. Султанова [74] и М.Ж. Музапарова [95]. Отказ в данном случае от формулы (50) Г.М. Саркисова [95].

$$L = \frac{9500}{n} \sqrt{\pm 0,5 z + \sqrt{0,25 z^2 + \frac{1,1 I n^2}{100 q}}}, \text{ см} \quad (50)$$

вполне закономерен, потому что в ней не учитывается один из важнейших факторов искривления скважин – зенитный угол скважины, где  $n$  — частота вращения бурильной колонны, об/мин;  $z$  – расстояние от сечения 0-0 (нулевого сечения), где сжатие нижней части колонны, обусловленное реакцией забоя, переходит в растяжение, обусловленное снятием лишнего веса колонны гидравликой бурового станка (в случае, если вес колонны окажется больше требуемой осевой нагрузки на забой), см;  $q$  – вес 1 см бурильных труб, кН/см,  $I$  – осевой момент сечения бурильной трубы

До настоящего времени отсутствуют практические расчёты компоновок, в частности, длины полуволн для бурильных труб нового российского стандарта, а также импортных типа  $NQ$ ,  $HQ$  и  $PQ$  (США, Канада), получающих всё большее распространение на предприятиях минерально-

сырьевого комплекса страны.

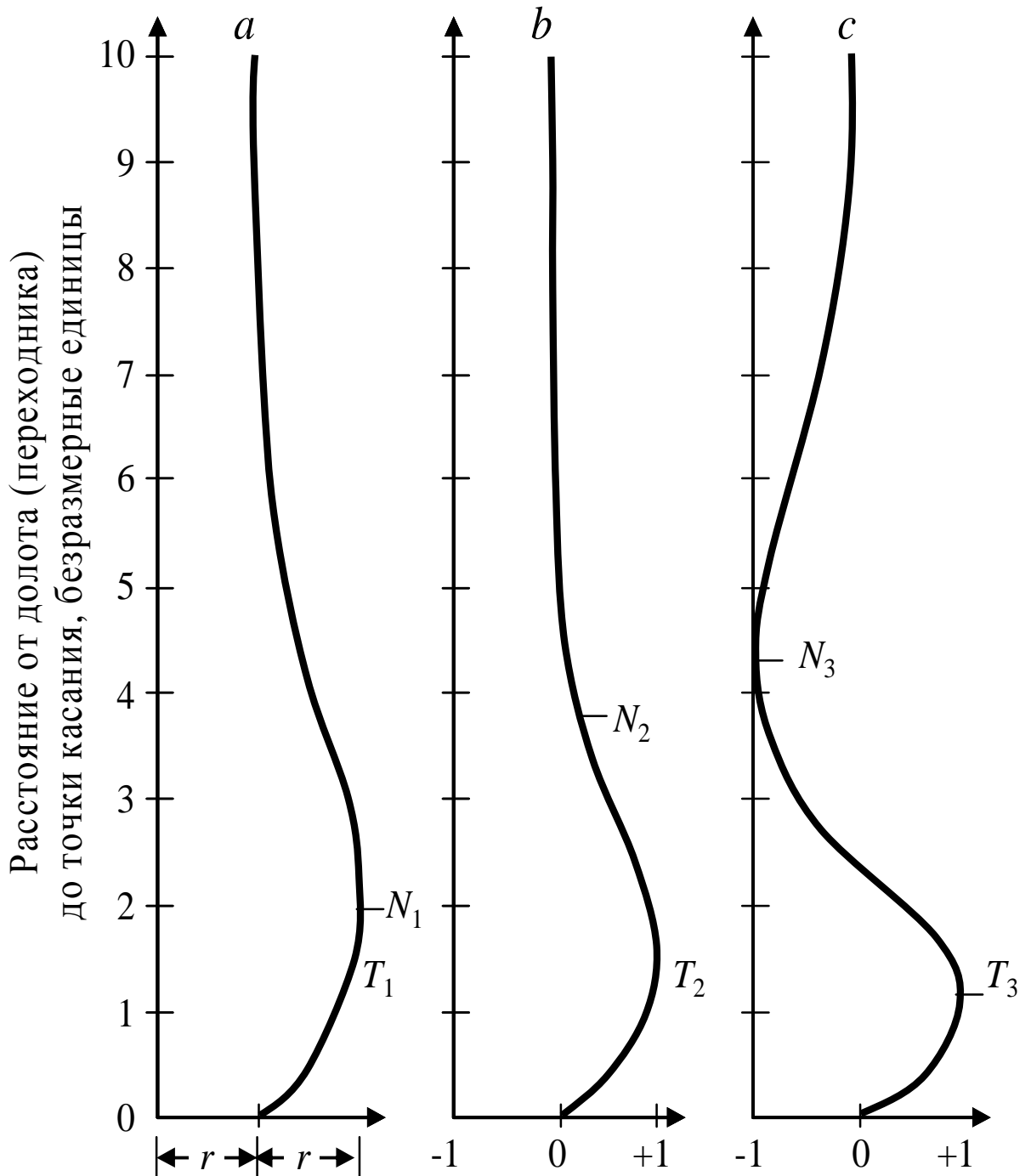
Таким образом, формирование математической модели зенитного искривления скважин осуществляется в дальнейшем с учётом изложенного выше. Прежде всего, охват моделью только наиболее важных факторов, сильно влияющих на искривление, математическая детерминированность которых подтверждена опытом направленного бурения.

Если скважина прямолинейна и осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент (долото) отсутствует, бурильная колонна также прямолинейна [75]. При достаточно малой нагрузке на долото колонна остаётся прямолинейной. Осевая нагрузка по мере увеличения достигает критического значения, при котором бурильная колонна изгибается и соприкасается со стенкой скважины – это явление называется продольным изгибом первого порядка. При дальнейшем увеличении осевой нагрузки она приобретает новое критическое значение, при котором бурильная колонна изгибается вторично – это изгиб второго порядка. При ещё больших нагрузках происходит изгиб третьего и высших порядков.

Форма изогнутой бурильной колонны при критическом значении осевой нагрузки показана на рисунке 3. Каждая кривая на рисунке представляет ось бурильной колонны. Точка  $O$  соответствует нижнему концу бурильной колонны, где находится долото (при бурении без отбора керна), переходник колонкового набора (при бурении с отбором керна).

Расстояние по вертикали измеряется в безразмерных единицах. Длина одной безразмерной единицы веса нижней свечи в зависимости от типа бурильной колонны колеблется в пределах 8,88-19,64 м. Следовательно, при изгибе любого порядка форма изогнутой оси колонны остаётся почти без изменения независимо от того из нормальных или утяжелённых бурильных труб составлена нижняя часть колонны.

На рисунке 3а точка  $N_1$  показывает положение нейтрального сечения (1,94 безразмерной единицы над долотом или переходником); точка  $T_1$  является точкой касания. Положение нейтрального сечения определяется



*a* – критические условия первого порядка; *b* – критические условия второго порядка; *c* – непосредственно перед моментом касания полуволны второго порядка со стенкой скважины;  $r$  – кажущийся радиус скважины, т.е. максимально возможный прогиб;  $O$  – точка, соответствующая нижнему концу буровой колонны

Рисунок 3 – Форма изогнутой буровой колонны при критическом значении осевой нагрузки по А. Лубински и Г. Вудсу (1960) [75]



следующими условиями.

Вес в глинистом растворе части бурильной колонны, расположенной ниже нейтрального сечения, равен нагрузке на долото или переходник. Нейтральное сечение отличается от сечения колонны, в котором нет ни сжатия, ни растяжения; положение такого сечения меняется под влиянием гидростатического давления и давления, создаваемого насосами.

По мере увеличения осевой нагрузки от критического значения первого порядка до второго порядка форма оси бурильной колонны постепенно изменяется от кривой  $\alpha$  к кривой  $\delta$ . Последняя (нейтральная точка  $N_2$ , точка касания  $T_1$ ) соответствует критическим условиям второго порядка. Сравнение кривых  $\alpha$  и  $\delta$  показывает, что часть колонны, расположенная близ долота или переходника, изгибается всё больше, в то же время как часть колонны, расположенная выше точки касания, постепенно выпрямляется.

Когда нагрузка на долото или переходник становится больше критической второго порядка, колонна изгибается вторично и её деформация быстро возрастает при небольшом приращении нагрузки на долото или переходник. Кривая  $B$  показывает форму бурильной колонны в тот момент, когда вторая полуволна соприкасается со стенкой скважины в точке  $T_3$ .

Каждой нагрузке на долото или переходник соответствует определённое расстояние между долотом или переходником и нейтральным сечением. Критическая величина этого расстояния зависит от типа бурильных или утяжелённых труб и удельного веса промывочной жидкости (глинистого раствора, воды). Очень удобно измерять расстояния не в метрах, а в безразмерных единицах; это даёт результаты, не зависящие от типа бурильных труб, утяжелённого низа и удельного веса промывочной жидкости.

Г. Вудс и А. Лубински [75] было установлено, что продольный изгиб первого и второго порядков происходит тогда, когда расстояние от

нейтрального сечения до долота или переходника составляет соответственно 1,94 и 3,75 безразмерных единиц. Длина одной безразмерной единицы (б.е.) веса в метрах определяется следующим выражением [75]:

$$m = 10^{-2} \sqrt[3]{\frac{E \cdot I}{10^{-2} \cdot P_T}} \text{ м,} \quad (51)$$

где  $E$  – модуль Юнга для стали в кН /см<sup>2</sup> ;

$I$  – момент инерции поперечного сечения бурильной трубы в см<sup>4</sup> ;

$P_T$  – вес 1 м бурильной трубы в промывочной жидкости в кН/ м.

Например, по формуле (51) определим значения  $m$  для бурильной трубы снаряда со съёмным керноприёмником  $HQ$ :

$$m = 10^{-2} \cdot \sqrt[3]{\frac{2,2 \cdot 10^6 \cdot 3,14 \cdot (8,89^4 - 7,78^4)}{10^{-2} \cdot 11,4 \cdot 0,84 \cdot 64}} = 14,5 \text{ м.}$$

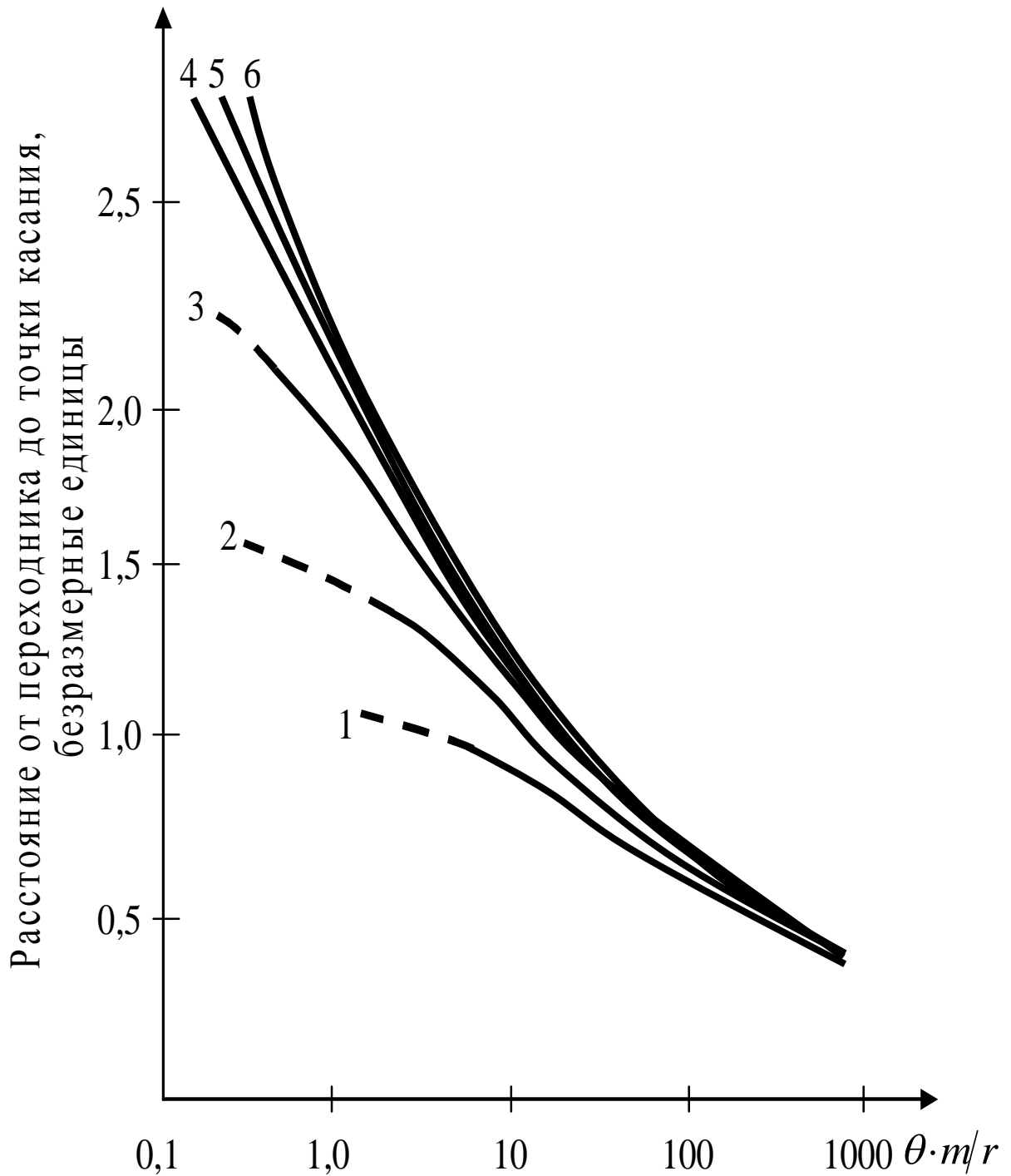
Вес отрезка бурильной трубы  $HQ$  в 1 безразмерную единицу равен  $m \cdot p_T$   $14,5 \cdot 0,84 \cdot 11,4 = 1,43$  кН.

Длина нижней полуволны  $L_T$  зависит от осевой нагрузки, зенитного угла скважины  $\theta$  и определяется соотношением  $\theta \cdot m/r$ , где  $\theta$  – зенитный угол скважины;  $m$  – уже известная величина;  $r$  – кажущийся радиус ствола скважины в метрах. Под кажущимся радиусом ствола подразумевается стрела прогиба колонны  $r$  в скважине определенного диаметра. Величина кажущегося радиуса скважины  $r$  определяется из выражения

$$r = \frac{D_c - d_T}{2}, \text{ м,} \quad (52)$$

где  $D_c$  и  $d_T$  – соответственно диаметры скважины и бурильной колонны.

Для нагрузок от  $0,8 \cdot m p_T$  до  $8 \cdot m p_T$  и величина  $\theta \cdot m/r \leq 1000$  расстояние  $L_T$  в безразмерных единицах представлено номограммой А. Лубински и Г. Вудса [75] ( рисунок 4) ; отличием аналогичной номограммы Б.З. Султанова [74] является то, что она для нагрузок  $1; 5$  и  $10 \cdot m p_T$  и при  $\theta \cdot m/r \geq 1000$ .



1 — нагрузка 8 безразмерных единиц (б.е.);

2 — 4 б.е.; 3 — 2 б.е.; 4 — 1,2 б.е.; 5 — 1,0 б.е.; 6 — 0,8 б.е.

Рисунок 4 — Положение точки касания по Г. Вудсу и А. Лубински (1960)

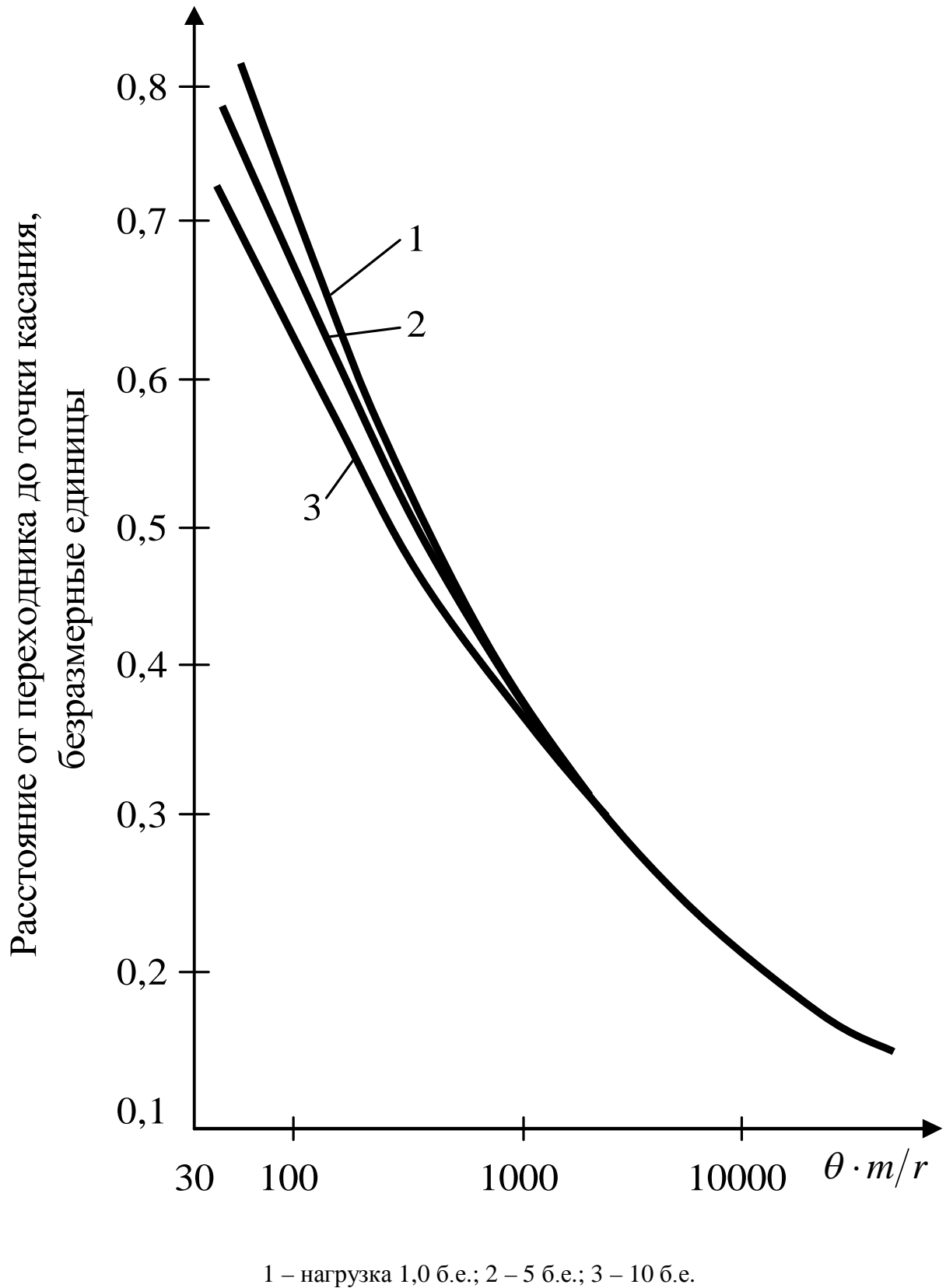


Рисунок 5 – Положение точки касания по Б.З. Султанову (1991)

М.Ж. Музапаровым [ 95 ] приводится величина  $L_T$  для больших зенитных углов  $\theta \cdot m/r \leq 5000$  и осевых нагрузок  $0,8 - 20 \cdot m/r$ . При соотношении  $\theta \cdot m/r \geq 5000$  рекомендуется пользоваться номограммой Б.З. Султанова ( рисунок 5).

Таблица 1 – Длина нижней полуволны  $L_T$  (б.е.) бурильной колонны по Г. Вудс, А. Лубински (1960), М.Ж. Музапарову (1978) и Б.З. Султанову (1991)

$\theta \cdot m/r$	Осевая нагрузка в безразмерных единицах (б.е.)					
	0,8-2	4	8	12	16	20
1	2	3	4	5	6	7
10		0,970	1,208	0,890		
20		0,870	1,046	0,820		
30		0,830	0,950	0,770		
40		0,800	0,880	0,730		
50		0,770	0,829	0,700		
60		0,740	0,788	0,670		
70		0,720	0,755	0,650		
80		0,700	0,726	0,630		
90		0,680	0,703	0,610		
100		0,660	0,681	0,599		
110		0,650	0,667	0,588		
120		0,640	0,653	0,578		
130		0,630	0,640	0,568		
140		0,620	0,629	0,559		
150		0,610	0,619	0,550		
160		0,600	0,608	0,542		

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7
170		0,590	0,598	0,536		
180		0,580	0,590	0,530		
190		0,570	0,581	0,525		
200	0,580	0,565	0,540	0,520	0,500	0,461
210	0,572	0,558	0,535	0,515	0,494	0,458
220	0,565	0,552	0,528	0,510	0,488	0,455
230	0,559	0,546	0,523	0,506	0,483	0,452
240	0,553	0,541	0,519	0,500	0,479	0,450
250	0,548	0,536	0,515	0,496	0,475	0,447
260	0,543	0,531	0,510	0,492	0,470	0,445
270	0,538	0,527	0,507	0,488	0,466	0,442
280	0,533	0,523	0,504	0,485	0,463	0,440
290	0,529	0,519	0,501	0,482	0,461	0,438
300	0,525	0,516	0,498	0,479	0,459	0,436
320	0,514	0,508	0,490	0,473	0,452	0,432
340	0,505	0,501	0,484	0,467	0,446	0,426
360	0,498	0,496	0,479	0,462	0,442	0,423
380	0,492	0,490	0,474	0,458	0,438	0,420
400	0,488	0,486	0,470	0,454	0,435	0,416
420	0,480	0,480	0,466	0,449	0,431	0,412
440	0,476	0,476	0,461	0,445	0,427	0,410

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7
460	0,471	0,471	0,457	0,441	0,424	0,409
480	0,467		0,454	0,438	0,421	0,407
500	0,464		0,450	0,434	0,419	0,405
520	0,459		0,446	0,431	0,417	0,403
540	0,457		0,443	0,428	0,415	0,400
560	0,454		0,440	0,425	0,412	0,398
580	0,451		0,438	0,442	0,409	0,395
600	0,449		0,436	0,420	0,408	0,392
620	0,446		0,432	0,418	0,405	0,389
640	0,443		0,428	0,415	0,401	0,386
660	0,441		0,427	0,413	0,400	0,385
680	0,438		0,425	0,411	0,398	0,383
700	0,437		0,423	0,410	0,397	0,379
740	0,431		0,418	0,405	0,392	0,375
800	0,425		0,412	0,399	0,387	0,371
850	0,419		0,408	0,395	0,383	0,367
900	0,414		0,404	0,391	0,379	0,364
950	0,409		0,398	0,387	0,376	0,361
1000	0,401		0,391	0,381	0,371	0,355
1050	0,396		0,386	0,377	0,366	0,350
1100	0,391		0,381	0,373	0,361	0,346
1150	0,386		0,376	0,369	0,357	0,342

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7
1200	0,381		0,372	0,365	0,353	0,339
1250	0,376		0,368	0,361	0,350	0,336
1300	0,372		0,365	0,358	0,347	0,333
1350	0,368		0,361	0,354	0,344	0,330
1400	0,364		0,358	0,351	0,341	0,327
1450	0,361		0,355	0,348	0,338	0,324
1500	0,358		0,352	0,345	0,336	0,322
1550	0,355		0,350	0,343	0,333	0,320
1600	0,352		0,348	0,341	0,331	0,318
1650	0,349		0,346	0,338	0,329	0,316
1700	0,346		0,344	0,336	0,327	0,314
1750	0,343		0,341	0,333	0,325	0,312
1800	0,340		0,339	0,321	0,323	
1850	0,337		0,336	0,328	0,320	0,310
1900	0,334		0,333	0,325	0,317	0,308
1950	0,331		0,331	0,323	0,315	0,306
2000	0,329			0,322	0,314	0,304
2100	0,325			0,319	0,312	0,302
2200	0,321			0,316	0,310	0,300
2300	0,318			0,313	0,308	0,297
2400	0,315			0,311	0,306	0,295
2500	0,312			0,308	0,303	0,293



Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7
2600	0,309			0,305	0,300	0,291
2700	0,307			0,303	0,298	0,289
2800	0,304			0,300	0,295	0,287
2900	0,302			0,298	0,293	0,285
3000	0,298			0,296	0,292	0,284
3100	0,296			0,295	0,291	0,284
3200	0,294				0,290	0,284
3300	0,292				0,288	0,282
3400	0,290				0,287	0,281
3500	0,288				0,284	0,279
3600	0,286				0,282	0,277
3800	0,282				0,280	0,275
4000	0,278					0,273
4100	0,276					0,271
4200	0,274					0,268
4300	0,272					0,266
4500	0,268					0,264
4600	0,266					0,262
4700	0,264					0,260
4900	0,260					0,258
5000	0,258					0,258

**Длина полутолны бурильной трубы СБТ-50.** Исходные данные: диаметр скважины  $D_c = 161$  мм, вес 1 м СБТ-50 в воздухе 0,67 кН, плотность раствора  $\gamma = 1,15-1,2$  г/см<sup>3</sup>. Требуется рассчитать длины полутолн СБТ-50 для зенитных углов скважины от 1 до 45 градусов и осевых нагрузок 4,9-73,5 кН.

Решение. Длина безразмерной единицы веса СБТ-50 в глинистом растворе:

$$m = 10^{-2} \sqrt[3]{\frac{2,2 \cdot 10^6 \cdot 3,14 \cdot (5,0^4 - 3,9^4)}{10^{-2} \cdot 64 \cdot 0,85 \cdot 6,75}} = 9,05 \text{ м}$$

Вес одной безразмерной единицы  $P_T = 9,05 \cdot 0,67 = 6,06$  кН.

Заданные осевые нагрузки: 4,90 кН : 6,06 кН = 0,8 б.е.; 6,13 кН = 1,0 б.е.;

7,35 кН = 1,2 б.е.;

49,0 кН = 8 б.е.;

73,5 кН = 12 б.е.

Соотношение:  $\frac{m}{r} = \frac{9,15 \cdot 2}{0,161 - 0,050} = 165.$

Результаты расчетов  $L_T$  для СБТ-50 приводятся в таблице 2 и на рисунке 6.

Таблица 2 – Длина полутолны бурильной колонны СБТ-50 в геотехнологической скважине  $\varnothing 161$  мм

Зенитный угол $\theta$ , град	$\frac{\theta \cdot m}{r}$ ,  $\frac{m}{r} = 165$	Осевая нагрузка в безразмерных единицах (кН)							
		8 (49)		1,0 (6,1)		1,2 (7,3)		12 (73)	
		Длина полутолны $L_T$ ( б.е., м )							
		б.е.	м	б.е.	м	б.е.	м	б.е.	м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	2,89	1,05	9,6	1,64	15,0	1,58	14,4	0,98	9,0
2	5,76	1,0	9,1	1,35	12,3	1,3	11,9	0,95	8,7
3	8,65	0,95	8,7	1,3	11,9	1,3	11,9	0,92	8,4
4	11,5	0,92	8,4	1,2	11,0	1,2	11,0	0,89	8,1
5	14,4	0,89	8,1	1,1	10,1	1,1	10,1	0,86	7,8
10	28,7	0,86	7,8	0,95	8,7	0,95	8,7	0,75	6,8
15	43,2	0,73	6,7	0,85	7,8	0,85	7,8	0,7	6,4

## Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
20	57,6	0,67	6,1	0,8	7,3	0,8	7,3	0,64	5,8
25	72,0	0,65	5,9	0,75	6,9	0,75	6,9	0,63	5,7
30	86,4	0,63	5,7	0,72	6,6	0,72	6,6	0,62	5,6
35	100,8	0,61	5,6	0,68	6,2	0,68	6,2	0,6	5,5
40	115,2	0,6	5,5	0,66	6,0	0,66	6,0	0,58	5,3
45	129,6	0,58	5,3	0,64	5,8	0,64	5,8	0,56	5,1

Таблица 3 – Длина полуволены бурильной колонны СБТ-50 в геотехнологической скважине  $\varnothing 132$  мм

Зенитный угол $\theta$ , град	$\frac{\theta \cdot m}{r}$ ,  $\frac{m}{r} = 223$	Осевая нагрузка в безразмерных единицах (кН)							
		8 (49)		1 (6)		1,2 (7)		12 (73)	
		Длина полуволены $L_T$ (б.е., м)							
		б.е.	м	б.е.	м	б.е.	м	б.е.	м
1	3,9	1,0	9,15	1,50	13,7	1,45	13,3	1,0	8,1
2	7,78	0,95	8,7	1,3	11,9	1,32	12,1	0,89	8,0
3	11,68	0,9	8,2	1,2	11,0	1,2	11,0	0,87	7,9
4	15,56	0,88	8,0	1,15	10,5	1,15	10,5	0,85	7,8
5	19,47	0,84	7,7	1,05	9,6	1,05	9,6	0,82	7,5
10	38,9	0,74	6,8	0,95	8,7	0,95	8,7	0,74	6,8
15	58,38	0,67	6,1	0,85	7,8	0,85	7,8	0,67	6,1
20	77,85	0,65	5,9	0,8	7,3	0,8	7,3	0,63	5,7
25	97,3	0,62	5,7	0,75	6,9	0,75	6,9	0,59	5,4
30	116,76	0,58	5,3	0,72	6,6	0,72	6,6	0,58	5,3
35	136,2	0,55	5,0	0,68	6,2	0,68	6,2	0,56	5,1
40	155,57	0,53	4,8	0,66	6,0	0,66	6,0	0,54	4,9
45	175,14	0,52	4,7	0,64	5,8	0,64	5,8	0,53	4,8

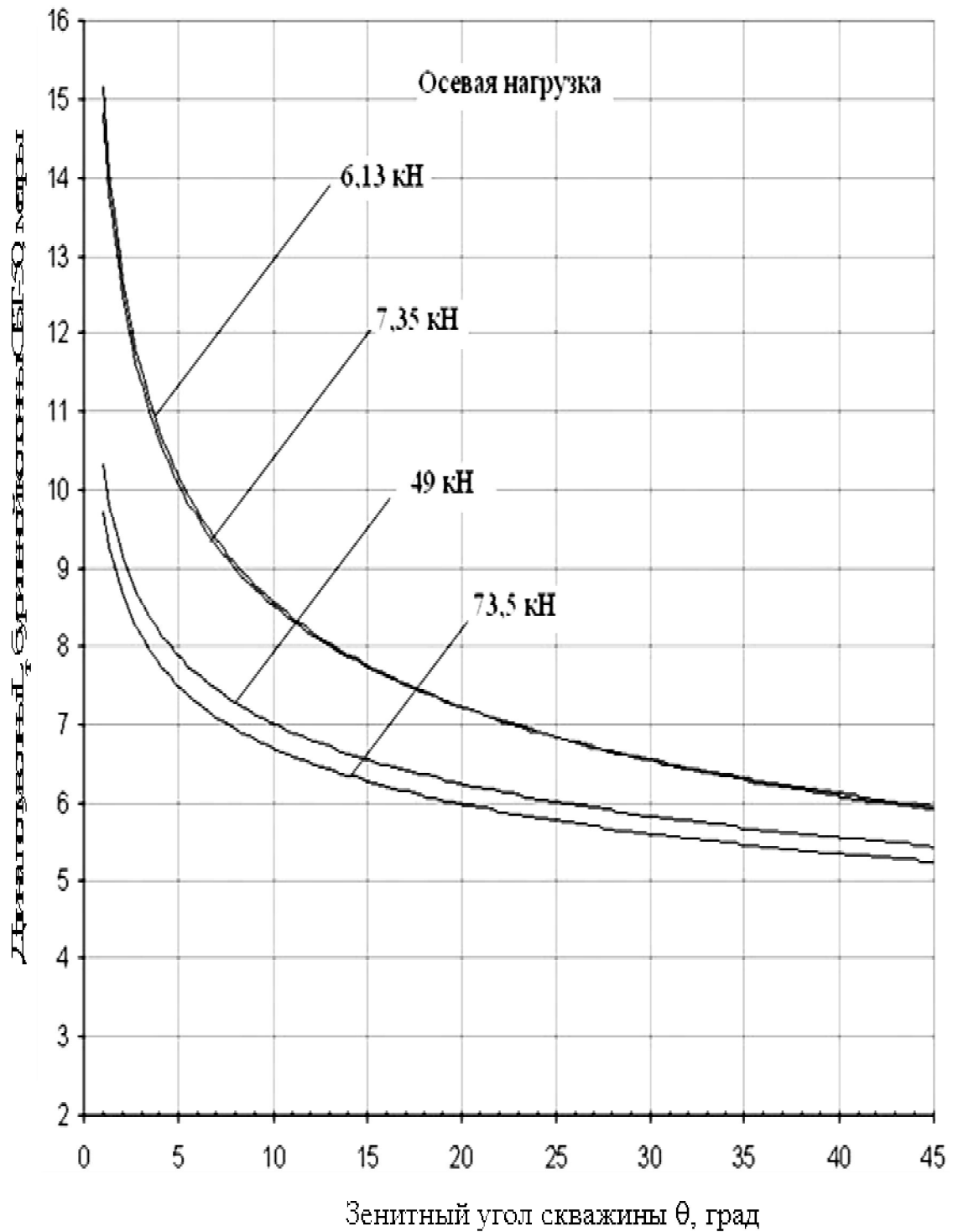


Рисунок 6 – Длина полутолны бурильной колонны СБТ-50 в геотехнологической скважине  $\varnothing 161$  мм (осевая нагрузка 6-73 кН)

Диаметр скважины  $D_c = 132$  мм

Соотношение:

$$\frac{m}{r} = \frac{9,15 \cdot 2}{0,132 - 0,050} = 223 .$$

Результаты расчетов  $L_T$  для СБТ-50 приводятся в таблице 3 и на рисунке 7.

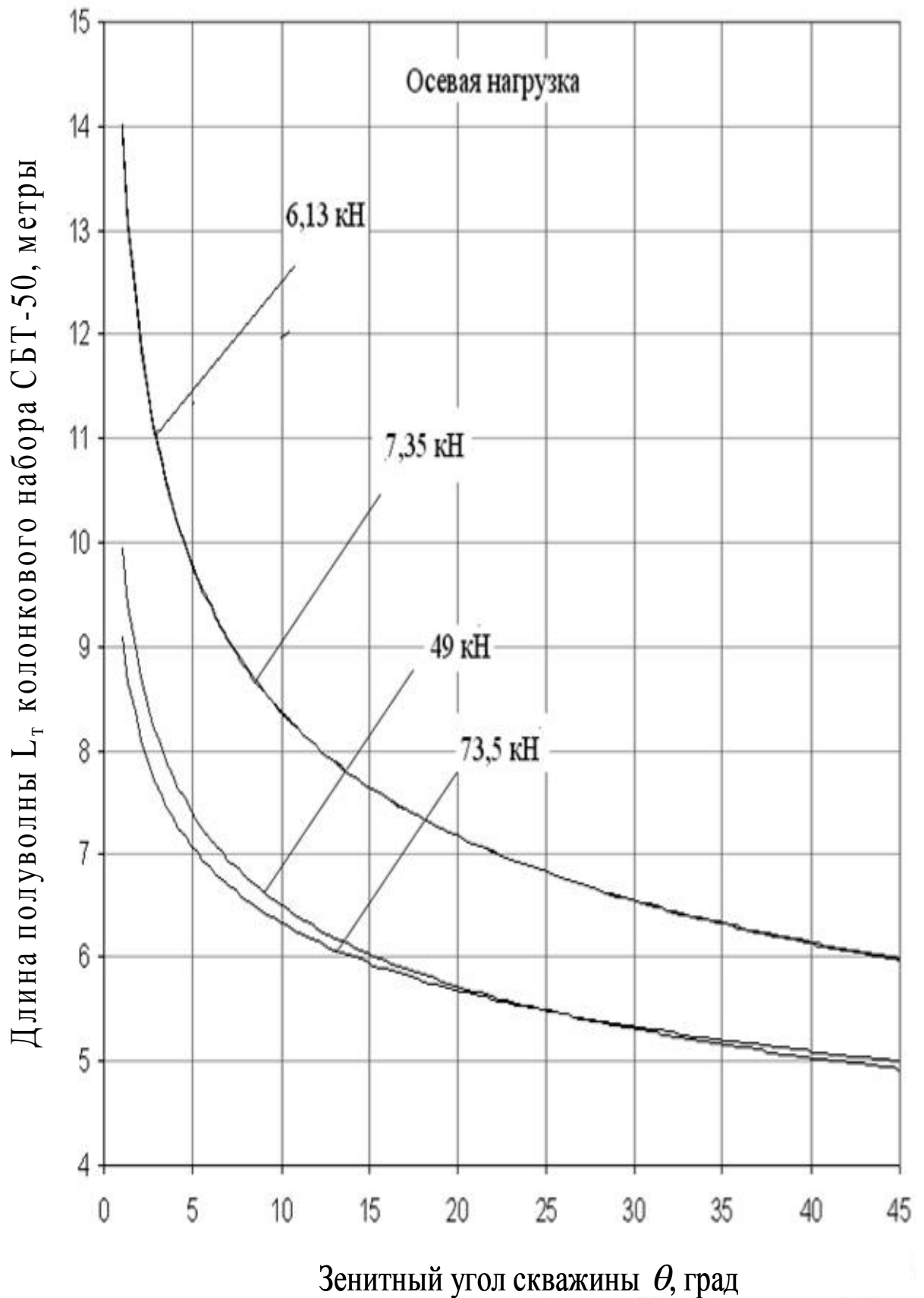


Рисунок 7 – Длина полувоины буровой колонны **СБТ-50** в геотехнологической скважине  $\varnothing 132$  мм

**Длина полуволены бурильной колонны СБТ-63,5** в скважине  $D_c = 161$  мм.

Исходные данные: диаметр скважины  $D_c = 161$  мм, вес 1 м СБТ-63,5 в воздухе 0,9 кН, плотность раствора  $\gamma = 1,15-1,2$  г/см<sup>3</sup>.

Требуется рассчитать длины полуволен СБТ-63,5 для зенитных углов скважины 3- 45 градусов и осевых нагрузок 10 - 80 кН.

Длина безразмерной единицы веса СБТ-63,5 в глинистом растворе:

$$m = 10^{-2} \sqrt[3]{\frac{2,2 \cdot 10^6 \cdot 3,14 \cdot (6,35^4 - 5,25^4)}{10^{-2} \cdot 64 \cdot 0,85 \cdot 9,0}} = 10,7 \text{ м}$$

Вес одной безразмерной единицы  $P_T = 10,7 \cdot 0,9 = 9,6$  кН  $\sim 1$  б.е.

Заданные осевые нагрузки: 10 кН : 9,6 кН = 1 б.е.; 20 кН = 2 б.е.; 80 кН = 8 б.е.

Соотношение:  $\frac{m}{r} = \frac{10,7 \cdot 2}{0,161 - 0,063} = 218.$

Результаты расчетов  $L_T$  для СБТ-63,5 приводятся в таблице 4.

Таблица 4 – Длина полуволены бурильной колонны СБТ-63,5 в геотехнологической скважине  $\varnothing 161$  мм

Зенитный угол $\theta$ , град	$\frac{\theta \cdot m}{r}$ , $\frac{m}{r} = 218$	Осевая нагрузка в безразмерных единицах (кН)					
		1 (10)		2 (20)		8 (80)	
		Длина полуволены $L_T$ ( б.е., м )					
		б.е.	м	б.е.	м	б.е.	м
1	2	3	4	5	6	7	8
3	11	1.23	13.1	1.23	13.1	0.95	10.1
5	19	1.06	11.3	1.06	11.3	0.85	9.1
10	38	0.86	9.2	0.86	9.2	0.75	8.0
15	57	0.80	8.6	0.80	8.6	0.68	7.3
20	76	0.75	8.0	0.75	8.0	0.66	7.1
25	95	0.70	7.5	0.70	7.5	0.64	6.8
30	114	0.68	7.3	0.68	7.3	0.62	6.6

## Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8
35	133	0.66	7.1	0.66	7.1	0.60	6.4
40	152	0.62	6.6	0.62	6.6	0.58	6.2
45	171	0.60	6.4	0.60	6.4	0.56	6.0

Длина полутолны бурильной трубы **СБТ-63,5** в скважине  $D_c = 132$ мм.

Исходные данные: диаметр скважины  $D_c = 132$ мм, вес 1 м **СБТ-63,5** в воздухе 0,9 кН, плотность раствора  $\gamma = 1,15-1,2$  г/см<sup>3</sup>.

Требуется рассчитать длины полутолн **СБТ-63,5** для зенитных углов скважины 3- 45 градусов и осевых нагрузок 10 - 80кН.

Длина безразмерной единицы веса **СБТ-63,5** в глинистом растворе:

$$m = 10^{-2} \sqrt[3]{\frac{2,2 \cdot 10^6 \cdot 3,14 \cdot (6,35^4 - 5,25^4)}{10^{-2} \cdot 64 \cdot 0,85 \cdot 9,0}} = 10,7 \text{ м}$$

Вес одной безразмерной единицы  $P_T = 10,7 \cdot 0,9 = 9,6$ кН  $\sim 16$ .е.

Заданные осевые нагрузки: 10кН : 9,6 кН = 1 б.е.; 20 кН = 2б.е.; 80 кН = 8 б.е.

Соотношение:  $\frac{m}{r} = \frac{10,7 \cdot 2}{0,132 - 0,063} = 310$ .

Результаты расчетов  $L_T$  для **СБТ-63,5** приводятся в таблице 5.

Таблица 5 – Длина полутолны бурильной колонны **СБТ-63,5** в геотехнологической скважине  $\varnothing 132$  мм

Зенитный угол $\theta$ , град	$\frac{\theta \cdot m}{r}$ ,  $\frac{m}{r} = 310$	Осевая нагрузка в безразмерных единицах (кН)					
		1 (10)		4 (40)		8 (80)	
		Длина полутолны $L_T$ ( б.е., м )					
		б.е.	м	б.е.	м	б.е.	м
1	2	3	4	5	6	7	8
2	11	1.2	12.8	1.0	10.7	0.95	10.1
3	16	1.1	11.8	0.95	10.1	0.9	9.6

## Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8
5	27	0.95	10.1	0.85	9.1	0.8	8.5
10	54	0.8	8.5	0.74	7.9	0.7	7.5
15	81	0.74	7.9	0.68	7.3	0.65	6.9
20	108	0.68	7.3	0.65	6.9	0.62	6.6
25	135	0.64	6.8	0.62	6.6	0.59	6.3
30	162	0.62	6.6	0.61	6.5	0.60	6.4
35	189	0.58	6.2	0.57	6.1	0.55	5.9
40	216	0.57	6.1	0.56	6.0	0.54	5.8
45	243	0.56	6.0	0.54	5.8	0.52	5.6

**Длина полувоины бурильной колонны PQ**

Исходные данные: диаметр скважины  $D_c = 123$  мм, вес 1 м бурильной трубы  $q = 0.155$  кН в воздухе; бурение осуществляется глинистым раствором  $\gamma = 1.12/см^3$  ( $k = 0.86$ ). Необходимо рассчитать длины полувоин бурильной колонны PQ для осевых нагрузок 5.2; 7.8; 10.4 кН в диапазоне зенитных углов направленной скважины  $\theta = 0...50^\circ$ .

Решение. Длина безразмерной единицы веса бурильной колонны PQ в воде

$$m = 10^{-2} \cdot \sqrt[3]{\frac{2,2 \cdot 10^6 \cdot 3,14 \cdot (11,45^4 - 10,32^4)}{10^{-2} \cdot 15,5 \cdot 0,86 \cdot 64}} = 19,9 \text{ м.}$$

Вес одной безразмерной единицы  $m \cdot p_T = 19,9 \cdot 0,84 \cdot 15,5 = 2,6$  кН.

Заданные осевые нагрузки: 5,2 кН : 2,6 кН  $\approx 2$  б.е.; 7,8 кН  $\approx 3$  б.е.; 10,4 кН  $\approx 4$  б.е.

$$\text{Соотношение } \frac{m}{r} = \frac{19,9 \cdot 2}{0,123 - 0,114} = 4422 .$$

Результаты расчетов  $L_T$  для бурильной колонны PQ приводятся в таблице 6.



Таблица 6 – Длина полуволены бурильной трубы PQ

Зенитный угол скважины $\theta$ , град		$\frac{\theta \cdot m}{r}$ $\frac{m}{r} = 4422$	Осевая нагрузка в безразмерных единицах					
			2		3		4	
в килоньютонах (кН )								
5.2			7.8		10.4			
длина полуволены								
гра- дус	радиан		б.е.	м	б.е.	м	б.е.	м
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	0,0174	77	0,97	19,3	0,95	18,9	0,93	18,5
5	0,0873	386	0,49	9,75	0,488	9,7	0,486	9,67
10	0,1745	771	0,43		8,56			
15	0,2618	1157	0,395		7,86			
20	0,3491	1543	0,355		7.06			
25	0,4363	1929	0,332		6.61			
30	0,5236	2315	0,32		6.37			
35	0,6109	2701	0,31		6.17			
40	0,6981	3087	0,30		5.97			
45	0,7854	3473	0,29		5.78			

**Длина нижней полуволены бурильной колонны КССК-76**

Исходные данные: диаметр скважины  $D_c = 76$  мм, вес 1 м бурильной трубы 0.076 кН в воздухе; бурение осуществляется водой  $\gamma = 0.01$  кН/м<sup>3</sup>.

Требуется рассчитать длины полуволен бурильной колонны КССК-76 для осевых нагрузок 3, 6 и 9 кН в диапазоне зенитных углов скважины  $\theta = 3^\circ \dots 45^\circ$ .

Решение. Длина безразмерной единицы веса бурильной колонны *КССК-76*

в воде

$$m = 10^{-2} \cdot \sqrt[3]{\frac{2,2 \cdot 10^6 \cdot 3,14 \cdot (7,0^4 - 6,1^4)}{10^{-2} \cdot 0,87 \cdot 7,6 \cdot 64}} = 11,84 \text{ м}$$

Вес одной безразмерной единицы  $m \cdot p_T = 11,84 \cdot 0,87 \cdot 7,6 = 0,78 \text{ кН}$ .

Заданные осевые нагрузки: 3 кН: 0,78 кН  $\approx 4$  б.е. 6 кН  $\approx 8$  б.е. 9 кН  $\approx 12$  б.е.

Соотношение  $\frac{m}{r} = \frac{11,84 \cdot 2}{0,076 - 0,061} = 1578$

Результаты расчетов  $L_T$  для бурильной колонны *КССК-76* приводятся в таблице 7.

Таблица 7 - Длина полутолны бурильной трубы *КССК-76*

Зенитный угол сква- жины $\theta$ , град		$\frac{\theta \cdot m}{r}$	Осевая нагрузка в безразмерных единицах(кН)					
			4 (3)		8 (6)		12 (9)	
		$\frac{m}{r} = 1578$	Длина полутолны					
$^\circ$	радиан		8	б.е.(табл.3)	м	б.е.	м	б.е.
3	0,0524	82	0.63	7.4	0.66	7.8	0.69	8.1
5	0,0873	138	0.56	6.6	0.59	7.0	0.62	7.3
10	0,1745	275	0.525	6.2	0.505	6.0	0.485	5.7
15	0,2618	413	0.482	5.7	0.467	5.5	0.450	5.3
20	0,3491	551	0.455	5.4	0.441	5.2	0.427	5.0
25	0,4363	688	0.436	5.1	0.423	5.0	0.410	4.8
35	0,6109	964	0.407	4.8	0.396	4.7	0.385	4.5
45	0,7854	1239	0.376	4.4	0.370	4.4	0.362	4.3

## Выводы

- 1 Разработана математическая модель зенитного искривления скважины, позволяющая прогнозировать важнейшие факторы, влияющие на искривление.
- 2 Установлена зависимость зенитного угла скважины от длины компоновки низа бурильной колонны и длины полутолны бурильной колонны, позволяющая управлять трассой геотехнологических скважин.

## 4 ОБЩАЯ МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ДЕТЕРМИНАНТА *DDD* ( *Determinant of Directional Drilling* ) НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

### 4.1 Механизм зенитного искривления скважины

В настоящей главе рассматриваются детерминанты *DDD* направленного бурения скважин  $\varnothing 123$  с отбором керна снарядами *PQ* и без отбора керна ( скважины  $\varnothing 161$ мм и  $\varnothing 132$ мм ) с забойными компоновками *УБТ-73* и *СБТ-89* с бурильной колонной *СБТ-50*.

Для определения детерминанта *DDD* при бурении технологических скважин следует перейти к динамической модели, полагая, что колонна может вращаться как жесткое тело вокруг оси скважины или как гибкий вал – вокруг своей собственной оси.

Следовательно, необходимо учитывать силы инерции, прибегая к методу кинестатики [107]. При установившемся вращении забойная компоновка движется с постоянной угловой скоростью  $\omega$  по стенке скважины. Схематизируя КНБК - как *гибкую* или *нормальную* ( $DDD-0.5 \geq L \geq DDD-1$  или  $DDD-1 \geq L \geq DDD-2$  или  $DDD-2 \geq L \geq DDD-3$ ) ( рисунок 8 ) или же как *жесткую* ( $DDD - 0.5 \geq L$ ) (рисунок 9) в виде однородного круглого диска с точечной массой  $Q$  и радиуса  $r$ , равного половине диаметра колонкового набора, определим динамические реакции подпятника  $R_{Ay}$  (забой скважины) и

подшипника  $R_{By}$  (точка касания нижней свечи бурильной колонны стенок скважины), если  $OA = L$  – длина колонкового набора и  $OB = L_T$  – длина полуволны. Центр тяжести диска  $C$  отстоит от оси вращения на расстоянии  $OC = a$ .  $ZOY$  – апсидальная плоскость; ось  $X$  – азимут простирания пород,  $\theta$  – зенитный угол скважины; висячая и лежачая стенки показаны на рисунках 8 и 9. Диск под действием  $M$  вращается вокруг оси  $Z$  скважины, перпендикулярной к его плоскости. Приняв за центр приведения сил инерции центр тяжести диска  $C$ , обозначив центробежную  $F_n^{(I)}$ , тангенциальную  $F_\tau^{(I)}$ , составляющие главного вектора,  $M_c^{(I)}$  – главный момент инерции:

$$F_n^{(I)} = \frac{Q}{g} a \cdot \omega^2, \quad (53) \quad F_\tau^{(I)} = \frac{Q}{g} a \cdot \alpha, \quad (54) \quad M_c^{(I)} = -\frac{Q \cdot r^2}{2 \cdot g} \quad (55)$$

Составляем уравнения «равновесия»:

$$\sum F_{k_x} = R_{Ax} + R_{Bx} + F_\tau^{(I)} = 0, \quad (56) \quad \sum F_{k_y} = R_{Ay} + R_{By} + F_n^{(I)} = 0, \quad (57)$$

$$\sum F_{k_z} = R_{Az} - Q = 0, \quad (58)$$

$$M_x(F_K) = -Q \cdot a + R_{Ay} \cdot L - R_{By} \cdot L_T = 0, \quad (59)$$

$$M_y(F_K) = -R_{Ax} \cdot L + R_{Bx} \cdot L_T = 0, \quad (60)$$

$$M_z(F_K) = M + M_c^{(I)} - F_\tau^{(I)} \cdot a = 0.$$

Где  $\sum F_{k_x}$ ,  $\sum F_{k_y}$ ,  $\sum F_{k_z}$  - сумма проекций сил по осям X, Y, Z.

