Детерминированная технология.
Снаряды со съёмными керноприёмниками

М.Ж. МУЗАПАРОВ

НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ

Том
4

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

ШОЛПАН ЕРГАЛИЕВНЕ МУЗАПАРОВОЙ (*ЖАКУПОВОЙ*),
первому выпускнику специальности
"Геологическая съёмка и поиски
месторождений полезных ископаемых"
(*ГСП–58*) посвящается эта книга

М.Ж. МУЗАПАРОВ

НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ

Том 4. Детерминированная технология. Снаряды со съёмными керноприёмниками

Алматы 2011

УДК 622.24.054.3 – 82(574.4)

ББК 33.36
М 89

РЕЦЕНЗЕНТ:

Доктор технических наук **КУДАЙКУЛОВ С.К.**-директор ТОО “ БУРМАШ ”

М 89 Музапаров М.Ж.
Направленное бурение.–Том 4:Детерминированная технология. Снаряды со съёмными керноприёмниками – Алматы:КазНТУ,2011. – 204 с. Ил.19. Табл. 19. Библиогр. – 108 назв. Приложение – на 77 с.

ISBN 978–601–278–494–7

Впервые изложены состояние и основы детерминированной технологии направленного бурения скважин снарядами со съёмными керноприёмниками, формирования математической модели детерминанта *DDD (Determinant of Directional Drilling)* как определителя и регулятора зенитного искривления скважин, даны методика и примеры расчета длины полуволн импортных бурильных колонн типа *Q*. Рассмотрены причины и механизм выкручивания (уменьшения), выполаживания (увеличения) или стабилизации зенитных углов скважин при бурении снарядами *ССК*, *КССК* ,*PQ, HQ* , *NQ* и *BQ*.

Описаны примеры практического использования детерминированной технологии направленного бурения скважин снарядами со съёмными керноприёмниками на месторождениях России и Казахстана.

Книга может быть использована в качестве учебника 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 978–601–278–494–7

СОДЕРЖАНИЕ 3

ПРИНЯТЫЕ ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ 5

1 ВВЕДЕНИЕ 7

1.1 Снаряды со съёмными керноприёмниками фирмы *Longyear* 20
1.2 Снаряды со съёмными керноприёмниками *JKS - Boyles* 27
1.3 Зарубежный опыт бурения направленных скважин снарядами со съёмными керноприёмниками 28
1.4 Отечественный опыт бурения направленных скважин снарядами со съёмными керноприёмниками 35

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ КОМПОНОВОК НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ - *BHA (Bottom Hole Assembly)* 39

2.1 Определение длины нижней полуволны бурильной колонны *ССК*..... 39

2.2 Длина нижней полуволны *PQ* 51

2.3 Длина нижней полуволны *HQ* 53

2.4 Длина нижней полуволны *NQ* 57

2.5 Длина нижней полуволны *КССК–76* 58

2.6 Длина нижней полуволны *BQ* 59

3 МЕХАНИЗМ ЗЕНИТНОГО ИСКРИВЛЕНИЯ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН 62
3.1 Общая математическая модель детерминанта *DDD* (*Determinant of Directional Drilling*) **направленного бурения комплексами** *ССК*..... **.**62
3.2 Детерминанты *DDD* **направленного бурения скважин** ∅123мм **снарядами** *PQ* 72
3.3 Детерминанты *DDD* **направленного бурения скважин** ∅96мм **снарядами** *HQ* 74
3.4 Детерминанты *DDD* **направленного бурения скважин** ∅76мм **снарядами** *NQ* 84
3.5 Детерминанты *DDD* **направленного бурения скважин** ∅76мм **снарядами** *КССК-76* 87
3.6 Детерминанты *DDD* **направленного бурения скважин** ∅59мм **снарядами** *ССК-59* 88

4 МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ИНТЕНСИВНОСТИ ЗЕНИТНОГО ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН ПРИ БУРЕНИИ СНАРЯДАМИ СО СЪЁМНЫМИ КЕРНОПРИЁМНИКАМИ 91

5 ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЗЕНИТНОГО ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ НОМОГРАММ 98