$M_x$ ,  $M_y$ ,  $M_z$  - проекции крутящих моментов по осям X, Y, Z.

Подставив сюда значения  $F_n^{(I)}$ ,  $F_\tau^{(I)}$ ,  $M_c^{(I)}$  и решив систему уравнений,

получим: 
$$R_{Ax} = -\frac{L_T}{L_T + L} \cdot \frac{Q}{g} \cdot a \cdot \alpha, \quad (62)$$

$$R_{A_y} = \frac{Q \cdot a - \frac{Q}{g} \cdot a \cdot \omega^2 \cdot L_T}{L_T + L}, \quad (63) \quad R_{A_z} = 0, \quad (64)$$

$$R_{B_x} = -\frac{Q \cdot a \cdot \alpha \cdot L}{g \cdot (L_T + L)}, \quad (65) \quad R_{B_y} = -\frac{Q \cdot (a \cdot g + a \cdot \omega^2 \cdot L)}{g \cdot (L_T + L)}, \quad (66)$$

$$M = \frac{Q}{g} \cdot (r^2 + 2 \cdot a^2) \cdot \alpha. \quad (67)$$

Совершая в этой задаче приведение сил инерции диска, можно было за центр приведения выбрать любую точку диска. Так, если за центр приведения взять точку  $O$ , то силы  $F_n^{(I)}$  и  $F_\tau^{(I)}$ , оставаясь неизменными по величине и направлению, окажутся приложенными в точке  $O$ . При этом первые пять уравнений остаются неизменными, а шестое принимает вид:

$$\sum_{k=1}^n m_z(F_k) = M + M_z^{(I)} = 0. \quad (68)$$

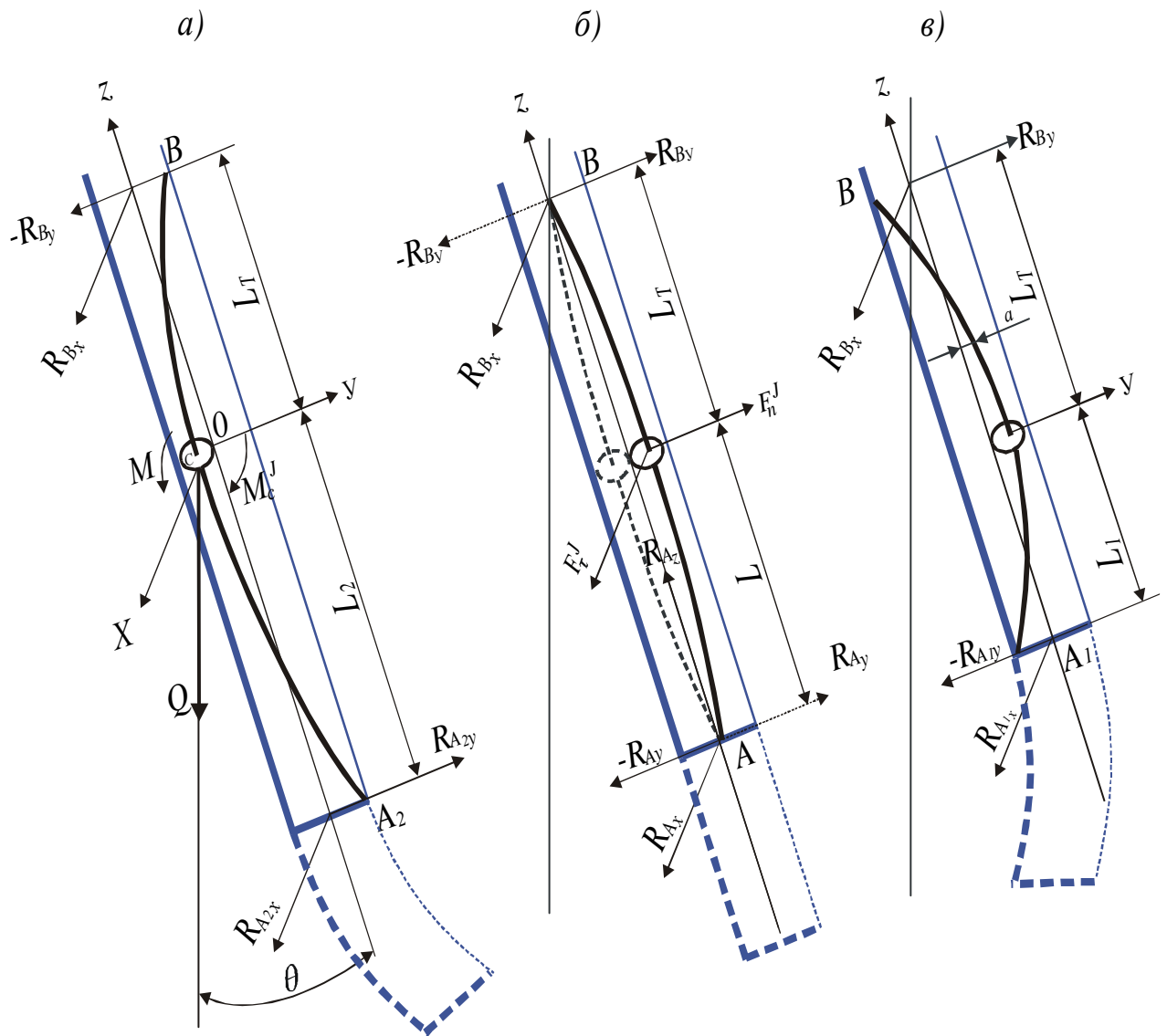
Решая это уравнение, получаем

$$M = \frac{Q}{g} \cdot (r^2 + 2a^2) \cdot \alpha,$$

что совпадает с полученным прежде результатом.

Из полученных результатов следуют основные выводы:

- составляющая опорной реакции подпятника  $R_{A_z}$  не зависит от движения диска, т.е. остается неизменной как при покое, так и при вращении диска;
- если составляющие динамических опорных реакций  $R_{B_y}$  и  $R_{A_y}$  по модулю не равны, то они имеют всег да противоположные направления. Имея в виду, что реакция  $R_{A_y}$  – не что иное, как отклоняющая сила, и если сориентировать ее по направлению к лежащей стенке скважины или к висячей, то можно добиться соответственно выкручивания или выполаживания скважины.



а) выполаживание -  
увеличение угла  $\theta$

б) стабилизация  
угла  $\theta$

в) выкручивание -  
уменьшение угла  $\theta$

— — висячая стенка скважины  
- - - — лежачая стенка скважины.

Рисунок 8 – Схема динамических сил, действующих на систему « наклонная скважина – вращающаяся гибкая или нормальная КНБК » :  
 $DDD-0.5 \geq L \geq DDD-1$  или  $DDD-1 \geq L \geq DDD-2$  или  $DDD-2 \geq L \geq DDD-3$

При этом должны быть непременно соблюдены два условия:

- в первом случае (выкручивание) – первая точка касания нижней свечи бурильной колонны должна находиться на лежащей стенке (реакция  $+R_{By}$ );
- во втором случае (выполаживание) – точка касания нижней свечи должна находиться на висячей стенке (реакция  $-R_{By}$ ).

В свою очередь, эти условия зависят от соотношения сил тяжести верхней (относительно переходника как опорной точки), т.е. полуволны, и нижней (колонкового набора вместе с керном) частей *КНБК* – компоновки низа бурильной колонны.

Отсюда механизм зенитного искривления наклонной скважины при бурении *гибким* или *нормальным* ( $DDD-0.5 \geq L \geq DDD-1$  или  $DDD-1 \geq L \geq DDD-2$  или  $DDD-2 \geq L \geq DDD-3$ ) (рисунок 8) колонковым набором или забойной компоновкой сводится к следующему [86-98]:

- если *гибкий* или *нормальный* колонковый набор или забойная компоновка тяжелее одной полуволны  $1L_T$ , но легче двух полуволн  $2L_T$  или тяжелее двух полуволн  $2L_T$ , но легче трёх полуволн  $3L_T$  или легче половины полуволны  $0,5L_T$  нижней свечи, то точка касания последней находится на висячей стенке, - реакция  $-R_{By}$  направлена в сторону лежащей стенки, соответственно отклоняющая сила  $+R_{Ay}$  вызывает разрушение висячей стенки забоя, т.е. неполаживание (увеличение зенитного угла) скважины;
- если *гибкий* или *нормальный* колонковый набор или забойная компоновка легче полуволны  $L_T$ , но тяжелее 0,5полуволны  $0,5L_T$  нижней свечи, то точка касания последней находится на лежащей стенке и реакция  $+R_{By}$  направлена в сторону висячей стенки,- соответственно отклоняющая сила  $-R_{Ay}$  вызывает разрушение лежащей стенки забоя, т.е. выкручивание скважины (уменьшение зенитного угла) (рисунок 8в);
- если *гибкий* или *нормальный* колонковый набор или забойная компоновка и одну полуволну  $1L_T$  или две полуволны  $2L_T$  или три полуволны  $3L_T$  или же половину полуволны  $0,5L_T$  нижней свечи

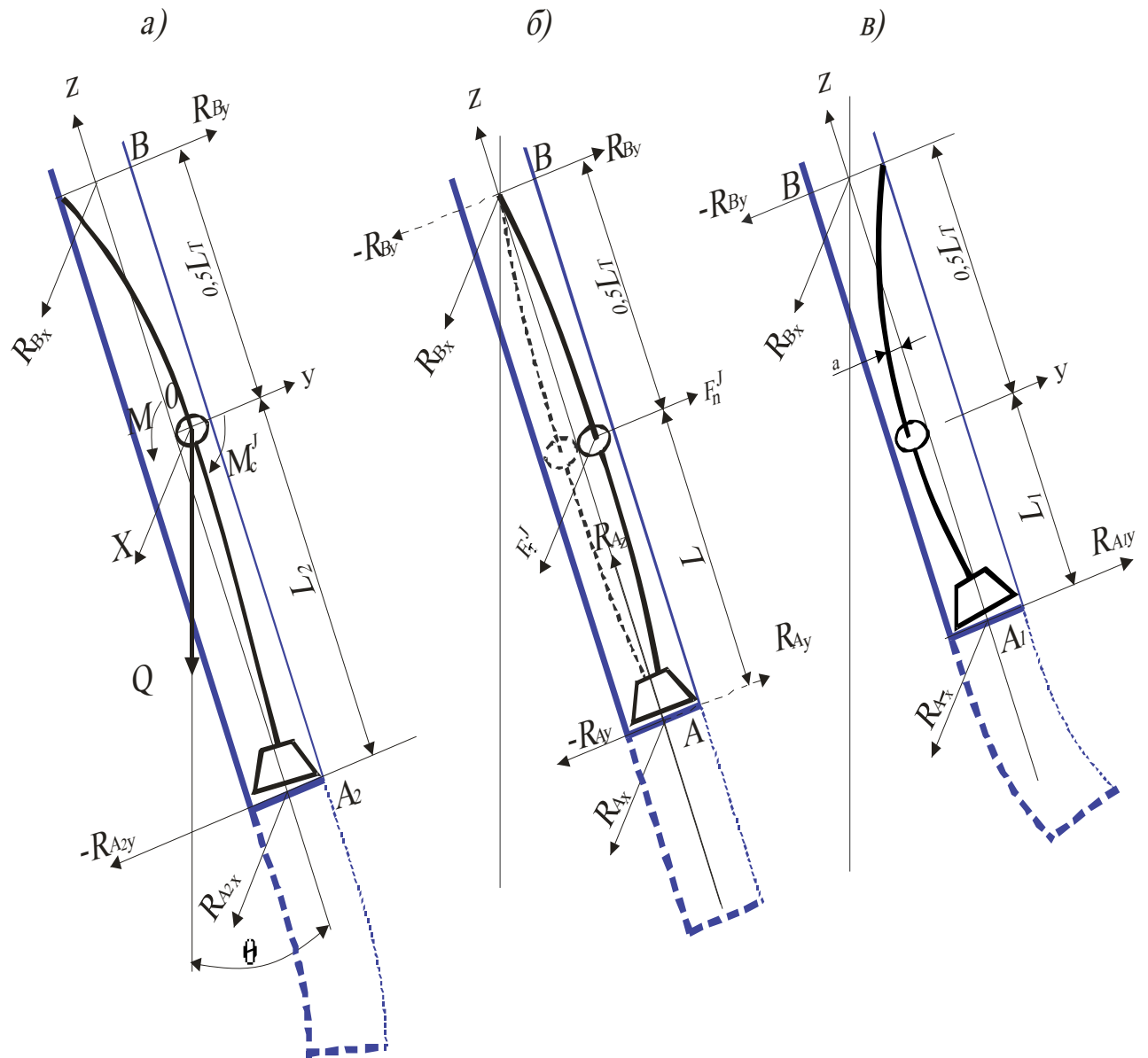
уравновесить, то составляющие динамических опорных реакций тоже будут равны (по модулю)  $|R_{Ay}| = |R_{By}|$ , при этом *КНБК* оказывается в условиях динамического равновесия – плоскость, проходящая через эти реакции, совершает круговое движение, перпендикулярное оси скважины и меняет свое положение, поворачиваясь на  $360^\circ$ , и коронка равномерно разрушает поверхность забоя тоже перпендикулярно оси, т.е. стабилизирует зенитный угол  $\theta$  скважины (рисунок 8б).

Расчетная или выбранная длина *гибкого* или *нормального* колонкового набора или забойной компоновки, обеспечивающая *равновесие* половины, одной, двух или трёх полуволин бурильной колонны и соответственно *стабилизацию* угла,- эта длина и есть детерминант *DDD (Determinant of Directional Drilling)* - определитель направленного бурения скважин: детерминант - соответственно – половинный *DDD-0.5*, первый *DDD-1*, второй *DDD-2* и третий *DDD-3*.

Механизм зенитного искривления наклонной скважины при бурении *жестким* ( $DDD-0.5 \cong L$ ) (рисунок 9) набором или компоновкой сводится к следующему:

- если *жесткий* набор или компоновка тяжелее половины полуволин  $L_T$  нижней свечи, то точка касания последней находится на висячей стенке и реакция  $+R_{By}$  направлена в сторону висячей стенки,- соответственно отклоняющая сила  $-R_{Ay}$  вызывает разрушение лежачей стенки забоя, т.е. выкручивание скважины (уменьшение зенитного угла) (рисунок 9а);
- если *жесткий* набор или компоновка легче половины полуволин  $L_T$  нижней свечи, то точка касания последней находится на лежачей стенке, - реакция  $-R_{By}$  направлена в сторону лежачей стенки, соответственно отклоняющая сила  $+R_{Ay}$  вызывает разрушение висячей стенки забоя, т.е. выполаживание скважины (увеличение зенитного угла) (рисунок 9в);





а) уменьшение угла  $\theta$

б) стабилизация угла  $\theta$

в) увеличение угла  $\theta$

- висячая стенка скважины;
- лежачая стенка скважины.

Рисунок 9 - Схема динамических сил, действующих на систему « наклонная скважина - вращающаяся жёсткая КНБК » :  $DDD - 0.5 \cong L$

- если *жесткий* колонковый набор или компоновка и половину полуволены  $L_T$  нижней свечи уравновесить, то составляющие динамических опорных реакций тоже будут равны (по модулю)  $|R_{Ay}| = |R_{By}|$ , при этом *КНБК* оказывается в условиях динамического равновесия – плоскость, проходящая через эти реакции, совершает круговое движение, перпендикулярное оси скважины и меняет свое положение, поворачиваясь на  $360^\circ$ , и коронка равномерно разрушает поверхность забоя тоже перпендикулярно оси, т.е. стабилизирует зенитный угол  $\theta$  скважины ( рисунок 9б).

На рисунке 10 схематически показано равновесие *КНБК ССК* с одной ( $m = 1$ ,  $m$  – количество полуволен) полуволенной  $L_T$  и соответственно – первым детерминантом направленного бурения *ССК*  $L = DDD-1$ .

Представим себе второй вариант, когда *КНБК ССК* будет состоять из двух ( $m=2$ ) полуволен, т.е. когда  $2L_T$  нижней свечи бурильной колонны – с одной стороны (относительно переходника как опорной точки) и в противовес им – с другой стороны будет соответственно – второй детерминант направленного бурения *ССК*  $L = DDD-2$ ; третий вариант – когда *КНБК* будет состоять из трёх ( $m=3$ ) полуволен ( $3L_T$ ) нижней свечи бурильной колонны и соответственно – третий детерминант направленного бурения  $L = DDD - 3$ .

Рассматривая компоновку низа бурильной колонны (колонковый набор с керном и полуволна нижней свечи) как балку и исходя из условия равновесия системы относительно опорной точки (переходника), находим величину детерминанта (*Determinant of Directional Drilling*) направленного бурения *ССК*:

$$DDD = \left( \frac{m^2 \cdot P_T \cdot L_T^2 - Q_{\Pi} \cdot L_{\Pi} - P_H \cdot L_{\Pi}^2}{P_{KH}} + L_{\Pi}^2 \right)^{0,5}, \quad (69)$$

где  $P_{KH}$  – вес колонкового набора вместе с керном:

$$P_{KH} = P_H + P_B + K_{\psi} \cdot K_{вк} \cdot P_{KM}$$

где  $K_{\psi}$  и  $K_{вк}$  – коэффициенты соответственно длины цикла (рейса) и выхода

керна;  $K_{вк} = 0...1$ ,  $K_{ц} = 0...1$ ;

$P_T$ ,  $P_H$ ,  $P_N$ ,  $P_{км}$ ,  $L_M$ ,  $L_P$ ,  $Q_M$ ,  $Q_P$  – значения уже известных параметров ( см. таблицу 10).

Имея, таким образом, количественное значение главного критерия – детерминанта (*Determinant of Directional Drilling*) направленного бурения *ССК*, вернёмся к основным выводам ранее рассмотренного механизма зенитного искривления скважин. Иначе говоря, принцип регуляции зенитного угла представляется следующим образом. Нами установлено, что зенитное искривление самовыполаживающихся скважин не происходит только в тех случаях, когда колонковый набор *ССК* уравновешен половиной ( $0.5 \cdot L_T$ ) или одной ( $1 \cdot L_T$ ) или двумя ( $2 \cdot L_T$ ), или тремя ( $3 \cdot L_T$ ) полуволнами нижней свечи бурильной колонны, т.е. длина колонкового набора *ССК* адекватна соответственно - половинному *DDD -0.5*, первому *DDD -1*, второму *DDD -2* или третьему *DDD -3* детерминантам. Вывод из равновесия КНБК приводит к самопроизвольному отклонению оси ствола скважины, причём: - к выполаживанию, если длина колонкового набора  $L$  колеблется в пределах  $L < DDD-0.5$  или

$DDD -1 < L < DDD -2$  или  $DDD -2 < L < DDD -3$ ; к выкручиванию скважины, если длина колонкового набора превышает величину половинного, но менее первого детерминанта  $DDD-0.5 < L < DDD-1$ .

Напомним, что эти положения, по Ю.Т.Морозову [ 84 ], действительны только для скважин с положительным вектором анизотропии (+ *r ан.м.*), т.е. для геологических условий с тенденцией к естественному выполаживанию скважин.

#### **4.2 Детерминанты *DDD* направленного бурения скважин $\varnothing 123$ мм снарядами *PQ***

Исходные данные: осевая нагрузка 10 кН .. Вес 1 м колонкового набора *PQ*

$$P_{кн} = P_H + P_B + K_{ц} \cdot K_{вк} \cdot P_{км} = 0.155 + 0.07 + 0.125 = 0.35 \text{ кН/м}$$

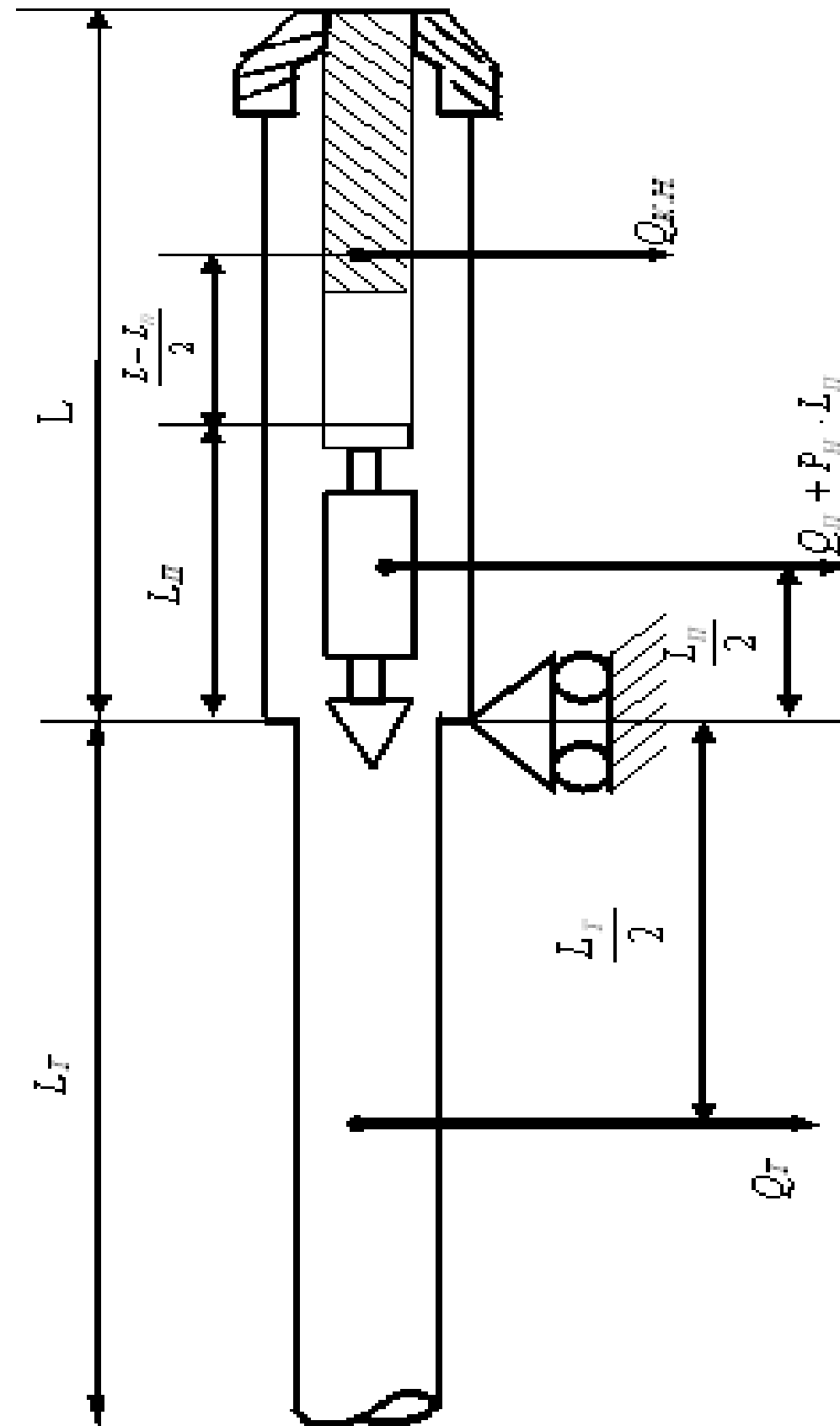


Рисунок 10 – Схема для расчёта детерминанта (*Determinant of Directional Drilling*) направленного бурения ССК

где  $P_T = 0.155 \text{ кН}$ ,  $P_H = 0.155$ ,  $P_B = 0.07$ ,  $P_{км} = 0.07 \text{ кН}$ , – вес 1 м соответственно наружной и внутренней труб, а также кернового материала для пород с объёмным весом  $\gamma = 27 \text{ кН/м}^3$ ;  $K_{Ц} \sim K_{вк} \sim 0,7$  – средние значения коэффициентов длины цикла и выхода керна;  $L_{П} = 1.08 \text{ м}$  и  $Q_{П} = 0.20 \text{ кН}$

Требуется рассчитать детерминант направленного бурения (*Determinant of Directional Drilling*) колонкового набора  $PQ$ .

Решение. По формуле (69) половинный детерминант  $DDD-05$  ( $m = 0.5$ ) колонкового набора  $PQ$

$$DDD-05 = \sqrt{\frac{15,5 \cdot 0,25 \cdot L^2 - 20 \cdot 1,08^2 - 15,5 \cdot 1,08}{35} + 1,08^2} = \sqrt{0,11 \cdot L^2 - 1,14, \text{ м.}}$$

первый детерминант  $DDD-1$  ( $m = 1$ ) колонкового набора  $PQ$

$$DDD = \left( \frac{m^2 \cdot P_T \cdot L_T^2 - Q_{П} \cdot L_{П} - P_H \cdot L_{П}^2}{P_{кн}} + L_{П}^2 \right)^{0,5}$$

$$DDD-1 = \sqrt{\frac{15,5 \cdot 1 \cdot L^2 - 20 \cdot 1,08^2 - 15,5 \cdot 1,08}{35} + 1,08^2} = \sqrt{0,44 \cdot L^2 - 1,14, \text{ м.};}$$

- второй детерминант  $DDD-2$  ( $m = 2$ ) колонкового набора  $PQ$

$$DDD-2 = \sqrt{\frac{15,5 \cdot 4 \cdot L^2 - 20 \cdot 1,08^2 - 15,5 \cdot 1,08}{35} + 1,08^2} = \sqrt{1,76 \cdot L^2 - 1,14, \text{ м.}}$$

- третий детерминант  $DDD-3$  ( $m = 3$ ) колонкового набора  $PQ$

$$DDD-3 = \sqrt{\frac{15,5 \cdot 9 \cdot L^2 - 20 \cdot 1,08^2 - 15,5 \cdot 1,08}{35} + 1,08^2} = \sqrt{3,96 \cdot L^2 - 1,14, \text{ м.}, \text{ м.}}$$

Результаты расчётов даны в таблице 8.

Таблица 8 – Детерминанты колонкового набора  $PQ$ 

Зенитный угол скважины $\theta$ , градусы	Длина полувольты нижней свечи $L_T$ , м	Детерминанты колонкового набора $PQ$ , м			
		половинный $DDD-0.5 = (0.11 \cdot L_T^2 - 1.14)^{0.5}$	первый, $DDD-1 = (0.44 \cdot L_T^2 - 1.14)^{0.5}$	второй, $DDD-2 = (1.76 \cdot L_T^2 - 1.14)^{0.5}$	третий, $DDD-3 = (3.96 \cdot L_T^2 - 1.14)^{0.5}$
1	2	3	4	5	6
Средняя осевая нагрузка 2... 4 б.е. или 5,2...10.4 кН					
1	18,9	6.2	12.5	25,0	36,5
5	9,7	3.0	6,3	12,8	19.2
10	8,5	2.6	5.5	11.2	16.9
15	7,8	2.3	5.1	10.3	15.5
20	7.1	2.1	4.5	9.3	14.0
25	6.6	1.9	4.2	8.7	13.1
30	6.4	1.8	4.1	8.4	12.6
35	6.2	1.7	4.0	8.1	12.2
40	6.0	1.6	3.9	7.8	11.8
45	5.8	1.55	3.7	7.5	11.4
50	5.6	1.5	3.5	7.3	11.0

Имея, таким образом, количественное значение главного критерия – детерминанта (*Determinant of Directional Drilling*) направленного бурения  $PQ$ , вернёмся к основным выводам ранее рассмотренного механизма зенитного искривления скважин. Иначе говоря, принцип регуляции

зенитного угла представляется следующим образом. Нами установлено, что зенитное искривление самовыполаживающихся скважин не происходит только в тех случаях, когда колонковый набор  $PQ$  уравновешен половиной ( $0.5 \cdot L_T$ ) или одной ( $1 \cdot L_T$ ) или двумя ( $2 \cdot L_T$ ), или тремя ( $3 \cdot L_T$ ) полуволнами нижней свечи бурильной колонны, т.е. длина колонкового набора адекватна соответственно - половинному  $DDD - 0.5$ , первому  $DDD - 1$ , второму  $DDD - 2$  или третьему  $DDD - 3$  детерминантам. Вывод из равновесия КНБК приводит к самопроизвольному отклонению оси ствола скважины, причём:

- к выполаживанию, если длина колонкового набора  $L$  находится в пределах  $L < DDD - 0.5$  или  $DDD - 1 < L < DDD - 2$  или  $DDD - 2 < L < DDD - 3$ ; - к выкручиванию скважины, если длина колонкового набора превышает половинную, но короче первого детерминанта  $DDD - 0.5 < L < DDD - 1$ .

В процессе бурения комплексом  $PQ$  направленной скважины  $\varnothing 123$ мм могут возникнуть принципиально три задачи управления зенитным искривлением: обеспечение заданного зенитного угла или стабилизация, увеличение или уменьшение зенитного угла.

Рассмотрим на примерах как решаются эти задачи на основе детерминанта направленного бурения  $PQ$

Задача 1. Обеспечить выполаживание скважины с зенитного угла  $\theta = 3^\circ$  при осевой нагрузке 3-6 кН.

Решение: Руководствуясь принципом регуляции зенитного угла по детерминированной технологии, выполаживающая длина колонкового набора  $PQ$  должна находиться в пределах от  $DDD - 1 = 5,5$  м до  $DDD - 2 = 12$  м и  $DDD - 3 = 18$  м. По номограмме принимаем  $L = 8,5$  м. При этом следует учесть, что скважина будет выполаживаться до угла  $\theta = 8^\circ$ , т.к. при таких углах данная длина компоновки достигнет значения  $DDD - 2 = 8,5$  м и, следовательно, приостановится процесс выполаживания скважины. Для того, чтобы вновь перевести в режим выполаживания или набора зенитного угла скважины, следует поставить колонковый набор длиной  $L = 6$  м – в результате

чего скважина будет выполаживаться до  $\theta = 33^\circ$ , т.к. при  $\theta = 33^\circ$  колонковый набор длиной  $L = 6\text{м}$  опять перейдет в режим второго детерминанта  $DDD-2 = 6\text{м}$ .

После достижения угла  $\theta = 33^\circ$  следует поставить колонковый набор длиной  $L = 5\text{м}$  – данная компоновка обеспечит дальнейший стабильный набор зенитного угла, вплоть до  $\theta = 50^\circ$ .

Задача 2. Обеспечить выполаживание скважины с зенитного угла  $\theta = 3^\circ$  при осевой нагрузке 9 и 12 кН.

Решение: Руководствуясь принципом регуляции зенитного угла по детерминированной технологии, выполаживающая длина колонкового набора  $PQ$  должна находиться в пределах от  $DDD-1 = 4\text{м}$  до  $DDD-2 = 8\text{м}$  и  $DDD-3 = 12\text{м}$ . По номограмме принимаем  $L = 6\text{м}$ . При этом следует учесть, что скважина будет выполаживаться до угла  $\theta = 18^\circ$ , т.к. при таких зенитных углах данная длина компоновки достигнет значения второго детерминанта  $DDD-2 = 6\text{м}$  и, следовательно, приостановится процесс выполаживания скважины. Для того, чтобы вновь перевести в режим выполаживания или набора зенитного угла скважины, следует поставить колонковый набор длиной  $L = 5\text{м}$  – в результате чего скважина будет выполаживаться до  $\theta = 35^\circ$ , т.к. при  $\theta = 35^\circ$  колонковый набор длиной  $L = 5\text{м}$  опять перейдет в режим второго детерминанта  $DDD-2 = 5\text{м}$ .

После достижения угла  $\theta = 35^\circ$  следует поставить колонковый набор длиной  $L = 4\text{м}$  – данная компоновка обеспечит дальнейший стабильный набор зенитного угла вплоть до  $\theta = 50^\circ$ .

Аналогичная задача при осевых нагрузках 11.5 и 16 кН решается таким же образом в три этапа: первой компоновкой  $L = 6\text{м}$  соответственно до угла  $\theta = 14^\circ$  и  $\theta = 11^\circ$ , второй -  $L = 5\text{м}$  – в диапазонах  $\theta = 14^\circ-32^\circ$  и  $\theta = 11^\circ-24^\circ$ , третьей компоновкой  $L = 4\text{м}$  – с  $\theta = 32^\circ$  и  $\theta = 24^\circ$  - до  $\theta = 50^\circ$ .

Задача 1. Обеспечить выкручивание скважины при угле  $\theta = 10^\circ$ .

Решение: Необходимо поставить колонковый набор  $PQ$  длиной  $L = 2,5\text{м}$  т.к.  $L = 2,5\text{м} < DDD-1$ .



**Задача 2.** Обеспечить стабилизацию начального зенитного угла  $\theta = 1^\circ$ .

Решение: колонковый набор  $PQ$  длиной  $L = 12,5 - 13$  м или  $L=8,5-8$ м, или  $L = 4$ м, колонковый  $PQ$  набор длиной  $L = 12,5 - 13$  м соответствует третьему детерминанту  $DDD-3$ , при  $\theta = 1^\circ$  набор  $L = 8,5$ м =  $DDD- 2$ , а  $DDD-1 = L = 4$ м.

#### 4.3 Детерминанты $DDD$ направленного бурения скважин $\varnothing 76$ мм снарядами $KCCK-76$

Исходные данные: осевая нагрузка 10 кН, длина полуволны нижней свечи рассчитывается по формуле (51) и таблице 1; величины  $P_T$ ,  $P_H$ ,  $P_H$ ,  $P_{KM}$ ,  $L_M$ ,  $L_P$ ,  $Q_M$ ,  $Q_P$  - принимаются из таблиц 2-5; вес 1 м колонкового набора  $P_{KH} = 0.015$ кН.

Требуется рассчитать детерминанты  $DDD$  колонкового набора  $KCCK-76$  в диапазоне зенитных углов  $\theta = 1 \dots 45^\circ$ . По формуле (69) первый детерминант

$DDD- 1$  колонкового набора  $KCCK-76$  ( $m=1$ )

$$= \sqrt{\frac{P_T \cdot m^2 \cdot L_T^2 - P_H \cdot L_P^2 - Q_P \cdot L_P}{P_{K.H.}}} + L_P^2 =$$

$$= \sqrt{\frac{7,8 \cdot 1 \cdot L_T^2 - 10 \cdot 0,79^2 - 8,6 \cdot 0,79}{15}} + 0,79^2 = \sqrt{0,52 \cdot L_T^2 - 0,25}, \text{ м};$$

второй детерминант  $DDD- 2$  колонкового набора  $KCCK-76$  ( $m=2$ )

$$= \sqrt{0,52 \cdot 2^2 \cdot L_T^2 - 0,25} = \sqrt{2,1 \cdot L_T^2 - 0,25}, \text{ м};$$

третий детерминант  $DDD- 3$  колонкового набора  $KCCK-76$  ( $m=3$ )

$$= \sqrt{0,52 \cdot 3^2 \cdot L_T^2 - 0,25} = \sqrt{4,68 \cdot L_T^2 - 0,25}, \text{ м}.$$

Результаты расчётов даны в таблице 9.

Таблица 9 - Детерминанты *DDD* колонкового набора *КССК-76*

Зенитный угол $\theta$ , градусы	Длина полуволены свечи $L_T$ м	Детерминанты <i>DDD</i> колонкового набора <i>КССК-76</i> , м			
		Половинный <i>DDD- 0.5</i>	Первый <i>DDD- 1</i>	Второй <i>DDD- 2</i>	Третий <i>DDD- 3</i>
Осевая нагрузка 3 кН					
3	7.4	2.6	5.3	10.7	16.0
5	6.6	2.35	4.7	9.55	14.2
10	6.2	2.2	4.4	9.0	13.4
15	5.7	2.05	4.1	8.2	12.3
20	5.4	1.9	3.8	7.8	11.7
25	5.1	1.8	3.6	7.4	11.0
35	4.8	1.7	3.4	6.9	10.4
Осевая нагрузка 6 кН					
3	7,8	2.8	5.6	11.3	16.8
5	7.0	2.5	5.0	10.1	15.1
10	6.0	2.15	4.3	8.7	13.0
15	5.5	1.95	3.9	7.9	11.9
20	5.2	1.85	3.7	7.5	11.2
25	5.0	1.8	3.6	7.2	10.8
35	4.7	1.65	3.3	6.8	10.1
45	4.4	1.55	3.13	6.3	9.5
Осевая нагрузка 9 кН					
3	8.1	2.9	5.8	11.7	17.5
5	7.3	2.6	5.2	10.5	15.8
10	5.7	3.05	4.1	8.2	12.3
15	5.3	1.9	3.8	7.7	11.4
20	5,0	1.8	3.6	7.2	10.8
25	4.8	1.7	3.4	6.9	10.4
35	4,5	1.6	3.2	6.5	9.7
45	4,3	1.5	3.0	6.2	8.3

#### 4.4 Детерминанты *DDD* при бескерновом бурении

На рисунке 11 схематически показано равновесие *КНБК* для бескернового бурения, где показана *КНБК* с одной ( $m = 1$ ,  $m$  - количество полуволен) полуволенной  $L_T$  и соответственно - первого детерминанта *DDD-1*. Представим себе другие варианты, когда *КНБК* будет состоять из двух ( $m=2$ ), трёх ( $m=3$ ) или ( $m= 0,5$ ) полуволен, т.е. когда  $2L_T$ ,  $3L_T$  или  $0,5L_T$  нижней свечи бурильной колонны – с одной стороны и в противовес им – с другой - будет соответственно – второй детерминант *DDD-2* , третий детерминант *DDD-3* или половинный *DDD-0.5*.

Рассматривая компоновку низа бурильной колонны как балку и исходя из условия равновесия системы относительно опорной точки - калибратора (расширителя), - находим

$$Q_T \frac{L_T}{2} = Q_{КНБК} \frac{L_{КНБК}}{2} \quad (70)$$

где  $Q_T = P_T L_T$ ,  $P_T L_T \frac{L_T}{2} = Q_{КНБК} \frac{L_{КНБК}}{2}$  (71)

или  $P_T \cdot L_T^2 = [ P_{зк} (L_{КНБК} - L_{кл} - L_{д}) + Q_{кл} + Q_{д} ] \cdot L_{КНБК}$ , (72)

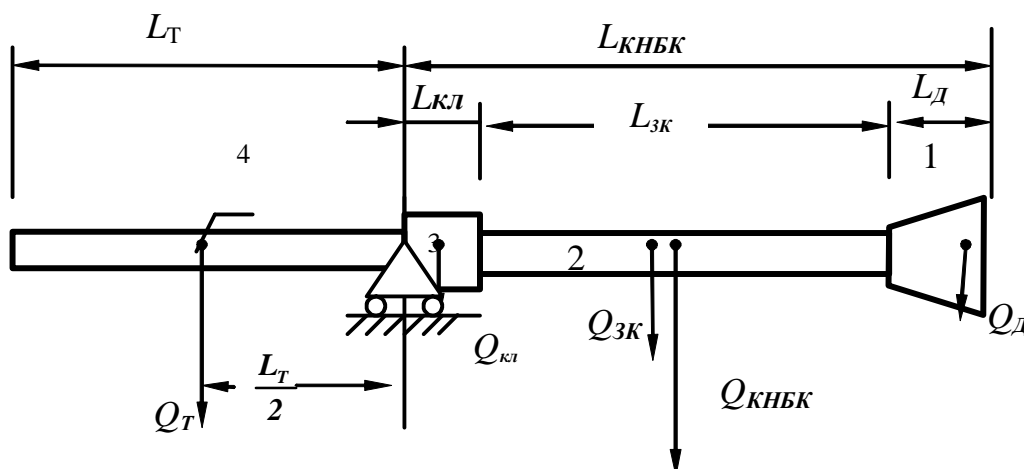


Рисунок 11 - Схема для расчета величины детерминанта компоновки низа бурильной колонны при бескерновом бурении

$$P_T L_T^2 = P_{КНБК} L_{КНБК}^2 \quad (73)$$

где  $P_T$  и  $P_{3К}$  - вес 1 м нижней свечи (полуволны) и забойной компоновки, кН;  $L_{КНБК}$  - общая длина КНБК, состоящая из коронки ( долота) 1, забойной компоновки 2 , калибратора 3 и нижней свечи 4;  $Q_T$ ,  $Q_{3К}$ ,  $Q_{кл}$ ,  $Q_D$  – вес соответственно полуволны нижней свечи, забойной компоновки, расширителя (калибратора) и долота (коронки), кН.

Подставив эти значения в формулу (73 ), находим величину детерминанта

$$DDD - 1 = L_T \sqrt{\frac{P_T}{P_{КНБК}}} \quad (74)$$

$$DDD - 2 = 2L_T \sqrt{\frac{P_T}{P_{КНБК}}} \quad (75)$$

$$DDD - 3 = 3L_T \sqrt{\frac{P_T}{P_{КНБК}}} \quad (76)$$

$$DDD - 0.5 = 0.5L_T \sqrt{\frac{P_T}{P_{КНБК}}} \quad (77)$$

Отсюда механизм зенитного искривления направленной скважины сводится к следующему [ 95 ]:

- если компоновка низа бурильной колонны (*КНБК*) легче полуволны  $L_T$ , но тяжелее 0,5полуволны  $0,5L_T$  нижней свечи, то точка касания последней находится на лежащей стенке и реакция  $+R_{By}$  направлена в сторону висячей стенки,- соответственно отклоняющая сила  $-R_{Ay}$  вызывает разрушение лежащей стенки забоя, т.е. *спад кривизны*;
- если компоновка низа бурильной колонны (*КНБК*) тяжелее одной полуволны  $1L_T$ , но легче двух полуволн  $2L_T$  или тяжелее двух полуволн  $2L_T$ , но легче трёх полуволн  $3L_T$  или легче 0,5полуволны  $0,5L_T$  нижней свечи, то точка касания последней находится на висячей стенке, - реакция  $-R_{By}$  направлена в сторону лежащей стенки, соответственно отклоняющая сила

$+R_{Ay}$  вызывает разрушение висячей стенки забоя, т.е. *набор кривизны скважины*;

- если компоновку низа бурильной колонны (*КНБК*) и одну полуволну  $1L_T$  или две полуволны  $2L_T$  или три полуволны  $3L_T$  или же половину полуволны  $0,5L_T$  нижней свечи уравновесить, то составляющие динамических опорных реакций тоже будут равны (по модулю)  $|R_{Ay}| = |R_{By}|$ , - при этом *КНБК* оказывается в условиях динамического равновесия, - плоскость, проходящая через эти реакции, совершает круговое движение, перпендикулярное оси и меняет свое положение, поворачиваясь на  $360^0$ , и долото равномерно разрушает поверхность забоя тоже перпендикулярно оси, т.е. *стабилизирует зенитный угол скважины*.

Расчетная или выбранная длина компоновки низа бурильной колонны (*КНБК*), обеспечивающая *равновесие* половины, одной, двух или трёх полуволн бурильной колонны и соответственно *стабилизацию* угла, - эта длина и есть детерминант *DDD (Determinant of Directional Drilling)* - определитель направленного бурения скважин: детерминант - соответственно - половинный *DDD -0.5*, первый *DDD -1*, второй *DDD -2* и третий *DDD -3*.

Основные факторы, влияющие на искривление скважины при бурении, нами объединены и выражены через уже известную величину детерминанта *DDD*, определяемую по формулам (74-77). Напомним, что физический смысл детерминанта *DDD* заключается в том, что при применении компоновки  $L_{КНБК} < DDD -1$ , т.е. меньшей, чем *DDD -1* - происходит выкручивание скважины (спад кривизны), а при большей -  $L_{КНБК} > DDD -1$  - выполаживание (набор кривизны). Установлено, что зенитное искривление скважин не происходит только в тех случаях, когда компоновка уравновешена половиной  $0,5L_T$ , одной  $1L_T$ , двумя  $2L_T$  или тремя  $3L_T$  полуволнами нижней свечи бурильной колонны, т.е. длина компоновки  $L_{КНБК}$  адекватна детерминанту: соответственно половинному *DDD- 0.5*, первому *DDD -1*, второму *DDD -2* или третьему *DDD -3*.

#### 4.5 Детерминанты *DDD* направленного бурения скважин $\varnothing 161$ мм компоновками *УБТ-73* с бурильной колонной *СБТ-50*

По формуле ( 74 ) находим:  $DDD -1 = L_T \cdot \sqrt{\frac{6,75}{24,9}} = 0,52 \cdot L_T .$

Результаты расчётов даны в таблице 10 и рисунках 11 - 12 .

Таблица 10 – Детерминанты *DDD* направленного бурения скважин  $\varnothing 161$  мм компоновками *УБТ-73* с бурильной колонной *СБТ-50*

Зенитный угол скважины $\theta$ , град	Осевая нагрузка, кН							
	49		73		12		24	
	<i>L<sub>T</sub></i>	<i>DDD -1</i>	<i>L<sub>T</sub></i>	<i>DDD -1</i>	<i>L<sub>T</sub></i>	<i>DDD -1</i>	<i>L<sub>T</sub></i>	<i>DDD -1</i>
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	9,6	5,0	9,0	4,7	13,3	6,9	11,89	6,2
2	9,1	4,7	8,7	4,5	11,9	6,2	10,8	5,6
3	8,7	4,5	8,4	4,4	10,79	5,6	10,06	5,2
4	8,4	4,37	8,1	4,2	10,52	5,47	9,6	5,0
5	8,1	4,2	7,8	4,1	10,06	5,23	9,15	4,76
10	7,8	4,1	6,8	3,54	8,69	4,52	7,78	4,05
15	6,7	3,4	6,4	3,33	7,78	4,05	7,32	3,8
20	6,1	3,2	5,8	3,02	7,32	3,8	5,86	3,05
25	5,9	3,1	5,7	2,96	6,86	3,57	6,59	3,43
30	5,7	2,96	5,6	2,9	6,59	3,43	6,22	3,24
35	5,6	2,9	5,5	2,86	6,22	3,24	5,95	3,09
40	5,5	2,86	5,3	2,75	5,67	2,95	5,67	2,95
45	5,3	2,75	5,1	2,65	5,49	2,86	5,49	2,86

Таблица 11 – Детерминанты *DDD* направленного бурения скважин  $\varnothing 132$  мм компоновками *УБТ-73* с бурильной колонной *СБТ-50* в геотехнологической скважине  $\varnothing 132$ мм

Зенитный угол скважины $\theta$ , град	Осевая нагрузка, кН							
	49		73		12		24	
	<i>L<sub>T</sub></i>	<i>DDD-1</i>	<i>L<sub>T</sub></i>	<i>DDD-1</i>	<i>L<sub>T</sub></i>	<i>DDD-1</i>	<i>L<sub>T</sub></i>	<i>DDD-1</i>

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	9,15	4,7	8,1	4,2	13,3	6,6	11,44	5,9
2	8,7	4,5	8,0	4,1	12,1	5,9	10,52	5,5
3	8,2	4,3	7,9	4,1	11,0	5,5	9,61	5,0
4	8,0	4,1	7,8	4,0	10,5	5,5	9,15	4,76
5	7,7	4	7,5	3,6	9,6	4,9	8,69	4,52
10	6,8	3,54	6,8	3,54	8,7	4,52	7,32	3,8
15	6,1	3,17	6,1	3,17	7,8	4,1	6,86	3,57
20	5,9	3,1	5,7	2,96	7,3	3,79	6,4	3,33
25	5,7	2,96	5,4	2,81	6,9	3,6	5,95	3,1
30	5,3	2,75	5,3	2,75	6,6	3,43	5,76	2,99
35	5,0	2,6	5,1	2,65	6,2	3,22	5,58	2,9
40	4,8	2,5	4,9	2,55	6,0	3,12	5,4	2,81
45	4,8	2,5	4,9	2,55	5,8	3,01	5,22	2,7

Возвращаясь к основным выводам, проанализируем полученные по формуле (74) с учетом значений длины полуволны  $L_T$  нижней свечи СБТ-50 (таблицы 2 и 3) данные таблиц 10 – 13, рассматривая варианты КНБК с УБТ-73 или СБТ-89 разной длины.

*Первый вариант.* Принятая длина компоновки УБТ-73 ( $L_{УБТ-73} = 12,8$  м). При осевой нагрузке 22 кН, зенитном угле  $\theta = 1-2^\circ$  данная компоновка уравнивается двумя полуволнами СБТ-50  $L_T = 11$  м, и составляющие динамических опорных реакций тоже равны (по модулю)  $|R_{Ay}| = |R_{By}|$ , – при этом КНБК оказывается в условиях динамического равновесия, – плоскость, проходящая через эти реакции, совершает круговое движение, перпендикулярное оси и меняет свое положение, поворачиваясь на  $360^0$ , и долото равномерно разрушает поверхность забоя тоже перпендикулярно оси, т.е. *стабилизирует зенитный угол скважины.*

Таким образом, рассматриваемой компоновкой обеспечена Детерминированная технология. Подземное скважинное выщелачивание урана

вертикальность скважин 251229 (рисунок А11, таблица А11), 251101 (рисунок А13, таблица А13), 251403 (рисунок А7, таблица А7), 251220 (рисунок А18, таблица А18), 251105 (рисунок А19, таблица А19).

*Второй вариант* – длина компоновки  $L_{КНБК}=14\text{м}$  ( $L_{СБТ-89} = 14\text{м}$ ) обеспечивает вертикальность скважин 251210 (рисунок А4, таблица А4), 251212 (рисунок А26, таблица А26), 251201 (рисунок А5, таблица А5), 251239 (рисунок А25, таблица А25).

Имея, таким образом, количественное значение главного критерия – детерминанта (*Determinant of Directional Drilling*) направленного бурения, вернёмся к основным выводам ранее рассмотренного механизма зенитного искривления скважин. Иначе говоря, принцип регуляции зенитного угла представляется следующим образом. Нами установлено, что зенитное искривление самовыполаживающихся скважин не происходит только в тех случаях, когда забойная компоновка  $\varnothing 89\text{мм}$  уравновешена половиной ( $0.5 \cdot L_T$ ) или одной ( $1 \cdot L_T$ ) или двумя ( $2 \cdot L_T$ ), или тремя ( $3 \cdot L_T$ ) полуволнами нижней свечи бурильной колонны, т.е. длина забойной компоновки  $\varnothing 89\text{мм}$  адекватна соответственно - половинному *DDD-0.5*, первому *DDD-1*, второму *DDD-2* или третьему *DDD-3* детерминантам.

#### **4.6 Детерминанты *DDD* направленного бурения скважин $\varnothing 161\text{ мм}$ компоновками *СБТ-89* с бурильной колонной *СБТ-50***

По формуле (74) находим первый детерминант *DDD-1* ( $m = 1$ ) забойной

компоновки :

$$DDD-1 = L_T \cdot \sqrt{\frac{6,75}{21,5}} = 0,56 \cdot L_T .$$

Результаты расчётов даны в таблицах 12 - 13 и рисунках 12 - 13.



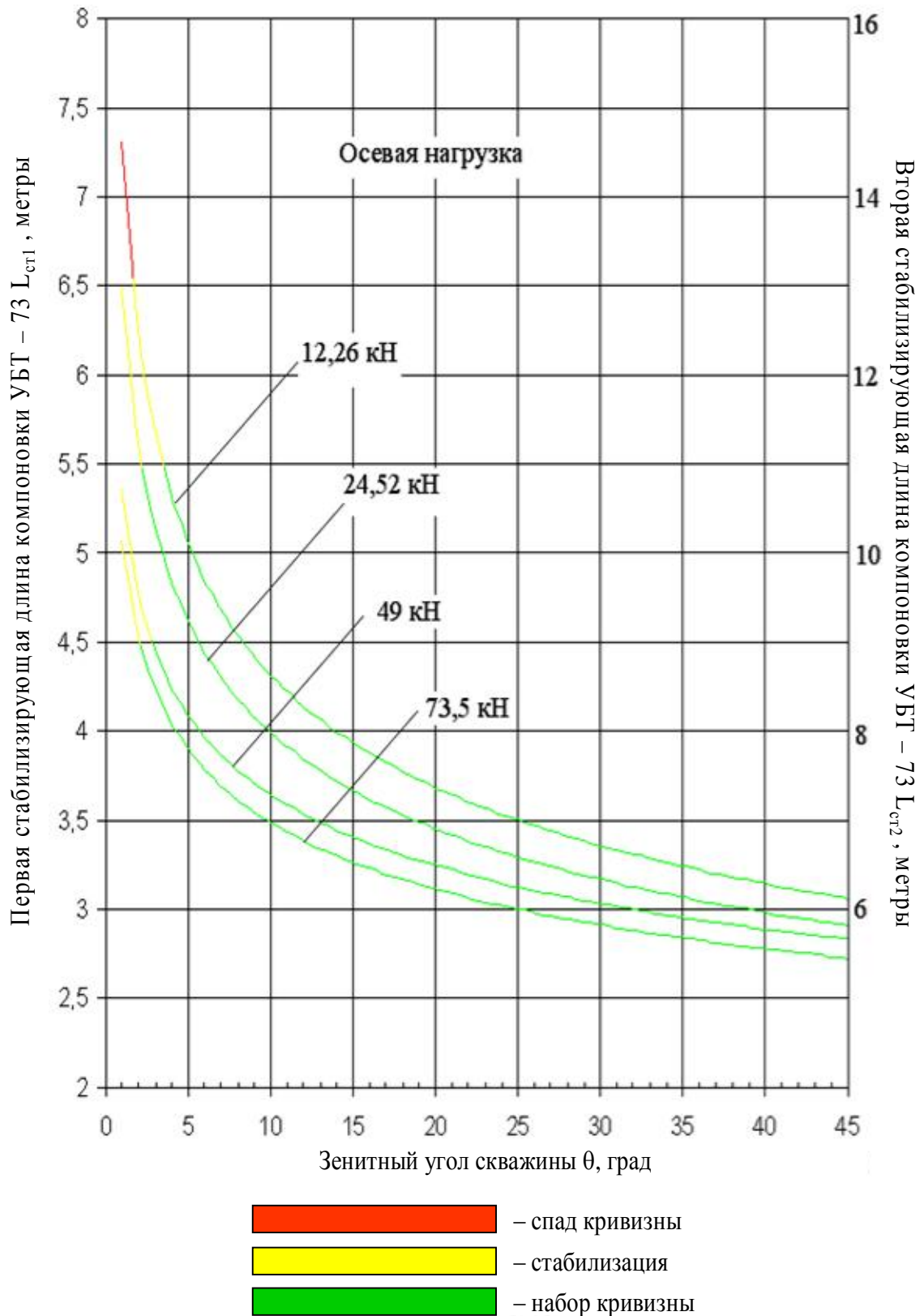


Рисунок 11 – Зоны и направление зенитного искривления геотехнологической скважины  $\varnothing 161$ мм забойной компоновкой УБТ-73 (бурильная колонна СБТ-50)

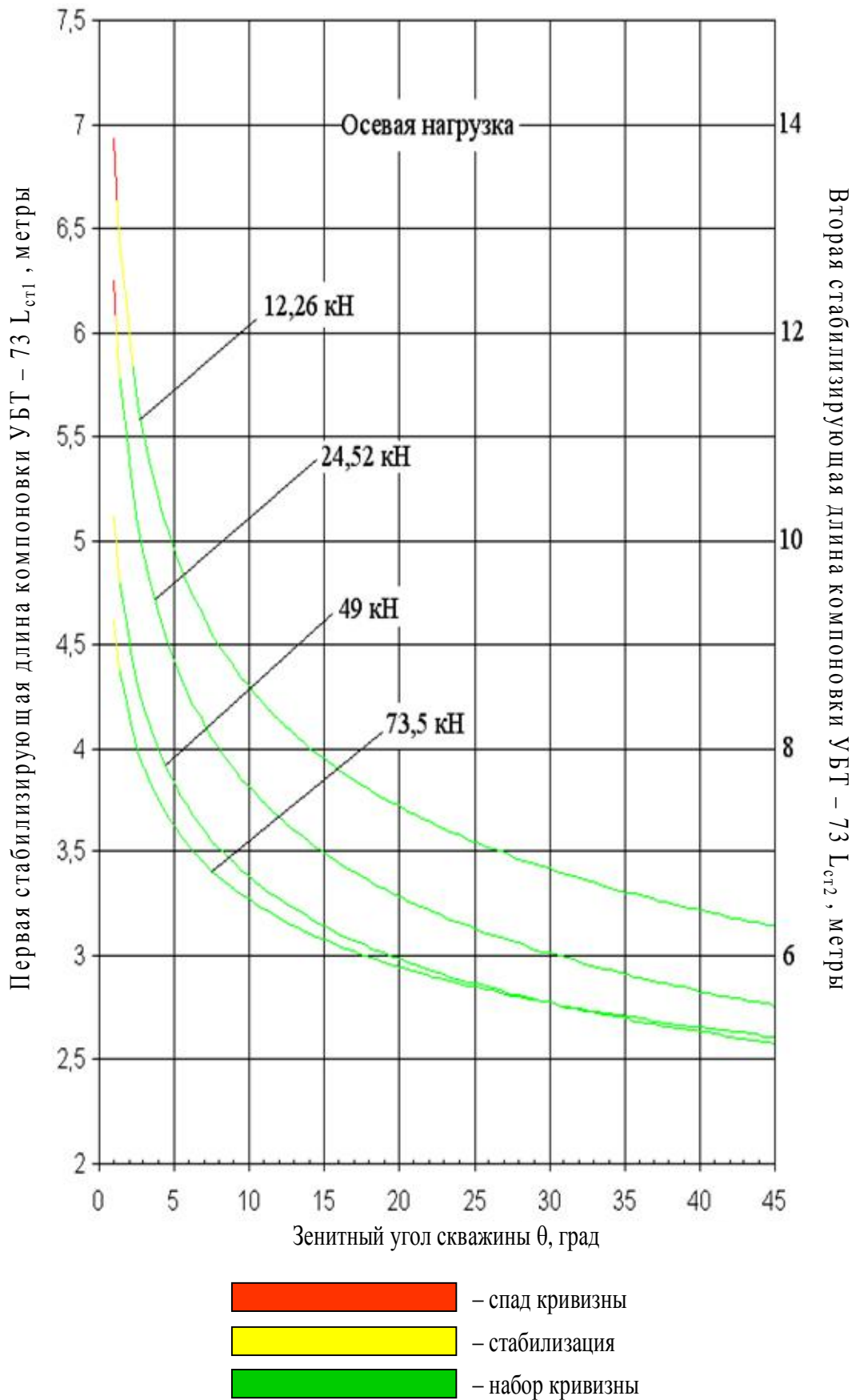


Рисунок 11 - Зоны и направление зенитного искривления геотехнологической скважины  $\varnothing 132$ мм забойной компоновкой УБТ-73 (бурильная колонна СБТ-50)

Таблица 12 – Детерминанты *DDD* направленного бурения скважин компоновкой *СБТ-89* и нижней свечой *СБТ-50* в геотехнологической скважине  $\varnothing 161$  мм

Зенитный угол скважины $\theta$ , град	Осевая нагрузка, кН							
	49		73		12		24	
	$L_T$	<i>DDD</i> - 1	$L_T$	<i>DDD</i> - 1	$L_T$	<i>DDD</i> - 1	$L_T$	<i>DDD</i> - 1
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	9,6	5,4	9,0	5,0	13,3	7,4	11,89	6,6
2	9,15	5,1	8,7	4,9	11,9	6,6	10,8	6,0
3	8,7	4,9	8,4	4,7	10,79	6,0	10,06	5,6
4	8,4	4,7	8,1	4,5	10,52	5,9	9,6	5,4
5	8,1	4,5	7,8	4,4	10,06	5,6	9,15	5,1
10	7,8	4,37	6,8	3,81	8,69	4,87	7,78	4,36
15	6,7	3,75	6,4	3,58	7,78	4,36	7,32	4,1
20	6,1	3,42	5,8	3,25	7,32	4,1	5,86	3,26
25	5,9	3,31	5,7	3,2	6,86	3,82	6,59	3,69
30	5,7	3,2	5,6	3,14	6,59	3,69	6,22	3,48
35	5,6	3,14	5,5	3,08	6,22	3,48	5,95	3,33
40	5,5	3,08	5,3	2,97	5,67	3,15	5,67	3,15
45	5,3	2,97	5,1	2,86	5,49	3,07	5,49	3,07

#### 4.7 Детерминанты *DDD* направленного бурения скважин $\varnothing 132$ мм компоновками *СБТ-89* с бурильной колонной *СБТ-50*

Таблица 13 – Детерминанты *DDD* направленного бурения скважин компоновками *СБТ-89* с нижней свечой *СБТ-50* в геотехнологической скважине  $\varnothing 132$  мм

Зенитный угол скважины $\theta$ , град	Осевая нагрузка, кН							
	49		73		12		24	
	$L_T$	<i>DDD</i> -1	$L_T$	<i>DDD</i> -1	$L_T$	<i>DDD</i> -1	$L_T$	<i>DDD</i> -1
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	9,15	5,1	8,1	4,5	12,8	7,1	11,4	6,3
2	8,7	4,8	8,0	4,4	11,4	6,3	10,5	5,8
3	8,2	4,6	7,9	4,4	10,5	5,8	9,6	5,3
4	8,0	4,4	7,8	4,3	9,6	5,3	9,15	5,1
5	7,7	4,3	7,5	4,25	9,15	5,12	8,7	4,8
10	6,8	3,81	6,8	3,81	7,8	4,3	7,3	4,1
15	6,1	3,42	6,1	3,42	7,3	4,1	6,9	3,86
20	5,9	3,31	5,7	3,2	6,9	3,86	6,4	3,59
25	5,7	3,2	5,4	3,07	6,4	3,59	5,9	3,31
30	5,3	2,97	5,3	2,97	5,9	3,31	5,7	3,2
35	5,0	2,8	5,1	2,86	5,7	3,2	5,6	3,14
40	4,8	2,69	4,9	2,74	5,6	3,14	5,4	3,07
45	4,7	2,63	4,8	2,69	5,4	3,07	5,2	2,9

Вывод из равновесия КНБК приводит к самопроизвольному отклонению оси ствола скважины, причём:

- к выполаживанию, если длина забойной компоновки  $\varnothing 89\text{мм}$   $L$  находится в пределах  $L < DDD - 0.5$  или  $DDD - 1 < L < DDD - 2$  или  $DDD - 2 < L < DDD - 3$ ;
- к выкручиванию скважины, если длина забойной компоновки  $\varnothing 89\text{мм}$  превышает половинную, но короче первого детерминанта  $DDD - 0.5 < L < DDD - 1$ .

## **5 МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ИНТЕНСИВНОСТИ ЗЕНИТНОГО ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН ПОДЗЕМНОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ**

Исходя из основного параметра, определяющего направление искривления скважины - длины колонкового набора или забойной компоновки - переходим к построению в общем виде математической модели интенсивности зенитного искривления скважин подземного

выщелачивания урана . Для математического описания необходимо определить функциональную зависимость кривизны скважины в апсидальной плоскости от параметров, определяющих механизм искривления. Основные факторы, влияющие на искривление скважин подземного выщелачивания урана , нами объединены и выражены через уже известную величину детерминанта  $DDD$  (*Determinant of Directional Drilling* ) направленного бурения , определяемую по одной из формул ( 74 - 77 ).

Напомним, что физический смысл детерминанта  $DDD$  (*Determinant of Directional Drilling* ) заключается в том, что при применении колонкового набора или забойной компоновки , происходит :

- выполаживание (увеличение зенитного угла) скважины , если длина колонкового набора или забойной компоновки  $L$  находится в пределах  $L < DDD - 0.5$  или  $DDD - 1 < L < DDD - 2$  или  $DDD - 2 < L < DDD - 3$ ;
- выкручивание (уменьшение зенитного угла) скважины, если длина колонкового набора или забойной компоновки  $L$  превышает половинную, но короче первого детерминанта  $DDD - 0.5 < L < DDD - 1$ .

Допустим, бурение наклонной скважины диаметром  $D$  при зенитном угле  $\theta$  производится колонковым набором или забойной компоновкой ( рисунок 14 ), угол перекоса колонкового набора или забойной компоновки длиной  $L = DDD$ , определяется по формуле:

$$\operatorname{tg} \varphi^I = 0,5 (D - d) \cdot L^{-1} \quad (78)$$

где  $d$  - диаметр колонкового набора или забойной компоновки , м.

По А.Г. Калинину [78] при бурении абсолютно жёсткой компоновкой ( $DDD - 0.5 \cong L$  ) величина приращения зенитного угла скважины  $\varphi$  определяется уравнением:

$$\Delta \varphi = 2 \varphi \quad (79)$$

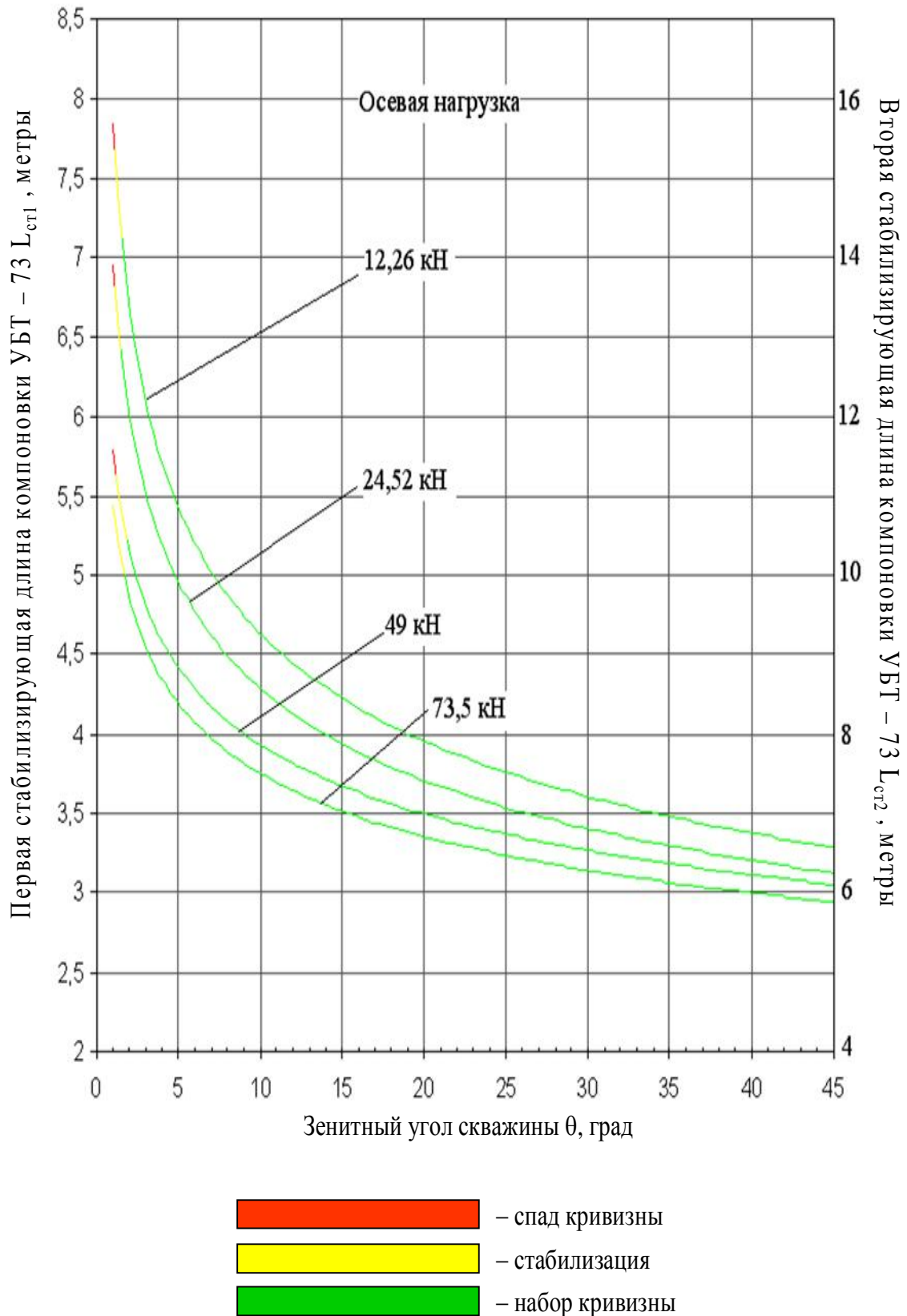


Рисунок 12 – Зоны и направление зенитного искривления геотехнологической скважины  $\varnothing 161$ мм забойной компоновкой СБТ-89 (бурильная колонна СБТ-50)

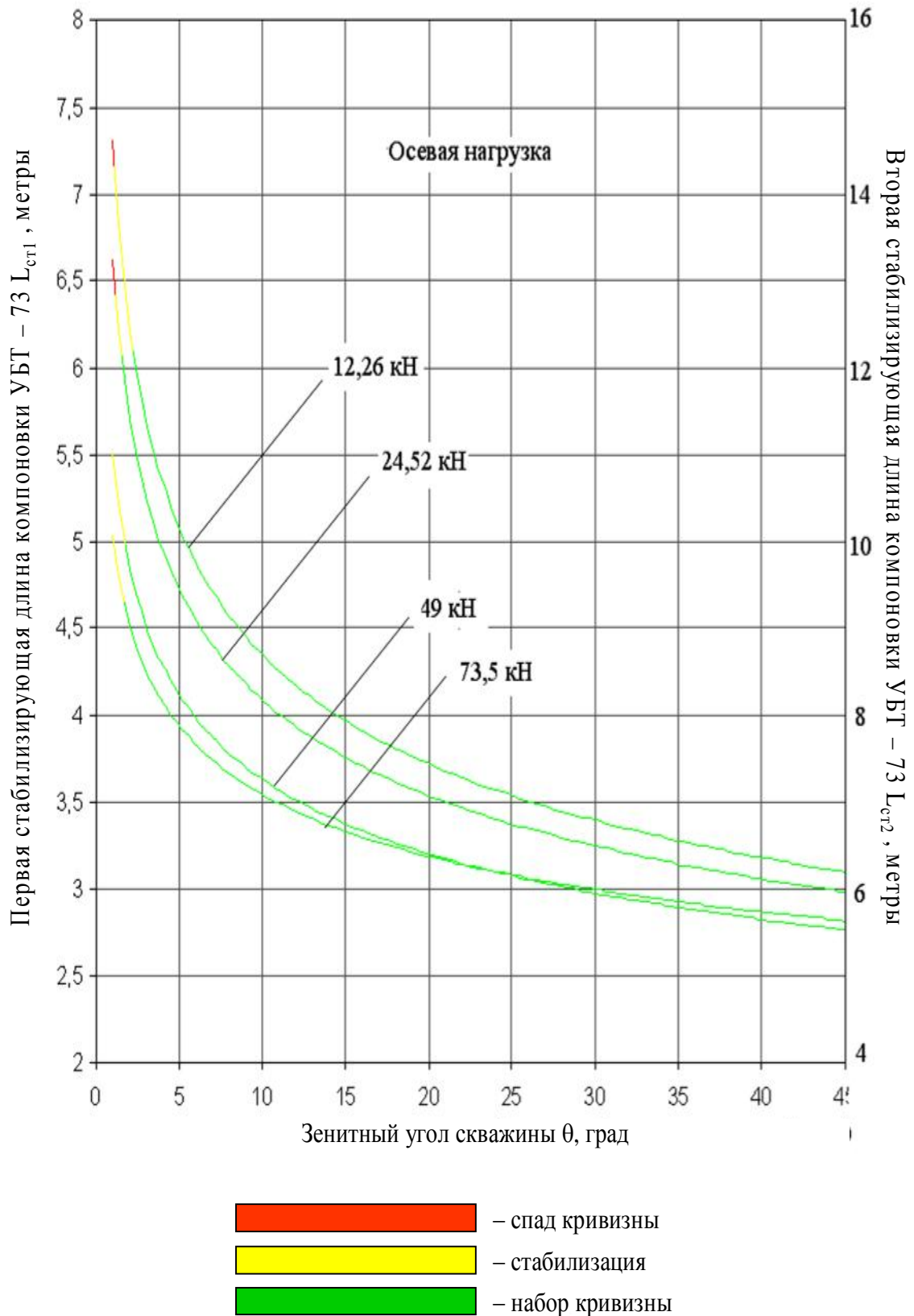


Рисунок 13 – Зоны и направление зенитного искривления геотехнологической скважины  $\varnothing 132$ мм забойной компоновкой СБТ-89 (бурильная колонна СБТ-50)

иначе говоря, ствол скважины искривляется по дуге окружности с радиусом

$$R=0,5 \cdot (DDD-0.5) \cdot \operatorname{tg}^{-1} \varphi . \quad (80)$$

Имея в виду, что  $R = 57,3 \cdot i^{-1}$  и преобразовывая формулу (80), получим зависимость интенсивности зенитного искривления скважины

$$i = 57,3 \cdot (D - d) \cdot [DDD-0.5]^2, \text{ град/м} . \quad (81)$$

Рассмотрим, как изменится набор кривизны скважины с изменением длины колонкового набора или забойной компоновки.

- Пусть  $L_1 = (DDD-0.5) - \Delta (DDD-0.5)$ . Как видно из рисунка 15б компоновка располагается с ориентацией в сторону выкручивания скважины, - приращение угла  $\Delta \varphi_{1-0} = -(\theta_0 - \theta_1)$  или  $\Delta \varphi_{1-0} = -(\Delta \varphi_1 - \Delta \varphi_0)$ , т.е.

$$\Delta \varphi_{1-0} = \Delta \varphi_0 - \Delta \varphi_1 . \quad (82)$$

Переходя к интенсивностям, выражение (82) на основании (79) и (81) примет

$$\text{вид: } i_{1-0} = 57,3 \cdot (D-d) \cdot [(DDD-0.5)^2 - L_1^2] \quad (83)$$

- Пусть  $L_2 = (DDD-0.5) + \Delta (DDD-0.5)$  (рисунок 15в). При этом компоновка имеет тенденцию к увеличению зенитного угла  $\theta_0$ .

Относительное приращение угла в этом случае

$$\Delta \varphi_{2-0} = \theta_2 - \theta_0 = \Delta \varphi_0 - \Delta \varphi_2 \quad (84)$$

$$\text{или } i_{2-0} = 57,3 (D - d) \cdot [(DDD-0.5)^2 - L_2^2] . \quad (85)$$

Из (29) и (31) следует, что для любого значения  $L \neq (DDD-0.5)$  имеем

$$i_{n-0} = 57,3 \cdot (D - d) \cdot [(DDD-0.5)^2 - L^2], \quad (86)$$

т.е. для множества значений  $L$  существует постоянная величина  $(DDD-0.5)$

- половинный детерминант направленного бурения. Имея в виду, что  $L$  - есть заданная или фактическая длина колонкового набора или забойной компоновки, получаем основное уравнение зенитного

искривления скважины при направленном бурении скважин подземного выщелачивания урана :

$$i = 57,3 \cdot (D - d) \cdot [(DDD-0.5)^2 - L^2], \quad (87)$$



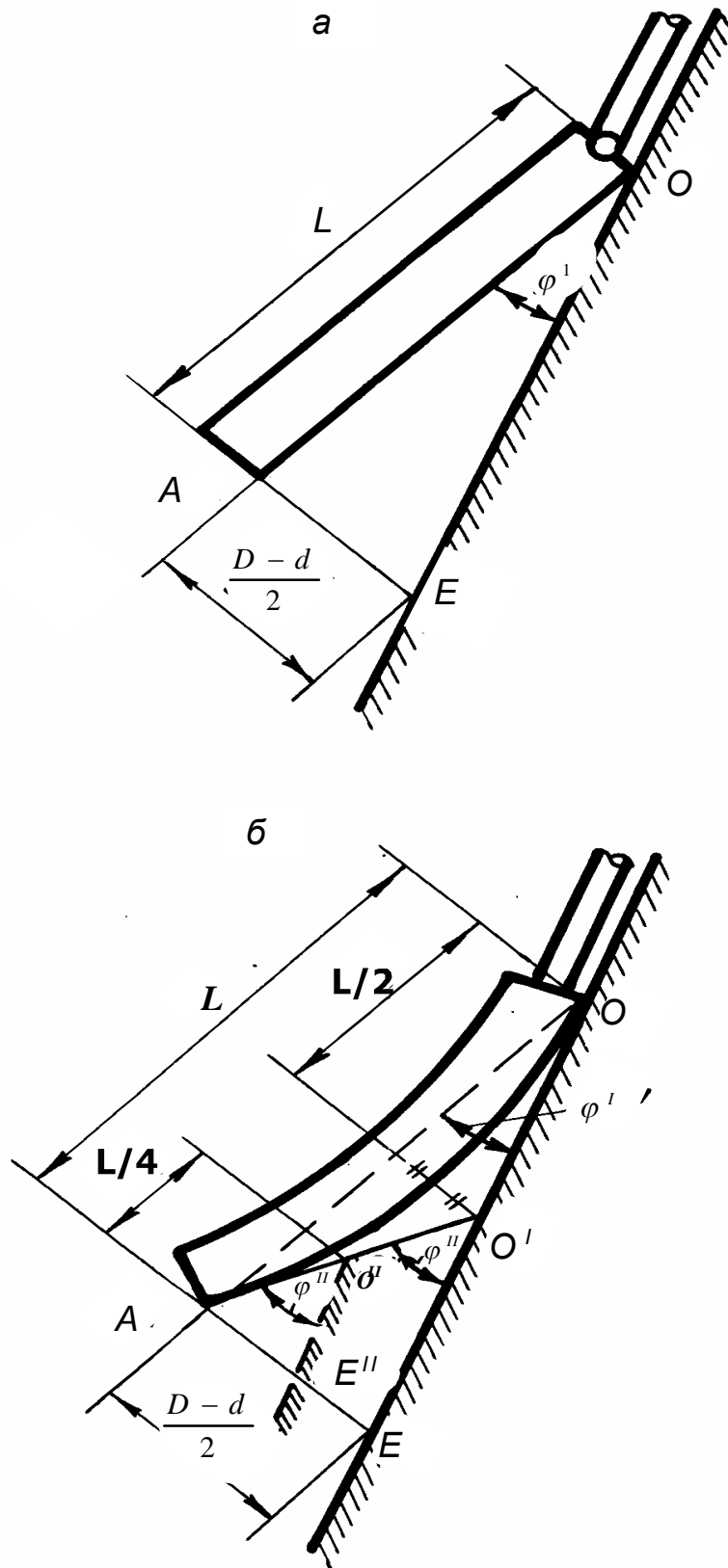


Рисунок 14 - Угол перекося компоновки - жёсткой (*a*) и гибкой (*б*):  
*a* -  $DDD-0.5 \cong L$ ; *б* -  $DDD-1 \geq L \geq DDD-0.5$  или  $DDD-2 \geq L \geq DDD-1$   
или  $DDD-3 \geq L \geq DDD-2$

Возвращаясь ещё раз к модели А.Г. Калинина (79-81), переходим к наиболее распространённым *гибким (нормальным)* колонковым наборам или забойным компоновкам :

$$DDD-0.5 \geq L \geq DDD-1 \text{ или } DDD-1 \geq L \geq DDD-2 \text{ или } DDD-2 \geq L \geq DDD-3$$

Если вместо жёсткой поставить гибкую (рисунки 14 и 15 ), компоновка теряет свою прямолинейность, при этом угол перекоса резко увеличивается:  $\varphi'' > \varphi'$ . Считая, что образующая компоновки изгибается по дуге  $AO$  и занимает промежуточное положение, т.е. проходит приблизительно через середину, то можно с достаточной степенью точности рассматривать относительно прямолинейный отрезок  $AO''$  как абсолютно жёсткую компоновку, равную приблизительно четверти общей длины, и скользящую по кажущейся стенке скважины - по наклонной прямой  $O'E$  - под углом  $\varphi''$ . Имея в виду, что  $R = 57,3 / i$ ,  $tg \varphi'' = 2 \cdot tg \varphi'$  и  $DDD = L / 4$  и преобразовав формулу (80), получим зависимость интенсивности зенитного искривления скважины для *гибких (нормальных)* колонковых наборов или забойных компоновок ) :

$$i = 458,4 (D - d) \cdot L^{-2}, \text{ } ^\circ/\text{м.} \quad (88)$$

Рассмотрим ( рисунок 15), как изменится набор кривизны скважины при ничтожно малом приращении ( $\pm \Delta DDD$ ) детерминанта направленного бурения *гибких - (нормального)* колонкового набора или забойной компоновки.

Последнее, как было отмечено выше, может быть связано, например, с повышением или снижением осевой нагрузки при одном и том же зенитном угле скважины, или же с увеличением или уменьшением зенитного угла при одной и той же осевой нагрузке и т.д.

Пусть  $L_1 = DDD-1 - \Delta DDD-1$ . Как видно из рисунка 15а колонковый набор или забойная компоновка имеет тенденцию к уменьшению зенитного угла ( $\theta_1 < \theta_0$ ), т.е. величина набора кривизны  $\Delta \varphi_{1-0} = -(\theta_0 - \theta_1)$  или  $\Delta \varphi_{1-0} = -(\Delta \varphi_1 - \Delta \varphi_0) = \Delta \varphi_0 - \Delta \varphi_1$ . (89)

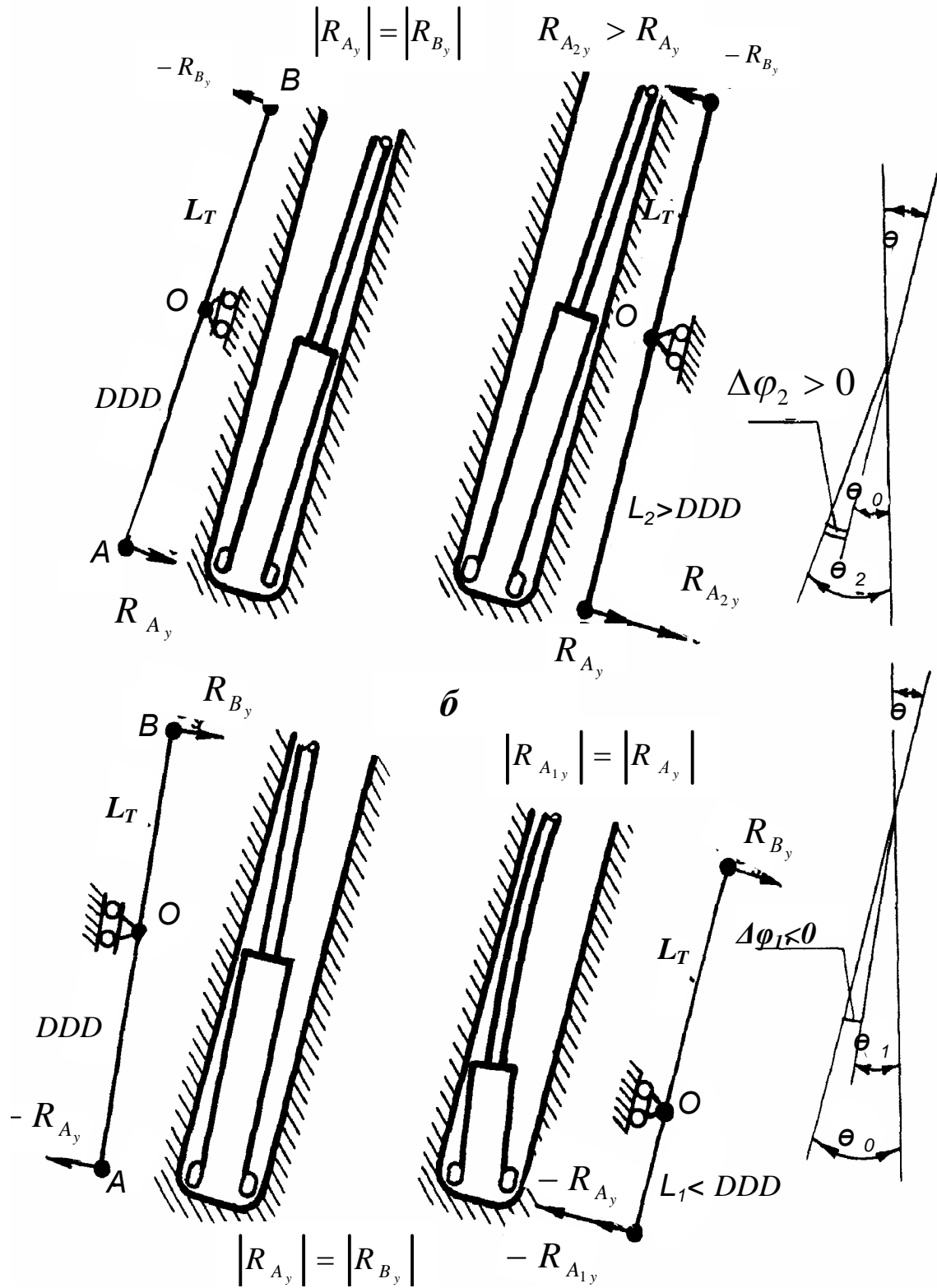


Рисунок 15 - Схема ориентации гибкой компоновки в наклонной скважине в зависимости от длины колонкового набора или забойной компоновки.

Переходя к интенсивностям, выражение (89) на основании (80) и (88) принимает вид

$$i_{1-0} = 458,4 \cdot (D - d) \cdot \{[(DDD-1)^{-2}] - L_1^{-2}\}. \quad (90)$$

Пусть  $L_2 = DDD-1 + \Delta DDD-1$  (рисунок 15а). При этом колонковый набор или забойная компоновка имеет тенденцию к увеличению угла  $\theta_0$ . Относительное приращение угла в этом случае

$$\Delta\varphi_{2-0} = \theta_2 - \theta_0 = \Delta\varphi_0 - \Delta\varphi_2 \quad (91)$$

или 
$$i_{2-0} = 458,4 \cdot (D - d) \cdot [(DDD-1)^{-2} - L_2^{-2}]. \quad (92)$$

Из (90) и (92) следует, что для любого значения  $L \neq DDD-1$  имеем

$$i_{n-0} = 458,4 \cdot (D - d) \cdot [(DDD-1)^{-2} - L_2^{-2}], \quad (92)$$

т.е. для множества значений  $L$  существует постоянная величина первого детерминанта  $DDD-1$  (*Determinant of Directional Drilling*) направленного бурения.

Имея в виду, что  $L$  - есть заданная (фактическая) длина колонкового набора или забойной компоновки, получаем основное уравнение зенитного искривления скважины при бурении скважин с положительным вектором анизотропии меньшего сопротивления:

$$i = k_q \cdot 458,4 \cdot (D - d) \cdot [(DDD-1)^{-2} - L_2^{-2}] \quad (93)$$

где  $DDD-1$  - первый детерминант забойной компоновки или колонкового набора;  $k_q$  - коэффициент частоты вращения снаряда.

Уравнение (93) действительно в диапазоне зенитных углов, меньших второго стабилизирующего угла  $1^0 \leq \theta \leq \theta_{cr_2}$  т.е. при

$$(DDD-1) \leq L \leq (DDD-2)$$

Имея в виду основное свойство детерминанта:

$i_\theta = 0$  при  $L = DDD-1, DDD-2, DDD-3$  или соответственно при

$\theta = \theta_{cr_1}, \theta_{cr_2}, \theta_{cr_3}$ , уравнение (93) в диапазоне углов более высокого порядка,

т.е. при  $\theta_{cr_2} \leq \theta \leq \theta_{cr_3}$  или  $DDD-2 \leq L \leq DDD-3$  принимает вид:

$$i = k_q \cdot 458,4 \cdot (D - d) \cdot [(DDD-2)^{-2} - L^{-2}], \quad (94)$$

$$\text{при } DDD-3 \leq L \quad i = k_q \cdot 458,4 \cdot (D - d) \cdot (DDD-3 - L^2). \quad (95)$$

Ввиду отсутствия надёжных количественных связей функциональных зависимостей многих выявленных факторов с частотой вращения КНБК, определение коэффициента частоты  $k_q$  в моделях (93 - 95) осуществляется исключительно эмпирическим путём на основе большого объёма фактического материала. В результате сравнительного анализа статистических данных и наблюдений [95] нами установлено, что в одних и тех же условиях интенсивности зенитного искривления скважин при частотах вращения снаряда 500, 550 и 750 об/мин находятся в соотношении  $1: 2^{-1}: 3^{-1}$ .

## **6 АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ СООРУЖЕНИЯ СКВАЖИН ПОДЗЕМНОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ**

### **6.1 Многоствольное бурение закачных скважин несбалансированными колоннами**

Компании постоянно развивают новые технологии в своем стремлении к прогрессу и одновременном сдерживании затрат и минимизации нежелательных воздействий на окружающую среду. Некоторые из этих новых технологий на самом деле вовсе не новы, а просто являются новыми областями применения или улучшениями уже существующей технологии. Многие из этих улучшений основаны на стремительно совершенствующейся детерминированной технологии применительно к несбалансированным бурильным колоннам, имеющим достаточное количество [86-98] методов и выколаживания, и стабилизации, и выкручивания зенитного угла скважин, т.е. технологии, которая несомненно вызовет значительных успехов в области подземного выщелачивания и добычи урана.

Ситуация изменилась в результате значительного прогресса в детерминированной технологии направленного бурения скважин, и особенно в технологии проведения скважин снарядами со съёмными кернаприёмниками [11-32,34-67]. Теперь, когда сущность применяемых

методов стала понятнее, больше разработчиков стремятся выбрать вариант, подходящий для многозабойного, горизонтального бурения, и затем бурить, заканчивать и испытывать скважину, использовать методы интенсификации и добывать уран из коллекторов по наклонным или горизонтальным скважинам, что иногда дает экспоненциальный рост в доходах со скважины.

Унифицирование конструкций откачных и закачных скважин ведет к удорожанию стоимости буровых работ. Поэтому, учитывая еще и то, что число закачных скважин на месторождении превышает число откачных скважин в 2-4 раза, экономически целесообразно будет выделить закачные скважины в отдельную группу, а проектировать их конструкцию с учетом только эксплуатации их для закачки выщелачивающих растворов.

Как показал анализ скважинных систем разработки гидрогенных месторождений, вскрытие продуктивного горизонта осуществляется серией вертикальных технологических скважин, сооружаемых с поверхности. В основном применяются схемы расположения скважин с последовательно чередующимися линейными рядами откачных и закачных скважин с элементарной добычной ячейкой, состоящей из трех скважин: двух закачных и одной откачной. При этом фильтры скважин располагаются в рудном теле или надрудном и подрудном интервалах, мощность которых ограничена.

При современной оснащенности техническими средствами и материалами оборудовать наклонно направленную скважину, предлагаем следующим образом : провести забурку ( 7-10м ) скважины  $\varnothing 112\text{мм}$  проектной глубины 600м с азимутальным углом  $\alpha$  ( строго по проекту ) и начальным зенитным углом  $\theta = 2-3^{\circ}$  и обсадить трубами  $\varnothing 108\text{мм}$ .

1- ствол (5-250м) пройти скважину  $\varnothing 93\text{мм}$  , длина колонкового набора  $\varnothing 89\text{мм}$   $L \geq 7\text{м}$  (если с отбором керна) или  $3\text{м} \geq L$  (если без отбора керна), бурильная колонна *СБТ-50* . На глубине 250м перейти к  $\varnothing 59\text{мм}$  до глубины 400-450м (по указанию геологов) , длина колонкового набора  $\varnothing 59\text{мм}$   $L \geq 6\text{м}$  .

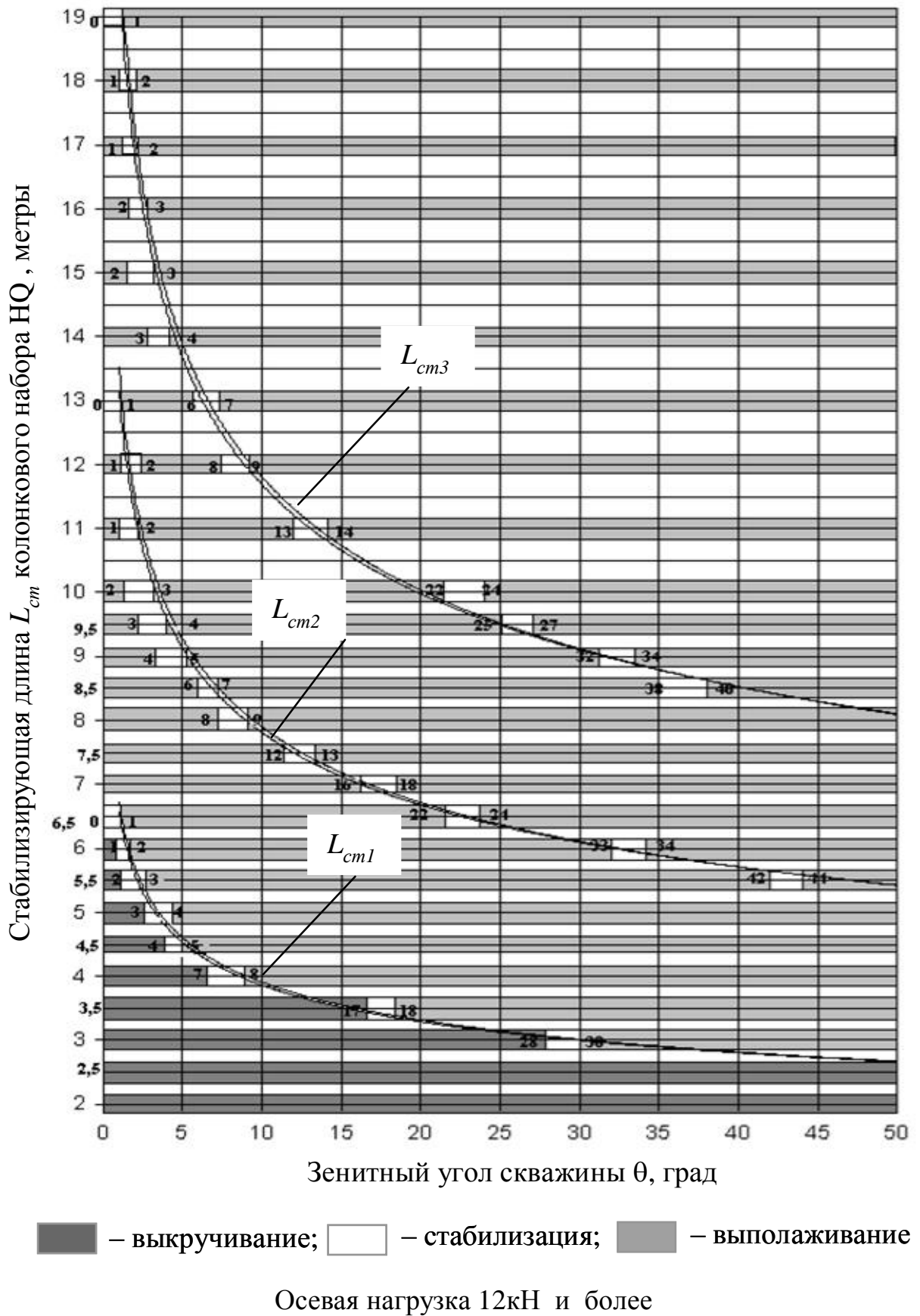
2- ствол - расширить 1-ствол  $\varnothing 76\text{мм}$  с глубины 200 - 250м до глубины 310 -350м , длина колонкового набора  $\varnothing 73\text{мм}$   $L \geq 6\text{м}$ , осевая нагрузка 15-25кН, число оборотов снаряда 450- 550 в минуту, - затем перейти к  $\varnothing 59\text{мм}$  с глубины 310-350м и пробурить до глубины 500 - 600м ( по указанию геологов).

3-ствол - расширить 2-ствол  $\varnothing 76\text{мм}$  с глубины 310 - 350м до глубины 470 -500м  $\varnothing 76\text{мм}$ , затем перейти к  $\varnothing 59\text{мм}$  и пробурить до глубины 600 - 650м (по указанию геологов).

Имея, таким образом, количественное значение главного критерия – детерминанта (*Determinant of Directional Drilling*) направленного бурения  $PQ$ , вернёмся к основным выводам ранее рассмотренного механизма зенитного искривления скважин. Иначе говоря, принцип регуляции зенитного угла представляется следующим образом. Нами установлено, что зенитное искривление самовыполаживающихся скважин не происходит только в тех случаях, когда колонковый набор  $PQ$  уравновешен половиной ( $0.5 \cdot L_T$ ) или одной ( $1 \cdot L_T$ ) или двумя ( $2 \cdot L_T$ ), или тремя ( $3 \cdot L_T$ ) полуволнами нижней свечи бурильной колонны, т.е. длина колонкового набора адекватна соответственно - половинному  $DDD - 0.5$ , первому  $DDD - 1$ , второму  $DDD - 2$  или третьему  $DDD - 3$  детерминантам. Вывод из равновесия КНБК приводит к самопроизвольному отклонению оси ствола скважины, причём:

- к выполаживанию, если длина колонкового набора  $L$  находится в пределах  $L < DDD - 0.5$  или  $DDD - 1 < L < DDD - 2$  или  $DDD - 2 < L < DDD - 3$ ; - к выкручиванию скважины, если длина колонкового набора превышает половинную, но короче первого детерминанта  $DDD - 0.5 < L < DDD - 1$ .

В процессе бурения комплексом  $PQ$  направленной скважины  $\varnothing 123\text{ мм}$  могут возникнуть принципиально три задачи управления зенитным искривлением: обеспечение заданного зенитного угла или стабилизация, увеличение или уменьшение зенитного угла (см. **таблица 6**).

Рисунок 17 - Номограммы  $HQ$



Рассмотрим на примерах как решаются эти задачи на основе детерминанта направленного бурения  $PQ$

Задача 1. Обеспечить выполаживание скважины с зенитного угла  $\theta=3^\circ$  при осевой нагрузке 3-6 кН .

Решение: Руководствуясь принципом регуляции зенитного угла по детерминированной технологии, выполаживающая длина колонкового набора  $PQ$  должна находиться в пределах от  $DDD-1= 5,5\text{м}$  до  $DDD-2 = 12\text{ м}$  и  $DDD-3 = 18\text{ м}$  . По **таблице 6** принимаем  $L = 8,5\text{м}$ . При этом следует учесть, что скважина будет выполаживаться до угла  $\theta = 8^\circ$ , т.к. при таких углах данная длина компоновки достигнет значения  $DDD-2= 8,5\text{ м}$  и, следовательно, приостановится процесс выполаживания скважины. Для того, чтобы вновь перевести в режим выполаживания или набора зенитного угла скважины, следует поставить колонковый набор длиной  $L= 6\text{м}$  – в результате чего скважина будет выполаживаться до  $\theta=33^\circ$ , т.к. при  $\theta = 33^\circ$  набор длиной  $L = 6\text{м}$  опять перейдет в режим второго детерминанта  $DDD-2 = 6\text{м}$ .

После достижения угла  $\theta =33^\circ$  следует поставить колонковый набор длиной  $L = 5\text{м}$  – данная компоновка обеспечит дальнейший стабильный набор зенитного угла, вплоть до  $\theta = 50^\circ$ .

Задача 2. Обеспечить выполаживание скважины с зенитного угла  $\theta = 3^\circ$  при осевой нагрузке 9 и 12 кН.

Решение: Руководствуясь принципом регуляции зенитного угла по детерминированной технологии, выполаживающая длина колонкового набора  $PQ$  должна находиться в пределах от  $DDD-1 = 4\text{м}$  до  $DDD-2= 8\text{м}$  и  $DDD-3 = 12\text{м}$ . По таблице 6 принимаем  $L = 6\text{м}$ . При этом следует учесть, что скважина будет выполаживаться до угла  $\theta = 18^\circ$ , т.к. при таких зенитных углах данная длина компоновки достигнет значения второго детерминанта  $DDD-2 = 6\text{м}$  и, следовательно, приостановится процесс выполаживания скважины. Для того, чтобы вновь перевести в режим выполаживания или набора зенитного угла скважины, следует поставить колонковый набор длиной  $L = 5\text{м}$  – в результате чего скважина будет выполаживаться до  $\theta =$

$35^\circ$ , т.к. при  $\theta = 35^\circ$  колонковый набор длиной  $L = 5$  м опять перейдет в режим второго детерминанта  $DDD-2 = 5$  м.

После достижения угла  $\theta = 35^\circ$  следует поставить колонковый набор длиной  $L = 4$  м – данная компоновка обеспечит дальнейший стабильный набор зенитного угла вплоть до  $\theta = 50^\circ$ .

Аналогичная задача при осевых нагрузках 11.5 и 16 кН решается таким же образом в три этапа: первой компоновкой  $L = 6$  м соответственно до угла  $\theta = 14^\circ$  и  $\theta = 11^\circ$ , второй -  $L = 5$  м – в диапазонах  $\theta = 14^\circ-32^\circ$  и  $\theta = 11^\circ-24^\circ$ , третьей компоновкой  $L = 4$  м – с  $\theta = 32^\circ$  и  $\theta = 24^\circ$  - до  $\theta = 50^\circ$ .

*Задача 1.* Обеспечить выкручивание скважины при угле  $\theta = 10^\circ$ .