6 КОМПЛЕКС ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МЕТОДОВ УПРАВЛЕНИЯ ЗЕНИТНЫМ ИСКРИВЛЕНИЕМ СКВАЖИН СНАРЯДАМИ СО СЪЁМНЫМИ КЕРНОПРИЁМНИКАМИ 102

7 АВТОМАТИЗИРОВАННОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТРАСС НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН 108

ЗАКЛЮЧЕНИЕ 116

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ 118

ПРИЛОЖЕНИЕ А - Зоны и направление скважины ∅75.8мм **колонковым набором** *NQ* **- Осевая нагрузка** 6.5...11.5 кН 127

ПРИЛОЖЕНИЕ Б - Зоны и направление скважины ∅75.8мм **колонковым набором** *NQ* **- Осевая нагрузка** 11.5...16 кН 132

ПРИЛОЖЕНИЕ В - Номограммы детерминантов *DDD* **для** *HQ* 151

ПРИЛОЖЕНИЕ Г - Детерминанты колонковых наборов ∅73мм **с бурильными трубами** *СБТ-50* **при осевых нагрузках** 7-22 кН; *ТБС-71 (КССК-76)* **-** 15 кН**;** *СБТ-63.5* **-** 12-15 кН**;** *УБТ-57* и *УБТ-73* **-** 15 кН 156

ПРИЛОЖЕНИЕ Д - Инклинометрия скважин, пройденных снарядами *ССК* 157

ПРИЛОЖЕНИЕ Е - Палетки для проектирования трасс направленных скважин снарядами *ССК-59* **на основе детерминированной технологии** 196

ПРИНЯТЫЕ ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ

ПРИ - породоразрушающий инструмент - долото или коронка

Длина полуволны L_T – по Г. Вудсу и А. Лубински (США, 1960) – отрезок бурильных труб между переходником колонкового набора ССК и первой точкой касания нижней свечи стенок скважины; L_T - в отечественной литературе – четверть волны.

Диаметр скважины - D , мм

Диаметр бурильной колонны - d_T , мм

Диаметр колонкового набора *ССК* - d, м.

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

Детерминант направленного бурения *DDD (Determinant of Directional Drilling)* – определитель стабилизации зенитных углов скважин при их направленном бурении *ССК*: – длина колонкового набора L вместе с керновым материалом, равновесная

– половине полуволны свечи (0,5Lт) – детерминант *половинный DDD-0.5*;

– одной полуволне нижней свечи (1Lт) – детерминант *первый DDD-1*;

– двум полуволнам нижней свечи (2Lт) – детерминант *второй DDD-2* ;

– трём полуволнам нижней свечи (3Lт) – детерминант *третий DDD-3*.

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

Угол стабилизации или стабилизирующий угол $\theta_{CT_1}, \theta_{CT_2}$ ... т.д. – зенитный угол, соответствующий значениям *DDD-0.5, DDD-1*, *DDD-2* и *DDD-3* .

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

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

Геологические условия: *1-типа*–по Ю.Т. Морозову (1987), действительны только для скважин с положительным вектором анизотропии (+ *r ан.м.*) – совокупность геологических причин (факторов), вызывающих закономерное (естественное) искривление с ярко выраженной тенденцией к выполаживанию скважины ($i_C > 0$) [80] ;

2-типа – то же самое с тенденцией к выкручиванию скважины ($i_C < 0$);

3-типа – 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 *ССК*.

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

Профилактика искривления – целенаправленное предупреждение ожидаемого негативного искривления скважины.

Стабилизация зенитного угла θ скважины – обеспечение заданного зенитного угла с интенсивностью $i_\theta \leq \pm 0{,}005$ ^{0}/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 подают значения параметров, соответствующие значениям параметров реального объекта, затем сравнивают значения параметров соответствующих выходов модели и объекта.