Решение: Необходимо поставить колонковый набор  $PQ$  длиной  $L = 2,5$  м т.к.  $L = 2,5 \text{ м} < DDD-1$ .

*Задача 2.* Обеспечить стабилизацию начального зенитного угла  $\theta = 1^\circ$ .

Решение: колонковый набор  $PQ$  длиной  $L = 12,5 - 13$  м или  $L = 8,5-8$  м, или  $L = 4$  м, колонковый  $PQ$  набор длиной  $L = 12,5 - 13$  м соответствует третьему детерминанту  $DDD-3$ , при  $\theta = 1^\circ$  набор  $L = 8,5 \text{ м} = DDD-2$ , а  $DDD-1 = L = 4$  м.

## **6.2 Сооружение вертикально направленных технологических скважин забойными двигателями**

Как показал анализ скважинных систем разработки гидрогенных месторождений, вскрытие продуктивного горизонта осуществляется серией вертикальных технологических скважин, сооружаемых с поверхности. В основном применяются схемы расположения скважин с последовательно чередующимися линейными рядами откачных и закачных скважин с элементарной добычной ячейкой, состоящей из трех скважин: двух закачных и одной откачной. При этом фильтры скважин располагаются в рудном теле или надрудном и подрудном интервалах, мощность которых ограничена.

Недостатком описанных схем вскрытия месторождений является то, что только незначительная часть скважины выполняет полезную работу -

вскрытие продуктивного горизонта. И чем глубже залегает продуктивный горизонт месторождения, тем в худших условиях находится экономика горнодобывающего предприятия. В ряде случаев фактор глубины залегания продуктивной зоны при проектировании бесшахтных систем подземного выщелачивания полезных ископаемых становится решающим при отнесении месторождений в разряд забалансовых. Повысить эффективность подземного выщелачивания можно путем применения наклонных и наклонно направленных скважин.

Основные факторы, влияющие на искривление скважины при бурении, нами объединены и выражены через уже известную величину детерминанта  $DDD$ , определяемую по формулам (74-77).

Напомним, что физический смысл детерминанта  $DDD$  заключается в том, что зенитное искривление скважин не происходит только в тех случаях, когда компоновка винтового забойного двигателя  $L_{КНБК}$  адекватна соответственно - половинному  $DDD - 0.5$ , первому  $DDD - 1$ , второму  $DDD - 2$  или третьему  $DDD - 3$  детерминантам. Вывод из равновесия  $КНБК$  приводит к самопроизвольному отклонению оси ствола скважины : при применении компоновки винтового забойного двигателя  $L_{КНБК} < DDD-1$ , т.е. меньшей, чем величина первого детерминанта  $DDD-1$  - происходит выкручивание скважины (спад кривизны), а при большей -  $L_{КНБК} > DDD-1$  - выполаживание – набор кривизны, как в нашем примере, –  $[DDD-1] = L_{ВЗД} + \Delta L_{54}$ , где  $L_{ВЗД} = 1.89\text{м}$  – длина винтового забойного двигателя  $Д1-54$  ( таблица 15 ),  $[DDD-1] = 10.5\text{м}$ , например, при зенитном угле скважины  $\theta = 3^0$  (таблица 14) , следовательно, для того, чтобы обеспечить необходимую величину первого детерминанта  $DDD-1$ , необходимо удлинить корпус двигателя, добавив отрезок трубы  $\varnothing 54\text{мм}$  длиной  $\Delta L_{54} = [DDD-1] - L_{ВЗД} = 10.5 - 1.89 = 8.6\text{м}$ , – таким образом, обеспечивается зенитный угол скважины  $\theta = 3^0$ .

По формуле ( 74 ) находим :детерминанты  $DDD$  направленного

бурения скважин  $\varnothing 161$  мм винтового забойного двигателя Д1-54 с  
бурильной колонной :

$$СБТ-63,5 (P_T = 9 \text{ кГ/м}) \quad \mathbf{DDD-1} = L_T \cdot \sqrt{\frac{9}{14}} = 0.8 \cdot L_T ;$$

$$СБТ-50 (P_T = 7 \text{ кГ/м}) \quad \mathbf{DDD-1} = 0.7 \cdot L_T ;$$

Результаты расчётов даны в таблице 14.

Таблица 14 – Детерминанты  $DDD$  направленного бурения скважин  $\varnothing 161$  мм винтового забойного двигателя Д1-54

Зенитный угол $\theta$ , град	Осевая нагрузка в безразмерных единицах (кН)					
	1 (10)		2 (20)		8 (80)	
	$L_T$	$DDD-1$	$L_T$	$DDD-1$	$L_T$	$DDD-1$
1	3	4	5	6	7	8
с бурильной колонной СБТ-63,5 ( $P_T = 9 \text{ кГ/м}$ ) $DDD-1 = 0.8 \cdot L_T$						
3	13.1	10.5	13.1	10.5	10.1	8.1
5	11.3	9.0	11.3	9.0	9.1	7.3
10	9.2	7.4	9.2	7.4	8.0	6.4
15	8.6	6.9	8.6	6.9	7.3	5.8
20	8.0	6.4	8.0	6.4	7.1	5.7
25	7.5	6.0	7.5	6.0	6.8	5.4
30	7.3	5.8	7.3	5.8	6.6	5.3
35	7.1	5.7	7.1	5.7	6.4	5.1
40	6.6	5.3	6.6	5.3	6.2	5.0
45	6.4	5.1	6.4	5.1	6.0	4.8
с бурильной колонной СБТ-50 ( $P_T = 7 \text{ кГ/м}$ ) $DDD-1 = 0.7 \cdot L_T$						
3	13.1	9.2	13.1	9.2	10.1	7.1
5	11.3	7.9	11.3	7.9	9.1	6.4
10	9.2	6.4	9.2	6.4	8.0	5.6

## Продолжение таблицы 14

1	3	4	5	6	7	8
15	8.6	6.0	8.6	6.0	7.3	5.1
20	8.0	5.6	8.0	5.6	7.1	5.0
25	7.5	5.2	7.5	5.2	6.8	4.8
30	7.3	5.1	7.3	5.1	6.6	4.7
35	7.1	5.0	7.1	5.0	6.4	4.5
40	6.6	4.6	6.6	4.6	6.2	4.3
45	6.4	4.5	6.4	4.5	6.0	4.2

Таблица 15 – Детерминанты *DDD* направленного бурения кважин  $\varnothing 132$  мм винтового забойного двигателя *Д1-54*

Зенитный угол $\theta$ , град	Осевая нагрузка в безразмерных единицах (кН)					
	1 (10)		4 (40)		8 (80)	
	$L_T$	<i>DDD-1</i>	$L_T$	<i>DDD-1</i>	$L_T$	<i>DDD-1</i>
1	3	4	5	6	7	8
с бурильной колонной <i>СБТ-63,5</i> ( $P_T = 9$ кГ/м) <i>DDD-1 = 0.8 \cdot L_T</i>						
3	11.8	9.4	10.1	8.1	9.6	7.7
5	10.1	8.1	9.1	7.3	8.5	6.8
10	8.5	6.8	7.9	6.3	7.5	6.0
15	7.9	6.3	7.3	5.8	6.9	5.5
20	7.3	5.8	6.9	5.5	6.6	5.3
25	6.8	5.4	6.6	5.3	6.3	5.0
30	6.6	5.3	6.5	5.2	6.1	4.9
35	6.2	5.0	6.1	4.9	5.9	4.7
40	6.1	4.9	6.0	4.8	5.8	4.6
45	6.0	4.8	5.8	4.6	5.6	4.5

Продолжение таблицы 15

1	3	4	5	6	7	8
с бурильной колонной <i>СБТ-50</i> ( $P_T = 7 \text{ кГ/м}$ ) $DDD -1 = 0.7 \cdot L_T$						
3	11,0	7.7	9.9	6.9	8,2	5.7
5	9,6	6.7	8.6	6.0	7,7	5.4
10	8,7	6.1	7.8	4.9	6,8	4.7
15	7,8	4.9	7.0	4.9	6,1	4.3
20	7,3	5.1	6.6	4.6	5,9	4.1
25	6,9	4.8	6.2	4.3	5,7	4.0
30	6,6	4.6	5.9	4.1	5,3	3.7
35	6,2	4.3	5.6	3.9	5,0	3.5
40	6,0	4.2	5.4	3.8	4,8	3.4
45	5,8	4.0	5.2	3.6	4,7	3.3

При сооружении наклонно направленных скважин могут быть использованы следующие типы плоскоискривленных профилей одноствольных скважин:

- наклонные прямолинейные профили;
- комбинированные профили, состоящие из трех интервалов: верхнего интервала - вертикального, второго - плавной кривой (участка искусственного искривления) и третьего - условно горизонтального;
- комбинированные профили, отличающиеся от предыдущего тем, что верхний интервал представлен наклонной прямой.

Учитывая, что сооружение скважин подземного выщелачивания производится на глубину, не превышающую 800 м, в качестве забойных двигателей в данном случае могут быть использованы: винтовые двигатели Д-35, Д-48 и Д1-54 ( таблица 16) , они обеспечивают частоту вращения

Таблица 16 - Техническая характеристика ВЗД

Шифр	Длина, мм	Масса, кг	Расход жидкости, л/с	Частота вращения, об/мин
Д -35	1600	15	0,8 - 1,0	450
Д -48	1850	18	1,2 - 2,6	245 - 400
Д1 -54	1890	27	1,0 - 2,5	180 - 450
Д1-88	3230	110	0.0045– 0.007 м <sup>3</sup> /с	162-30

породоразрушающего инструмента в пределах 200 -280 мин<sup>-1</sup> и требуют небольших расходов (5-15 л/с) промывочной жидкости для привода, что позволяет использовать в качестве источника энергии буровые насосы типа 11ГрИ, НБ-32, НБ-40 и 9МГр, широко применяемые при бурении скважин подземного выщелачивания. Малая длина винтовых двигателей и высокий вращающий момент на валу дают возможность получать минимальные радиусы искривления, что особенно важно при вскрытии продуктивных горизонтов, имеющих неглубокое залегание. Бурение с помощью забойных двигателей может осуществляться установками УРБ-ЗАМ и 1БА 15В, а при необходимости забуривания скважины под углом, меньшим 90<sup>0</sup>, - установками ЗИФ-1200'с мачтами МРУГУ-2, МРУГУ-3 или МНБ-650; обеспечивающими начальный угол наклона до 65-75<sup>0</sup>.

Следует отметить, что бурение большинства скважин подземного выщелачивания производится в мягких породах и породах средней твердости. Установки, используемые для бурения скважин подземного выщелачивания, имеют низкий уровень механизации спуско-подъемных операций, что делает неэффективным применение высоких нагрузок на породоразрушающий инструмент, создаваемых при помощи утяжеленных бурильных труб. Известно, что в мягких и средней твердости породах механическая скорость бурения зависит от частоты вращения в большей степени, чем от осевой нагрузки.

При отклонении направления скважины от проектного следует производить корректировку траектории путем изменения направления скважины в необходимую сторону. Изменение направления скважины, достигаемое путем изменения угла установки отклоняющего устройства, не всегда дает положительные результаты. Для изменения направления скважины часто необходимо изменять угол изгиба отклоняющего устройства, что достигается путем извлечения отклоняющего устройства из скважины, замены его и последующего спуска. Это вызывает сокращение длины рейса, увеличение объема спуско-подъемных операций и снижение производительности бурения. Повышение производительности бурения в данном случае возможно за счет применения отклоняющего устройства, позволяющего изменять угол изгиба в процессе бурения, что исключило бы дополнительные спуско - подъемные операции.

В процессе бурения забойными двигателями направленной скважины  $\varnothing 161$ мм могут возникнуть принципиально три задачи управления зенитным искривлением : обеспечение заданного зенитного угла или стабилизация, увеличение или уменьшение зенитного угла.

Рассмотрим на примерах как решаются эти задачи на основе детерминанта  $DDD$  направленного бурения с применением винтового забойного двигателя  $Д1-54$  с бурильной колонной  $СБТ-63,5$  при осевой нагрузке 80 кН ( таблица 15)

Задача 1. Обеспечить выполаживание скважины с зенитного угла  $\theta = 3^\circ$  при осевой нагрузке 80 кН.

Решение: Руководствуясь принципом регуляции зенитного угла по детерминированной технологии, выполаживающая длина  $L_{КНБК} < DDD-0.5$  , т.е. винтового забойного двигателя  $Д1-54$  должна находиться в пределах от  $DDD-1 = 8,1$ м до  $DDD-2 = 16..2$ м. По таблице 14 принимаем  $L = 12$ м. При этом следует учесть, что скважина будет выполаживаться до угла  $\theta = 14^\circ$ ,



т.к. при таких углах данная длина компоновки достигнет значения  $DDD-2=12\text{м}$  и, следовательно, приостановится процесс выполаживания скважины. Для того, чтобы вновь перевести в режим выполаживания или набора зенитного угла скважины, следует поставить компоновку винтового забойного двигателя Д1-54 длиной  $L=9\text{м}$  – в результате чего скважина будет выполаживаться минимум до  $\theta = 45^\circ$ .

Задача 2. Обеспечить выкручивание ( уменьшение зенитного угла ) скважины с зенитного угла  $\theta = 3^\circ$  при осевой нагрузке 80 кН, т.е. возвращение скважины к вертикали ( $\theta = 0^\circ$ ).

Решение: Руководствуясь принципом регуляции зенитного угла по детерминированной технологии, выкручивающая длина должна быть  $L_{\text{КНБК}} \sim 0.5 \cdot (DDD-1) \sim 4\text{м}$ , т.е. при применении компоновки винтового забойного двигателя  $L_{\text{КНБК}} < DDD-1$ , т.е. меньшей, чем величина первого детерминанта  $DDD-1$  - происходит выкручивание скважины (спад кривизны), необходимо удлинить корпус двигателя, добавив отрезок трубы  $\varnothing 54\text{мм}$  длиной  $\Delta L_{54} = 0.5 \cdot [DDD-1] - L_{\text{ВЗД}} = 4 - 1.89 = 2.1\text{ м}$ .

## **7 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ БУРЕНИЯ СКВАЖИН ПОДЗЕМНОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ**

Для установления экономического эффекта при ПСВ урана рассмотрению подвергнуты два варианта ведения вскрышных работ технологическими скважинами.

Первый базовый без управления процессами ухода координат забоя скважины в продуктивном пласте;

Второй, рассматриваемый в настоящей работе с возможным максимальным приближением координат устья и забоя скважин с минимальной деформацией геометрических форм ячеек, заданных на поверхности земли для конкретного блока.

Привязка осуществлена к реальному блоку месторождения Мынкудук.

Теоретическая основа для получения реального экономического эффекта при отработке любых блоков ПСВ урана состоит в следующем:

- фактическая деформация линий тока ВР и ПР приводит к растягиванию сроков закисления и отработки блоков в сравнении с идеальными геометрическими фигурами на поверхности. В этой связи возрастают эксплуатационные затраты уже при оптимальной схеме вскрытия и параметрах ячейки, т.е. ее площади и радиуса –  $R_0$ .

Рассмотрим конкретный блок месторождения Мынкудук с параметрами:

$$S_0 = 84 \cdot 10^3 \text{ м}^2; \quad C_0 \cdot H = 24 \cdot 10^3 \text{ \$/США}$$

$$\bar{K}_\phi = 12 \text{ м/сут}; \quad \beta = 0,33; \quad n = 2,6;$$

Схема ячейки – гексагональная

$$R_0 = 45 \text{ м}; \quad S_H = 80 \text{ м.вод.ст}; \quad S_0 = 10 \text{ м.вод.ст}; \quad f = 2,0;$$

$$\rho_\eta = 1,65 \text{ т/м}^3; \quad \rho_p = 1,01 \text{ т/м}^3; \quad R_c = 0,06 \text{ м}; \quad C_0 = 650 \text{ \$/США};$$

$$H = 350 \text{ м}; \quad \Delta R_\partial = 7,0 \text{ м}; \quad \Delta R_{cp} = 2,5 \text{ м}.$$

По формулам (2.33) и (2.38) определим сокращение сроков закисления и отработки блока за счет минимизации разницы линейных параметров ячейки в продуктивном пласте и на поверхности.

Закисление блока:

$$\Delta T_3 = \frac{8,32}{12 \cdot 80} (7 - 2,5) \cdot (100 + 7 + 2,5) = 4,2 \text{ сут.} \approx 4 \text{ суток}$$

Эксплуатация блока:

$$\Delta T_0 = 211,4 \frac{4 \cdot (7 - 2,5) \cdot (100 + 7 + 2,5)}{12 \cdot (2,6 \cdot 80 + 10)} = 159 \text{ суток}$$

Общее время сокращения отработки блока составит:

$$\Delta T = \Delta T_3 + \Delta T_0 = 4 + 159 = 163 \text{ суток}$$

При эксплуатационных затратах в сутки  $C_0 = 650 \text{ \$ США}$

реальный экономический эффект составит при отработке только одного блока:  $\mathcal{E} = 100 \cdot 10^3$  \$ США, т.е. 100 тыс. \$ США или 12 млн. тенге.

При расширении эффективного способа управления фильтрационными потоками ВР и ПР в продуктивном пласте в комплексе с коррекцией забоя скважин экономический эффект будет возрастать пропорционально росту и объемов добычи урана и составит уже миллионы \$ США.

Применение компоновок длиной, отличной от указанных выше, вызывает горизонтальное и вертикальное смещения забоя скважины.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1 Установлены аналитические зависимости для определения времени закисления и обработки продуктивного пласта в пределах деформирования ячейки или блока.

2 Время закисления в деформированной ячейке продуктивного пласта прямо пропорционально квадрату ухода забоя скважину от её координат на и вверх по стволу.

3 Время эксплуатации блока до проектного извлечения металла при ПСВ нелинейно по квадратическому закону возрастает от параметра ухода забоя скважин в продуктивном пласте.

4 Максимальное (пиковое) содержание урана  $\hat{C}_{\text{пр}}$  нелинейно возрастает от величины фактического приращения радиуса ячейки -  $\Delta R_{\phi}$ , но при этом удлиняются сроки отработки блоков.

5 В ускорении и удешевлении бурения скважин комплексами со съёмными керноприёмниками существенное значение имеют сведения о длине полуволны бурильной колонны, так как один из основных технологических факторов – осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент - создается сжатой частью бурильной колонны.

6 Расчет длины полуволены бурильной колонны производится по методике Г. Вудса и А. Лубински с использованием номограмм М.Ж. Музапарова, Б.З. Султанова. Отказ в данном случае от формул Г. М. Саркисова и др. вполне закономерен, потому что ими не учитывается один из важнейших факторов искривления – зенитный угол скважины.

7 Процесс искривления скважины определяется комплексом факторов, суммарное воздействие которых может быть оценено только с позиций системного подхода. Системный подход требует учета в первую очередь наиболее важных параметров (факторов), совершенно необходимых для достижения системы; во вторых, при построении математической модели процесса на основе детерминированного подхода, он предъявляет к факторам главные требования – это требования управляемости (измеряемости с заданной точностью), однозначности (фактор должен непосредственно воздействовать на объект, а не быть функцией других параметров), совместимости (осуществимость и безопасность) и независимости (ни один из факторов не может быть представлен комбинацией других).

8 Исходя из этих требований, в рассматриваемых моделях учитываются, в основном, технологические и технические факторы – осевая нагрузка, диаметр и зенитный угол скважины, диаметр, вес и длина компоновки, плотность глинистого раствора, жесткость колонны и связанная с ней длина полуволены.

9 Основой предлагаемой схемы зенитного искривления скважины при бурении комплексами со съёмными керноприёмниками является концептуальная схема М.Ж. Музапарова, в которой механизм зенитного искривления скважины сводится к следующему: отклоняющая сила действует интенсивно в сторону висячей стенки (увеличение зенитного угла или выполаживание), если составляющая веса колонкового набора *ССК* значительна (колонковый набор тяжелее нижней полуволены бурильной колонны, т.е. длинный), а если колонковый набор значительно легче полуволены бурильной колонны, т.е. короткий), то коронка начнет

интенсивно подрабатывать лежащую стенку (уменьшение зенитного угла или выкручивание). Эта схема отличается от ранее известных тем, что только в ней учитывается совместное влияние нижней (колонковый набор вместе с керном) и верхней (нижняя свеча бурильной колонны) частей **КНБК** на зенитное искривление.

10 Для каждой совокупности факторов, влияющих на механизм искривления – зенитного угла, осевой нагрузки, диаметров скважины и бурильной колонны, плотности глинистого раствора - существует строго определенный по своей длине колонковый набор **ССК**, при бурении которого обеспечивается прямолинейность ствола, т.е. стабилизация зенитного угла скважины. Расчетная или выбранная длина колонкового набора **ССК**, обеспечивающая равновесие **КНБК**, - соответственно стабилизацию угла, - эта длина и есть детерминант .

11 Основной принцип регуляции зенитного искривления определяется подбором стабилизирующей длины компоновки,- равновесной одной полутолне нижней свечи бурильной колонны; в конкретных геологических условиях, вызывающих негативное естественное увеличение зенитного угла или набор кривизны скважин, задача стабилизации зенитного угла достигается применением компоновки длиной, равной величине половинного  $DDD-0.5$ , первого  $DDD-1$ , второго  $DDD-2$  или третьего  $DDD-3$  детерминанта, задача спада кривизны или уменьшения зенитного угла достигается компоновкой длиной, меньшей первого  $DDD-1$  детерминанта; задача набора кривизны или увеличения угла достигается применением компоновки длиной, превышающей соответствующих величин детерминантов  $DDD-1$ ,  $DDD-2$  или  $DDD-3$  , – исключением при необходимости выполаживания скважины является длина компоновки  $L_{КНБК} < DDD - 0.5$ .

12 Разработана математическая модель зенитного искривления скважины, позволяющая прогнозировать значения параметров влияющих на

искривление.

13 Установлена зависимость зенитного угла скважины от длины компоновки и длины полутолны, позволяющая управлять трассой геотехнологических скважин.

14 Стабилизацию вертикальной геотехнологической скважины Ø 132мм без отбора керна обеспечивает применение:

при нагрузках 12...24кН                    *УБТ-73* длиной 5,9...6,6 м или 11,8...13,2 м;

*СБТ-89* – 6,3...7,1 м или 12,6...14,2 м;

при нагрузках 49-73 кН                    *УБТ-73* длиной 4,2 ... 4,7 м или 8,4...9,4 м;

*СБТ-89* – 4,5...5,1 м или 9...10,2 м.

15 Стабилизацию вертикальной геотехнологической скважины Ø 161 мм без отбора керна обеспечивает применение:

при нагрузках 12...24кН                    *УБТ-73* длиной 6,2...6,9 м или 12,4...13,8 м;

*СБТ-89* – 6,6...7,4 м или 13,2...14,8 м;

при нагрузках 49-73 кН                    *УБТ-73* длиной 4,7 ... 5,0 м или 9,4...10 м;

*СБТ-89* – 5,0...5,4 м или 10...10,8 м.

16 В работе созданы способ формализованного описания технико-технологических параметров, методика и технологическая схема прогнозирования и моделирования процесса искривления геотехнологической скважины. Разработан комплекс номограмм и на их основе использован метод количественного прогнозирования и моделирования зенитного искривления для решения конкретных задач бурения – стабилизации, спада или набора кривизны геотехнологических скважин на пластово-инфильтрационных месторождениях для добычи урана способом подземного выщелачивания, использование которых позволяет существенно повысить производительность и снизить затраты на направленное бурение геотехнологических скважин.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

- 1 Рогов Е. И. Системный анализ в горном деле. Монография Алма-Ата, Наука 1976г. - 206с.
- 2 Рогов Е. И. Оптимизационное моделирование в горном деле. Монография Алма-Ата, Наука 1987г. - 78с.
- 3 Рогов Е. И., Рогов С.Е., Рогов А.Е. Начала основ теории технологии добычи полезных ископаемых. Монография, Алматы: КазгосИНТИ, 2001. - 225с.
- 4 Рогов Е.И., Язиков В.Г., Забазнов В.Л., Петров Н.Н., Рогов А.Е., Геотехнология урана на месторождениях Казахстана. Монография, Алматы, 2001. - 444с.
- 5 Рогов Е.И., Рогов А.Е., Язиков В.Г. Математическое моделирование в горном деле (геотехнология металлов). Монография, Алматы: КазгосИНТИ, 2002 – 216с.
- 6 Рогов Е. И., Язиков В.Г., Забазнов В.Л., Рогов А.Е. Геотехнология металлов. Монография. Алматы, 2005. - 457с.
- 7 Рогов А.Е., Рыспанов Н.Б. Математические основы геотехнологии. Монография. Алматы, 2007. - 367с.
- 8 Справочник по геотехнологии урана. Под редакцией профессора Д.И.Скороворова. Энергоатомиздат, 1997. – 627с.
- 9 Абдульманов И.Г., Фазлуллин М.И., Мосев А.Ф. и др. Комплексы подземного выщелачивания / Под ред. О.Л. Кедровского. – М.: Недра, 1992. – 263 с.: ил.
- 10 Сергиенко И.А., Мосев А.Ф., Бочко Э.А., Пименов М.К. Бурение и оборудование геотехнологических скважин. – М.: Недра, 1984. – 224 с.
- 11 Музапаров М.Ж., Дюзбаев Д.И., Донбаев Д.Д., Шадманов Ш.Б. Автоматизированное проектирование и технология управления трассой скважин при бурении комплексом ССК-59: метод. рук. – Алма-Ата: ОНТИ КазИМС, 1988. – 33 с.
- 12 Афанасьев И.С., Дроздик В.Д., Жабрев В.Ф. Техника и технология

буровых работ; орг. права. // Обзор ВИЭМС. – 1980. – С. 25.

13 Афанасьев И.С. Результаты бурения направленных скважин комплексами ССК-59 и ССК-46 в ПГО Севзапгеология // Отеч. произв. опыт. Экспресс-информ. ВНИИ экон. минер. сырья и геол.развед. работ (ВИЭМС). – 1982. – Вып. 18. – С. 120

14 Блинов Г.А., Колесников В.В., Плавский Д.Н. Центрирующий колонковый набор ССК-59НБ для бурения направленных скважин // Разведка и охрана недр. – 1988. – № 3. – С. 28-31.

15 Блинов Г.А., Щербаков М.Н., Крикшюнас В.П. Комплекс инструмента для бурения горизонтальных скважин ССК // Разведка и охрана недр. – 1986. № 11. С. 32-35.

16 Бухаров А.А., Протасов В.Г., Виноградов С.Н. Опыт применения КНБК в условиях Северной Карелии // Науч.техн.достижения и передовой опыт в области геологии и разведки недр. – М.: ВИЭМС, 1991. – С. 34.

17 Варенов А.Д., Феров М.П. Усовершенствование конструкций КССК-76 и ССК-59 // Разведка и охрана недр. – 1983. – № 9. – С. 32-34.

18 Власюк В.И., Спиринов В.И., Полежаев П.В. Повышение качества работ при использовании ССК // Разведка и охрана недр. 1983. № 11.с. 32-34.

19 Гинзбург И.М., Образцов И.П. и др. Влияние качества внутренней поверхности керноприемной трубы на величину проходки за цикл при бурении ССК-59 // Методика и техника разведки. Л.,1976. – № 104. – С.35-37.

20 Горшков Л.К., Мендебаев Т.Н. Разведочное бурение с гидроизвлечением керноприемника. – СПб.: Недра, 1994. – С. 130.

21 Есентаев У.Е., Гутников Н.С., Молокович М.С. Эффективность применения буровых снарядов со съемными керноприемниками // Разведка и охрана недр. – 1975. – № 7. – С. 34-37.

22 Есимбеков К.Б., Глазштейн В.С., Сармантаев С.С. Предупреждение искривления скважин при бурении комплексами ССК и КССК // Техника и технология разведочных работ в Казахстане. – Алма-Ата: ОНТИ КазИМС, 1984. – С.10.



23 Жуков А.М., Богданов В.А., Ридер А.Ю., Михайлов О.Е. Колонковый набор для бурения ССК в осложненных геологических условиях: сб. науч. тр. – М.: ВПО Союзгеотехника, 1982. – С. 21.

24 Кардыш В.Г., Мурзаков Б.В., Окмянский А.С. Современные тенденции в развитии техники бурения скважин снарядами со съемными керноприемниками за рубежом // Обзор. – М.: ВИЭМС, 1981. – С.21.

25 Кардыш В.Г., Мурзаков Б.В., Окмянский А.С. Современные технические средства для бурения геологоразведочных скважин снарядами со съемными керноприемниками за рубежом // Обзор ВНИИ экон. минер. сырья и геологоразведочных работ: Техника и технология геологоразведочных работ, орг. пр-ва. – М.: ВИЭМС, 1990. – С. 63.

26 Крикшюнас В.П., Щербаков М.Н. Исследование потерь осевой нагрузки при бурении ССК горизонтальных скважин вследствие трения колонны бурильных труб об их стенки // Иссл. Технол. и техн. бурения ССК и повышение эффективности их внедрения. – Л.: ВИТР, 1988. – С. 15-25.

27 Крикшюнас В.П., Асатур К.Г., Щербаков М.Н. Исследование потерь давления промывочной жидкости в горизонтальной скважине при гидротранспортировке съемного керноприемника и овершота ССК-59Г: сб. науч. тр. – Л.: ВИТР, 1988. – С. 26.

28 Лещиков В.И., Чистяков Ю.А. Применение ССК-76 в сложных условиях // Разведка и охрана недр. – 1983. – № 12. – С. 29-33.

29 Лиманов Е.Л., Уржумов А.И. Бурение скважин ССК-59 с применением жестких компоновок типа ЖК-5 // Разведка и охрана недр.–1985. № 7. – С.44.

30 Методические указания по применению колонковых наборов ССК-59Э для бурения в осложненных геологических условиях. Л.ВИТР,1984.с 16.

31 Морозов Ю.Т. Закономерности искривления скважин при бурении со съемными керноприемниками //Экспресс-информация, сер. техн. и технол. Геологоразвед. работ, орг. произв.–М.:ОНТИ ВИЭМС, 1979.Вып.15. – С. 1-22.

32 Музапаров М.Ж., Дюзбаев Д.И. Новое в технологии управления скважин при бурении снарядами со съемными керноприемниками // Техника и

технол.разведоч.работ в Казахстане.–Алма-Ата:ОНТИ КазИМС,1984–с 5-9.

- 33 С. Заурбеков, Д. Ешманов, А. Тобатаева Определение длины полуволены бурильной колонны в направленной горизонтальной скважине на нефть и газ - Алматы. Каспийский Общественный Университет, 2009. с.1-53.
- 34 Музапаров М.Ж., Дюзбаев Д.И. Бурение направленных скважин ССК-59 по бесклиновой технологии. – М.: ВИЭМС, 1989. – С. 5.
- 35 Никаноров А.М., Григорьев В.В., Воронин Ю.А. и др. Руководство по эксплуатации комплекса технических средств для бурения снарядами со съемными керноприемниками КССК-76. – М.: Недра, 1976. – С.
- 36 Онищин В.П. Съемные керноприемники – высокопроизводительное средство бурения // Разведка и охрана недр. – 1981. – № 4. – С. 41-43.
- 37 Онищин В.П., Щербаков М.Н., Москалев Л.Л., Крикшюнас В.П. Бурение горизонтальных и восстающих скважин снарядами со съемными керноприемниками // Обзор: Техника и технология геологоразведочных работ, организация производства. – М.: ВИЭМС, 1983. – С. 22-30.
- 38 Вартыкян В.Г., Зорин В.Ф., Кужельный В.М., Плавский Д.Н. О результатах испытаний центрированных колонковых наборов при бурении снарядами со съемными керноприемниками (ССК) // Исслед., разработка и внедрение высокопроизводительных технических средств алмазного бурения. – М., 1982. – С. 220.
- 39 Прытков Б.А., Плавский Д.Н. Внедрение ССК-46 при направленном бурении скважин: сб. науч. тр. – Л.: ВИТР, 1988. – С. 61.
- 40 Технология бурения скважин снарядами со съемными керноприемниками ССК-59: метод. указ. – Л.: ВИТР, 1976. – 22с.
- 41 Музапаров М.Ж., Донбаев Д.Д., Пеша В.В. и др. Технология управления зенитным искривлением скважин диаметром 76 мм при бурении гидроударниками Г-7, Г-76У и комплексом КССК-76: метод. рук. – Алма-Ата: ОНТИ КазИМС, 1988. – 19 с.
- 42 Трущик М.М., Данилевич А.В. Опыт бригады В.В. Яковлева по внедрению ССК // Разведка и охрана недр. – 1986. – № 3. – С. 5-7.

- 43 Уржумов А.И. Снижение интенсивности искривления при бурении ССК-59 // Разведка и охрана недр. – 1982. – № 8. – С. 15-19.
- 44 Фильчук В.А., Ницканский Р.Е., Блинов Г.А., Плавский Д.Н. Исследование основных проблем технологии бурения глубоких направленных скважин комплексом ССК: – Л.: ВИТР, 1988. – С. 5.
- 45 Гинзбург И.М., Крылов Г.А., Москалев Л.А. и др. Технология бурения скважин снарядами со съемными кернаприемниками за рубежом / Обзор. – М.: ВИЭМС, 1984. – С. 32-38.
- 46 BOART drill rod advantages. Mining, Coal, Gold and Base. – 1990, – P. 55.
- 47 CRAELIUS Product Catalogue // Craelius, Catalogue.–1987.N 110175. – P. 33.
- 48 DIAMOND Products Field Manual Longyear // Longyear Co. Catalogue. – 1987. – N 5. – P. 21.
- 49 DRILL Rods«WL»Series Wireline// IKS-Boyles Catalogue–1986– N6. – P. 10.
- 50 IKS Wireline Core barrels // IKS-Boyles Catalogue. – 1986. – N 11. – P. 12.
- 51 LONGYEAR Diamond Tools//Longyear CatalogueN2 MBP8/85– 1985. – P.40.
- 52 LONGYEAR PCD Bits //Longyear Catalogue2.5MBP4/86–1986.–N-4. – P. 15.
- 53 LONGYEAR CHD Heavy-Duty Wireline System // Longyear Catalogue. – 1987. – N 5. – P. 3.
- 54 LONGYEAR Heat-Treated Q Wireline Drill Rods // Longyear Catalogue 5 MBP 6/86. – 1986. – N-6. – P. 45.
- 55 LONGYEAR Heat-Treated CQ Wireline Drill Rods // Longyear Catalogue 5 MBP 9/86. – 1986. – N-9. – P. 35.
- 56 LONGYEAR Wireline Casing Advancer // Longyear Catalogue. – 1986. – N 10. – P. 27.
- 57 NQ «Wireline System // Longyear Catalogue NQ2» / 08-87–1987 N-8. – P. 33.
- 58 SS130 Hydrogeologic wireline Drill Tool // Catalogue of Wuxi Drilling Tools Plant, KHP. – 1989. – N 9. – P. 22.
- 59 SPARE parts list for wireline corebarrel Geobor S // Craelius Catalogue. – N 1102809. – 1989, feb. -02, 1989. – P. 50.
- 60 TAFF-ROD //IKS-BOYLES Catalogue 9/85 5M. – 1985. – N-9. – P. 32.

- 61 THE IKS Bore hole Stabilizer // IKS-Boyles Catalogue. – 1985. – N 3. – P. 52.
- 62 THE New Longyear Thin Kerf Wireline System // Mining, Coal, Cold and Base. – 1990, jan. – P. 56.
- 63 UNIQUE Plasma Aro Welded Wireline Core Drill Rig // Catalogue of Zhangjiakon Exploration Machinery Factory KHP. – 1989. – N 10. – P. 8.
- 64 WIRELINE Coring Eguipment // Catalogue of Suzhou Exploration Drill Tools FACTORY, KHP. – 1989. – N 12. – P. 6.
- 65 WIRELINE Drill Tools Double Tube Core Barrels // Catalogue of Wuxi Drilling Tools Factory, KHP. – 1989. – N 6. – P. 33.
- 66 WIRELINE Parker Type II // Longyear Catal. 200. – 1985.– N 7.– P. 5.
- 67 WIRELINE Core Barrels//Yoshida Boring Mashine Catalogue.1989.N 4– P. 32.
- 68 Новиков Г.П., Буглов Н.А., Новожилов Б.А., Воробьев Г.А., Козловский А.Е., Карпиков А.В. Основные принципы оптимизации параметров нижней части бурильной колонны при алмазном бурении геологоразведочных скважин в анизотропных породах // Обзор: Техника и технология геологоразведочных работ и орг. пр-ва. – М.: ВИЭМС, 1990. – С. 71: ил. – Библиогр.: с. 69-71: 36 назв.
- 69 Стеблов Б.Е., Николаев Б.Н. К вопросу разработки жестких компоновок для алмазного бурения // Новые направления в технике и технологии геологоразведочных работ ПГО, Севзапгеология. – М., 1983. – 77с.
- 70 Погарский А.А., Чефранов К.А., Шишкин О.П. Оптимизация процессов глубокого бурения. – М.: Недра. 1981. – С. 296.
- 71 Козловский Е.А., Комаров М.А. Кибернетические системы в разведочном бурении. – М: Недра, 1985. – 266с.
- 72 Козловский Е.А., Питерский В.М., Комаров М.А. Кибернетика в бурении. – М.: Недра, 1982. – С. 298.
- 73 Солодкий К.М., Федоров А.Ф., Побалкин А.С. и др. Принцип выбора стабилизирующих компоновок с заданными оптимальными параметрами // Нефтяное хоз-во. – 1984. – № 9. – с.17-19.
- 74 Султанов Б.З. Управление устойчивостью и динамикой бурильной

колонны. – М.: Недра, 1991. – С. 208.

75 Вудс Г., Лубински А. Искривление скважин при бурении. – М.: Гостоптехиздат., 1960. – С. 162.

76 Воробьев Г.А., Лебедев А.С., Новожилов Б.А. Исследование поведения бурильной колонны с помощью скоростной киносъемки // Изв. ВУЗов «Геология и разведка». – 1983. – № 6. – С. 33.

77 Воробьев Г.А. Оптимизация работы сжатой зоны бурильной колонны: автореф. дис. канд. техн. наук. – М., 1986. – С. 28.

78 Калинин А.Г. Закономерности искривления скважин на железорудных месторождениях Горной Шории // Геология и разведка. – 1959. – № 11. – С. 108-117.

79 Калинин А.Г. Искривление скважин. – М.: Недра, 1974. – С. 304.

80 Каулин В.А., Пономарев П.П., Шуляк А.А. и др. Техника технология бурения глубоких (до 3000 м) геологоразведочных скважин // Обзор: ВИЭМС. – М., 1988. – 70с.

81 Кодзаев Ю.В. Бурение разведочных горизонтальных скважин. – М.: Недра. 1983. – 290с.

82 Кодзаев Ю.В. Разведка месторождений твердых полезных ископаемых многоствольными горизонтальными скважинами. – М.: Недра, 1989. – С. 200.

83 Мельничук И.П. Бурение направленных скважин малого диаметра. – М.: Недра, 1984. – С. 19.

84 Морозов Ю.Т. Методика и техника направленного бурения на твердые полезные ископаемые. – Л.: Недра, 1987. – С. 221.

85 Морозов Ю.Т. Бесклиновые скользящие снаряды для алмазного направленного бурения. – Л.: Недра, 1981. – С.122-135.

86 Музапаров М.Ж. Технологические методы управления трассой скважины // Разведка и охрана недр. – 1983. – № 10. – с. 37-40.

87 Музапаров М.Ж. Комплекс технологических методов управления зенитным искривлением скважин. – Алма-Ата: КазИМС, 1985. – С. 8: ил.

88 Музапаров М.Ж. Новая система управления трассой скважин. – Алма-Ата:

КазИМС, 1988. – С. 6.

89 Музапаров М.Ж., Бакиров А.Е. Сервисная технология управления трассой скважин: метод. рук. – Алма-Ата, 1988. – С. 44.

90 Музапаров М.Ж. Технология стабилизации изменения зенитного угла в условиях естественного искривления скважин. // Материалы Всесоюз. научно-технич. конф. «Направленное бурение геологоразведочных скважин». – Чита, 1989. – С. 56-64.

91 Музапаров М.Ж., Бакиров А.Е., Стеблов Б.Е. и др. Управление трассой скважин по бесклиновой технологии. – М.: ВИЭМС, 1989. – С. 7.

92 Музапаров М.Ж., Березюк А.М. Регулирование трассы скважин при высокооборотном бурении по бесклиновой технологии – М.ВИЭМС,1989– С. 4.

93 Музапаров М.Ж. Новый подход к направленному бурению // Разведка и охрана недр. – 1989. – № 11. – С. 61-62.

94 Tobatayeva A. Development of a design methodology for bottomhole assembly (BHA) using intelligent algorithm (*MSc Dissertation*). - Newcastle University. 2010

95 Музапаров М.Ж. Теоретические основы разработки технологических параметров направленного бурения скважин с применением компоновок , гидроударных и пневмоударных машин: дис. на соиск. уч. степ. д-ра техн. наук. – Караганда: Фонды КарПТИ, 1994.

96 Музапаров М.Ж. Бесклиновая технология – самый простой и эффективный способ направленного бурения скважин. Wedge-free technology: the simplest and most effective directional well drilling method // Минеральные ресурсы Казахстана. – Алматы, 1997. – № 1. – С. 51-54.

97 Музапаров М.Ж. Управление искривлением скважин: учеб. пособие. – Алматы, КазНТУ, 2000. – С. 1-101.

98 Музапаров М.Ж. Направленное бурение. Бесклиновая технология: учеб. – Алматы, 2001. – Т. 1. – С. 204.

99 Нескоромных В.В. Теоретические и экспериментальные исследования основ механики разрушения горных пород в процессе формирования стволов

скважины заданного направления и кривизны: автореф. д-ра технич. наук. – Томск, 1998.

100 Музапаров М.Ж. Определение длины полуволны бурильной колонны в наклонно направленной скважине: – Алматы: КазНТУ, 1998. – С. 1-23.

101 Романив А.В. Определение эффективности компоновок, используемых для предупреждения искривления скважин в сложных геолого-технических условиях. – Минск, 1982. – С. 65.

102 Страбыкин И.Н. Управление процессов искривления различных скважин малых диаметров: автореф. д-ра технич. наук. – М.: МГРИ, 1986. – С. 55.

103 Сулакшин С.С. Закономерности искривления и направленное бурение геологоразведочных скважин. – М.: Недра, 1966. – С. 293.

104 Сулакшин С.С., Калинин А.Г., Спиридонов В.И. Техника и технология направленного бурения скважин. – М.: Недра, 1967. – С. 100-108.

105 Шолохов Л.Г. Теоретические основы технологии и проектирование направленного бурения скважин. – Свердловск: СГИ, 1982. – С.87-95.

106 Михеев Н.Н. Анализ формы локального искривления ствола скважины // Методика и техника разведки. – Л.: ОНТИ ВИТР, 1980. – С. 26.

107 Бать М.И., Джанелидзе Г.Ю., Кельзон А.С. Теоретическая механика в примерах и задачах. – М.: Наука, 1972. – Т. 2. – С. 624.

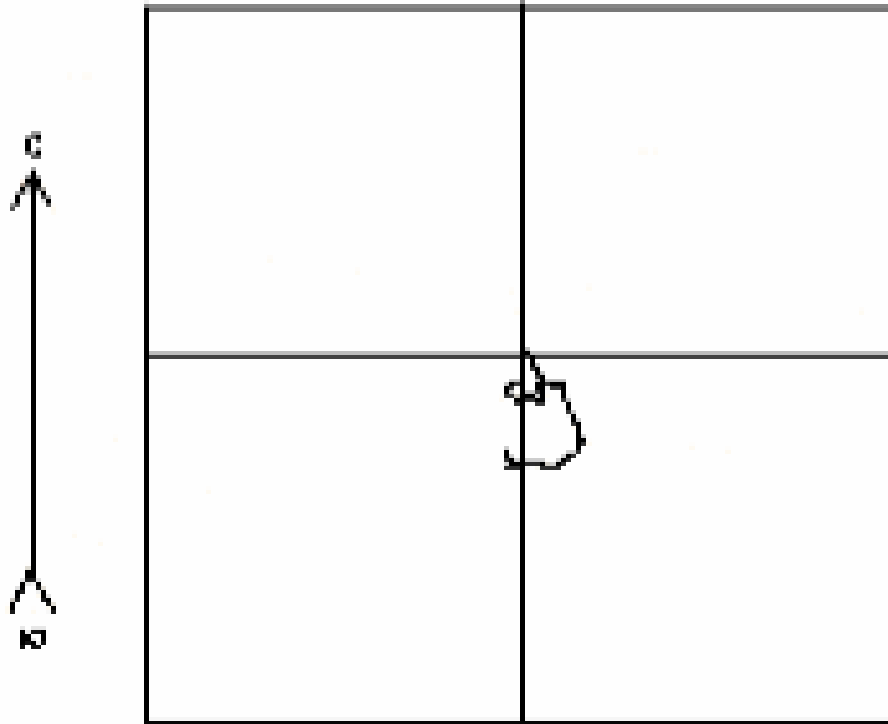
**ПРИЛОЖЕНИЕ А -****ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ИНКЛИНОМЕТРИИ СКВАЖИН**

Рисунок А1 – Инклинометрия скважины 251111 на площади 20×20

Таблица А1

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд.Х	Коорд.У	Коорд.З	Уход
1	2	3	4	5	6	7	8
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	290,00	0,50	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	85,00	0,00	25,0	0,11	0,01	25,00	0,11
4	140,00	0,50	50,0	0,07	0,12	50,0	0,13
5	165,00	1,00	75,0	-0,22	0,27	75,0	0,35
6	135,00	1,25	100,0	-0,65	0,51	99,99	0,83



## Продолжение таблицы А1

1	2	3	4	5	6	7	8
7	215,00	1,50	125,0	-1,25	0,56	124,99	1,37
8	0,00	1,00	150,0	-1,08	0,04	149,98	1,08
9	330,00	0,75	175,0	-0,71	-0,06	174,98	0,72
10	155,00	1,25	200,0	-0,92	-0,44	199,97	1,02
11	110,0	1,00	225,0	-1,25	-0,08	224,97	1,25
12	360,00	0,75	250,0	-1,03	0,23	249,96	1,05
13	65,00	1,00	275,0	-0,71	0,44	274,96	0,83
14	145,00	1,00	300,0	-0,82	0,86	299,96	1,19
15	0,00	0,75	325,0	-0,70	1,22	324,96	1,41
16	245,00	0,75	350,0	-0,53	0,95	349,95	1,08
17	90,00	1,00	375,00	-0,90	1,03	374,95	1,37
18	240,00	1,25	400,0	-1,38	1,16	399,95	1,80
19	75,00	1,00	425,0	-1,83	1,34	424,94	2,27
20	245,00	2,00	450,0	-2,44	1,57	449,93	2,90
21	205,00	2,00	475,0	-3,06	0,95	474,92	3,20
22	345,00	1,75	500,0	-2,99	0,14	499,90	2,99
23	190,00	1,25	525,0	-3,02	-0,52	524,89	3,06
24	15,00	0,50	550,0	-3,10	-0,14	549,89	3,10
25	255,00	1,25	575,0	-2,83	-0,41	574,89	2,86
26	50,00	0,50	590,0	-2,63	-0,52	589,89	2,68

1 Горизонтальное смещение забоя скважины = 2,68 м.

2 Вертикальное смещение забоя скважины = 589,89 м.

3 Азимут смещения забоя скважины = 191,20 град.

4 Зенит смещения забоя скважины = 0,26 град.

5 Удлинение ствола скважины = 0,11 м.

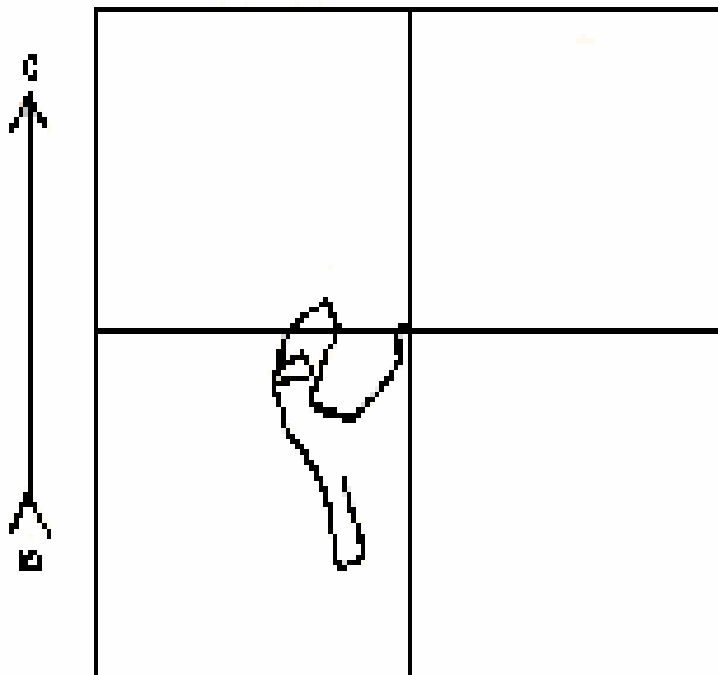


Рисунок А2 – Инклинометрия скважины 251118 на площади 20×20

Таблица А2

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд.Х	Коорд.У	Коорд.З	Уход
1	2	3	4	5	6	7	8
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	46,00	0,50	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	299,00	1,25	25,0	0,38	-0,05	25,00	0,38
4	167,00	1,75	50,0	-0,02	-0,57	49,99	0,57
5	183,00	1,75	75,0	-0,78	-0,51	74,98	0,93

## Продолжение таблицы А2

1	2	3	4	5	6	7	8
6	245,00	2,75	100,0	-1,59	-1,05	99,96	1,91
7	205,00	3,25	125,0	-2,51	-1,98	124,92	3,20
8	6,00	3,50	150,0	-2,12	-3,40	149,88	4,01
9	36,00	2,75	175,0	-0,85	-0,91	174,84	3,03
10	24,00	2,25	200,0	0,10	-2,36	199,82	2,37
11	283,0	1,75	225,0	0,88	-2,75	224,80	2,89
12	208,00	2,25	250,0	0,51	-3,55	249,79	3,58
13	234,00	1,75	275,0	-0,14	-4,12	274,77	4,12
14	153,00	4,50	300,0	-1,47	-4,44	299,74	4,68
15	360,00	1,25	325,0	-1,18	-3,22	324,70	3,43
16	290,00	1,75	350,0	-0,64	-3,59	349,70	3,65
17	190,00	3,50	375,00	-1,21	-4,59	374,67	4,74
18	135,00	3,75	400,0	-2,72	-4,11	399,62	4,93
19	154,00	3,50	425,0	-4,01	-3,19	424,57	5,12
20	160,00	2,50	450,0	-5,21	-2,68	449,54	5,86
21	189,00	1,75	475,0	-6,13	-2,59	474,52	6,66
22	142,00	1,25	500,0	-6,77	-2,43	499,51	7,19
23	352,00	2,75	525,0	-6,43	-1,63	524,49	6,63
24	334,00	2,50	550,0	-5,33	-1,96	549,47	5,68
25	350,00	1,25	575,0	-4,55	-2,21	574,45	5,06
26	356,00	1,50	590,0	-4,20	-2,26	589,45	4,77

1 Горизонтальное смещение забоя скважины = 4,77 м.

2 Вертикальное смещение забоя скважины = 589,45 м.

3 Азимут смещения забоя скважины = 208,27град.

4 Зенит смещения забоя скважины = 0,46 град.

5 Удлинение ствола скважины = 0,55 м.



Рисунок А3- Инклинометрия скважины 251119 на площади 20×20

Таблица А3

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд.Х	Коорд.У	Коорд.З	Уход
1	2	3	4	5	6	7	8
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	139,00	0,50	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	235,00	0,75	25,0	-0,27	-0,03	25,00	0,27
4	46,00	1,00	50,0	0,02	-0,27	50,00	0,27

## Продолжение таблицы А3

1	2	3	4	5	6	7	8
5	22,00	1,25	75,0	0,43	0,01	74,99	0,43
6	4,00	1,25	100,0	0,96	0,13	99,98	0,97
7	234,00	1,75	125,0	1,28	-0,44	124,98	1,35
8	357,00	1,25	150,0	1,56	-1,03	149,97	1,87
9	342,00	1,25	175,0	2,10	-1,13	174,96	2,38
10	32,00	2,25	200,0	2,85	-1,04	199,95	3,04
11	243,0	1,25	225,0	3,42	-1,56	224,94	3,76
12	45,00	2,25	250,0	4,04	-2,01	249,93	4,51
13	346,00	2,25	275,0	4,98	-1,74	274,91	5,28
14	334,00	1,00	300,0	5,65	-1,99	299,90	5,99
15	331,00	2,50	325,0	6,32	32,34	324,89	6,74
16	232,00	1,75	350,0	6,51	-3,25	349,87	7,27
17	145,00	2,25	375,00	5,65	-3,38	374,85	6,58
18	106,00	1,00	400,0	5,23	-2,80	399,84	5,94
19	334,00	2,25	425,0	5,78	-2,34	424,83	6,23
20	176,00	1,75	450,0	5,55	-3,19	449,82	6,40
21	183,00	1,50	475,0	4,84	-3,18	474,81	5,79
22	198,00	2,75	500,0	3,93	-3,35	499,79	5,16
23	179,00	1,00	525,0	3,12	-3,47	524,78	4,67
24	32,00	2,25	550,0	2,93	-2,79	549,77	4,05
25	258,00	1,00	575,0	3,51	-3,19	574,76	4,75
26	168,00	1,00	590,0	3,29	-3,34	589,75	4,69

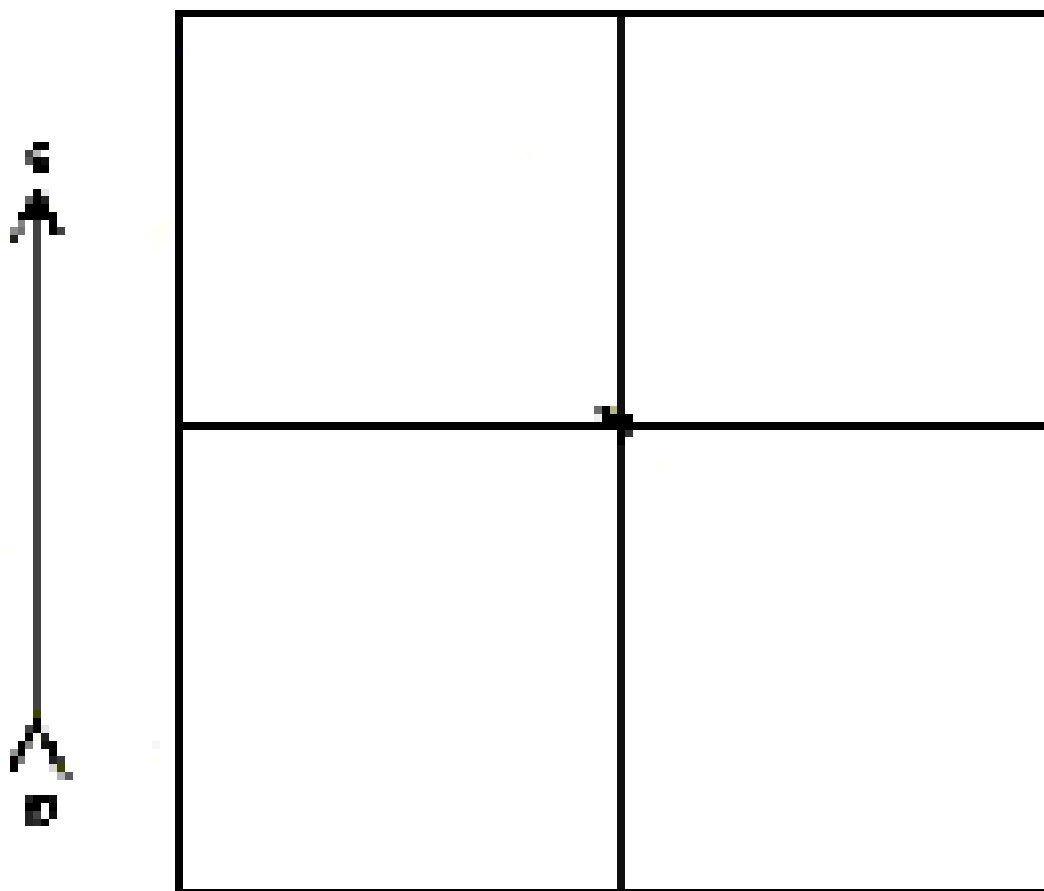


Рисунок А4 – Инклинометрия скважины 251210 на площади 20×20

Таблица А4

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд.Х	Коорд.У	Коорд.З	Уход
1	2	3	4	5	6	7	8
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	175,00	0,25	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	133,00	0,25	25,0	-0,10	0,05	25,00	0,11
4	210,00	0,00	50,0	-0,15	0,06	50,00	0,16
5	200,00	0,25	75,0	-0,20	0,03	75,00	0,20
6	75,00	0,25	100,0	-0,28	0,11	100,00	0,30

## Продолжение таблицы А4

1	2	3	4	5	6	7	8
7	40,00	0,50	125,0	-0,19	0,24	125,00	0,31
8	336,00	0,50	150,0	0,02	0,27	150,00	0,28
9	168,00	0,00	175,0	-0,01	0,17	175,00	0,17
10	65,00	0,50	200,0	-0,06	0,27	200,00	0,28
11	345,0	0,50	225,0	0,14	0,36	225,00	0,39
12	180,00	0,25	250,0	0,12	0,20	250,00	0,23
13	43,00	0,25	275,0	0,08	0,30	275,00	0,31
14	357,00	0,25	300,0	0,18	0,34	300,00	0,38
15	228,00	0,25	325,0	0,22	0,24	325,00	0,32
16	51,00	0,25	350,0	0,14	0,31	350,00	0,34
17	355,00	0,00	375,00	0,19	0,33	374,99	0,38
18	187,00	0,25	400,0	0,19	0,27	399,99	0,33
19	90,00	0,00	425,0	0,15	0,31	424,99	0,34
20	358,00	0,50	450,0	0,23	0,39	449,99	0,45
21	182,00	0,00	475,0	0,23	0,28	474,99	0,36
22	360,00	1,25	500,0	0,23	0,00	499,99	0,23
23	187,00	0,50	525,0	0,25	-0,38	524,99	0,45
24	128,00	1,00	550,0	-0,05	-0,25	549,99	0,26
25	333,00	1,00	575,0	0,23	0,09	574,98	0,24
26	126,00	0,00	585,0	0,29	0,15	584,98	0,32

1 Горизонтальное смещение забоя скважины = 0,32 м.

2 Вертикальное смещение забоя скважины = 584,98 м.

3 Азимут смещения забоя скважины = 27,94 град.

4 Зенит смещения забоя скважины = 0,03 град.

5 Удлинение ствола скважины = 0,02 м.

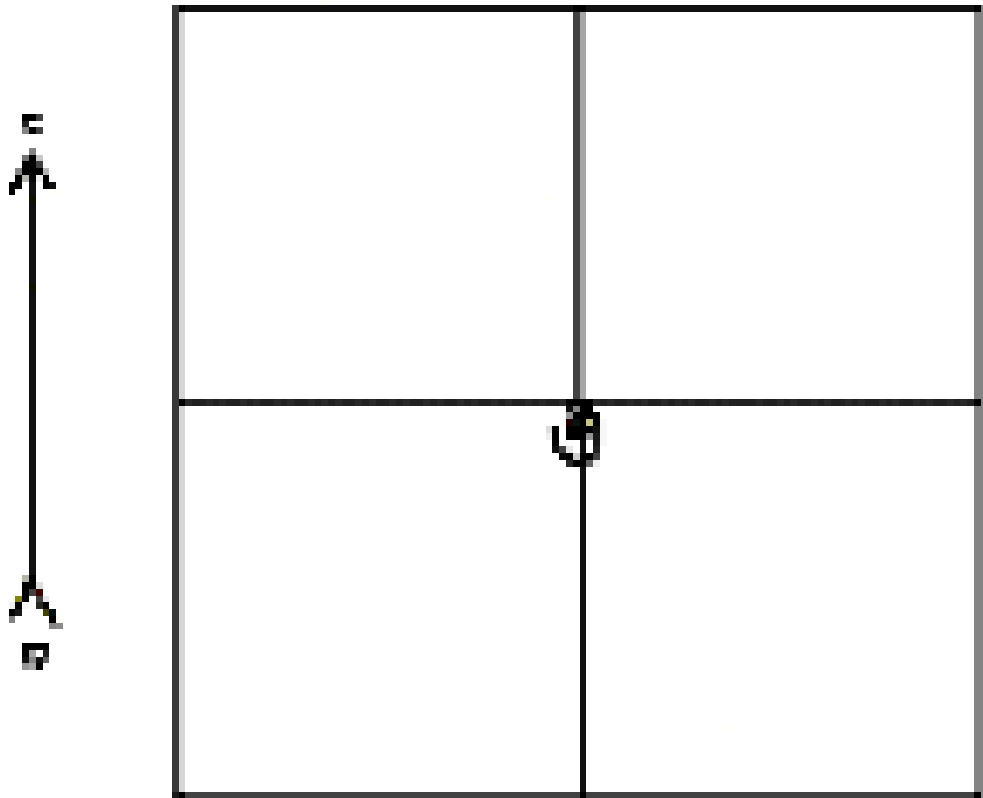


Рисунок А5 – Инклинометрия скважины 251201 на площади 20×20

Таблица А5

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд.Х	Коорд.У	Коорд.З	Уход
1	2	3	4	5	6	7	8
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	311,00	0,25	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	259,00	0,25	25,0	0,03	-0,11	25,00	0,11
4	181,00	0,75	50,0	-0,14	-0,25	50,00	0,28
5	124,00	0,50	75,0	-0,38	-0,12	75,00	0,40
6	46,00	0,25	100,0	-0,37	0,04	100,00	0,37
7	357,00	0,00	125,0	-0,32	0,06	125,00	0,32



## Продолжение таблицы А5

1	2	3	4	5	6	7	8
8	276,00	0,25	150,0	-0,28	0,03	150,00	0,28
9	78,00	0,25	175,0	-0,17	0,02	175,00	0,17
10	137,00	0,50	200,0	-0,22	0,18	200,00	0,28
11	179,00	1,25	225,0	-0,57	0,32	224,99	0,65
12	263,00	0,75	250,0	-0,90	0,03	249,99	0,90
13	302,00	0,50	275,0	-0,84	-0,23	274,99	0,87
14	12,00	0,25	300,0	-0,69	-0,30	299,99	0,75
15	62,00	0,25	325,0	-0,60	-0,23	324,99	0,65
16	151,00	0,50	350,0	-0,65	-0,07	349,99	0,65
17	339,00	0,25	375,00	-0,58	0,07	374,99	0,58
18	27,00	0,25	400,0	-0,47	0,08	399,99	0,48
19	92,00	0,50	425,0	-0,39	0,22	424,99	0,45
20	154,00	0,50	450,0	-0,51	0,40	449,98	0,65
21	173,00	0,75	475,0	-0,77	0,48	474,98	0,91
22	188,00	1,25	500,0	-1,2	0,48	499,98	1,30
23	231,00	0,50	525,0	-1,54	0,29	524,98	1,56
24	279,00	1,00	550,0	-1,62	-0,03	549,97	1,62
25	326,00	1,50	575,0	-1,33	-0,49	574,97	1,42
26	352,00	2,25	590,0	-0,87	-0,66	589,96	1,09

1 Горизонтальное смещение забоя скважины = 1,09 м.

2 Вертикальное смещение забоя скважины = 589,96 м.

3 Азимут смещения забоя скважины = 217,29 град.

4 Зенит смещения забоя скважины = 0,11 град.

5 Удлинение ствола скважины = 0,04 м

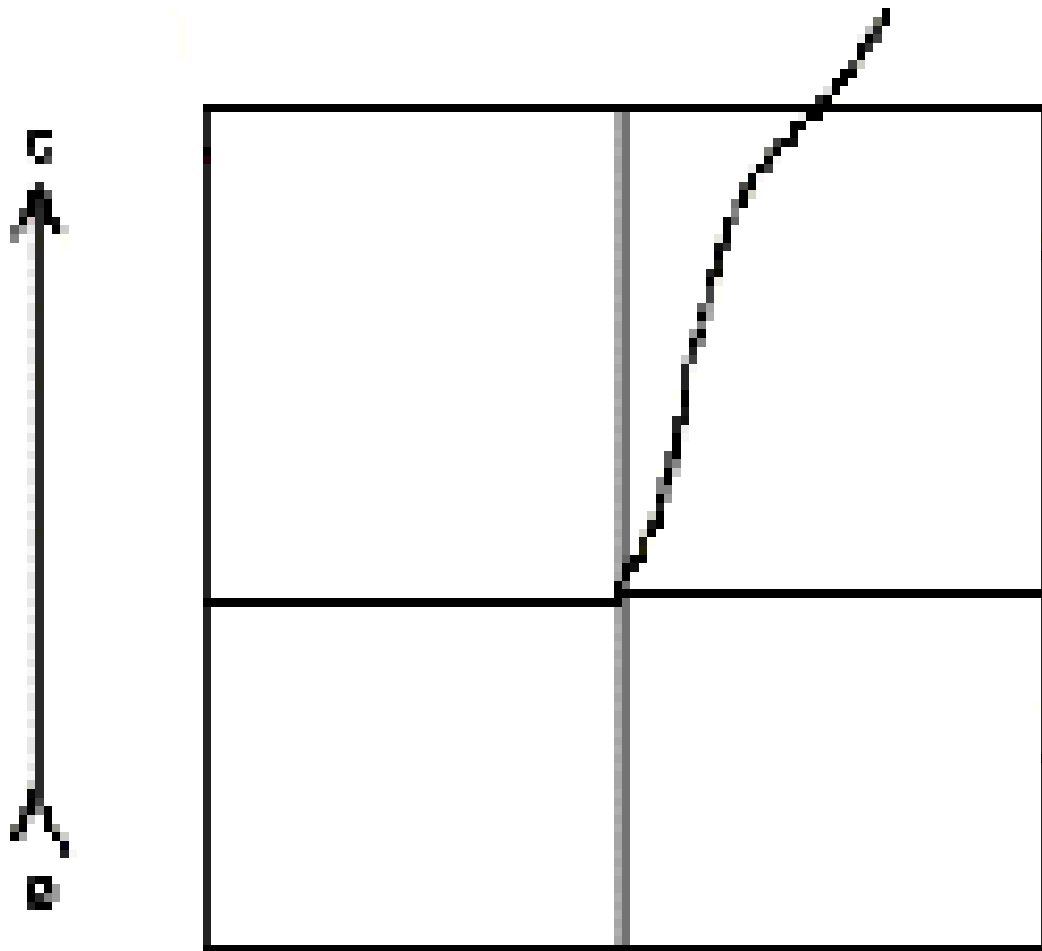


Рисунок А6 – Инклинометрия скважины 251403 на площади 20×20

Таблица А6

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд.Х	Коорд.У	Коорд.З	Уход
1	2	3	4	5	6	7	8
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	300,00	0,25	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	294,00	0,25	25,0	0,05	-0,10	25,00	0,11
4	320,00	0,50	50,0	0,15	-0,23	50,00	0,27
5	358,00	0,00	75,0	0,25	-0,27	75,00	0,37
6	81,00	0,25	100,0	0,29	-0,23	100,00	0,37

## Продолжение таблицы А6

1	2	3	4	5	6	7	8
7	50,00	0,75	125,0	0,38	-0,03	125,00	0,38
8	37,00	1,50	150,0	0,74	0,30	149,99	0,80
9	20,00	2,25	175,0	1,46	0,69	174,98	1,61
10	22,00	2,00	200,0	2,32	1,03	199,96	2,54
11	6,00	2,25	225,0	3,22	1,25	224,95	3,46
12	12,00	2,25	250,0	4,19	1,40	249,93	4,42
13	19,00	2,00	275,0	5,08	1,65	274,91	5,35
14	19,00	2,25	300,0	5,96	1,95	299,89	6,27
15	15,00	2,75	325,0	7,00	2,27	324,87	7,36
16	40,00	4,25	350,0	8,36	2,98	349,82	8,87
17	55,00	2,75	375,00	9,39	4,10	374,77	10,25
18	41,00	2,75	400,0	10,19	4,99	399,75	11,35
19	50,00	0,00	425,0	10,61	5,42	424,74	11,92
20	20,00	2,75	450,0	11,10	5,77	449,73	12,51
21	45,00	2,25	475,0	12,02	6,35	474,71	13,60
22	65,00	2,75	500,0	12,65	7,25	499,68	14,58
23	55,00	4,25	525,0	13,41	8,57	524,64	15,91
24	45,00	4,75	550,0	14,67	10,07	549,56	17,80
25	8,00	2,75	575,0	16,14	10,80	574,51	19,42
26	45,00	2,00	585,0	16,51	10,98	584,50	19,83

1 Горизонтальное смещение забоя скважины = 19,83 м.

2 Вертикальное смещение забоя скважины = 584,50 м.

3 Азимут смещения забоя скважины = 33,64 град.

4 Зенит смещения забоя скважины = 1,94 град.

5 Удлинение ствола скважины = 0,50 м

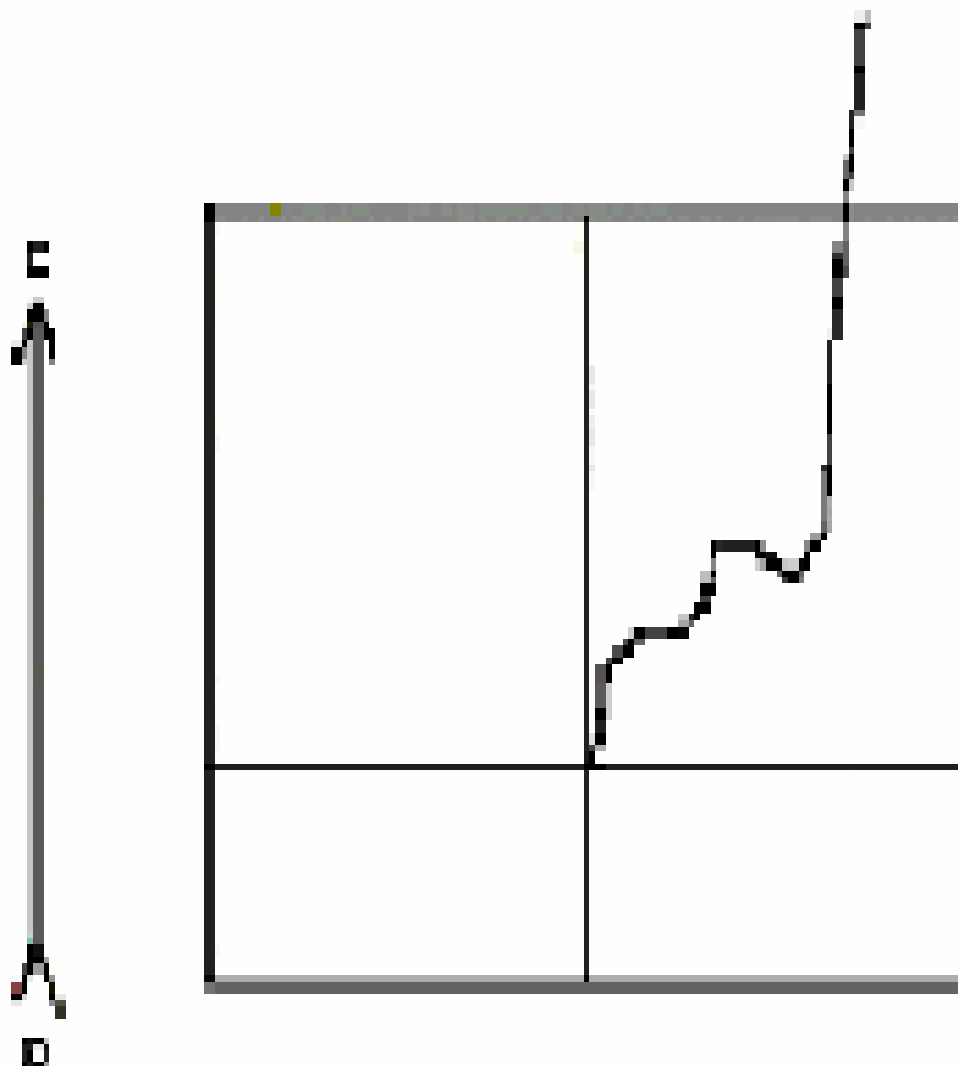


Рисунок А7 – Инклинометрия скважины 251403 на площади 20×20

Таблица А7

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд,Х	Коорд,У	Коорд,Z	Уход
1	2	3	4	5	6	7	8
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	320,00	0,25	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	285,00	0,25	25,0	0,06	-0,09	25,00	0,11
4	265,00	0,50	50,0	0,07	-0,26	50,00	0,27
5	210,00	0,25	75,0	-0,02	-0,39	75,00	0,39

Продолжение таблицы А7

1	2	3	4	5	6	7	8
6	170,00	0,25	100,0	-0,12	-0,41	100,00	0,43
7	100,00	0,25	125,0	-0,20	-0,33	125,00	0,39
8	45,00	1,25	150,0	-0,10	-0,02	150,00	0,10
9	5,00	2,50	175,0	0,64	0,32	174,98	0,72
10	5,00	2,50	200,0	1,73	0,42	199,96	1,78
11	110,00	2,25	225,0	2,28	1,29	224,94	2,62
12	70,00	2,25	250,0	2,28	2,27	249,92	3,22
13	25,00	2,25	275,0	2,95	3,00	274,90	4,20
14	10,00	2,00	300,0	3,83	3,28	299,88	5,04
15	165,00	2,75	325,0	3,88	4,31	324,86	5,80
16	75,00	2,75	350,0	3,28	5,35	349,83	6,27
17	5,00	3,00	375,00	4,24	6,16	374,80	7,47
18	5,00	3,25	400,0	5,59	6,27	399,76	8,41
19	5,00	3,25	425,0	7,01	6,40	424,72	9,49
20	5,00	3,00	450,0	8,36	6,52	449,69	10,60
21	10,00	3,25	475,0	9,71	6,69	474,65	11,80
22	10,00	3,00	500,0	11,06	6,93	499,61	13,05
23	5,00	4,75	525,0	12,73	7,15	524,55	14,60
24	5,00	5,00	550,0	14,85	7,34	549,46	16,56
25	5,00	3,00	575,0	16,59	7,49	574,40	18,20
26	35,00	2,25	590,0	17,29	7,75	589,38	18,95

1 Горизонтальное смещение забоя скважины = 18,95 м.

2 Вертикальное смещение забоя скважины = 589,38 м.

3 Азимут смещения забоя скважины = 24,13 град.

4 Зенит смещения забоя скважины = 1,84 град.

5 Удлинение ствола скважины = 0,62 м

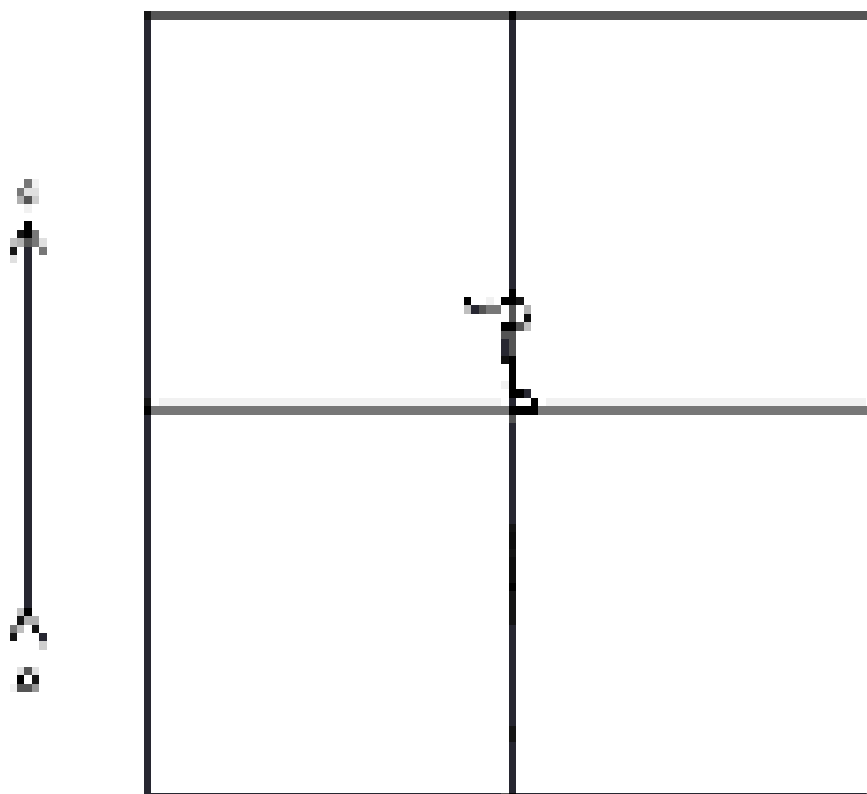


Рисунок А8 – Инклинометрия скважины 251209 на площади 20 ×20

Таблица А8

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд,Х	Коорд,У	Коорд,Z	Уход
1	2	3	4	5	6	7	8
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	355,00	0,25	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	358,00	0,25	25,0	0,11	-0,01	25,00	0,11
4	80,00	0,25	50,0	0,19	-0,06	50,00	0,20

Продолжение таблицы А8

1	2	3	4	5	6	7	8
5	250,00	0,50	75,0	0,04	0,10	75,00	0,11
6	136,00	0,25	100,0	-0,12	0,07	100,00	0,14
7	92,00	0,50	125,0	-0,19	0,22	125,00	0,29
8	81,00	0,50	150,0	-0,18	0,43	150,00	0,47
9	30,00	1,00	175,0	0,01	0,70	174,99	0,70
10	225,00	1,00	200,0	0,27	0,36	199,99	0,45
11	332,00	0,75	225,0	0,33	-0,02	224,99	0,33
12	5,00	0,75	250,0	0,65	-0,08	249,99	0,66
13	115,00	0,00	275,0	0,73	0,06	274,99	0,74
14	360,00	0,25	300,0	0,76	0,10	299,99	0,77
15	280,00	0,50	325,0	0,89	-0,00	324,98	0,89
16	15,00	1,00	350,0	1,16	-0,18	349,98	1,18
17	329,00	1,00	375,00	1,60	-0,24	374,98	1,61
18	25,00	1,25	400,0	2,09	-0,26	399,97	2,10
19	180,00	0,25	425,0	2,01	0,06	424,97	2,02
20	5,00	1,00	450,0	2,00	0,33	449,97	2,03
21	360,00	1,00	475,0	2,44	0,35	474,97	2,46
22	290,00	1,00	500,0	2,80	0,10	499,96	2,80
23	195,00	1,50	525,0	2,54	-0,39	524,96	2,57
24	330,00	2,00	550,0	2,44	-1,14	549,95	2,70
25	350,00	0,50	565,0	2,75	-1,26	574,94	3,03

1 Горизонтальное смещение забоя скважины = 3,03 м.

2 Вертикальное смещение забоя скважины = 564,94 м.

3 Азимут смещения забоя скважины = 335,47 град.

4 Зенит смещения забоя скважины = 0,31 град.

5 Удлинение ствола скважины = 0,06 м

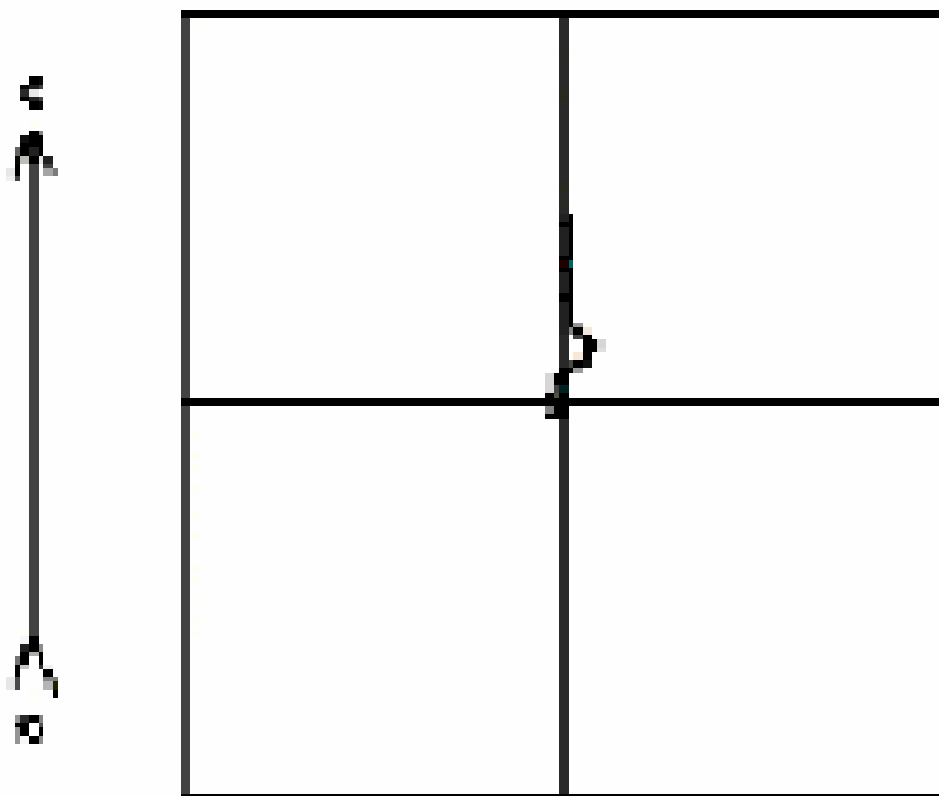


Рисунок А9 – Инклинометрия скважины 251112 на площади 20 ×20

Таблица А9

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд,Х	Коорд,У	Коорд,Z	Уход
1	2	3	4	5	6	7	8
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	121,00	0,25	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	145,00	0,25	25,0	-0,07	0,08	25,00	0,11
4	285,00	0,75	50,0	-0,25	-0,05	50,00	0,26



Продолжение таблицы А9

1	2	3	4	5	6	7	8
5	270,00	0,75	75,0	-0,21	-0,37	75,00	0,43
6	216,00	0,25	100,0	-0,31	-0,56	100,00	0,64
7	354,00	0,00	125,0	-0,36	-0,57	125,00	0,68
8	86,00	0,75	150,0	-0,45	-0,43	150,00	0,62
9	0,00	0,25	175,0	-0,13	-0,13	174,99	0,18
10	260,00	0,75	200,0	0,15	-0,46	199,99	0,49
11	138,00	0,50	225,0	-0,10	-0,55	224,99	0,56
12	45,00	1,00	250,0	-0,11	-0,23	249,98	0,25
13	360,00	1,25	275,0	0,34	-0,04	274,98	0,34
14	266,00	0,75	300,0	0,64	-0,36	299,98	0,75
15	111,00	0,75	325,0	0,31	-0,41	324,97	0,51
16	0,00	1,00	350,0	0,53	-0,09	349,97	0,54
17	226,00	0,50	375,00	0,66	-0,39	374,97	0,77
18	75,00	1,00	400,0	0,37	-0,23	399,97	0,44
19	337,00	0,75	425,0	0,72	-0,06	424,96	0,72
20	124,00	1,00	450,0	0,96	0,23	449,96	0,99
21	320,00	1,25	475,0	1,32	0,56	474,96	1,44
22	114,00	0,75	500,0	1,67	0,82	499,95	1,86
23	273,00	1,00	525,0	1,30	0,73	524,95	1,49
24	0,00	3,00	550,0	1,94	0,13	549,93	1,94
25	0,00	3,75	575,0	3,41	0,13	574,89	3,41
26	0,00	4,00	595,0	4,76	0,13	589,84	4,76

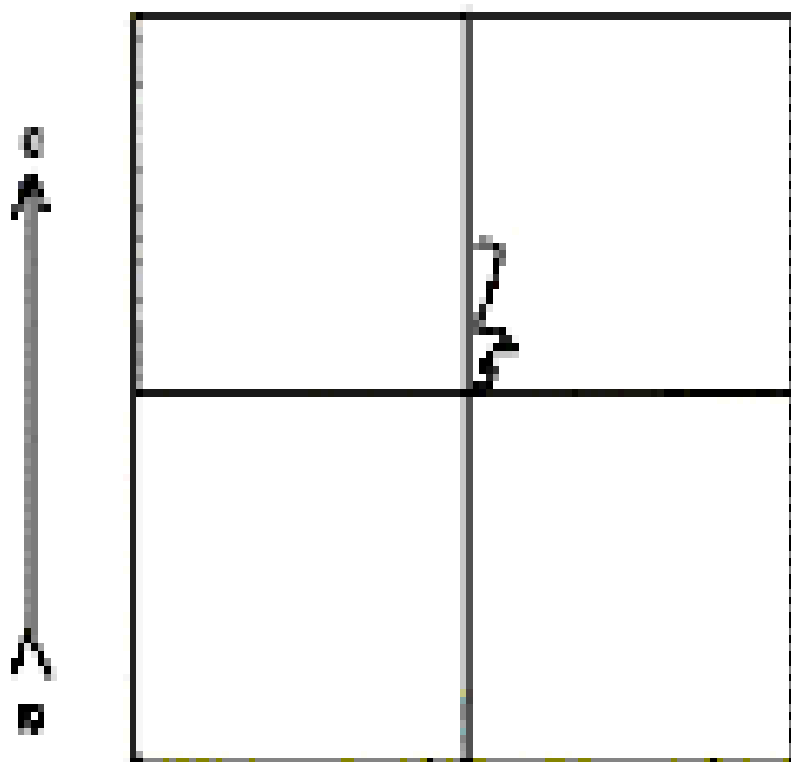


Рисунок А10 – Инклинометрия скважины 251113 на площади 20×20

Таблица А10

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд,Х	Коорд,У	Коорд,Z	Уход
1	2	3	4	5	6	7	8
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	85,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	60,00	0,25	25,0	0,02	0,05	25,00	0,05
4	55,00	0,75	50,0	0,13	0,24	50,00	0,27

## Продолжение таблицы А10

1	2	3	4	5	6	7	8
5	8500	0,50	75,0	0,23	0,49	75,00	0,54
6	50,00	0,50	100,0	0,31	0,69	100,00	0,76
7	5,00	1,00	125,0	0,60	0,84	124,99	1,04
8	275,00	0,75	150,0	0,89	0,60	149,99	1,08
9	180,00	0,25	175,0	0,75	0,44	174,99	0,87
10	85,00	0,50	200,0	0,64	0,56	174,99	0,85
11	350,00	0,50	225,0	0,81	0,69	299,99	1,06
12	285,00	0,25	250,0	0,93	0,58	224,99	1,10
13	160,00	0,25	275,0	0,85	0,51	349,99	0,99
14	10,00	0,75	300,0	0,87	0,73	274,99	1,13
15	275,00	0,25	325,0	1,04	0,59	299,99	1,20
16	105,00	0,50	350,0	0,88	0,56	324,99	1,04
17	355,00	1,00	375,00	1,09	0,81	349,99	1,36
18	170,0	0,25	400,0	1,13	1,09	374,98	1,56
19	20,00	1,50	425,0	1,09	1,47	399,98	1,83
20	250,00	1,25	450,0	1,52	1,04	424,98	1,84
21	330,00	2,00	475,0	1,76	0,37	449,97	1,80
22	80,00	1,00	500,0	2,35	0,65	474,96	2,44
23	305,00	1,00	525,0	2,78	0,75	524,95	2,88
24	90,00	0,50	550,0	3,09	0,84	549,95	3,20
25	315,00	3,00	575,0	3,80	1,14	574,94	3,96
26	240,00	2,50	590,0	3,89	0,42	589,92	3,91

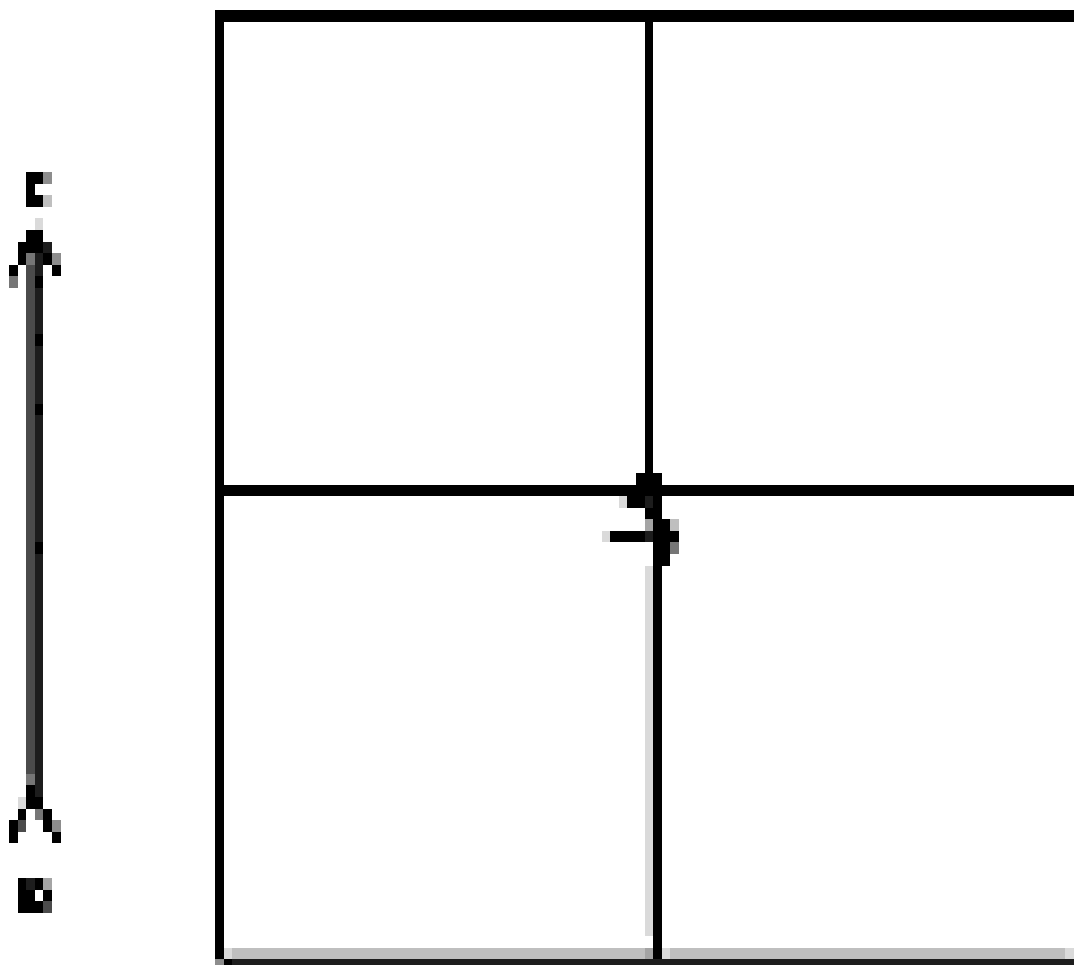


Рисунок А11 – Инклинометрия скважины 251229 на площади 20 × 20

Таблица А11

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд,Х	Коорд,У	Коорд,Z	Уход
1	2	3	4	5	6	7	8
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	70,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	50,00	0,50	25,0	0,05	0,09	25,00	0,11
4	290,00	0,50	50,0	0,27	0,06	50,00	0,28

## Продолжение таблицы А11

1	2	3	4	5	6	7	8
5	255,00	0,75	75,0	0,28	-0,22	75,00	0,35
6	175,00	0,75	100,0	0,01	-0,40	100,00	0,40
7	95,00	0,50	125,0	-0,18	-0,21	124,99	0,28
8	40,00	0,50	150,0	-0,10	-0,01	149,99	0,10
9	275,00	0,50	175,0	0,11	-0,09	174,99	0,14
10	285,00	0,75	200,0	0,15	-0,36	199,99	0,39
11	210,00	0,50	225,0	0,05	-0,61	224,99	0,62
12	160,00	0,75	250,0	-0,22	-0,64	249,99	0,67
13	45,00	0,75	275,0	-0,29	-0,32	274,99	0,43
14	210,00	0,50	300,0	-0,46	-0,10	299,98	0,47
15	50,00	0,75	325,0	-0,64	0,11	324,98	0,64
16	195,00	0,50	350,0	-0,78	0,34	349,98	0,85
17	90,00	0,50	375,00	-0,95	0,47	374,98	1,06
18	265,00	0,75	400,0	-1,23	0,48	399,98	1,32
19	200,00	0,75	425,0	-1,43	0,22	424,98	1,44
20	80,00	0,50	450,0	-1,64	0,40	449,97	1,68
21	265,00	0,50	475,0	-1,42	0,37	474,97	1,47
22	65,00	0,25	500,0	-1,26	0,33	499,97	1,30
23	275,00	1,00	525,0	-0,99	0,28	524,97	1,03
24	285,00	0,75	550,0	-0,93	-0,10	549,97	0,93
25	225,00	1,75	575,0	-1,07	-0,62	574,96	1,24
26	315,00	1,50	590,0	-1,07	-1,05	589,96	1,50

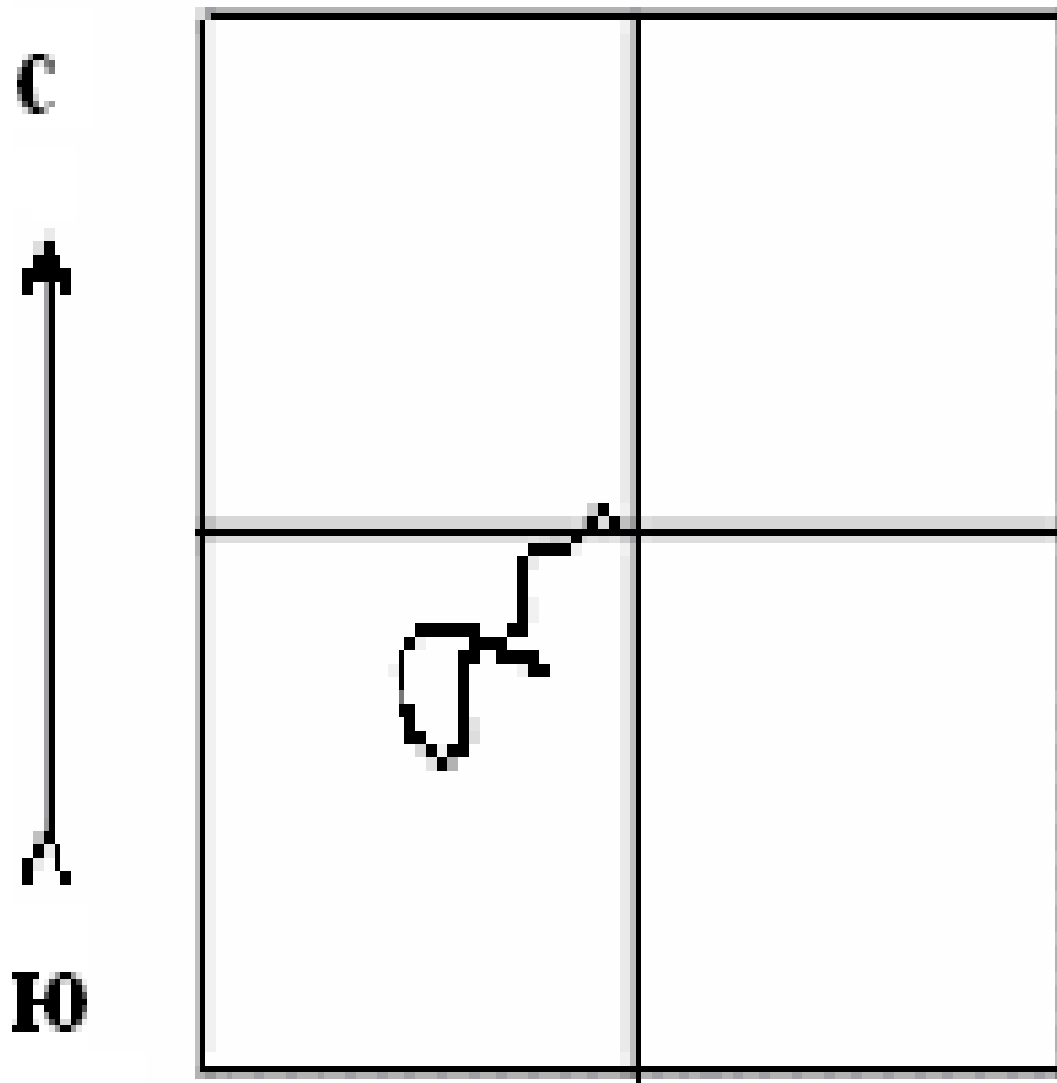


Рисунок А12 – Инклинометрия скважины 251229 на площади 20 ×20

Таблица А12

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд,Х	Коорд,У	Коорд,Z	Уход
1	2	3	4	5	6	7	8
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	324,00	0,75	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	265,00	0,75	25,0	0,14	-0,30	25,00	0,33
4	313,00	0,75	50,0	0,24	-0,61	50,00	0,65

## Продолжение таблицы А12

1	2	3	4	5	6	7	8
5	15400	1,00	75,0	0,02	-0,91	74,99	0,91
6	298,00	1,25	100,0	-0,33	-1,27	99,99	1,31
7	234,00	0,75	125,0	-0,36	-1,70	124,98	1,74
8	290,00	0,75	150,0	-0,40	-2,03	149,98	2,07
9	165,00	1,50	175,0	-0,73	-2,39	174,98	2,50
10	172,00	1,25	200,0	-1,32	-2,27	199,97	2,63
11	189,00	1,25	225,0	-1,87	-2,27	224,96	2,94
12	290,00	1,75	250,0	-2,20	-2,84	249,96	3,59
13	254,00	0,75	275,0	-2,18	-3,38	274,95	4,02
14	200,00	1,00	300,0	-2,44	-3,66	299,95	4,40
15	176,00	0,75	325,0	-2,82	-3,71	324,94	4,66
16	183,00	1,50	350,0	-3,31	-3,71	349,94	4,97
17	154,00	1,50	375,00	-3,95	-3,58	374,93	5,33
18	295,00	1,75	400,0	-4,46	-4,08	399,92	6,04
19	304,00	1,75	425,0	-4,08	-4,74	424,91	6,26
20	360,00	1,75	450,0	-3,41	-5,10	449,90	6,13
21	333,00	1,25	475,0	-2,77	-5,25	474,89	5,94
22	88,00	1,75	500,0	-2,21	-4,92	499,88	5,39
23	73,00	2,00	525,0	-2,07	-4,11	524,87	4,61
24	122,00	2,25	550,0	-2,19	-3,19	549,85	3,87
25	105,00	2,00	575,0	-2,56	-2,34	574,83	3,47
26	98,00	2,75	590,0	-2,69	-1,74	589,82	3,20

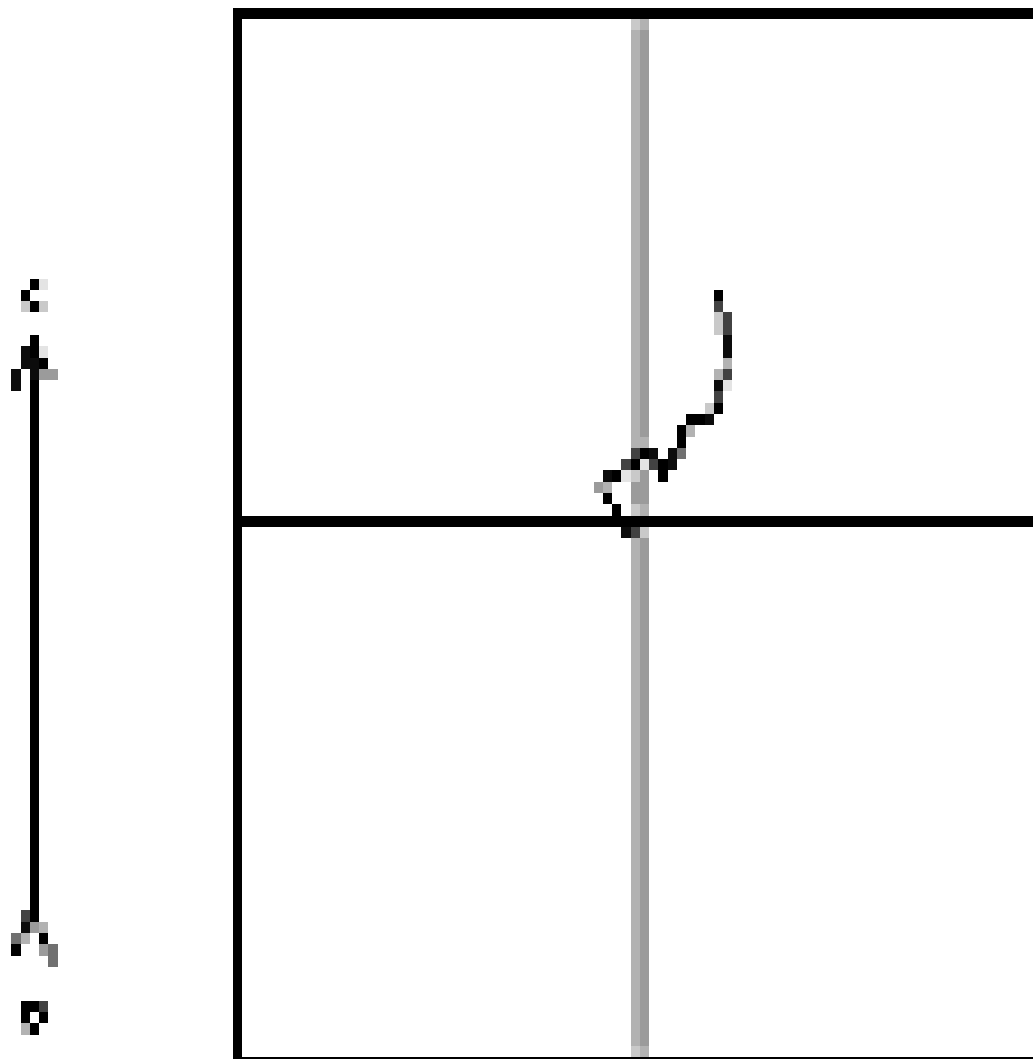


Рисунок А13 – Инклинометрия скважины 251101-в на площади 20×20

Таблица А13

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд,Х	Коорд,У	Коорд,Z	Уход
1	2	3	4	5	6	7	8
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	243,00	0,75	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	257,00	0,75	25,0	-0,11	-0,31	25,00	0,33
4	356,00	0,25	50,0	0,02	-0,48	50,00	0,48
5	291,00	1,50	75,0	0,32	-0,71	74,99	0,78



## Продолжение таблицы А13

1	2	3	4	5	6	7	8
6	357,00	0,25	100,0	0,63	-0,93	99,99	1,13
7	89,00	1,00	125,0	0,83	-0,75	124,99	1,12
8	61,00	0,50	150,0	0,92	-0,43	149,99	1,01
9	52,00	0,50	175,0	1,04	-0,25	174,99	1,07
10	46,00	0,25	200,0	1,15	-0,13	199,99	1,15
11	72,00	0,50	225,0	1,23	0,01	224,99	1,23
12	107,00	1,00	250,0	1,23	0,34	249,98	1,28
13	252,00	0,25	275,0	0,96	0,34	274,98	1,02
14	61,00	0,25	300,0	1,06	0,30	299,98	1,10
15	102,00	1,50	325,0	1,12	0,68	324,98	1,31
16	238,00	0,00	350,0	0,79	0,73	349,98	1,08
17	4,00	1,00	375,00	0,91	0,55	374,98	1,06
18	84,00	1,00	400,0	1,22	0,85	399,97	1,49
19	358,00	0,25	425,0	1,43	1,03	424,97	1,76
20	21,00	1,25	450,0	1,75	1,08	449,97	2,06
21	136,00	1,50	475,0	1,87	1,67	474,96	2,51
22	357,00	0,25	500,0	2,02	2,02	499,96	2,86
23	13,00	1,50	525,0	2,40	2,05	524,96	3,16
24	6,00	2,00	550,0	3,15	2,18	549,94	3,83
25	334,00	1,50	575,0	3,91	2,05	574,93	4,41
26	359,00	1,50	588,0	4,24	1,97	587,93	4,67

1 Горизонтальное смещение забоя скважины = 4,67 м.

2 Вертикальное смещение забоя скважины = 587,93 м.

3 Азимут смещения забоя скважины = 24,92 град.

4 Зенит смещения забоя скважины = 0,46 град.

5 Удлинение ствола скважины = 0,07 м

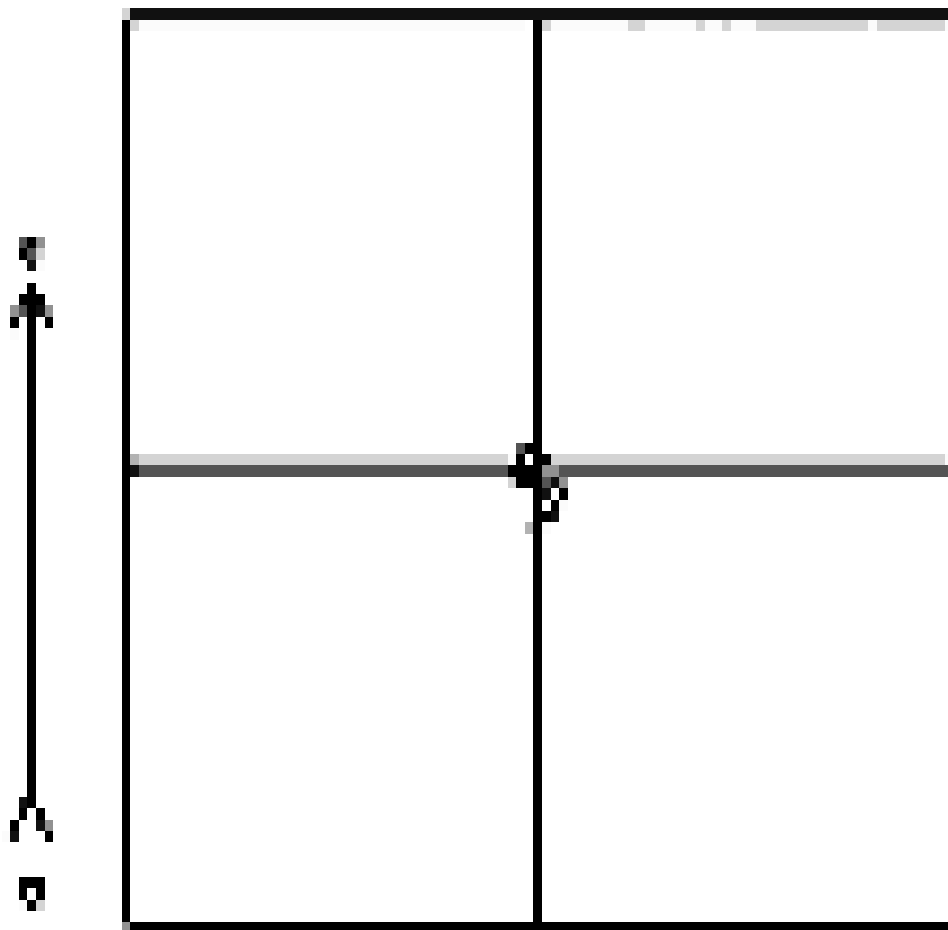


Рисунок А14 – Инклинометрия скважины 251215 на площади 20×20

Таблица А14

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд,Х	Коорд,У	Коорд,Z	Уход
1	2	3	4	5	6	7	8
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	65,00	0,25	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	25,00	0,25	25,0	0,08	0,08	25,00	0,11
4	355,00	0,50	50,0	0,24	0,11	50,00	0,26

Продолжение таблицы А14

1	2	3	4	5	6	7	8
5	315,00	0,50	75,0	0,44	0,01	75,00	0,44
6	255,00	1,00	100,0	0,52	-0,30	100,00	0,60
7	190,00	0,75	125,0	0,24	-0,56	124,99	0,61
8	160,00	0,50	150,0	-0,03	-0,54	149,99	0,54
9	185,00	0,25	175,0	-0,19	-0,52	174,99	0,55
10	130,00	0,50	200,0	-0,35	-0,45	199,99	0,57
11	65,00	1,00	225,0	-0,39	-0,13	224,99	0,41
12	5,00	0,50	250,0	-0,12	0,06	249,99	0,13
13	310,00	0,25	275,0	0,03	-0,00	274,99	0,03
14	165,00	0,75	300,0	-0,09	-0,19	299,98	0,21
15	270,00	0,75	325,0	-0,35	-0,39	324,98	0,52
16	325,00	0,25	350,0	-0,25	-0,58	349,98	0,63
17	260,00	0,25	375,00	-0,20	-0,68	374,98	0,71
18	105,00	0,50	400,0	-0,37	-0,69	399,98	0,78
19	335,00	0,50	425,0	-0,20	-0,55	424,98	0,58
20	110,00	0,75	450,0	0,00	-0,36	449,98	0,36
21	195,00	1,00	475,0	-0,34	-0,19	474,98	0,39
22	25,00	0,75	500,0	-1,47	0,17	499,97	0,50
23	135,00	0,75	525,0	-1,41	0,49	524,97	0,64
24	250,00	1,50	550,0	-1,89	0,39	549,97	0,97
25	205,00	1,00	575,0	-1,26	-0,01	574,96	1,26
26	300,00	0,50	595,0	-1,34	-0,26	594,96	1,36

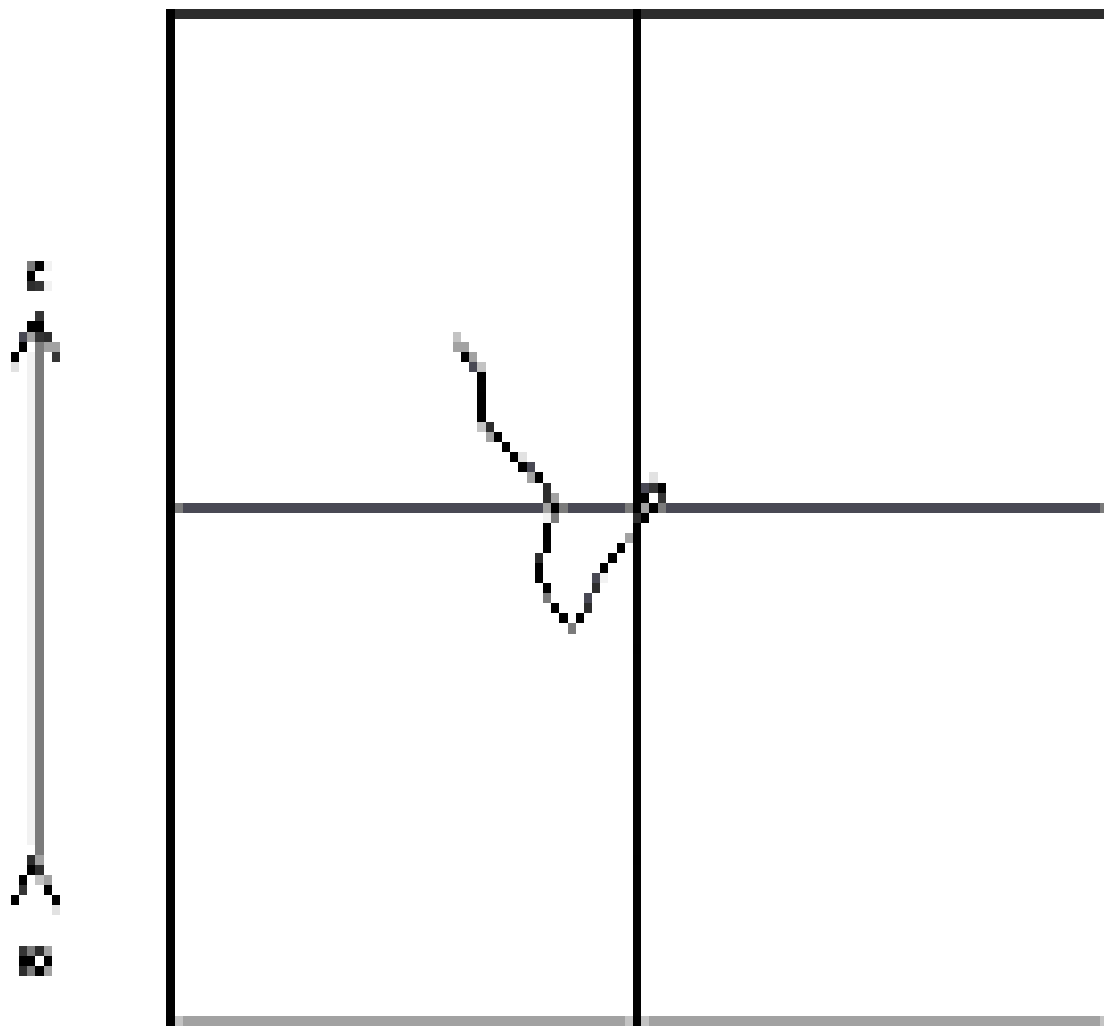


Рисунок А15 – Инклинометрия скважины 251103 на площади 20×20

Таблица А15

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд,Х	Коорд,У	Коорд,Z	Уход
1	2	3	4	5	6	7	8
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	354,00	0,75	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	28,00	0,50	25,0	0,27	0,05	25,00	0,27
4	45,00	0,75	50,0	0,49	0,21	50,00	0,53

## Продолжение таблицы А15

1	2	3	4	5	6	7	8
5	187,00	0,50	75,0	0,37	0,46	75,00	0,59
6	205,00	0,75	100,0	0,11	0,38	99,99	0,40
7	270,00	0,50	125,0	-0,04	0,15	124,99	0,16
8	135,00	1,00	150,0	-0,34	0,03	149,99	0,34
9	299,00	1,00	175,0	-0,69	-0,23	174,99	0,73
10	167,00	1,25	200,0	-0,99	-0,63	199,98	1,17
11	256,00	1,75	225,0	-1,55	-0,97	224,97	1,82
12	156,00	1,00	250,0	-2,08	-1,23	249,97	2,42
13	305,00	0,75	275,0	-2,33	-0,53	274,96	2,78
14	330,00	1,50	300,0	-1,97	-1,86	299,96	2,70
15	345,00	1,50	325,0	-1,36	-2,11	324,95	2,51
16	37,00	1,75	350,0	-0,67	-1,97	349,94	2,08
17	351,00	1,50	375,00	0,02	-1,80	374,93	1,80
18	300,00	1,00	400,0	0,47	-2,11	399,92	2,16
19	323,00	1,75	425,0	0,87	-2,56	424,92	2,70
20	297,00	1,00	450,0	1,26	-3,02	449,91	3,27
21	335,00	0,75	475,0	1,53	-3,28	474,91	3,62
22	356,00	1,75	500,0	1,85	-3,37	499,90	3,84
23	28,00	1,00	525,0	2,22	-3,29	524,90	3,97
24	303,00	0,75	550,0	2,59	-3,38	549,90	4,26
25	338,00	1,00	575,0	2,88	-3,62	574,90	4,63
26	300,00	2,75	590,0	3,25	-3,95	589,89	5,12

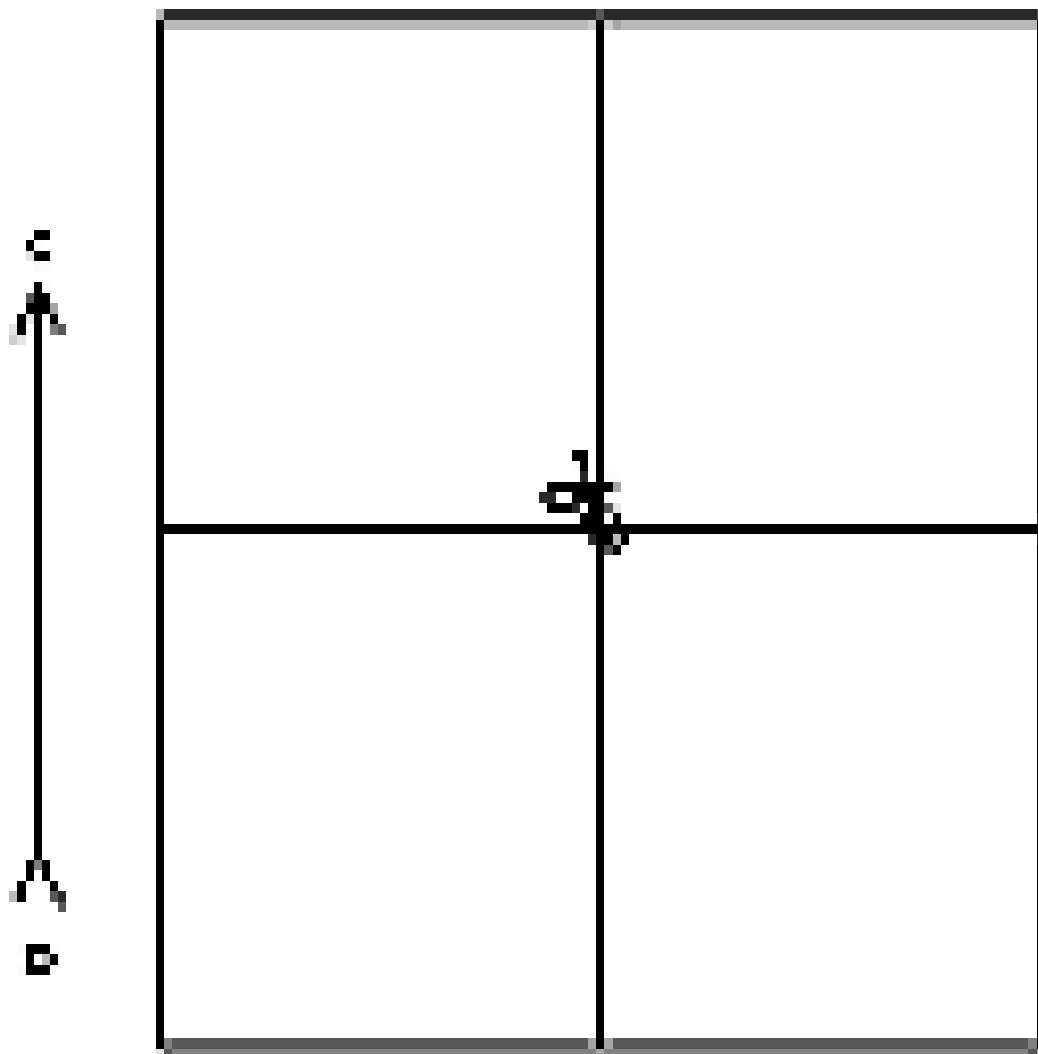


Рисунок А16 – Инклинометрия скважины 251103 на площади 20×20

Таблица А16

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд,Х	Коорд,У	Коорд,Z	Уход
1	2	3	4	5	6	7	8
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	155,00	0,25	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	70,00	0,00	25,0	-0,02	0,05	25,00	0,05
4	230,00	0,50	50,0	-0,12	0,10	50,00	0,16

Продолжение таблицы А16

1	2	3	4	5	6	7	8
5	95,00	1,00	75,0	-0,43	0,20	75,00	0,47
6	0,00	1,00	100,0	-0,13	0,53	99,99	0,54
7	300,00	1,50	125,0	0,34	0,25	124,99	0,42
8	230,00	0,75	150,0	0,30	-0,24	149,98	0,38
9	120,00	0,75	175,0	-0,03	-0,21	174,98	0,21
10	0,00	0,50	200,0	0,11	0,03	199,98	0,11
11	250,00	1,25	225,0	0,33	-0,28	224,98	0,43
12	115,00	1,00	250,0	-0,16	-0,31	249,97	0,35
13	5,00	0,75	275,0	0,03	0,02	274,97	0,04
14	325,00	1,00	300,0	0,40	-0,07	299,97	0,40
15	145,00	1,50	325,0	0,08	-0,52	324,96	0,53
16	350,00	1,00	350,0	0,29	-0,02	349,95	0,29
17	290,00	1,25	375,00	0,67	-0,33	374,95	0,75
18	195,00	1,25	400,0	0,42	-0,82	399,94	0,92
19	5,00	1,00	425,0	0,50	-1,30	424,94	1,39
20	40,00	0,75	450,0	0,85	-1,15	449,94	1,44
21	165,00	1,25	475,0	0,76	-0,73	474,93	1,05
22	360,00	1,50	500,0	0,84	-0,13	499,92	0,85
23	160,00	0,50	525,0	0,91	0,30	524,92	0,96
24	320,00	2,25	550,0	0,61	-0,22	549,91	0,65
25	0,00	1,50	575,0	1,38	-0,50	574,90	1,47
26	75,00	0,25	590,0	1,56	-0,36	589,90	1,61

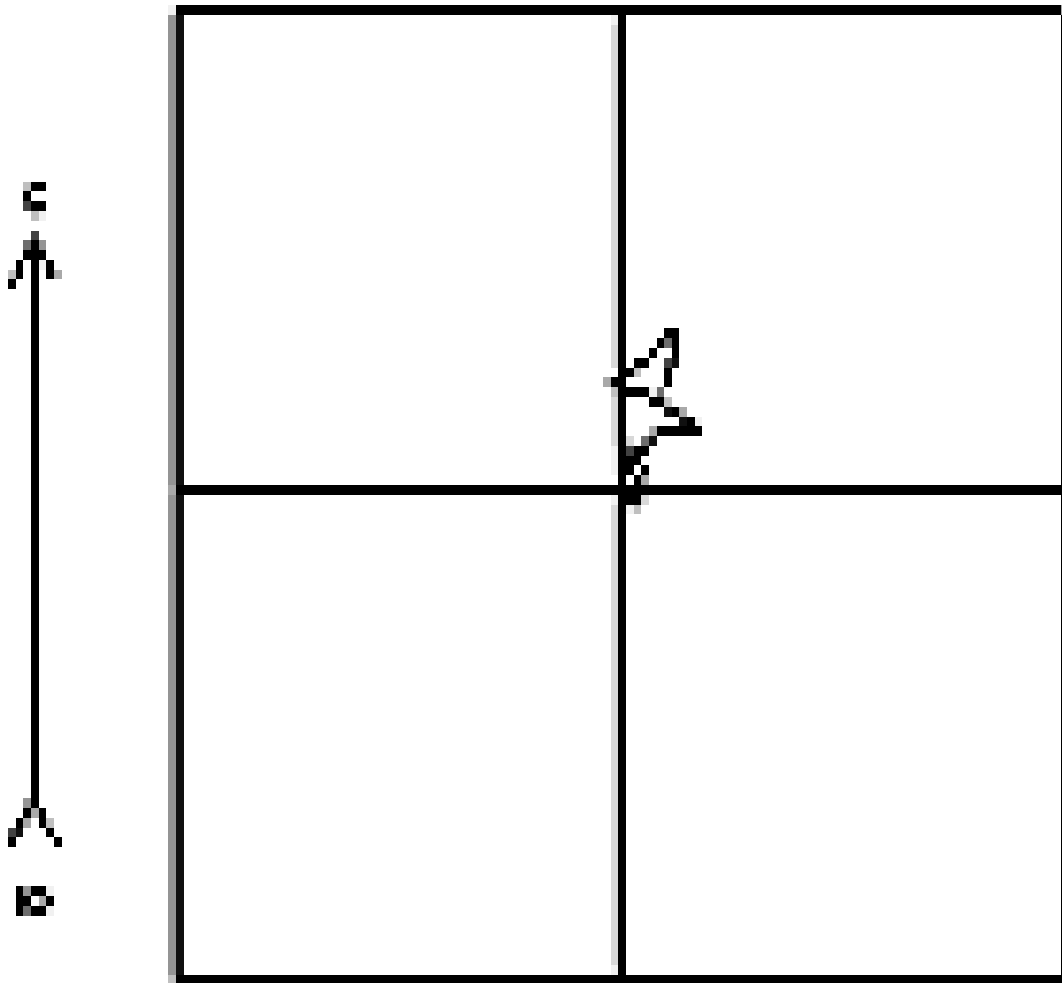


Рисунок А17 – Инклинометрия скважины 251103 на площади 20×20

Таблица А17

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд,Х	Коорд,У	Коорд,Z	Уход
1	2	3	4	5	6	7	8
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	40,00	0,50	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	210,00	0,25	25,0	-0,09	0,13	25,00	0,16
4	135,00	0,50	50,0	-0,26	0,16	50,00	0,30
5	115,00	0,00	75,0	-0,32	0,24	75,00	0,40



## Продолжение таблицы А17

1	2	3	4	5	6	7	8
6	50,00	0,75	100,0	-0,30	0,41	100,00	0,50
7	340,00	1,75	125,0	0,23	0,55	124,99	0,59
8	255,00	1,00	150,0	0,51	0,02	149,99	0,51
9	145,00	1,00	175,0	0,10	-0,13	174,98	0,16
10	60,00	1,00	200,0	0,00	0,29	199,98	0,29
11	350,00	1,25	225,0	0,45	0,50	224,97	0,67
12	305,00	1,25	250,0	0,91	0,21	249,97	0,93
13	150,00	0,25	275,0	0,69	-0,03	274,96	0,69
14	85,00	1,25	300,0	0,53	0,26	299,96	0,59
15	0,00	2,50	325,0	1,14	0,81	324,95	1,40
16	175,00	0,25	350,0	1,16	1,41	349,94	1,83
17	10,00	2,25	375,00	1,14	1,95	374,94	2,26
18	225,00	0,25	400,0	1,39	1,47	399,93	2,02
19	15,00	2,75	425,0	1,72	0,90	424,92	1,94
20	215,00	0,50	450,0	2,02	0,26	449,91	2,04
21	0,00	2,00	475,0	2,18	-0,26	474,91	2,20
22	125,00	1,50	500,0	2,54	0,42	499,89	2,57
23	340,00	1,00	525,0	2,87	0,85	524,89	2,99
24	130,00	1,75	550,0	3,21	1,34	549,88	3,48
25	265,00	1,50	575,0	2,54	1,13	574,87	2,77
26	130,00	1,25	600,0	1,96	0,95	589,86	2,18

1 Горизонтальное смещение забоя скважины = 2,18 м.

2 Вертикальное смещение забоя скважины = 599,86 м.

3 Азимут смещения забоя скважины = 25,76 град.

4 Зенит смещения забоя скважины = 0,21 град.

5 Удлинение ствола скважины = 0,14 м

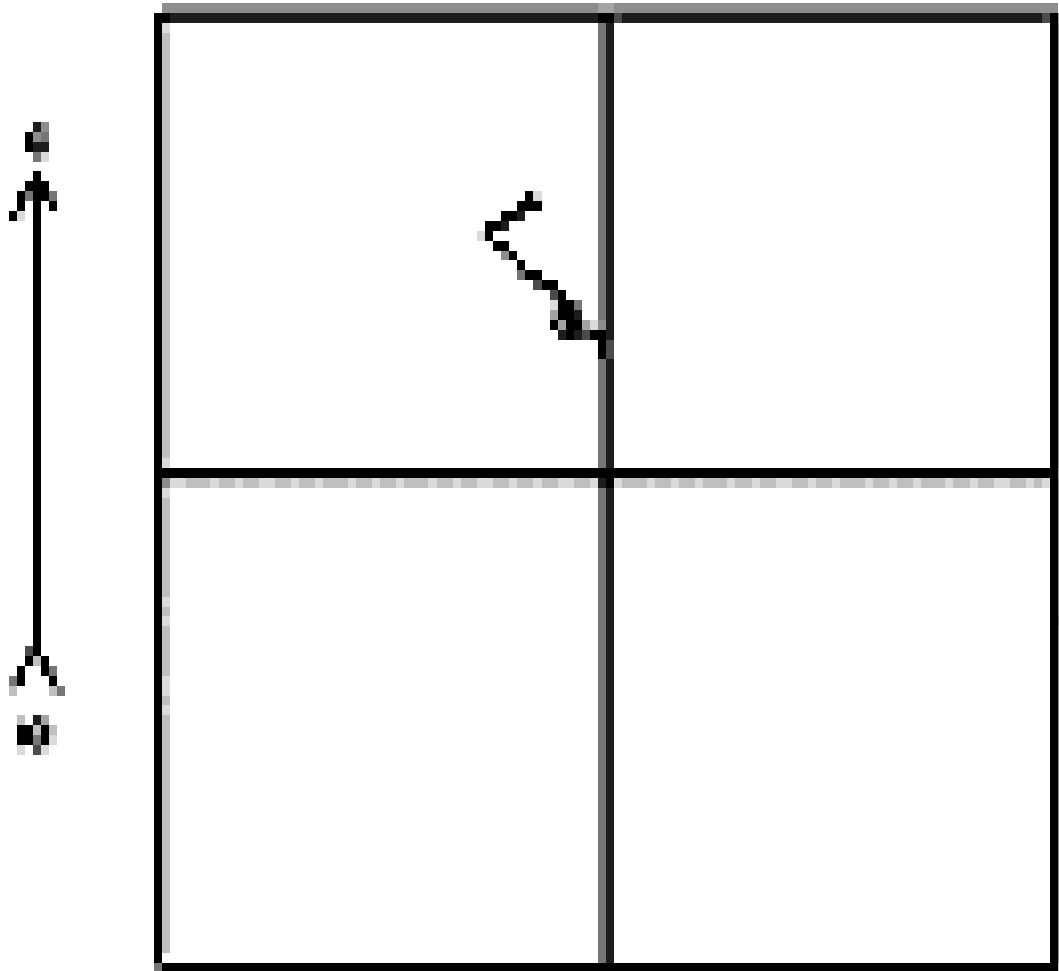


Рисунок А18 – Инклинометрия скважины 251220 на площади 20×20

Таблица А18

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд,Х	Коорд,У	Коорд,Z	Уход
1	2	3	4	5	6	7	8
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	360,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	360,00	1,00	25,0	0,22	-0,00	25,00	0,22
4	0,00	2,25	50,0	0,93	-0,00	49,99	0,93
5	360,00	2,75	75,0	2,02	-0,00	74,97	2,02

## Продолжение таблицы А18

1	2	3	4	5	6	7	8
6	325,00	2,00	100,0	3,01	-0,31	99,94	3,02
7	227,00	1,00	125,0	3,07	-0,96	124,94	3,22
8	134,00	0,00	150,0	2,86	-0,96	149,93	3,01
9	34,00	0,75	175,0	2,87	-0,80	174,93	2,98
10	0,00	0,50	200,0	3,13	-0,72	199,93	3,22
11	261,00	1,50	225,0	3,42	-1,05	224,93	3,58
12	148,00	0,25	250,0	3,07	-1,21	249,93	3,30
13	62,00	0,75	275,0	3,01	-1,00	274,92	3,18
14	360,00	2,00	300,0	3,53	-0,69	299,92	3,59
15	185,00	0,25	325,0	3,55	-1,18	324,91	3,74
16	53,00	1,25	350,0	3,39	-0,90	349,91	3,51
17	245,00	0,75	375,00	3,76	-1,12	374,91	3,93
18	0,00	1,25	400,0	4,00	-1,49	399,90	4,27
19	246,00	1,25	425,0	4,30	-1,95	424,90	4,72
20	40,00	0,75	450,0	4,64	-2,21	449,89	5,14
21	230,00	0,75	475,0	4,88	-2,44	474,89	5,45
22	12,00	1,00	500,0	5,07	-2,77	499,89	5,78
23	117,00	1,00	525,0	5,26	-2,37	524,88	5,77
24	360,00	1,00	550,0	5,49	-2,00	549,88	5,84
25	88,00	1,00	575,0	5,80	-1,70	574,88	6,05
26	240,00	1,50	590,0	5,49	-1,61	589,87	5,72

1 Горизонтальное смещение забоя скважины = 5,72 м.

2 Вертикальное смещение забоя скважины = 589,87 м.

3 Азимут смещения забоя скважины = 343,66 град.

4 Зенит смещения забоя скважины = 0,56 град.

5 Удлинение ствола скважины = 0,13 м

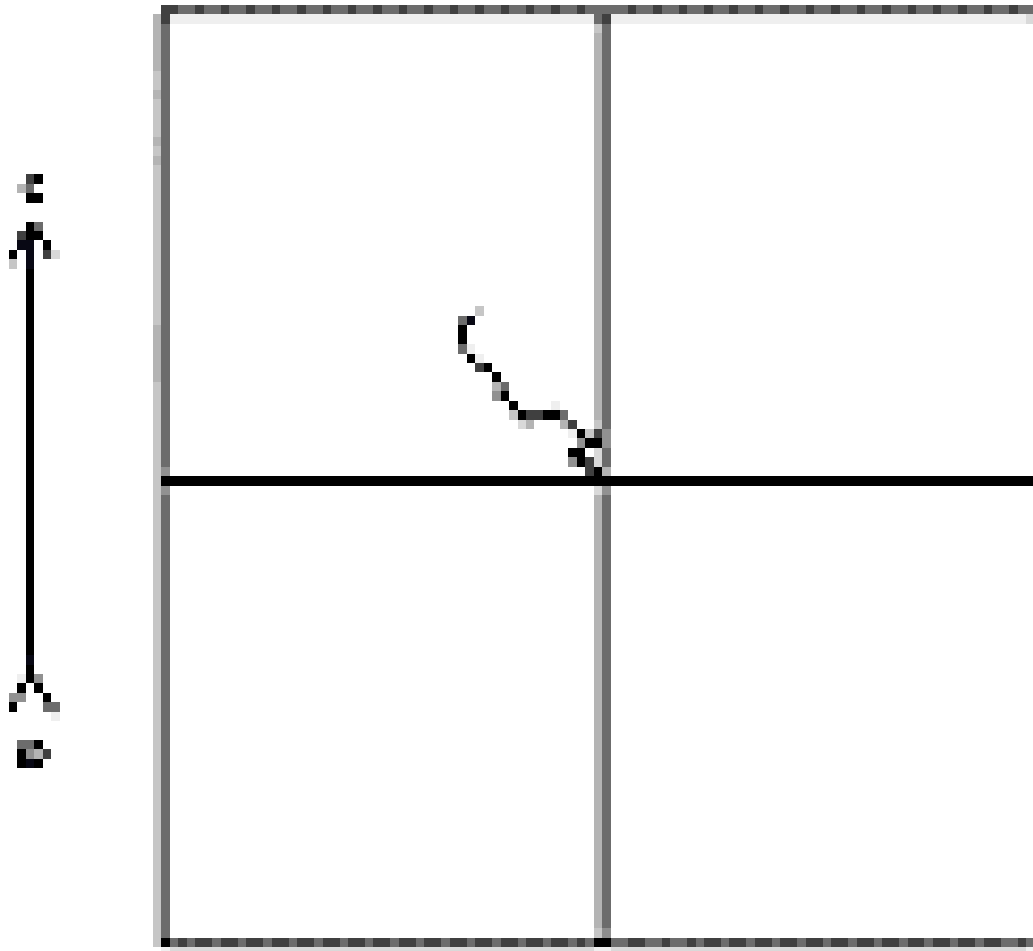


Рисунок А19 – Инклинометрия скважины 251105 на площади 20×20

Таблица А19

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд,Х	Коорд,У	Коорд,Z	Уход
1	2	3	4	5	6	7	8
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	48,00	0,50	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	273,00	1,00	25,0	0,31	-0,11	25,00	0,33
4	354,00	0,50	50,0	0,53	-0,35	50,00	0,64
5	292,00	0,75	75,0	0,75	-0,51	74,99	0,91



## Продолжение таблицы А19

1	2	3	4	5	6	7	8
6	140,00	0,50	100,0	0,53	-0,67	99,99	0,86
7	41,00	0,75	125,0	0,53	-0,40	124,99	0,66
8	24,00	0,00	150,0	0,67	-0,31	149,99	0,74
9	160,00	0,75	175,0	0,66	-0,15	174,99	0,68
10	323,00	0,25	200,0	0,56	-0,34	199,99	0,65
11	22,00	1,50	225,0	0,72	-0,36	224,99	0,80
12	49,00	0,25	250,0	0,85	-0,26	249,99	0,89
13	256,00	0,50	275,0	1,00	-0,34	274,99	1,05
14	61,00	1,25	300,0	1,35	-0,48	299,98	1,44
15	217,00	1,50	325,0	0,90	-0,09	324,98	0,90
16	29,00	1,25	350,0	1,23	-0,59	349,97	1,36
17	248,00	1,25	375,00	1,63	-0,95	374,96	1,89
18	257,00	2,00	400,0	1,42	-1,63	399,95	2,16
19	6,00	0,25	425,0	1,75	-2,00	424,95	2,65
20	307,00	1,00	450,0	2,00	-2,10	449,95	2,90
21	159,00	0,00	475,0	1,87	-2,28	474,95	2,94
22	352,00	1,00	500,0	1,92	-2,07	499,95	2,82
23	299,00	2,00	525,0	2,46	-2,44	524,94	3,46
24	298,00	1,00	550,0	2,77	-3,01	549,93	4,09
25	52,00	2,00	575,0	3,42	-3,07	574,92	4,60
26	58,00	2,25	585,0	3,64	-2,77	584,91	4,57

1 Горизонтальное смещение забоя скважины = 4,57 м.

2 Вертикальное смещение забоя скважины = 584,91 м.

3 Азимут смещения забоя скважины = 322,74 град.

4 Зенит смещения забоя скважины = 0,45 град.

5 Удлинение ствола скважины = 0,09 м

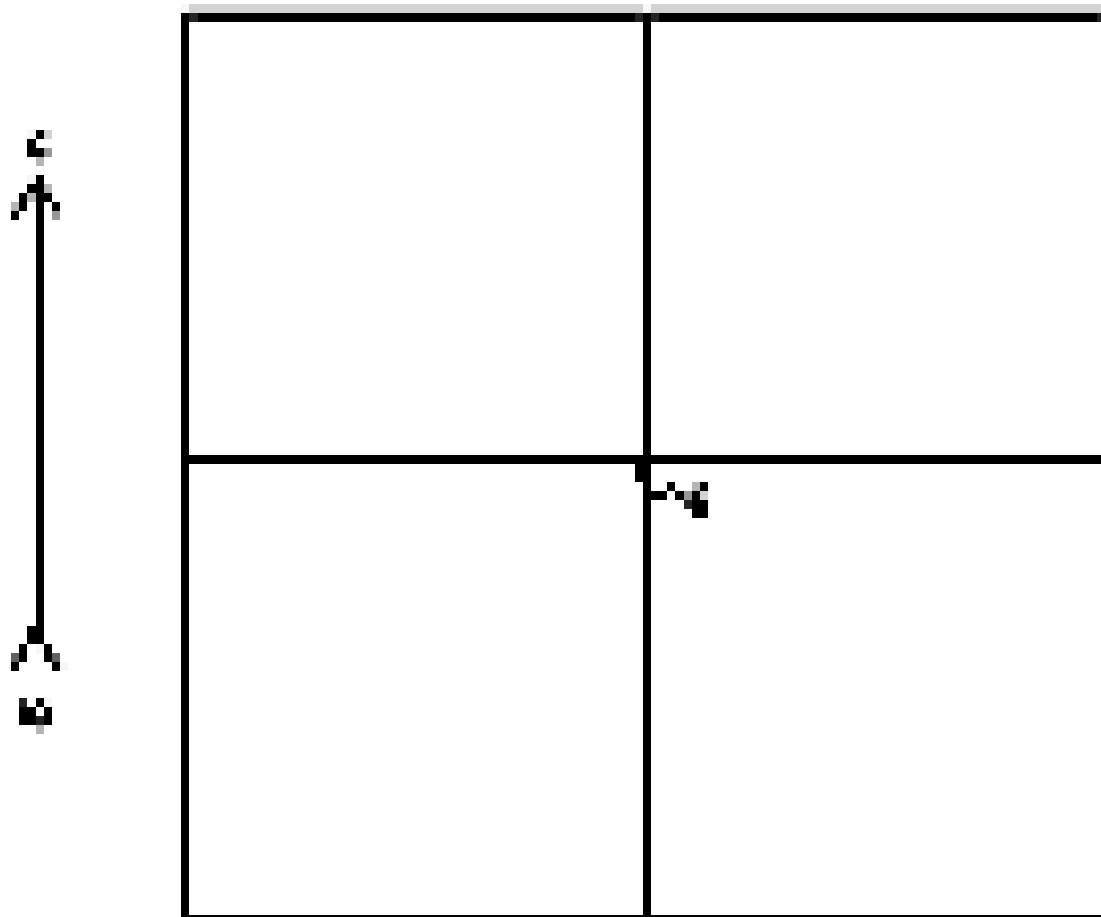


Рисунок А20 – Инклинометрия скважины 251213 на площади 20×20

Таблица А20

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд,Х	Коорд,У	Коорд,З	Уход
1	2	3	4	5	6	7	8
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	19,00	0,25	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	260,00	0,25	25,0	0,08	-0,07	25,00	0,11
4	172,00	0,25	50,0	-0,01	-0,13	50,00	0,14
5	308,00	0,50	75,0	-0,09	-0,28	75,00	0,29

## Продолжение таблицы А20

1	2	3	4	5	6	7	8
6	358,00	0,25	100,0	0,06	-0,35	100,00	0,36
7	150,00	0,25	125,0	0,09	-0,25	125,00	0,26
8	203,00	1,50	150,0	-0,29	-0,22	150,00	0,37
9	85,00	1,50	175,0	-0,82	0,16	174,99	0,84
10	48,00	0,25	200,0	-0,67	0,51	199,98	0,84
11	201,00	0,50	225,0	-0,76	0,65	224,98	1,00
12	60,00	0,75	250,0	-0,94	0,85	249,98	1,27
13	126,00	0,50	275,0	-0,95	1,13	274,98	1,48
14	247,00	0,25	300,0	-1,12	1,11	299,98	1,57
15	107,00	0,50	325,0	-1,28	1,12	324,98	1,70
16	22,00	0,25	350,0	-1,21	1,26	349,98	1,75
17	320,00	0,50	375,00	-1,05	1,24	374,98	1,62
18	309,00	0,25	400,0	-0,93	1,12	399,98	1,46
19	20,00	0,25	425,0	-0,83	1,09	424,98	1,37
20	11,00	0,00	450,0	-0,78	1,11	449,98	1,35
21	204,00	0,25	475,0	-0,76	1,06	474,98	1,30
22	50,00	0,50	500,0	-0,86	1,19	499,98	1,46
23	257,00	0,00	525,0	-0,76	1,14	524,98	1,37
24	62,00	0,25	550,0	-0,71	1,12	549,9 8	1,32
25	360,00	0,50	575,0	-0,57	1,20	574,98	1,33
26	81,00	0,75	585,0	-0,49	1,27	584,98	1,36

1 Горизонтальное смещение забоя скважины = 1,36 м.

2 Вертикальное смещение забоя скважины = 584,98 м.

3 Азимут смещения забоя скважины = 110,86 град.

4 Зенит смещения забоя скважины = 0,13 град.

5 Удлинение ствола скважины = 0,02 м



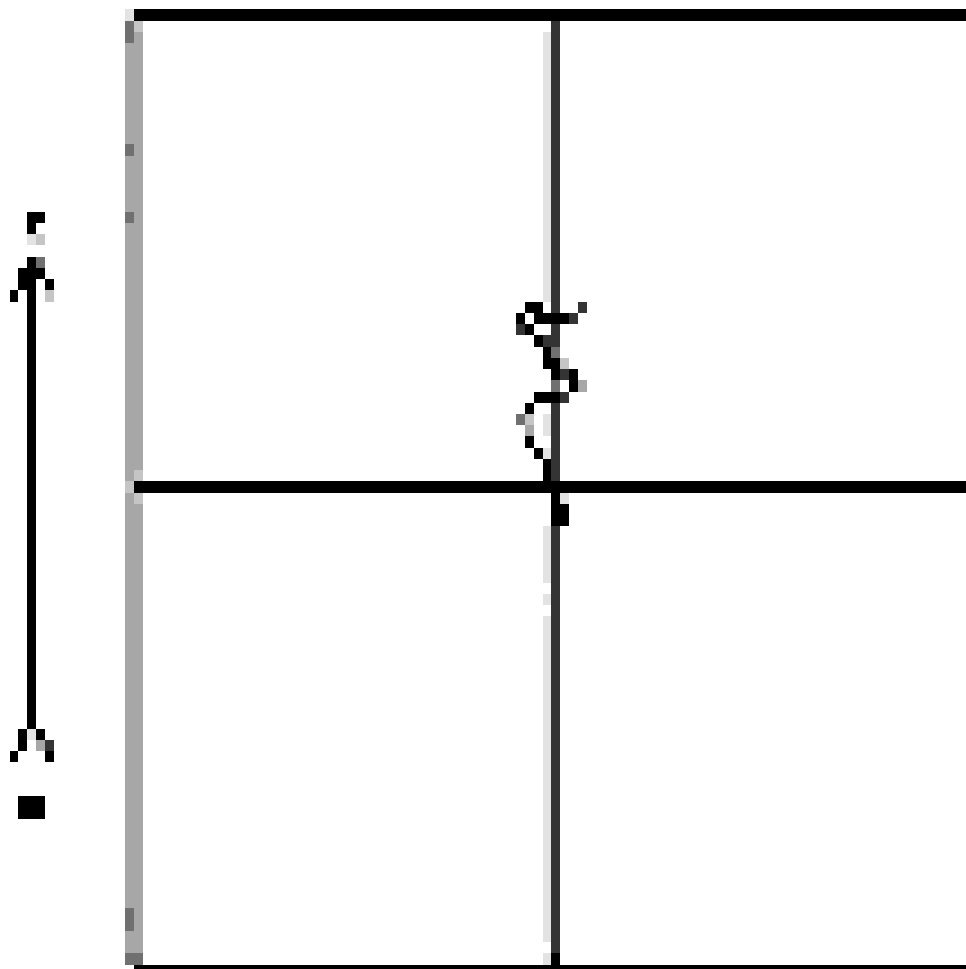


Рисунок А21 – Инклинометрия скважины 251114 на площади 20×20

Таблица А21

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд,Х	Коорд,У	Коорд,Z	Уход
1	2	3	4	5	6	7	8
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	330,00	0,50	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	150,00	0,25	25,0	-0,08	-0,14	25,00	0,16
4	81,00	0,50	50,0	-0,16	0,00	50,00	0,16
5	230,00	1,00	75,0	-0,46	0,13	75,00	0,48

## Продолжение таблицы А21

1	2	3	4	5	6	7	8
6	175,00	0,50	100,0	-0,76	0,00	99,99	0,76
7	35,00	0,75	125,0	-0,83	0,27	124,99	0,87
8	340,00	0,50	150,0	-0,56	0,30	149,99	0,64
9	325,00	0,75	175,0	-0,32	0,18	174,99	0,37
10	345,00	1,00	200,0	0,03	0,02	199,99	0,03
11	320,00	1,25	225,0	0,46	-0,21	224,98	0,51
12	315,00	1,00	250,0	0,82	-0,54	249,98	0,99
13	10,00	1,50	275,0	1,34	-0,71	274,97	1,52
14	65,00	1,25	300,0	1,82	-0,34	299,96	1,85
15	120,00	1,25	325,0	1,80	0,20	324,96	1,81
16	25,00	1,00	350,0	1,94	0,67	349,95	2,06
17	265,00	1,00	375,00	2,30	0,42	374,95	2,34
18	315,00	1,50	400,0	2,49	-0,09	399,94	2,49
19	360,00	1,00	425,0	2,99	-0,30	424,94	3,01
20	250,00	0,50	450,0	3,18	-0,57	449,94	3,23
21	325,00	1,00	475,0	3,28	-0,88	474,93	3,39
22	130,00	2,25	500,0	3,76	-0,36	499,92	3,77
23	235,00	0,00	525,0	3,27	-0,38	524,92	3,29
24	50,00	0,75	550,0	3,40	-0,48	549,92	3,43
25	140,00	2,25	575,0	3,34	0,17	574,91	3,34
26	360,00	2,50	593,0	3,59	0,87	592,89	3,70

1 Горизонтальное смещение забоя скважины = 3,70 м.

2 Вертикальное смещение забоя скважины = 592,89 м.

3 Азимут смещения забоя скважины = 13,67 град.

4 Зенит смещения забоя скважины = 0,36 град.

5 Удлинение ствола скважины = 0,11 м

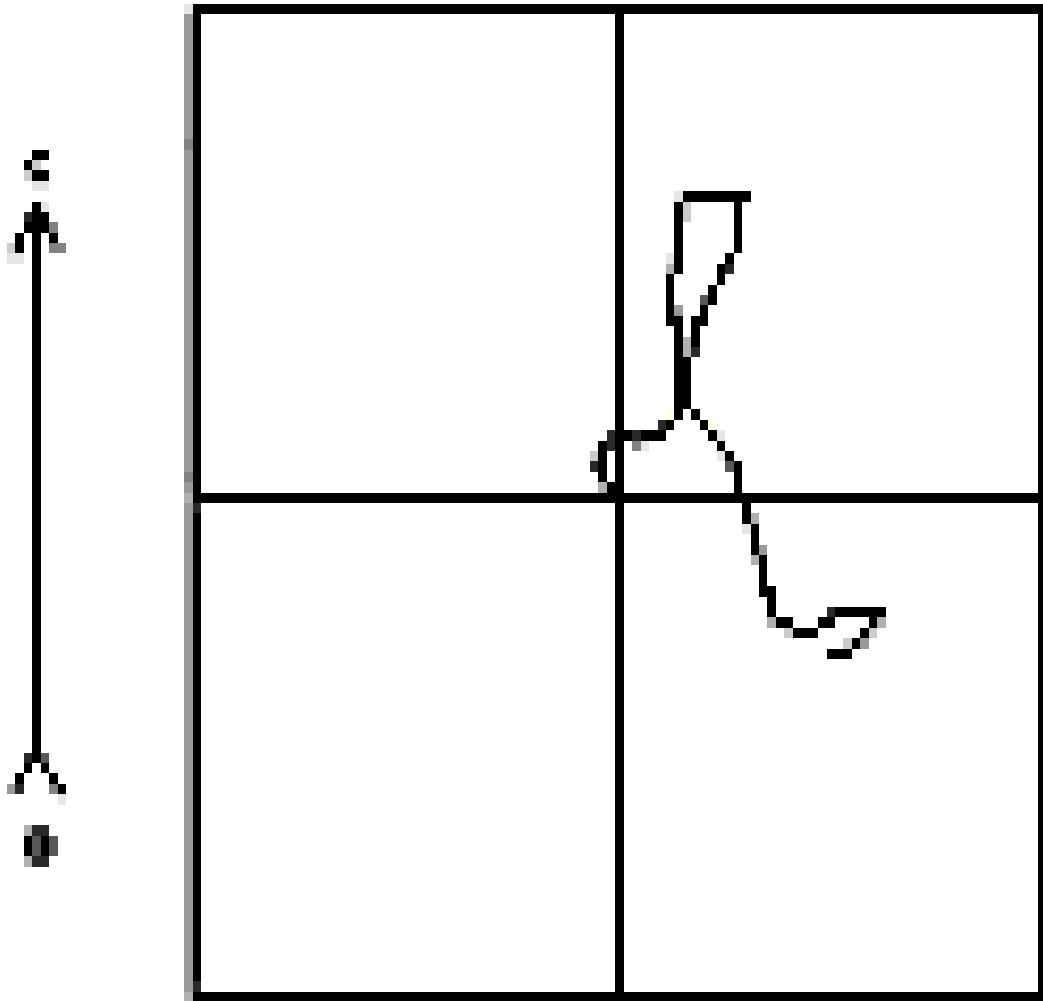


Рисунок А22– Инклинометрия скважины 251115 на площади 20×20

Таблица А22

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд,Х	Коорд,У	Коорд,Z	Уход
1	2	3	4	5	6	7	8
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	269,00	0,75	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	324,00	1,00	25,0	0,17	-0,34	25,00	0,38
4	346,00	1,00	50,0	0,57	-0,53	49,99	0,77
5	40,00	1,00	75,0	0,99	-0,43	74,99	1,08

## Продолжение таблицы А22

1	2	3	4	5	6	7	8
6	110,00	1,00	100,0	1,10	-0,01	99,99	1,10
7	85,00	1,25	125,0	1,04	0,48	124,98	1,15
8	60,00	1,75	150,0	1,24	1,10	149,97	1,66
9	358,00	1,75	175,0	1,90	1,47	174,96	2,41
10	11,00	1,25	200,0	2,56	1,53	199,95	2,98
11	33,00	1,25	225,0	3,06	1,73	224,95	3,52
12	12,00	2,00	250,0	3,72	2,00	249,94	4,22
13	46,00	1,50	275,0	4,39	2,37	274,92	4,99
14	29,00	1,75	300,0	4,95	2,80	299,91	5,69
15	340,00	3,00	325,0	5,90	2,88	324,89	6,64
16	191,00	3,25	350,0	5,87	1,53	349,86	6,07
17	190,00	5,00	375,00	4,11	1,20	374,79	4,28
18	156,00	5,00	400,0	1,94	1,46	399,70	2,43
19	124,00	3,50	425,0	0,52	2,65	424,63	2,71
20	198,00	4,00	450,0	-1,02	3,19	449,57	3,35
21	134,00	2,75	475,0	-2,45	3,54	474,53	4,31
22	89,00	1,75	500,0	-2,81	4,46	499,51	5,27
23	15,00	2,00	525,0	-2,31	5,10	524,50	5,60
24	175,00	2,50	550,0	-2,39	6,08	549,48	6,53
25	267,00	2,00	575,0	-3,13	5,43	574,46	6,27
26	255,00	2,25	590,0	-3,22	4,89	589,45	5,85

1 Горизонтальное смещение забоя скважины = 5,85 м.

2 Вертикальное смещение забоя скважины = 589,45 м.

3 Азимут смещения забоя скважины = 123,39 град.

4 Зенит смещения забоя скважины = 0,57 град.

5 Удлинение ствола скважины = 0,55 м

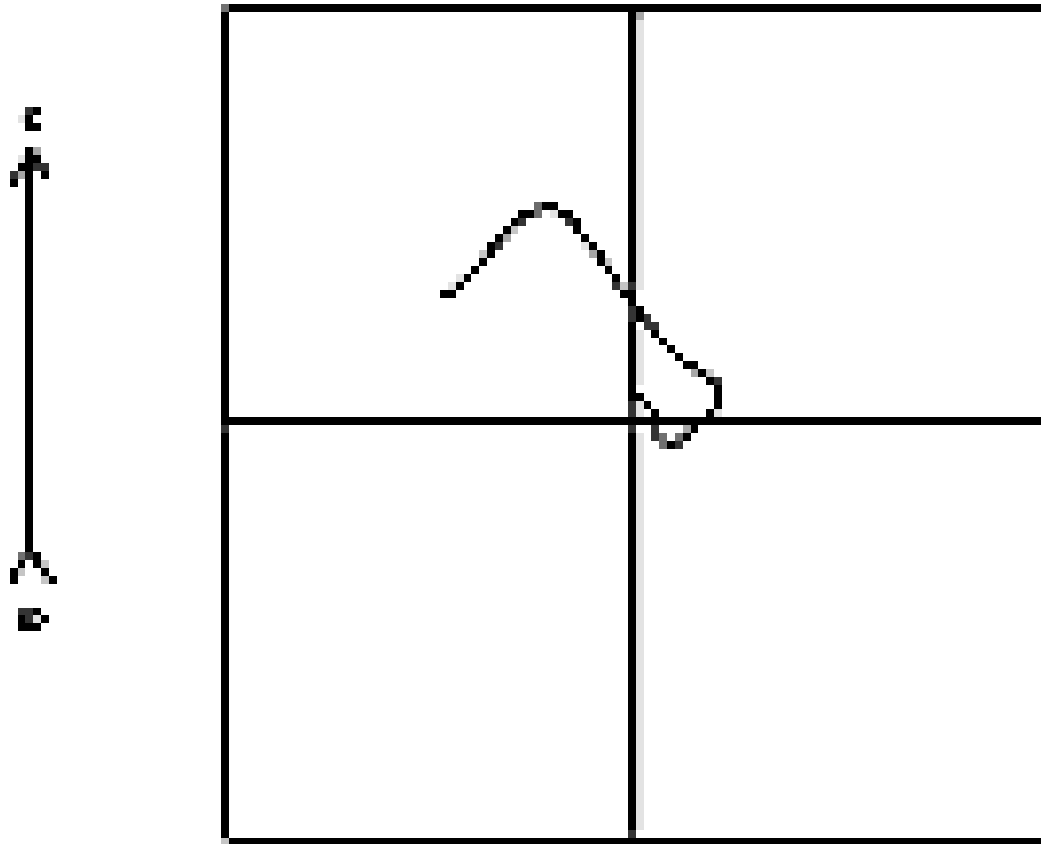


Рисунок А23 – Инклинометрия скважины 251134 на площади 20×20

Таблица А23

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд,Х	Коорд,У	Коорд,Z	Уход
1	2	3	4	5	6	7	8
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	335,00	0,25	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	355,00	0,25	25,0	0,11	-0,03	25,00	0,11
4	360,00	0,25	50,0	0,21	-0,03	50,00	0,22
5	55,00	1,00	75,0	0,46	0,09	75,00	0,47

## Продолжение таблицы А23

1	2	3	4	5	6	7	8
6	195,00	0,75	100,0	0,24	0,41	100,00	0,47
7	180,00	1,00	125,0	-0,14	0,36	124,99	0,38
8	135,00	0,75	150,0	-0,49	0,50	149,99	0,70
9	60,00	1,50	175,0	-0,56	0,99	174,98	1,14
10	37,00	1,25	200,0	-0,16	1,44	199,98	1,45
11	60,00	1,25	225,0	0,20	1,85	224,97	1,86
12	360,00	0,50	250,0	0,53	2,04	249,97	2,11
13	360,00	0,50	275,0	0,75	2,04	274,97	2,17
14	275,00	1,50	300,0	1,07	1,74	299,96	2,05
15	320,00	2,50	325,0	1,47	0,97	324,95	1,76
16	325,00	2,50	350,0	2,34	0,30	349,92	2,36
17	315,00	1,75	375,00	3,05	-0,29	374,91	3,06
18	330,00	1,25	400,0	3,57	-0,69	399,90	3,63
19	320,00	2,00	425,0	4,15	-1,10	424,89	4,29
20	325,00	1,75	450,0	4,80	-1,59	449,88	5,06
21	268,00	1,00	475,0	5,07	-2,13	474,87	5,50
22	242,00	1,75	500,0	4,91	-2,71	499,86	5,61
23	215,00	2,50	525,0	4,30	-3,40	524,84	5,48
24	210,00	1,50	550,0	3,56	-3,87	549,83	5,26
25	250,00	2,00	575,0	3,07	-4,46	574,82	5,41
26	260,00	0,00	595,0	2,98	-4,80	598,81	5,65

1 Горизонтальное смещение забоя скважины = 5,65 м.

2 Вертикальное смещение забоя скважины = 594,81м.

3 Азимут смещения забоя скважины = 301,85 град.

4 Зенит смещения забоя скважины = 0,54 град.

5 Удлинение ствола скважины = 0,19 м

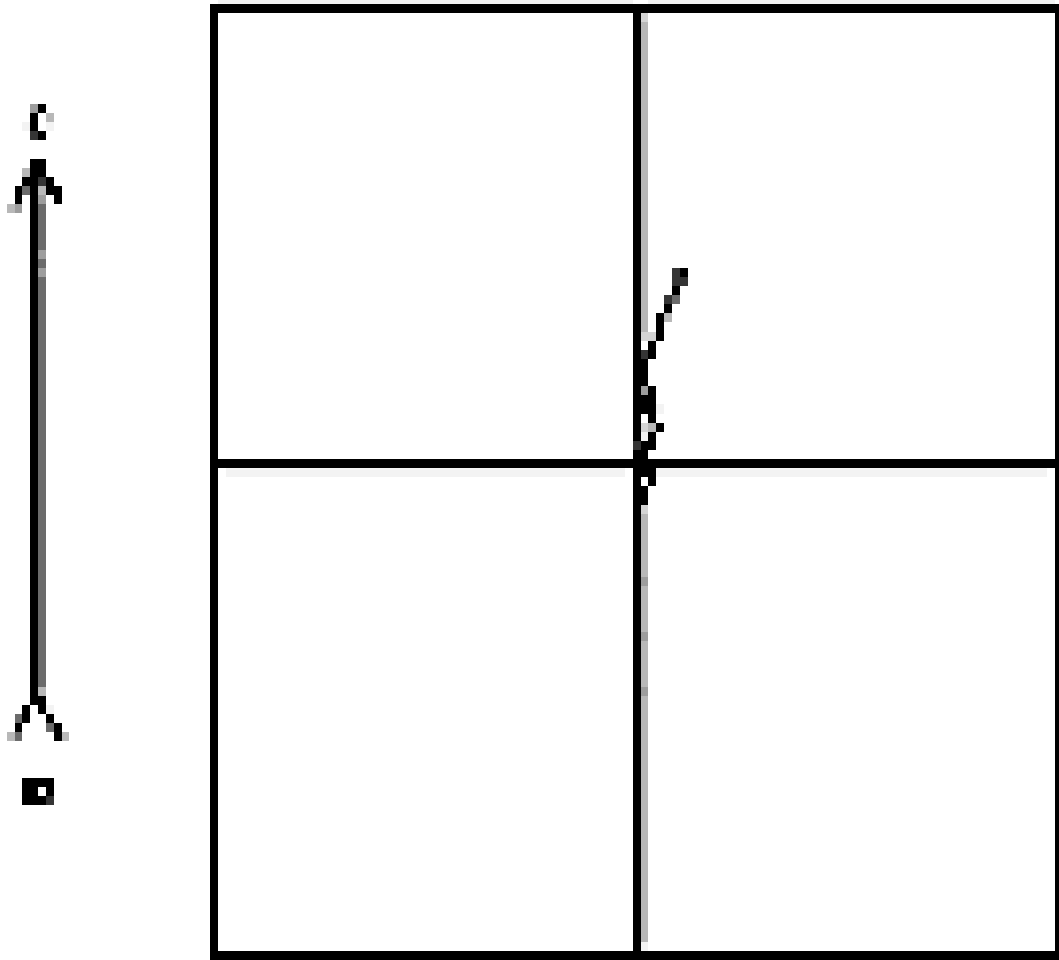


Рисунок А24 – Инклинометрия скважины 251232 на площади 20×20

Таблица А24

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд,Х	Коорд,У	Коорд,Z	Уход
1	2	3	4	5	6	7	8
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	125,00	0,25	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	200,00	0,50	25,0	-0,16	0,05	25,00	0,16
4	181,00	0,25	50,0	-0,32	0,02	50,00	0,32
5	180,00	0,25	75,0	-0,43	0,02	75,00	0,43

## Продолжение таблицы А24

1	2	3	4	5	6	7	8
6	142,00	0,25	100,0	-0,53	0,05	100,00	0,53
7	68,00	0,00	125,0	-0,54	0,11	125,00	0,55
8	8,00	1,25	150,0	-0,33	0,27	150,00	0,43
9	333,00	1,25	175,0	0,21	0,18	174,99	0,28
10	272,00	0,25	200,0	0,39	-0,09	199,99	0,40
11	125,00	0,00	225,0	0,33	-0,11	224,99	0,35
12	24,00	1,25	250,0	0,41	0,15	249,99	0,43
13	35,00	1,50	275,0	0,93	0,45	274,98	1,03
14	246,00	0,00	300,0	1,18	0,24	299,98	1,21
15	29,00	0,75	325,0	1,30	0,13	324,98	1,31
16	289,00	0,00	350,0	1,45	0,07	349,98	1,46
17	144,00	0,25	375,00	1,41	0,04	374,98	1,41
18	360,00	1,00	400,0	1,49	0,30	399,98	1,52
19	188,00	0,00	425,0	1,51	0,08	424,97	1,51
20	20,00	1,00	450,0	1,46	0,29	449,97	1,49
21	160,00	0,25	475,0	1,46	0,57	474,97	1,56
22	316,00	1,25	500,0	1,28	0,29	499,97	1,32
23	31,00	3,00	525,0	2,21	0,18	524,95	2,21
24	18,00	2,25	550,0	3,25	0,66	549,93	3,31
25	28,00	2,00	575,0	4,10	1,02	574,91	4,23
26	259,00	0,00	580,0	4,17	0,97	579,91	4,28

1 Горизонтальное смещение забоя скважины = 4,28 м.

2 Вертикальное смещение забоя скважины = 579,91 м.

3 Азимут смещения забоя скважины = 13,07 град.

4 Зенит смещения забоя скважины = 0,42 град.

5 Удлинение ствола скважины = 0,09 м



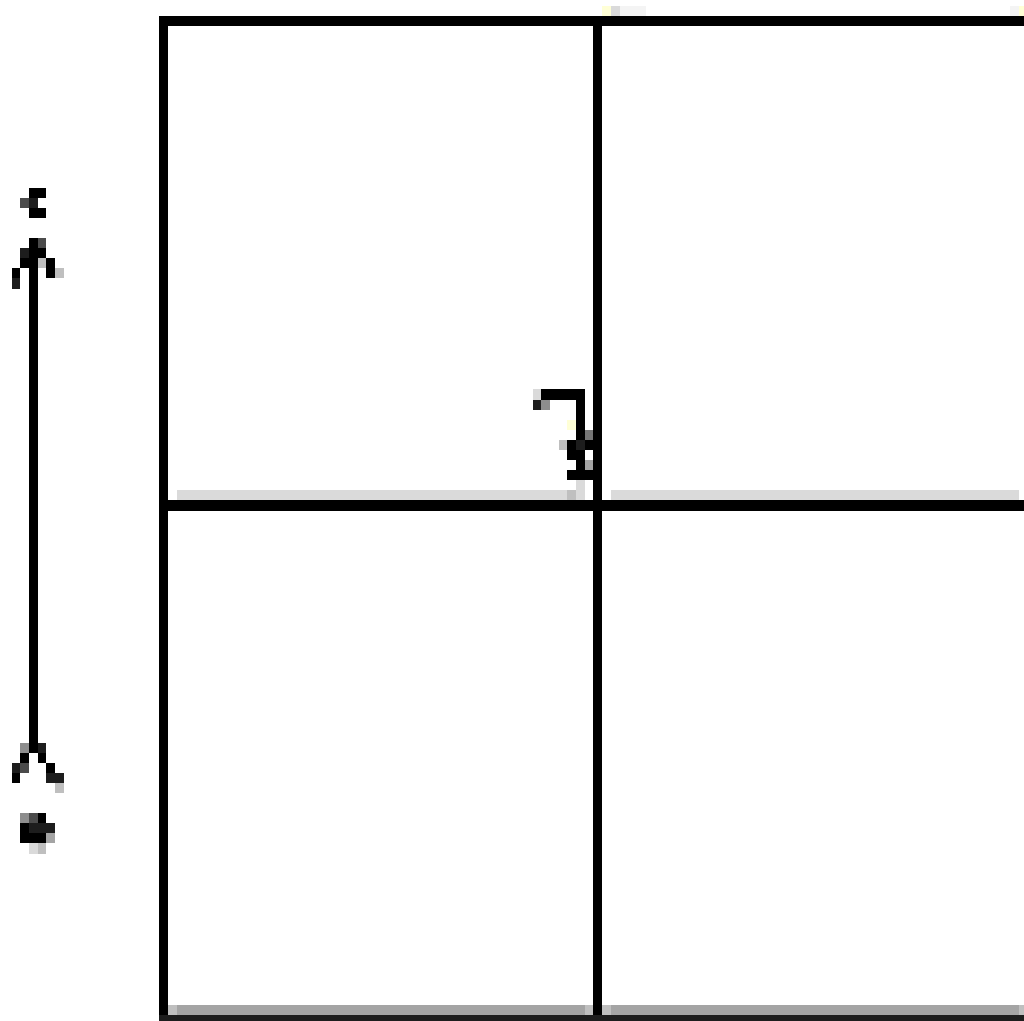


Рисунок А25 – Инклинометрия скважины 251211 на площади 20×20

Таблица А25

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд,Х	Коорд,У	Коорд,Z	Уход
1	2	3	4	5	6	7	8
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	132,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	342,00	0,00	25,0	0,00	0,00	25,00	0,00
4	219,00	0,25	50,0	0,01	-0,05	50,00	0,05

5	206,00	0,00	75,0	-0,04	-0,08	75,00	0,09
---	--------	------	------	-------	-------	-------	------

## Продолжение таблицы А25

1	2	3	4	5	6	7	8
6	160,00	0,00	100,0	-0,04	-0,08	100,00	0,09
7	83,00	0,00	125,0	-0,04	-0,08	125,00	0,09
8	13,00	0,75	150,0	0,07	0,04	150,00	0,08
9	347,00	1,50	175,0	0,56	0,04	174,99	0,57
10	233,00	0,75	200,0	0,73	-0,42	199,99	0,85
11	132,00	0,00	225,0	0,57	-0,43	224,99	0,71
12	41,00	0,25	250,0	0,57	-0,38	249,99	0,68
13	0,00	1,50	275,0	0,93	-0,24	274,98	0,96
14	222,00	0,50	300,0	1,09	-0,65	299,98	1,27
15	64,00	0,25	325,0	0,96	-0,55	324,98	1,10
16	334,00	1,25	350,0	1,26	-0,44	349,98	1,34
17	178,00	0,00	375,00	1,20	-0,71	374,98	1,39
18	0,00	1,25	400,0	1,20	-0,44	399,98	1,28
19	179,00	0,00	425,0	1,21	-0,16	424,98	1,22
20	20,00	1,00	450,0	1,17	0,05	449,97	1,17
21	241,00	0,25	475,0	1,35	-0,16	474,97	1,36
22	0,00	1,25	500,0	1,51	-0,44	499,97	1,57
23	53,00	0,00	525,0	1,76	-0,32	524,97	1,79
24	300,00	2,00	550,0	2,19	-0,34	549,97	2,22
25	241,00	1,50	575,0	2,20	-1,11	574,95	2,46
26	242,00	2,00	585,0	2,05	-1,37	584,95	2,47

1 Горизонтальное смещение забоя скважины = 2,47 м.

2 Вертикальное смещение забоя скважины = 584,95 м.

3 Азимут смещения забоя скважины = 326,21 град.

4 Зенит смещения забоя скважины = 0,24 град.

5 Удлинение ствола скважины = 0,05 м

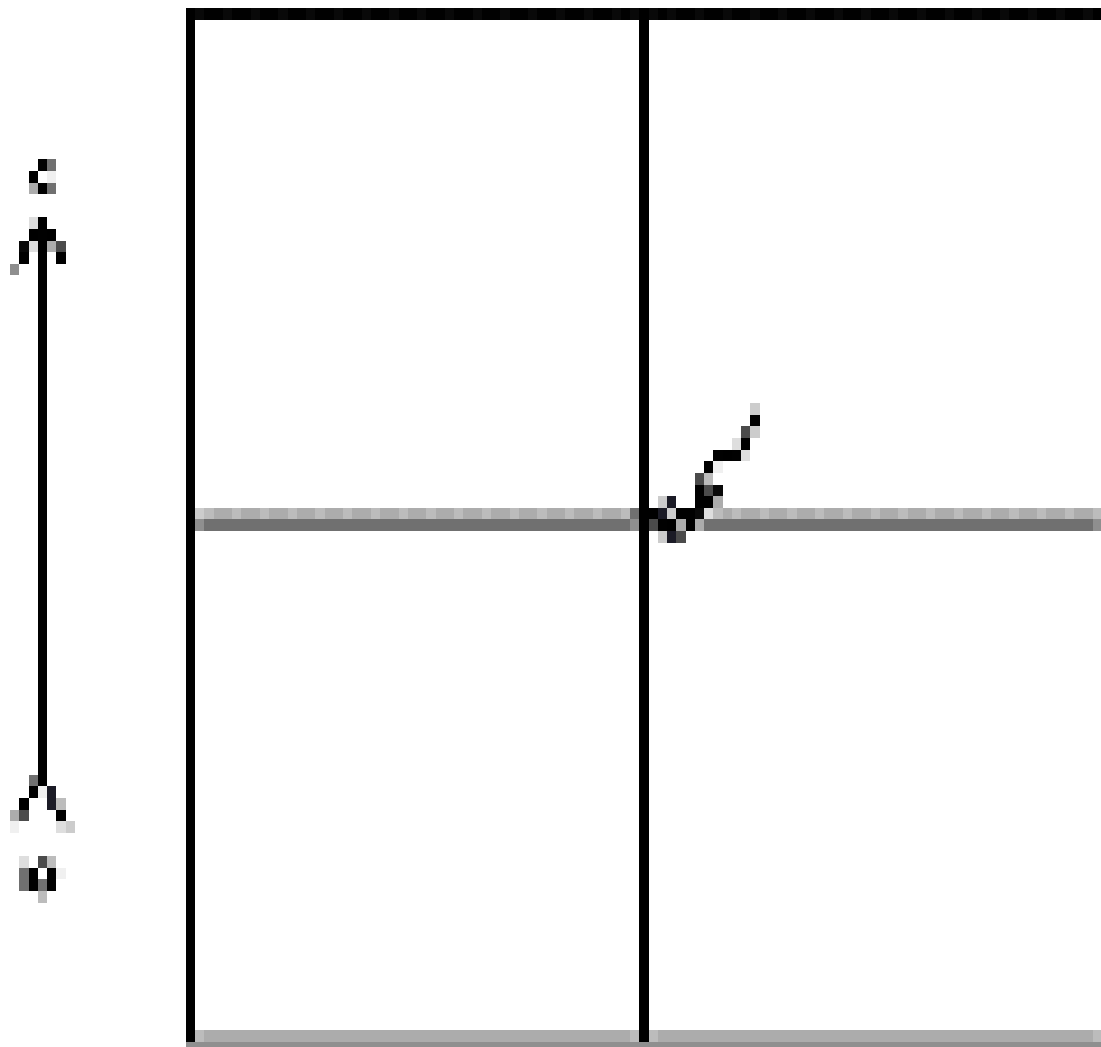


Рисунок А26 – Инклинометрия скважины 251212 на площади 20×20

Таблица А26

№	Азимут	Зенит	Глубина	Коорд,Х	Коорд,У	Коорд,Z	Уход
1	2	3	4	5	6	7	8
1	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2	40,00	0,25	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3	120,00	0,50	25,0	0,01	0,05	25,00	0,05
4	215,00	0,50	50,0	-0,15	0,09	50,00	0,17
5	335,00	0,25	75,0	-0,13	-0,13	75,00	0,18

## Продолжение таблицы А26

1	2	3	4	5	6	7	8
6	30,00	0,75	100,0	0,14	-0,12	100,00	0,18
7	110,00	0,25	125,0	0,22	0,09	125,00	0,23
8	175,00	0,75	150,0	0,04	0,22	150,00	0,23
9	135,00	0,75	175,0	-0,25	0,36	174,99	0,44
10	85,00	0,75	200,0	-0,37	0,67	199,99	0,76
11	45,00	0,50	225,0	-0,25	0,91	224,99	0,95
12	310,00	1,00	250,0	0,08	0,90	249,99	0,90
13	280,00	1,00	275,0	0,26	0,50	274,98	0,57
14	215,00	0,75	300,0	0,11	0,15	299,98	0,19
15	130,00	0,50	325,0	-0,16	0,19	324,98	0,24
16	75,00	0,75	350,0	-0,21	0,45	349,98	0,50
17	15,00	0,75	375,00	0,02	0,69	374,98	0,69
18	125,00	0,50	400,0	0,11	0,94	399,97	0,95
19	40,00	0,50	425,0	0,14	1,16	424,97	1,17
20	320,00	0,75	450,0	0,41	1,16	449,97	1,23
21	135,00	1,25	475,0	0,71	1,48	474,97	1,64
22	200,00	0,75	500,0	0,28	1,57	499,96	1,60
23	5,00	1,50	525,0	0,39	1,09	524,96	1,16
24	40,00	1,75	550,0	1,04	1,37	549,95	1,72
25	100,00	2,00	575,0	1,32	2,13	574,94	2,51
26	305,00	2,75	595,0	2,09	2,45	594,92	3,22

1 Горизонтальное смещение забоя скважины = 3,22 м.

2 Вертикальное смещение забоя скважины = 594,92 м.

3 Азимут смещения забоя скважины = 49,60 град.

4 Зенит смещения забоя скважины = 0,31 град.

5 Удлинение ствола скважины = 0,08 м

**ПРИЛОЖЕНИЕ Б - ФАКТИЧЕСКИЕ ЗАМЕРЫ ИСКРИВЛЕНИЯ  
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИН**

Таблица Б1

№	Азии- мут	Зенит	Глуби- на	Коорд. X	Коорд. Y	Коорд. Z	Уход
Первый интервал							
1	135,00	1,25	100,0	-0,65	0,51	99,99	0,83
3	4,00	1,25	100,0	0,96	0,13	99,98	0,97
4	75,00	0,25	100,0	-0,28	0,11	100,0	0,3
5	46,00	0,25	100,0	-0,37	0,04	100,0	0,37
8	136,00	0,25	100,0	-0,12	0,07	100,0	0,14
9	216,00	0,25	100,0	-0,31	-0,56	100,0	0,64
10	50,00	0,5	100,0	0,31	0,69	100,0	0,76
11	175,00	0,75	100,0	0,01	-0,4	100,0	0,4
12	298,00	1,25	100,0	-0,33	-1,27	99,99	1,31
13	357,00	0,25	100,0	0,63	-0,93	99,99	1,13
14	255,00	1,00	100,0	0,52	-0,3	100,0	0,6
15	205,00	0,75	100,0	0,11	0,38	99,99	0,4
16	0,00	1,00	100,0	-0,13	0,53	99,99	0,54
17	50,00	0,75	100,0	-0,3	0,41	100,0	0,5
19	140,00	0,5	100,0	0,53	-0,67	99,99	0,86
20	358,00	0,25	100,0	0,06	-0,35	100,0	0,36
21	175,00	0,5	100,0	-0,76	0,00	99,99	0,76
24	142,00	0,25	100,0	-0,53	0,05	100,0	0,53
25	160,00	0,00	100,0	-0,04	-0,08	100,0	0,09
26	30,00	0,75	100,0	0,14	-0,12	100,0	0,78
Среднее значение 0,58 Max=1,31 Min=0.18							

Таблица Б2

№	Азии- мут	Зенит	Глуби- на	Коорд. X	Коорд. Y	Коорд. Z	Уход
Второй интервал							
1	155.00	1.25	200.0	-0.92	-0.44	199.97	1.02
3	32.00	2.25	200.0	2.85	-1.04	199.95	3.04
4	65.00	0.5	200.0	-0.06	0.27	200.0	0.28
5	137.00	0.5	200.0	-0.22	0.18	200.0	0.28
8	225.00	1.0	200.0	0.27	0.36	199.99	0.45
9	260.00	0.75	200.0	0.75	-0.46	199.99	0.49
10	85.00	0.5	200.0	0.64	0.56	174.99	0.85
11	285.00	0.75	200.0	0.15	-0.36	199.99	0.39
12	172.00	1.25	200.0	-1.32	-2.27	199.97	2.63
13	46.00	0.25	200.0	1.15	-0.13	199.99	1.15
14	130.00	0.5	200.0	-0.35	-0.45	199.99	0.57
15	167.00	1.25	200.0	-0.99	-0.63	199.98	1.17
16	0.00	0.5	200.0	0.11	0.03	199.98	0.11
17	60.00	1.00	200.0	0.00	0.29	199.98	0.29
19	323.00	0.25	200.0	0.56	-0.34	199.99	0.65
20	48.00	0.25	200.0	-0.67	0.51	199.98	0.84
21	345.00	1.0	200.0	0.03	0.02	199.99	0.03
24	272.00	0.25	200.0	0.39	-0.09	199.99	0.40
25	233.00	0.75	200.0	0.73	-0.42	199.99	0.85
26	85.00	0.75	200.0	-0.37	0.67	199.99	0.76
Среднее значение 0.81							
Max=3,04 Min=0,03							

Таблица Б3

№	Азии- мут	Зенит	Глуби- на	Коорд. X	Коорд. Y	Коорд. Z	Уход
Третий интервал							
1	145.0	1.0	300.0	-0.82	0.86	299.96	1.19
3	334.0	1.0	300.0	5.65	-1.99	299.9	5.99
4	357.0	0.25	300.0	0.18	0.34	300.0	0.38
5	12.0	0.25	300.0	-0.69	-0.3	299.99	0.75
8	360.0	0.25	300.0	0.76	0.1	299.99	0.77
9	266.0	0.75	300.0	0.64	-0.36	299.98	0.75
10	10.0	0.75	300.0	0.87	0.73	274.99	1.13
11	210.0	0.5	300.0	-0.46	-0.1	299.98	0.47
12	200.0	1.0	300.0	-2.44	-3.66	299.95	4.40
13	61.0	0.25	300.0	1.06	0.3	299.98	1.1
14	165.0	0.75	300.0	-0.09	-0.19	299.98	0.21
15	330.0	1.5	300.0	-1.97	-1.86	299.96	2.7
16	325.0	1.0	300.0	0.4	-0.07	299.97	0.4
17	85.0	1.25	300.0	0.53	0.26	299.96	0.59
19	61.0	1.25	300.0	1.35	-0.48	299.98	1.44
20	247.0	0.25	300.0	-1.12	1.11	299.98	1.57
21	65.0	1.25	300.0	1.82	-0.34	299.96	1.85
24	246.0	0.00	300.0	1.18	0.24	299.98	1.21
25	222.0	0.5	300.0	1.09	-0.65	299.98	1.27
26	215.0	0.75	300.0	0.11	0.15	299.98	0.19
Среднее значение 1.42							
Max=5.99 Min=0.19							



Таблица Б4

№	Азии- мут	Зенит	Глуби- на	Коорд. Х	Коорд. У	Коорд. Z	Уход
Четвертый интервал							
1	240,0	1,25	400,0	-1,38	1,16	399,95	1,8
3	106,0	1,0	400,0	5,23	-2,8	399,84	5,94
4	187,0	0,25	400,0	0,19	0,27	399,99	0,33
5	27,0	0,25	400,0	-0,47	0,08	399,99	0,48
8	25,0	1,25	400,0	2,09	-0,26	399,97	2,10
9	75,0	1,00	400,0	0,37	-0,23	399,97	0,44
10	170,0	0,25	400,0	1,13	1,09	374,98	1,56
11	265,0	0,75	400,0	-1,23	0,48	399,98	1,32
12	295,0	1,75	400,0	-4,46	-4,08	399,92	6,04
13	84,0	1,00	400,0	1,22	0,85	399,97	1,49
14	105,0	0,5	400,0	-0,37	-0,69	399,98	0,78
15	300,0	1,0	400,0	0,47	-2,11	399,92	2,16
16	195,0	1,25	400,0	0,42	-0,82	399,94	0,92
17	225,0	0,25	400,0	1,39	1,47	399,93	2,02
19	257,0	2,0	400,0	1,42	-1,63	399,95	2,16
20	309,0	0,25	400,0	-0,93	1,12	399,98	1,46
21	315,0	1,5	400,0	2,49	-0,09	399,94	2,49
24	360,0	1,00	400,0	1,49	0,3	399,98	1,52
25	0,00	1,25	400,0	1,2	-0,44	399,98	1,28
26	125,0	0,5	400,0	0,11	0,94	399,97	0,95
Сред- нее значе- ние							1,86
							Max=6,04 Min=0.33

Таблица Б5

№	Азии- мут	Зенит	Глуби- на	Коорд. Х	Коорд. У	Коорд. Z	Уход
Пятый интервал							
1	345,0	1,75	500,0	-2,99	0,14	499,9	2,99
3	198,0	2,75	500,0	3,93	-3,35	499,97	5,16
4	360,0	1,25	500,0	0,23	0,00	499,99	0,23
5	188,0	1,25	500,0	-1,2	0,48	499,98	1,3
8	290,0	1,00	500,0	2,80	0,10	499,96	2,8
9	114,0	0,75	500,0	1,67	0,82	499,95	1,86
10	80,0	1,00	500,0	2,35	0,65	474,96	2,44
11	65,0	0,25	500,0	-1,26	0,33	499,97	1,3
12	88,0	1,75	500,0	-2,21	-4,92	499,88	5,39
13	357,0	0,25	500,0	2,02	2,02	499,96	2,86
14	25,0	0,75	500,0	-1,47	0,17	499,97	0,5
15	356,0	1,75	500,0	1,85	-3,37	499,90	3,84
16	360,0	1,5	500,0	0,84	-0,13	499,92	0,85
17	125,0	1,5	500,0	2,54	0,42	499,89	2,57
19	352,0	1,00	500,0	1,92	-2,07	499,95	2,82
20	50,0	0,50	500,0	-0,86	1,19	499,98	1,46
21	130,0	2,25	500,0	3,76	-0,36	499,92	3,77
24	316,0	1,25	500,0	1,28	0,29	499,97	1,32
25	0,0	1,25	500,0	1,51	-0,44	499,97	1,57
26	200,0	0,75	500,0	0,28	1,57	499,96	1,6
Сред- нее значе- ние							2,33
							Max=5,39 Min=0.23

Таблица Б6

№	Азии- мут	Зенит	Глуби- на	Коорд. X	Коорд. Y	Коорд. Z	Уход
Шестой интервал							
1	50,0	0,5	590,0	-2,63	-0,52	589,89	2,68
3	168,0	1,0	590,0	3,29	-3,34	584,75	4,69
4	126,0	0,0	585,0	0,29	0,15	584,98	0,32
5	352,0	2,25	590,0	-0,87	-0,66	589,96	1,09
8	350,0	0,5	565,0	2,75	-1,26	574,94	3,03
9	0,00	4,0	595,0	4,76	0,13	589,84	4,76
10	240,0	2,5	590,0	3,89	0,42	589,92	3,91
11	315,0	1,5	590,0	-1,07	-1,05	589,96	1,5
12	98,0	2,75	590,0	-2,69	-1,71	589,82	3,2
13	359,0	1,5	588,0	4,24	1,97	587,93	4,67
14	300,0	0,5	595,0	-1,34	-0,26	594,96	1,36
15	300,0	2,75	590,0	3,25	-3,95	589,89	5,12
16	75,0	0,25	590,0	1,56	-0,36	589,90	1,61
17	130,0	1,25	600,0	1,96	0,95	589,86	2,18
19	58,0	2,25	585,0	3,64	-2,77	584,91	4,57
20	81,0	0,75	585,0	-0,49	1,27	584,98	1,36
21	360,0	2,5	593,0	3,59	0,87	592,89	3,7
24	259,0	0,00	580,0	4,17	0,97	579,91	4,28
25	242,0	2,00	585,0	2,05	-1,37	584,95	2,47
26	305,0	2,75	595,0	2,09	2,45	594,92	3,22
Сред- нее значе- ние							2,99
							Max=5,12 Min=0,32

**ПРИЛОЖЕНИЕ В - ДЛИНА ПОЛУВОЛНЫ  $L_T$ , безразмерные единицы**  
по Г. Вудсу и А. Лубински (США, 1960), М. Ж. Музапарову (Казахстан,  
1978), Б.З. Султанову (Россия, 1991)

**Длина полуволны, б.е.**  
(по А.Лубински и Г.Вудсу, 1960;  
М.Ж. Музапарову, 1978;  
Б.З. Султанову, 1991)

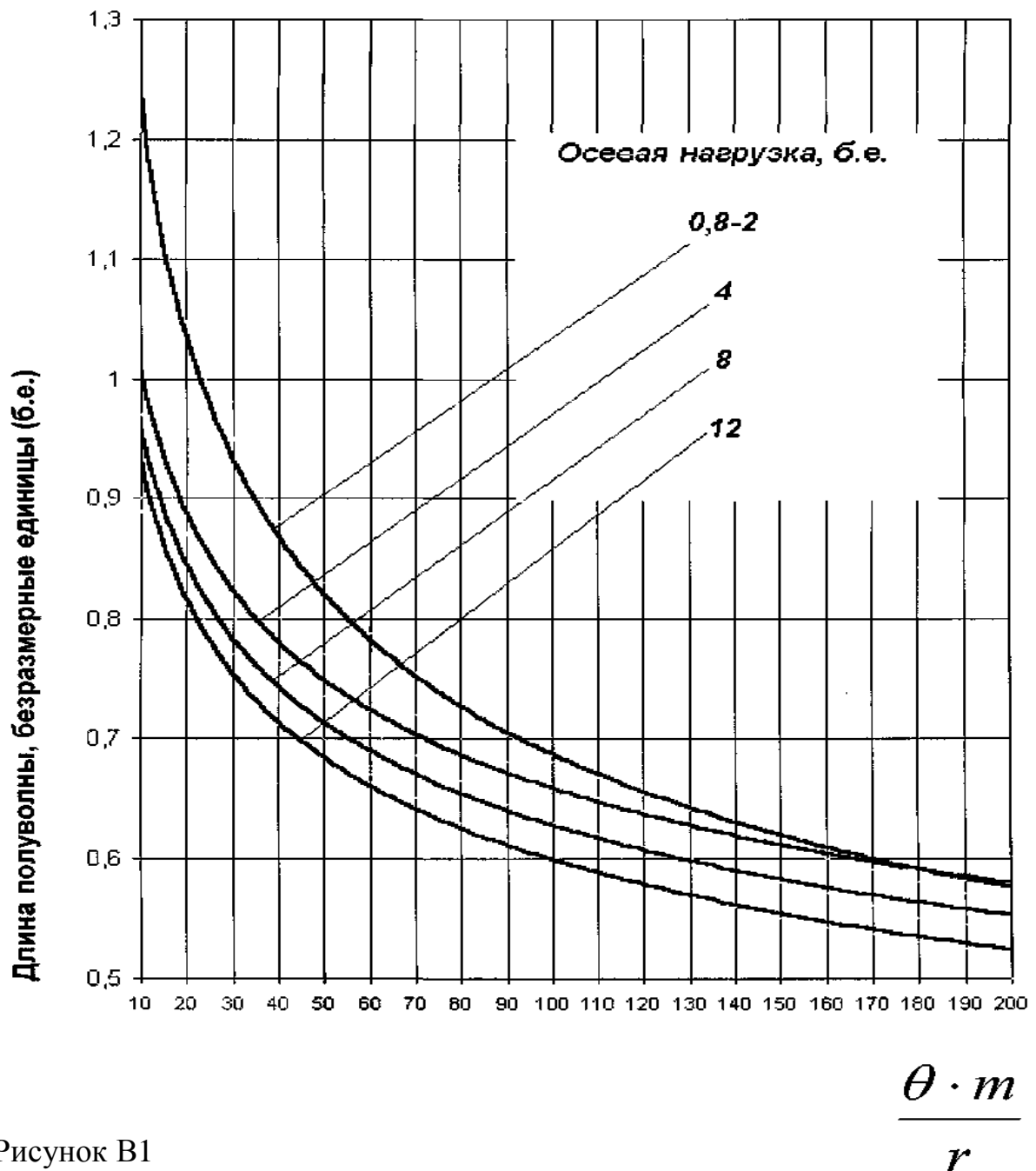


Рисунок В1

**Длина полуволны, б.е**  
 (по А.Лубински и Г. Вудсу, 1960;  
 М.Ж. Музапарову, 1978;  
 Б.З. Султанову, 1991)

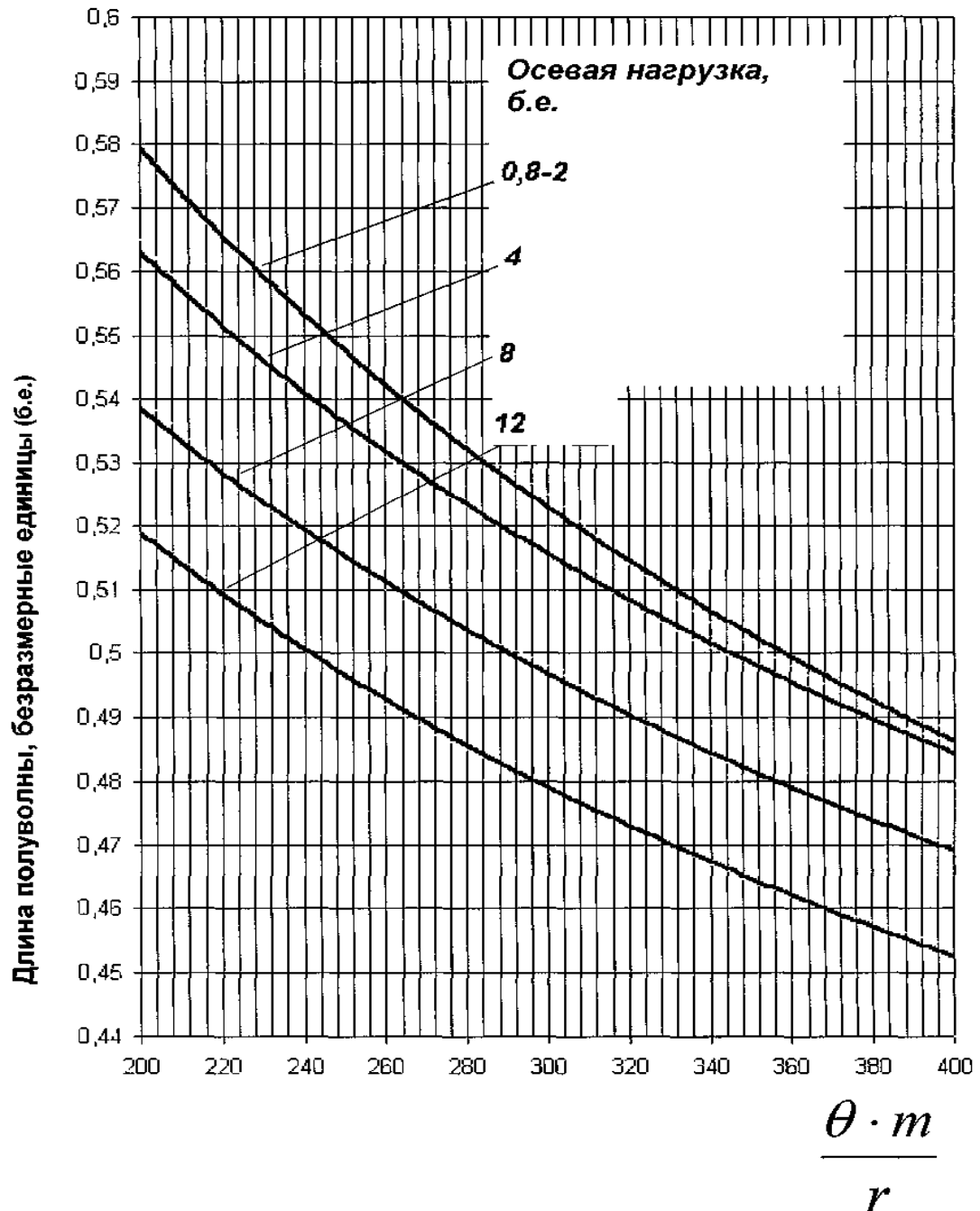


Рисунок В2

**Длина полуволны, б.е.**  
 (по А.Лубински и Г.Вудсу, 1960;  
 М.Ж. Музапарову, 1978;  
 Б.З. Султанову, 1991)

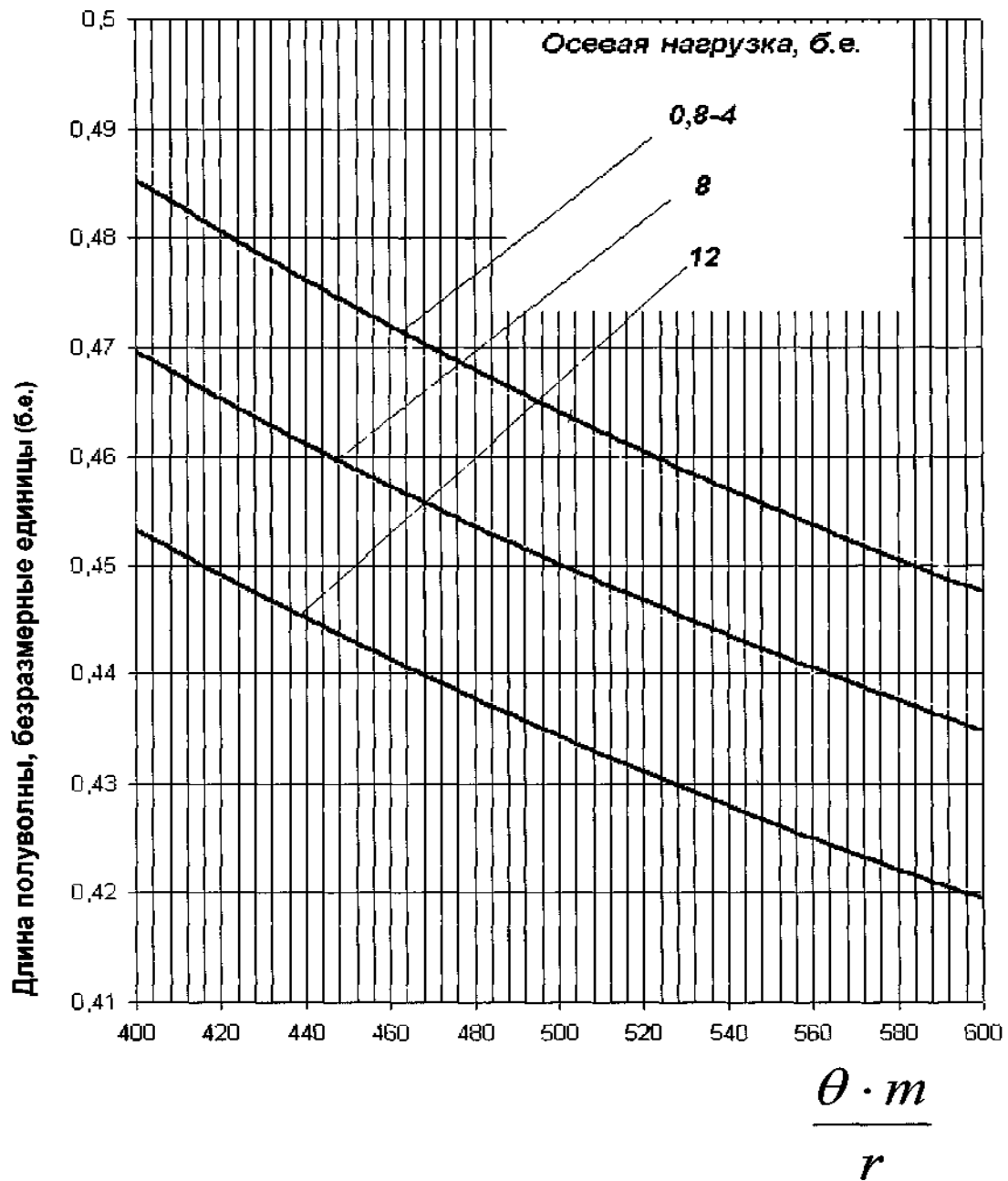


Рисунок В3

**Длина полуволны, б.е.**  
 (по А.Лубински и Г.Вудсу, 1960;  
 М.Ж. Музапарову, 1978;  
 Б.З. Султанову, 1991)

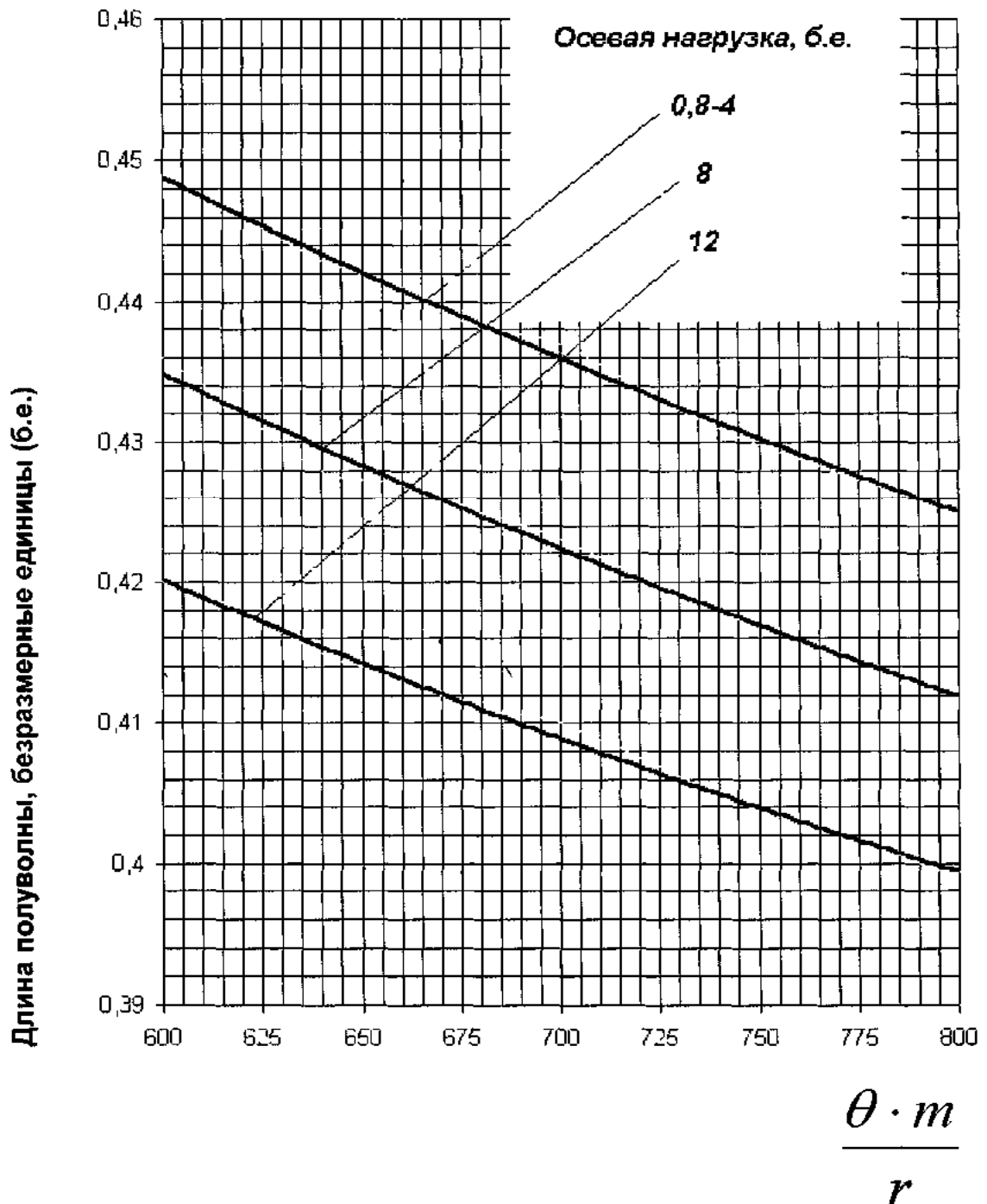


Рисунок В4

**Длина полуволны, б.е.**  
 (по А.Лубински и Г.Вудсу, 1960;  
 М.Ж. Музапарову, 1978;  
 Б.З. Султанову, 1991)

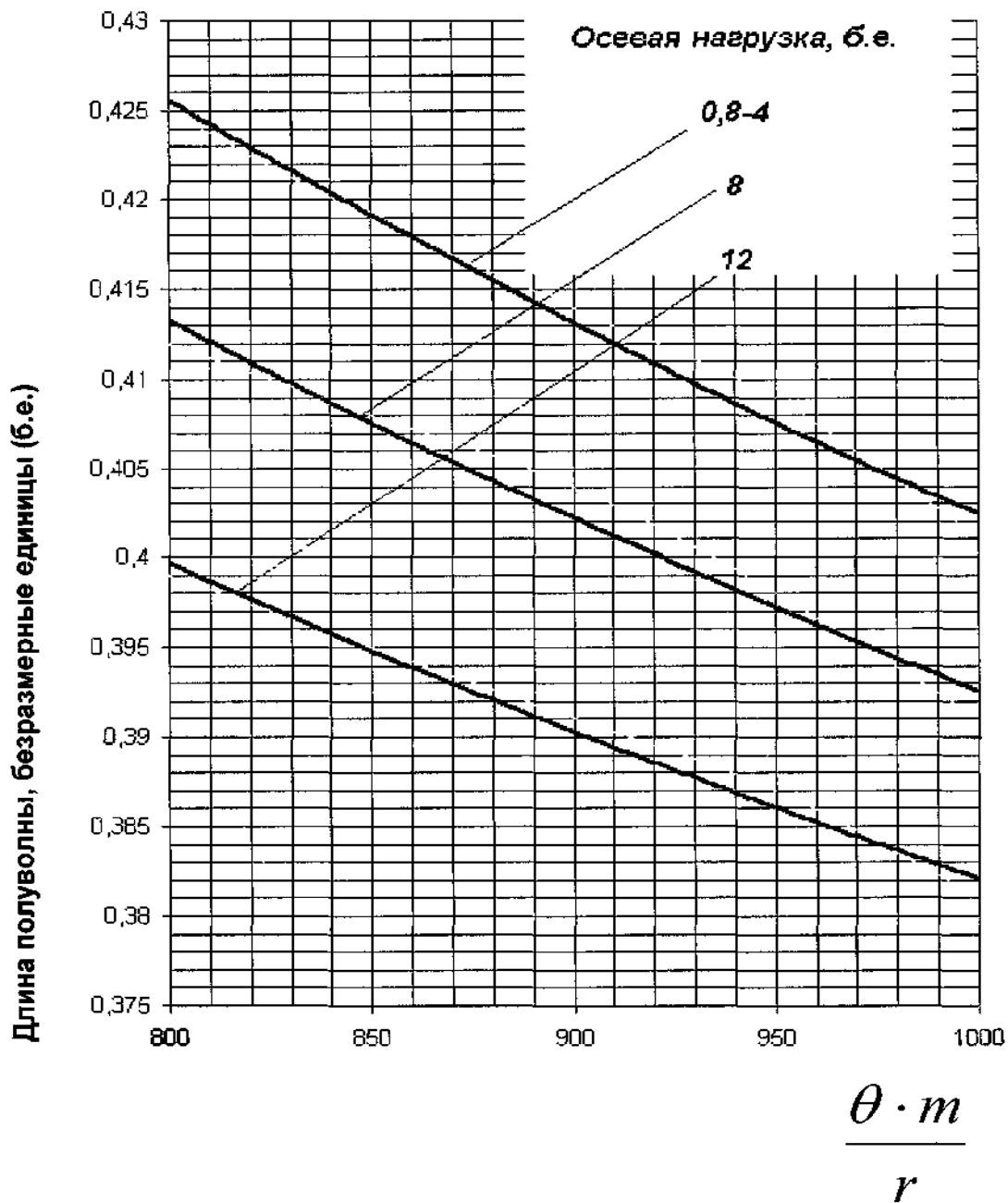


Рисунок В5



**Длина полуволны, б.е.**  
 (по А.Лубински и Г.Вудсу, 1960;  
 М.Ж. Музапарову, 1978;  
 Б.З. Султанову, 1991)

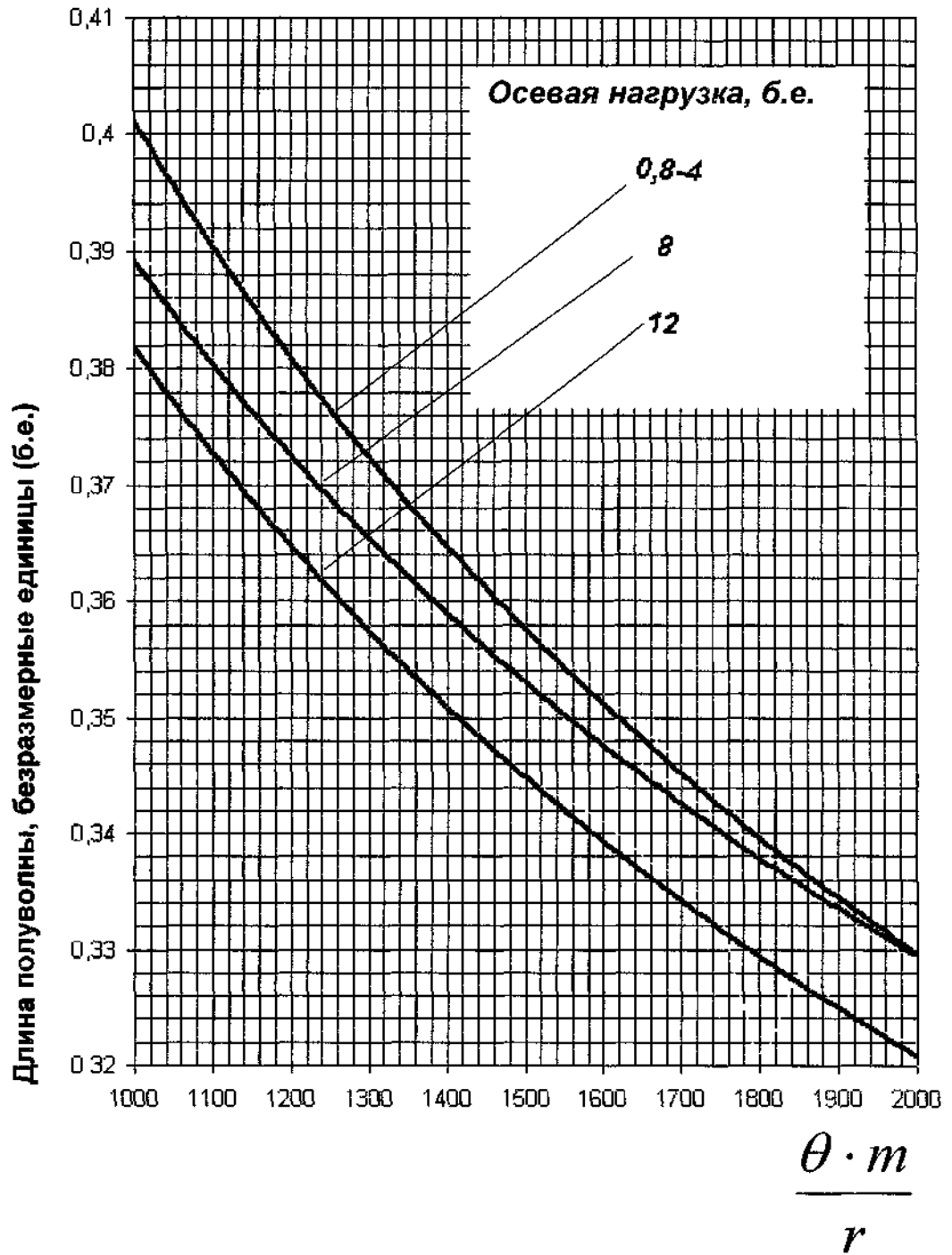


Рисунок В6

**Длина полуволны, б.е.**  
 (по А.Лубински и Г.Вудсу, 1960;  
 М.Ж. Музапарову, 1978;  
 Б.З. Султанову, 1991)

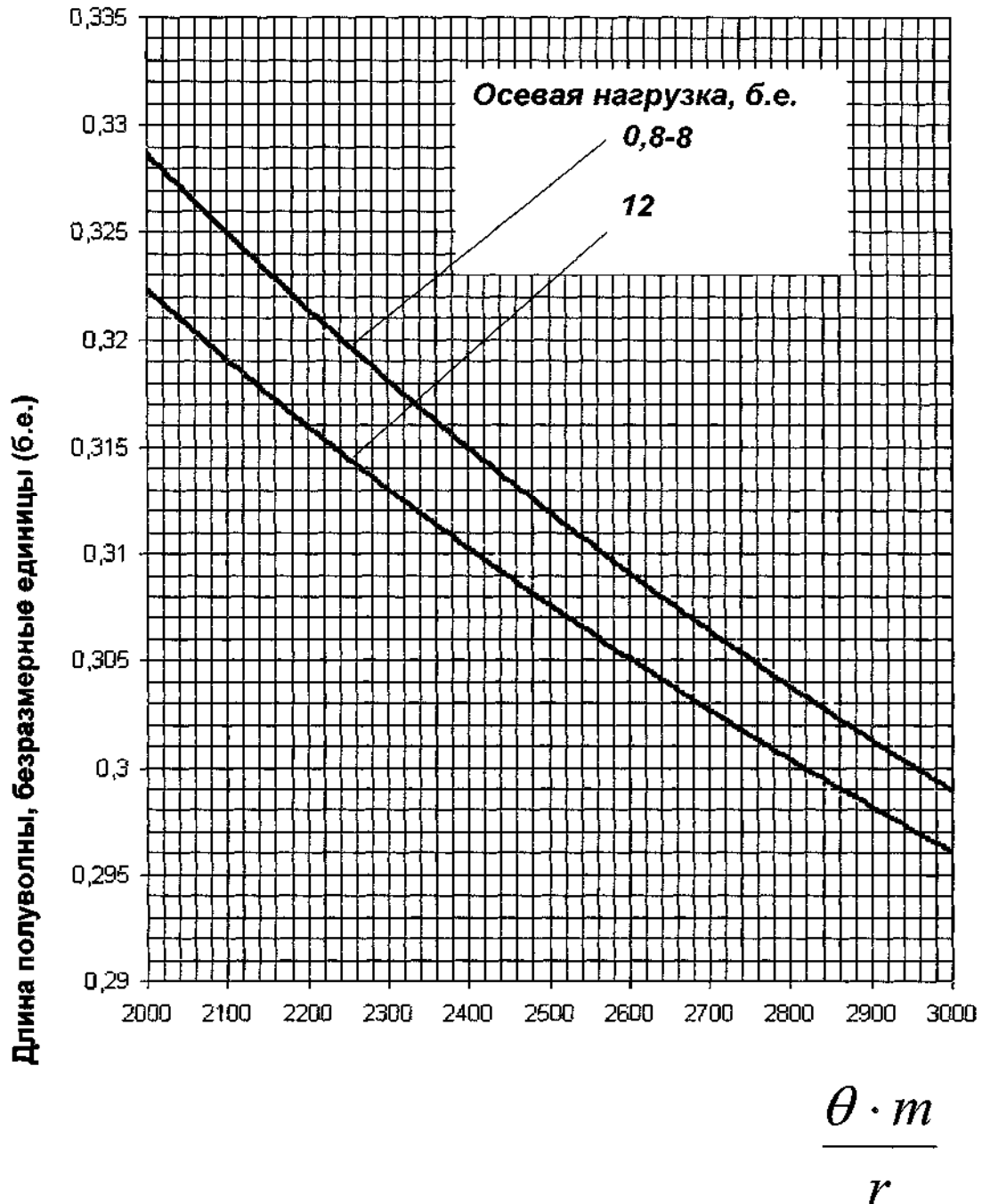
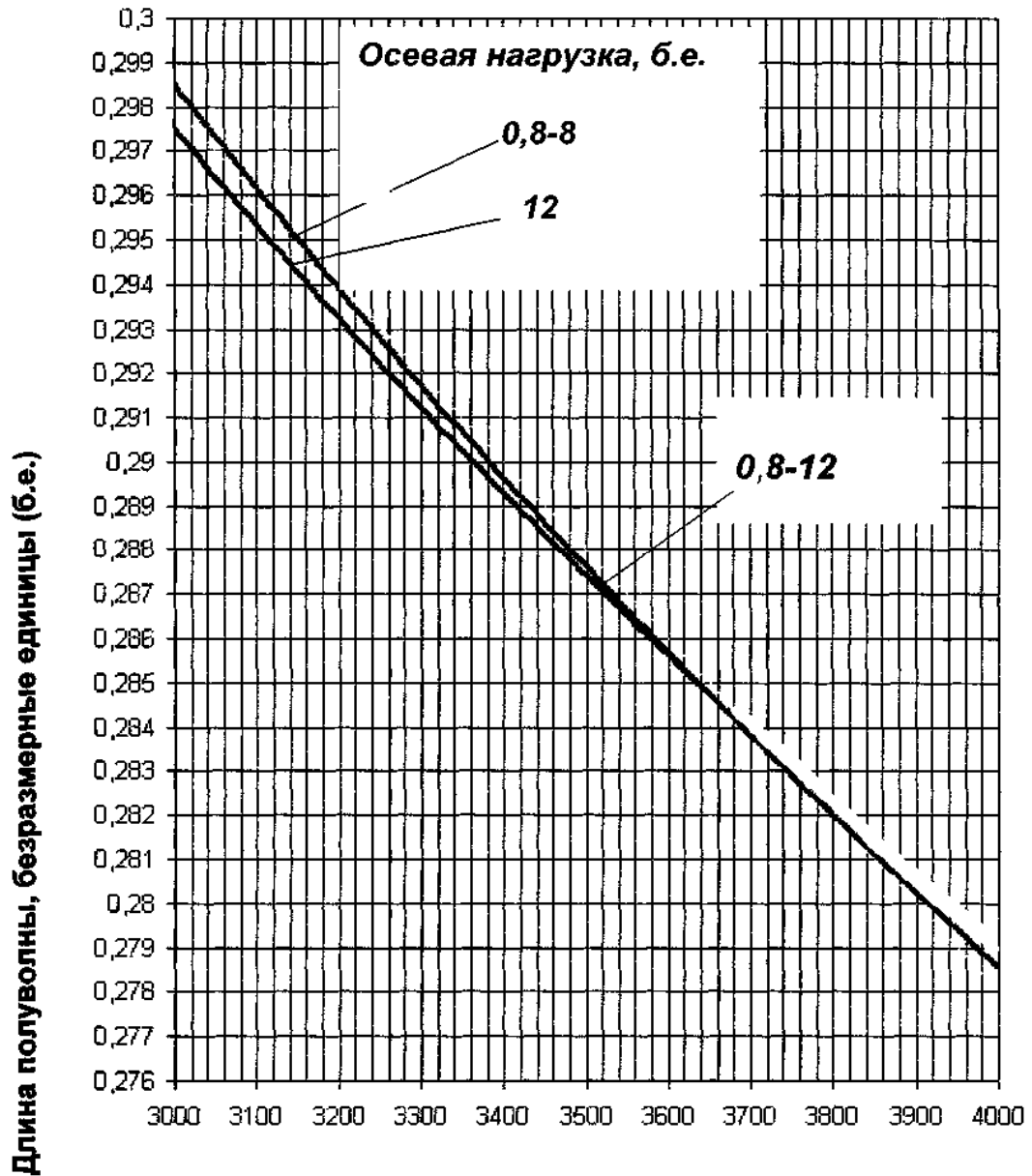


Рисунок В7

**Длина полуволны, б.е.**  
 (по А.Лубински и Г.Вудсу, 1960;  
 М.Ж. Музапарову, 1978;  
 Б.З. Султанову, 1991)



$$\frac{\theta \cdot m}{r}$$

Рисунок В8

**Длина полуволны, б.е.**  
 (по А.Лубински и Г.Вудсу, 1960;  
 М.Ж. Музапарову, 1978;  
 Б.З. Султанову, 1991)

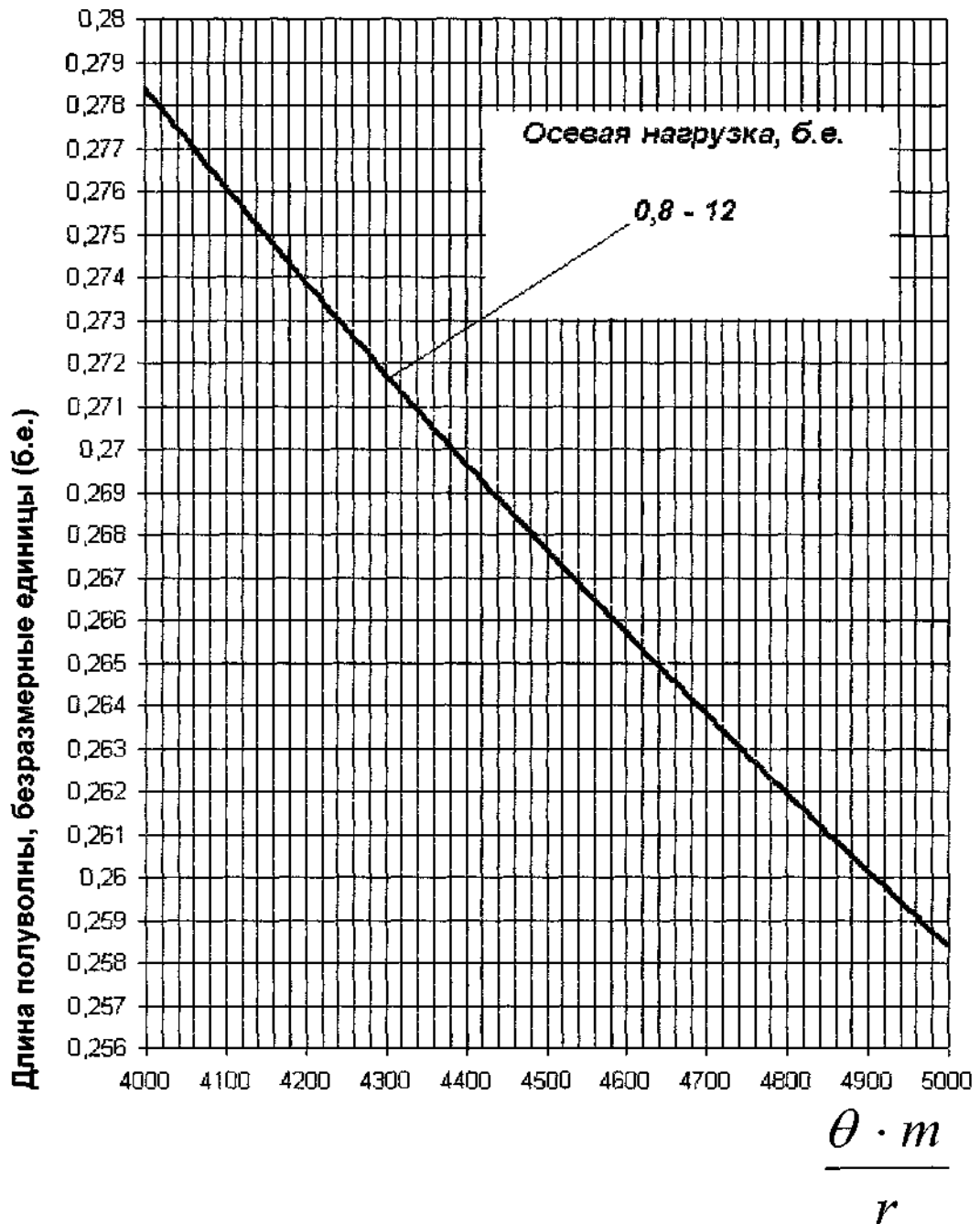


Рисунок В9

**ПРИЛОЖЕНИЕ Г**Таблица Г1 - Коэффициент  $k$ 

Тип тру- бы	Плотность промывочной жидкости $\gamma = \rho / \text{см}^3$												
	Вода	Глинистый раствор											
	1.0	1.1	1.2	1.25	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0	2.1
<i>СБТ</i>	0.87	0.86	0.85	0.84	0.83	0.82	0.81	0.80	0.78	0.77	0.76	0.74	0.73
<i>ЛБТ</i>	0.70	0.67	0.64	0.62	0.61	0.50	0.46	0.43	0.39	0.36	0.32	0.29	0.26

**ПРИЛОЖЕНИЕ Д –****ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ РАСЧЁТЫ К АЛЬТЕРНАТИВНЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ СООРУЖЕНИЯ СКВАЖИН ПОДЗЕМНОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ****Д.1 ДЕТЕРМИНАНТЫ *DDD* НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН  $\varnothing 161\text{мм}$  КОМПОНОВКАМИ *УБТ-73* С БУРИЛЬНОЙ КОЛОННОЙ *СБТ-63,5***

Длина полуволны бурильной трубы *СБТ-63,5* в скважине  $D_c = 161\text{мм}$ .

Исходные данные: диаметр скважины  $D_c = 161\text{мм}$ , вес 1 м *СБТ-63,5* в воздухе 0,9 кН, плотность раствора  $\gamma = 1,15-1,2 \text{ г/см}^3$ .

Требуется рассчитать длины полуволн *СБТ-63,5* для зенитных углов скважины 3- 45 градусов и осевых нагрузок 10 - 80кН.

Длина безразмерной единицы веса *СБТ-63,5* в глинистом растворе:

$$m = 10^{-2} \sqrt[3]{\frac{2,2 \cdot 10^6 \cdot 3,14 \cdot (6,35^4 - 5,25^4)}{10^{-2} \cdot 64 \cdot 0,85 \cdot 9,0}} = 10,7 \text{ м}$$

Вес одной безразмерной единицы  $P_T = 10,7 \cdot 0,9 = 9,6 \text{ кН} \sim 16 \text{ е.}$

Заданные осевые нагрузки:  $10 \text{ кН} : 9,6 \text{ кН} = 1 \text{ б.е.}; 20 \text{ кН} = 2 \text{ б.е.}; 80 \text{ кН} = 8 \text{ б.е.}$

Соотношение:  $\frac{m}{r} = \frac{10,7 \cdot 2}{0,161 - 0,063} = 218.$

Результаты расчетов  $L_T$  для СБТ-63,5 приводятся в таблице Д.1 .

Таблица Д.1 – Длина полувоины бурильной колонны СБТ-63,5 в геотехнологической скважине  $\varnothing 161 \text{ мм}$

Зенитный угол $\theta$ , град	$\frac{\theta \cdot m}{r}$ ,  $\frac{m}{r} = 218$	Осевая нагрузка в безразмерных единицах (кН)					
		1 (10)		2 (20)		8 (80)	
		Длина полувоины $L_T$ ( б.е., м )					
		б.е.	м	б.е.	м	б.е.	м
1	2	3	4	5	6	7	8
3	11	1.23	13.1	1.23	13.1	0.95	10.1
5	19	1.06	11.3	1.06	11.3	0.85	9.1
10	38	0.86	9.2	0.86	9.2	0.75	8.0
15	57	0.80	8.6	0.80	8.6	0.68	7.3
20	76	0.75	8.0	0.75	8.0	0.66	7.1
25	95	0.70	7.5	0.70	7.5	0.64	6.8
30	114	0.68	7.3	0.68	7.3	0.62	6.6
35	133	0.66	7.1	0.66	7.1	0.60	6.4
40	152	0.62	6.6	0.62	6.6	0.58	6.2
45	171	0.60	6.4	0.60	6.4	0.56	6.0

Детерминанты  $DDD$  направленного бурения скважин  $\varnothing 161 \text{ мм}$  компоновками УБТ-73 с бурильной колонной СБТ-63,5

По формуле ( 74 ) находим:  $DDD -1 = L_T \cdot \sqrt{\frac{9,0}{24,9}} = 0,6 \cdot L_T .$

Результаты расчётов даны в таблице Д.2 .

Таблица Д.2 – Детерминанты *DDD* направленного бурения кважин  $\varnothing 161$  мм компоновками *УБТ-73* с бурильной колонной *СБТ-63,5*

Зенитный угол $\theta$ , град	Осевая нагрузка в безразмерных единицах (кН)					
	1 (10)		2 (20)		8 (80)	
	$L_T$	<i>DDD-1</i>	$L_T$	<i>DDD-1</i>	$L_T$	<i>DDD-1</i>
1	3	4	5	6	7	8
3	13.1	7.8	13.1	7.8	10.1	6.1
5	11.3	6.8	11.3	6.8	9.1	5.5
10	9.2	5.5	9.2	5.5	8.0	4.8
15	8.6	5.1	8.6	5.1	7.3	4.4
20	8.0	4.8	8.0	4.8	7.1	4.2
25	7.5	4.5	7.5	4.5	6.8	4.1
30	7.3	4.4	7.3	4.4	6.6	4.0
35	7.1	4.2	7.1	4.2	6.4	3.8
40	6.6	4.0	6.6	4.0	6.2	3.7
45	6.4	3.8	6.4	3.8	6.0	3.6

## Д.2 ДЕТЕРМИНАНТЫ *DDD* НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН $\varnothing 132$ мм КОМПОНОВКАМИ *УБТ-73* С БУРИЛЬНОЙ КОЛОННОЙ *СБТ-63,5*

Длина полутолны бурильной трубы *СБТ-63,5* в скважине  $D_c = 132$ мм.

Исходные данные: диаметр скважины  $D_c = 132$ мм, вес 1 м *СБТ-63,5* в воздухе 0,9 кН, плотность раствора  $\gamma = 1,15-1,2$  г/см<sup>3</sup>.

Требуется рассчитать длины полутолн *СБТ-63,5* для зенитных углов скважины 3- 45 градусов и осевых нагрузок 10 - 80кН.

Длина безразмерной единицы веса *СБТ-63,5* в глинистом растворе:

$$m = 10^{-2} \sqrt[3]{\frac{2,2 \cdot 10^6 \cdot 3,14 \cdot (6,35^4 - 5,25^4)}{10^{-2} \cdot 64 \cdot 0,85 \cdot 9,0}} = 10,7 \text{ м}$$

Вес одной безразмерной единицы  $P_T = 10,7 \cdot 0,9 = 9,6$ кН  $\sim 16$ .е.

Заданные осевые нагрузки: 10кН : 9,6 кН = 1 б.е.; 20 кН = 2б.е.; 80 кН = 8 б.е.

$$\text{Соотношение: } \frac{m}{r} = \frac{10,7 \cdot 2}{0,132 - 0,063} = 310.$$

Результаты расчетов  $L_T$  для СБТ-63,5 приводятся в таблице Д.3.

Таблица Д.3 – Длина полуволены бурильной колонны СБТ-63,5 в геотехнологической скважине  $\varnothing 132$  мм

Зенитный угол $\theta$ , град	$\frac{\theta \cdot m}{r}$ ,  $\frac{m}{r} = 310$	Осевая нагрузка в безразмерных единицах (кН)					
		1 (10)		4 (40)		8 (80)	
		Длина полуволены $L_T$ ( б.е., м )					
		б.е.	м	б.е.	м	б.е.	м
1	2	3	4	5	6	7	8
2	11	1.2	12.8	1.0	10.7	0.95	10.1
3	16	1.1	11.8	0.95	10.1	0.9	9.6
5	27	0.95	10.1	0.85	9.1	0.8	8.5
10	54	0.8	8.5	0.74	7.9	0.7	7.5
15	81	0.74	7.9	0.68	7.3	0.65	6.9
20	108	0.68	7.3	0.65	6.9	0.62	6.6
25	135	0.64	6.8	0.62	6.6	0.59	6.3
30	162	0.62	6.6	0.61	6.5	0.60	6.4
35	189	0.58	6.2	0.57	6.1	0.55	5.9
40	216	0.57	6.1	0.56	6.0	0.54	5.8
45	243	0.56	6.0	0.54	5.8	0.52	5.6

Детерминанты  $DDD$  направленного бурения скважин  $\varnothing 132$  мм компоновками УБТ-73 с бурильной колонной СБТ-63,5

$$\text{По формуле ( 74 ) находим: } DDD -1 = L_T \cdot \sqrt{\frac{9,0}{24,9}} = 0,6 \cdot L_T .$$

Результаты расчётов даны в таблице Д.4.



Таблица Д.4 – Детерминанты *DDD* направленного бурения скважин  $\varnothing 132$  мм компоновками *УБТ-73* с бурильной колонной *СБТ-63,5*

Зенитный угол $\theta$ , град	Осевая нагрузка в безразмерных единицах (кН)					
	1 (10)		4 (40)		8 (80)	
	$L_T$	<i>DDD-1</i>	$L_T$	<i>DDD-1</i>	$L_T$	<i>DDD-1</i>
1	3	4	5	6	7	8
2	12.8	7.7	10.7	6.4	10.1	6.1
3	11.8	7.1	10.1	6.1	9.6	5.8
5	10.1	6.1	9.1	5.5	8.5	5.1
10	8.5	5.1	7.9	4.7	7.5	4.5
15	7.9	4.7	7.3	4.4	6.9	4.1
20	7.3	4.4	6.9	4.1	6.6	4.0
25	6.8	4.1	6.6	4.0	6.5	3.9
30	6.6	4.0	6.5	3.9	6.4	3.8
35	6.4	3.8	6.1	3.7	5.9	3.6
40	6.2	3.7	6.0	3.6	5.8	3.5
45	6.0	3.6	5.8	3.5	5.6	3.4

### Д.3 ДЕТЕРМИНАНТЫ *DDD* НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН $\varnothing 161$ мм КОМПОНОВКАМИ *СБТ-89* С БУРИЛЬНОЙ КОЛОННОЙ *СБТ-63,5*

Детерминанты *DDD* направленного бурения скважин  $\varnothing 161$  мм компоновками *СБТ-89* с бурильной колонной *СБТ-63,5*

По формуле ( 74 ) находим:  $DDD -1 = L_T \cdot \sqrt{\frac{9,0}{21,5}} = 0,65 \cdot L_T .$

Результаты расчётов даны в таблице Д.5 .

Таблица Д.5 – Детерминанты *DDD* направленного бурения скважин Ø161 мм компоновками *СБТ-89* с бурильной колонной *СБТ-63,5*

Зенитный угол $\theta$ , град	Осевая нагрузка в безразмерных единицах (кН)					
	1 (10)		2 (20)		8 (80)	
	$L_T$	<i>DDD-1</i>	$L_T$	<i>DDD-1</i>	$L_T$	<i>DDD-1</i>
1	3	4	5	6	7	8
3	13.1	8.5	13.1	8.5	10.1	6.5
5	11.3	7.3	11.3	7.3	9.1	5.9
10	9.2	6.0	9.2	6.0	8.0	5.2
15	8.6	5.6	8.6	5.6	7.3	4.7
20	8.0	5.2	8.0	5.2	7.1	4.6
25	7.5	4.9	7.5	4.9	6.8	4.4
30	7.3	4.7	7.3	4.7	6.6	4.3
35	7.1	4.6	7.1	4.6	6.4	4.2
40	6.6	4.3	6.6	4.3	6.2	4.0
45	6.4	4.2	6.4	4.2	6.0	3.9

#### Д.4 ДЕТЕРМИНАНТЫ *DDD* НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН Ø132мм КОМПОНОВКАМИ *СБТ-89* С БУРИЛЬНОЙ КОЛОННОЙ *СБТ-63,5*

Детерминанты *DDD* направленного бурения скважин Ø132 мм компоновками *СБТ-89* с бурильной колонной *СБТ-63,5*

По формуле ( 74 ) находим:  $DDD -1 = L_T \cdot \sqrt{\frac{9,0}{21,5}} = 0,65 \cdot L_T .$

Результаты расчётов даны в таблице Д.6.

Таблица Д.6– Детерминанты *DDD* направленного бурения скважин  $\varnothing 132$  мм компоновками *СБТ-89* с бурильной колонной *СБТ-63,5*

Зенитный угол $\theta$ , град	Осевая нагрузка в безразмерных единицах (кН)					
	1 (10)		4 (40)		8 (80)	
	$L_T$	<i>DDD-1</i>	$L_T$	<i>DDD-1</i>	$L_T$	<i>DDD-1</i>
1	3	4	5	6	7	8
2	12.8	8.3	10.7	6.9	10.1	6.6
3	11.8	7.7	10.1	6.6	9.6	6.2
5	10.1	6.6	9.1	5.9	8.5	5.5
10	8.5	5.5	7.9	5.1	7.5	4.9
15	7.9	5.1	7.3	4.7	6.9	4.5
20	7.3	4.7	6.9	4.5	6.6	4.3
25	6.8	4.4	6.6	4.3	6.5	4.2
30	6.6	4.3	6.5	4.2	6.4	4.1
35	6.4	4.1	6.1	4.0	5.9	3.9
40	6.2	4.0	6.0	3.9	5.8	3.8
45	6.0		5.8	3.8	5.6	3.6

#### Д.5 ДЕТЕРМИНАНТЫ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН $\varnothing 161$ мм ВИНТОВЫМИ ЗАБОЙНЫМИ ДВИГАТЕЛЯМИ *Д1-54* С БУРИЛЬНЫМИ КОЛОННАМИ *СБТ-63,5* и *СБТ-50*

Исходные данные: Длина винтового забойного двигателя *Д1-54*  
 $L = 1.89$  м, вес двигателя *Д1-54*  $Q = 0.27$  кН, вес 1 м двигателя *Д1-54*  
 $Q = 0.14$  кН, диаметр скважины  $D_c = 161$  мм, вес 1 м *СБТ-63,5* в воздухе  
 $0,9$  кН, плотность раствора  $\gamma = 1,15-1,2$  г/см<sup>3</sup>, длина полуволи *СБТ-63,5* для  
зенитных углов скважины  $3^\circ - 45^\circ$  и осевых нагрузок  $10-80$  кН ( таблица Д.1)  
, детерминанты *DDD* направленного бурения скважин  $\varnothing 161$  мм  
компоновками двигателя *Д1-54* с бурильной колонной *СБТ-63,5*  
( таблица Д. 7) .

По формуле (74) находим детерминанты  $DDD$  направленного бурения скважин  $\varnothing 161$  мм винтового забойного двигателя Д1-54 с бурильной колонной :

$$СБТ-63,5 (P_T = 9 \text{ кГ/м}) \quad DDD-1 = L_T \cdot \sqrt{\frac{9}{14}} = 0.8 \cdot L_T ;$$

$$СБТ-50 (P_T = 7 \text{ кГ/м}) \quad DDD-1 = 0.7 \cdot L_T ;$$

Результаты расчётов даны в таблице Д.7.

Таблица Д.7 – Детерминанты  $DDD$  направленного бурения скважин  $\varnothing 161$  мм винтового забойного двигателя Д1-54

Зенитный угол $\theta$ , град	Осевая нагрузка в безразмерных единицах (кН)					
	1 (10)		2 (20)		8 (80)	
	$L_T$	$DDD-1$	$L_T$	$DDD-1$	$L_T$	$DDD-1$
1	3	4	5	6	7	8
с бурильной колонной СБТ-63,5 ( $P_T = 9$ кГ/м) $DDD-1 = 0.8 \cdot L_T$						
3	13.1	10.5	13.1	10.5	10.1	8.1
5	11.3	9.0	11.3	9.0	9.1	7.3
10	9.2	7.4	9.2	7.4	8.0	6.4
15	8.6	6.9	8.6	6.9	7.3	5.8
20	8.0	6.4	8.0	6.4	7.1	5.7
25	7.5	6.0	7.5	6.0	6.8	5.4
30	7.3	5.8	7.3	5.8	6.6	5.3
35	7.1	5.7	7.1	5.7	6.4	5.1
40	6.6	5.3	6.6	5.3	6.2	5.0
45	6.4	5.1	6.4	5.1	6.0	4.8
с бурильной колонной СБТ-50 ( $P_T = 7$ кГ/м) $DDD-1 = 0.7 \cdot L_T$						
3	13.1	9.2	13.1	9.2	10.1	7.1

Продолжение таблицы Д7

1	3	4	5	6	7	8
5	11.3	7.9	11.3	7.9	9.1	6.4
10	9.2	6.4	9.2	6.4	8.0	5.6
15	8.6	6.0	8.6	6.0	7.3	5.1
20	8.0	5.6	8.0	5.6	7.1	5.0
25	7.5	5.2	7.5	5.2	6.8	4.8
30	7.3	5.1	7.3	5.1	6.6	4.7
35	7.1	5.0	7.1	5.0	6.4	4.5
40	6.6	4.6	6.6	4.6	6.2	4.3
45	6.4	4.5	6.4	4.5	6.0	4.2

**Д6 ДЕТЕРМИНАНТЫ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН  
 Ø132мм ВИНТОВЫМИ ЗАБОЙНЫМИ ДВИГАТЕЛЯМИ Д1-54  
 С БУРИЛЬНЫМИ КОЛОННАМИ СБТ-63,5 и СБТ-50**

Таблица Д8 – Детерминанты *DDD* направленного бурения скважин Ø132 мм винтового забойного двигателя Д1-54

Зенитный угол $\theta$ , град	Осевая нагрузка в безразмерных единицах (кН)					
	1 (10)		4 (40)		8 (80)	
	$L_T$	<i>DDD-1</i>	$L_T$	<i>DDD-1</i>	$L_T$	<i>DDD-1</i>
1	3	4	5	6	7	8
с бурильной колонной СБТ-63,5 ( $P_T = 9$ кГ/м) $DDD-1 = 0.8 \cdot L_T$						
3	11.8	9.4	10.1	8.1	9.6	7.7
5	10.1	8.1	9.1	7.3	8.5	6.8
10	8.5	6.8	7.9	6.3	7.5	6.0
15	7.9	6.3	7.3	5.8	6.9	5.5
20	7.3	5.8	6.9	5.5	6.6	5.3
25	6.8	5.4	6.6	5.3	6.3	5.0
30	6.6	5.3	6.5	5.2	6.1	4.9

Продолжение таблицы Д8

1	3	4	5	6	7	8
35	6.2	5.0	6.1	4.9	5.9	4.7
40	6.1	4.9	6.0	4.8	5.8	4.6
45	6.0	4.8	5.8	4.6	5.6	4.5
с бурильной колонной СБТ-50 ( $P_T = 7 \text{ кГ/м}$ ) $DDD -1 = 0.7 \cdot L_T$						
3	11,0	7.7	9.9	6.9	8,2	5.7
5	9,6	6.7	8.6	6.0	7,7	5.4
10	8,7	6.1	7.8	4.9	6,8	4.7
15	7,8	4.9	7.0	4.9	6,1	4.3
20	7,3	5.1	6.6	4.6	5,9	4.1
25	6,9	4.8	6.2	4.3	5,7	4.0
30	6,6	4.6	5.9	4.1	5,3	3.7
35	6,2	4.3	5.6	3.9	5,0	3.5
40	6,0	4.2	5.4	3.8	4,8	3.4
45	5,8	4.0	5.2	3.6	4,7	3.3

### Д.7 ДЕТЕРМИНАНТЫ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН $\varnothing 161\text{мм}$ ВИНТОВЫМИ ЗАБОЙНЫМИ ДВИГАТЕЛЯМИ Д1-88 С БУРИЛЬНЫМИ КОЛОННАМИ СБТ-63,5 и СБТ-50

Исходные данные: Длина винтового забойного двигателя Д1-88  $L = 3,23 \text{ м}$ , вес двигателя Д1-88  $Q = 1,1 \text{ кН}$ , вес 1м двигателя Д1-88  $Q = 0.34 \text{ кН}$ , диаметр скважины  $D_c = 161\text{мм}$ , вес 1 м СБТ-63,5 в воздухе  $0,9 \text{ кН}$ , плотность раствора  $\gamma = 1,15-1,2 \text{ г/см}^3$ , длина полувола СБТ-63,5 для зенитных углов скважины  $3^\circ - 45^\circ$  и осевых нагрузок  $10-80\text{кН}$  (таблица Д.1) , детерминанты  $DDD$  направленного бурения скважин  $\varnothing 161 \text{ мм}$  компоновками двигателя Д1-88 с бурильной колонной СБТ-63,5 (таблица Д.9).

По формуле (74) находим :детерминанты  $DDD$  направленного бурения

скважин  $\varnothing 161$  мм винтового забойного двигателя Д1-88 с бурильной колонной :

$$СБТ-63,5 (P_T = 9 \text{ кГ/м}) \quad DDD-1 = 0.28 \cdot L_T$$

$$СБТ-50 (P_T = 7 \text{ кГ/м}) \quad DDD-1 = 0,25 \cdot L_T :$$

Результаты расчётов даны в таблице Д.9.

Таблица Д9 – Детерминанты *DDD* направленного бурения кважин  $\varnothing 161$  мм винтового забойного двигателя Д1-88

Зенитный угол $\theta$ , град	Осевая нагрузка в безразмерных единицах (кН)					
	1 (10)		2 (20)		8 (80)	
	$L_T$	<i>DDD-1</i>	$L_T$	<i>DDD-1</i>	$L_T$	<i>DDD-1</i>
1	3	4	5	6	7	8
с бурильной колонной СБТ-63,5 ( $P_T = 9 \text{ кГ/м}$ ) $DDD-1 = 0.28 \cdot L_T$						
3	13.1	3.7	13.1	3.7	10.1	2.8
5	11.3	3.1	11.3	3.1	9.1	2.5
10	9.2	2.6	9.2	2.6	8.0	2.2
15	8.6	2.4	8.6	2.4	7.3	2.1
20	8.0	2.2	8.0	2.2	7.1	2.0
25	7.5	2.1	7.5	2.1	6.8	1.9
30	7.3	2.1	7.3	2.1	6.6	1.8
35	7.1	2.0	7.1	2.0	6.4	1.8
40	6.6	1.8	6.6	1.8	6.2	1.8
45	6.4	1.8	6.4	1.8	6.0	1.7
с бурильной колонной СБТ-50 ( $P_T = 7 \text{ кГ/м}$ ) $DDD-1 = 0.25 \cdot L_T$						
3	13.1	3.3	13.1	3.3	10.1	2.5
5	11.3	2.8	11.3	2.8	9.1	2.3
10	9.2	2.3	9.2	2.3	8.0	2.0
15	8.6	2.1	8.6	2.1	7.3	1.9

Продолжение таблицы Д98

1	3	4	5	6	7	8
20	8.0	2.0	8.0	2.0	7.1	1.8
25	7.5	1.9	7.5	1.9	6.8	1.7
30	7.3	1.8	7.3	1.8	6.6	1.6
35	7.1	1.7	7.1	1.7	6.4	1.6
40	6.6	1.6	6.6	1.6	6.2	1.5
45	6.4	1.6	6.4	1.6	6.0	1.5

**Д.8 ДЕТЕРМИНАНТЫ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН  
 Ø132 мм ВИНТОВЫМИ ЗАБОЙНЫМИ ДВИГАТЕЛЯМИ Д1-88  
 С БУРИЛЬНЫМИ КОЛОННАМИ СБТ-63,5 и СБТ-50**

Таблица Д10– Детерминанты *DDD* направленного бурения кважин Ø132 мм винтового забойного двигателя *Д1-88*

Зенитный угол $\theta$ , град	Осевая нагрузка в безразмерных единицах (кН)					
	1 (10)		4 (40)		8 (80)	
	$L_T$	<i>DDD-1</i>	$L_T$	<i>DDD-1</i>	$L_T$	<i>DDD-1</i>
1	3	4	5	6	7	8
с бурильной колонной СБТ-63,5 ( $P_T = 9$ кГ/м) $DDD -1 = 0.28 \cdot L_T$						
3	11.8	3.3	10.1	3.3	9.6	2.7
5	10.1	2.8	9.1	2.8	8.5	2.4
10	8.5	2.4	7.9	2.4	7.5	2.1
15	7.9	2.2	7.3	2.2	6.9	2.0
20	7.3	2.0	6.9	2.0	6.6	1.9
25	6.8	1.9	6.6	1.9	6.3	1.8
30	6.6	1.8	6.5	1.8	6.1	1.7
35	6.2	1.7	6.1	1.7	5.9	1.6
40	6.1	4.9	6.0	4.8	5.8	4.6
45	6.0	4.8	5.8	4.6	5.6	4.5



## Продолжение таблицы Д10

1	3	4	5	6	7	8
с бурильной колонной <i>СБТ-50</i> ( $P_T = 7$ кГ/м) <b>DDD</b> -1 = $0.25 \cdot L_T$						
ПЗ	11,0	2.7	9.9	2.5	8,2	2.0
5	9,6	2.4	8.6	2.2	7,7	1.9
10	8,7	2.2	7.8	2.0	6,8	1.8
15	7,8	2.0	7.0	1.8	6,1	1.7
20	7,3	1.8	6.6	1.6	5,9	1.6
25	6,9	1.7	6.2	1.5	5,7	1.5
30	6,6	1.6	5.9	1.5	5,3	1.4
35	6,2	1.5	5.6	1.4	5,0	1.3
40	6,0	1.5	5.4	1.3	4,8	1.2
45	5,8	1.4	5.2	1.3	4,7	1.2

Таблица Д.11 – Длина полуволны бурильной колонны *СБТ-63,5* в геотехнологической скважине  $\varnothing 132$  мм

Зенитный угол $\theta$ , град	$\frac{\theta \cdot m}{r}$ ,  $\frac{m}{r} = 310$	Осевая нагрузка в безразмерных единицах (кН)					
		1 (10)		4 (40)		8 (80)	
		Длина полуволны $L_T$ ( б.е., м )					
		б.е.	м	б.е.	м	б.е.	м
2	11	1.2	12.8	1.0	10.7	0.95	10.1
3	16	1.1	11.8	0.95	10.1	0.9	9.6
5	27	0.95	10.1	0.85	9.1	0.8	8.5
10	54	0.8	8.5	0.74	7.9	0.7	7.5
15	81	0.74	7.9	0.68	7.3	0.65	6.9
20	108	0.68	7.3	0.65	6.9	0.62	6.6
25	135	0.64	6.8	0.62	6.6	0.59	6.3
30	162	0.62	6.6	0.61	6.5	0.60	6.4
35	189	0.58	6.2	0.57	6.1	0.55	5.9

Продолжение таблицы Д11

1	3	4	5	6	7	8	
40	216	0.57	6.1	0.56	6.0	0.54	5.8
45	243	0.56	6.0	0.54	5.8	0.52	5.6

Таблица Д 12 – Детерминанты *DDD* направленного бурения скважин  $\varnothing 132$  мм компоновками *УБТ-73* с бурильной колонной *СБТ-63,5*

Зенитный угол $\theta$ , град	Осевая нагрузка в безразмерных единицах (кН)					
	1 (10)		4 (40)		8 (80)	
	<i>L<sub>T</sub></i>	<i>DDD-1</i>	<i>L<sub>T</sub></i>	<i>DDD-1</i>	<i>L<sub>T</sub></i>	<i>DDD-1</i>
1	3	4	5	6	7	8
2	12.8	7.7	10.7	6.4	10.1	6.1
3	11.8	7.1	10.1	6.1	9.6	5.8
5	10.1	6.1	9.1	5.5	8.5	5.1
10	8.5	5.1	7.9	4.7	7.5	4.5
15	7.9	4.7	7.3	4.4	6.9	4.1
20	7.3	4.4	6.9	4.1	6.6	4.0
25	6.8	4.1	6.6	4.0	6.5	3.9
30	6.6	4.0	6.5	3.9	6.4	3.8
35	6.4	3.8	6.1	3.7	5.9	3.6
40	6.2	3.7	6.0	3.6	5.8	3.5
45	6.0	3.6	5.8	3.5	5.6	3.4

Таблица Д. 13 – Детерминанты *DDD* направленного бурения скважин  $\varnothing 161$  мм компоновками *СБТ-89* с бурильной колонной *СБТ-63,5*

Зенитный угол $\theta$ , град	Осевая нагрузка в безразмерных единицах (кН)					
	1 (10)		2 (20)		8 (80)	
	<i>L<sub>T</sub></i>	<i>DDD-1</i>	<i>L<sub>T</sub></i>	<i>DDD-1</i>	<i>L<sub>T</sub></i>	<i>DDD-1</i>
1	3	4	5	6	7	8

Продолжение таблицы Д.13

1	3	4	5	6	7	8
3	13.1	8.5	13.1	8.5	10.1	6.5
5	11.3	7.3	11.3	7.3	9.1	5.9
10	9.2	6.0	9.2	6.0	8.0	5.2
15	8.6	5.6	8.6	5.6	7.3	4.7
20	8.0	5.2	8.0	5.2	7.1	4.6
25	7.5	4.9	7.5	4.9	6.8	4.4
30	7.3	4.7	7.3	4.7	6.6	4.3
35	7.1	4.6	7.1	4.6	6.4	4.2
40	6.6	4.3	6.6	4.3	6.2	4.0
45	6.4	4.2	6.4	4.2	6.0	3.9

Таблица Д.14– Детерминанты *DDD* направленного бурения скважин  $\varnothing 132$  мм компоновками *СБТ-89* с бурильной колонной *СБТ-63,5*

Зенитный угол $\theta$ , град	Осевая нагрузка в безразмерных единицах (кН)					
	1 (10)		4 (40)		8 (80)	
	$L_T$	<i>DDD-1</i>	$L_T$	<i>DDD-1</i>	$L_T$	<i>DDD-1</i>
2	12.8	8.3	10.7	6.9	10.1	6.6
3	11.8	7.7	10.1	6.6	9.6	6.2
5	10.1	6.6	9.1	5.9	8.5	5.5
10	8.5	5.5	7.9	5.1	7.5	4.9
15	7.9	5.1	7.3	4.7	6.9	4.5
20	7.3	4.7	6.9	4.5	6.6	4.3
25	6.8	4.4	6.6	4.3	6.5	4.2
30	6.6	4.3	6.5	4.2	6.4	4.1
35	6.4	4.1	6.1	4.0	5.9	3.9
40	6.2	4.0	6.0	3.9	5.8	3.8
45	6.0	3.9	5.8	3.8	5.6	3.6

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН

**ПОСВЯЩАЕТСЯ**  
**Ахмету Габбасовичу Тобатаеву и**  
**Гульмире Маратовне Музапаровой,**  
давшим великолепное воспитание  
**Амине**– первому магистру *Offshore Engineering* и  
**Арслану**– абитуриенту 2011

**М.Ж. Музапаров**

**НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ**

**Том 5. Детерминированная технология. Подземное скважинное  
выщелачивание урана**

Алматы 2011

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН

**ПОСВЯЩАЕТСЯ**  
**первым выпускникам РТ-58 специальности**  
**"Техника разведки месторождений полезных ископаемых"**  
**в связи с 20-летием**  
**НЕЗАВИСИМОСТИ КАЗАХСТАНА**

**М.Ж. Музапаров**

**НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ**

**Том 5. Детерминированная технология. Подземное скважинное  
выщелачивание урана**

Алматы 2011