Экстренная технология - предназначена для внесения ситуационных корректив в ходе бурения *ССК* при внезапно возникших ограничениях и отклонениях от регламентных или геолого-технологических карт контроля и управления искривлением скважин; в качестве нижней свечи используются утяжелённые бурильные трубы, как например, *УБТ-55 ССК-59*.

i, i_p, i_c интенсивности зенитного искривления скважин – соответственно – фактическая, расчётная (по номограмме) и статистическая, ^{0}/м, ^{0}/100м.

m – число полуволн, уравновешивающих набор заданной длины L.

$L_п$,, $Q_п$ – длина (м) и вес (кН) подшипниковой подвески (узла) *ССК* .

$P_т$, $P_{кн}$, $P_к$, $P_{км}$ – соответственно вес (кН) 1 м бурильной колонны (нижней свечи), колонкового набора вместе с керном, колонковой трубы и кернового материала с плотностью пород γ (кН/м^3).

$k_ц$, $k_{вк}$ – коэффициенты длины цикла (рейса) и выхода керна.

$k_ч$ – коэффициент, зависящий от частоты вращения снаряда.

P – осевая нагрузка, кН.

n – частота вращения снаряда, об/мин.

УБТ-55 - “ утяжелённая бурильная труба ∅55 мм” или нижняя свеча *ССК-59* со съёмным утяжелителем ($P_т$ = 0.16 кН/м).

1 ВВЕДЕНИЕ

В Республике Казахстан на базе разведанных запасов минерального сырья создан мощный минерально-сырьевой комплекс, в который входят

предприятия черной и цветной металлургии, угольной, химической промышленности и атомной энергетики. В горнометаллургическом комплексе насчитывается более 230 горнодобывающих и перерабатывающих предприятий, сбыт продукции которых осуществляется во многие европейские и азиатские страны, а также в США [1].

Стратегической задачей Республики является производство конкурентоспособной продукции с мощным экспортным потенциалом, обеспечивающим ускоренное развитие экономики РК.

Для реализации этой задачи, наряду с реконструкцией и техническим перевооружением действующих производств, увеличением объёма, сортамента и качества выпускаемой продукции необходимо обеспечить сырьём горнометаллургические предприятия путем эффективного освоения разведанных высококонкурентных месторождений, одновременно и адекватно расширять сырьевую базу, выявляя дополнительные запасы минерального сырья. Указанная проблема еще более обостряется тем обстоятельством, что уже сегодня по данным Министерства энергетики и природных ресурсов значительная часть запасов, стоящих на Государственном балансе, по международным стандартам является не конкурентоспособной, а по отдельным видам полезных ископаемых – нерентабельной для отработки.

Поэтому к 2010 – 2015 гг. может произойти серьезный дисбаланс в минерально-сырьевом комплексе. Почти по всем важнейшим полезным ископаемым в результате невосполнения уменьшаются разведанные запасы с ежегодными темпами от 0,5 до 1,7 %, а по отрабатываемым месторождениям – до 7 – 8 % [1].

В то же время геологический потенциал Республики продолжает оставаться исключительно перспективным на выявление новых месторождений полезных ископаемых в связи с неопоискованностью значительной территории, перекрытой рыхлыми отложениями, и практической неизученностью перспектив коры выветривания на цветные,

редкие и благородные металлы, а также редкоземельные элементы. По большинству видов полезных ископаемых прогнозные ресурсы превышают в 7 – 8 раз запасы, числящиеся на Государственном балансе.

В последние годы в результате общего подъёма промышленности интенсифицируется работа геологической службы республики по поискам и разведке новых месторождений полезных ископаемых.

Основной целью программы развития ресурсной базы минерально-сырьевого комплекса Республики Казахстан на 2003–2010 гг., разработанной Комитетом геологии и охраны недр и утверждённой правительством, является: «создание и совершенствование эффективной системы геологических исследований, направленных на выявление дополнительных запасов полезных ископаемых для действующих горнорудных и нефтеперерабатывающих предприятий, обеспечение рационального и комплексного использования недр, обеспечение охраны недр и окружающей природной среды…». Одной из задач, требующих решения для выполнения указанной цели, является «…информационное обеспечение и научно-техническая поддержка геологических исследований». В этой связи значительно увеличиваются объёмы поисково-разведочного бурения, которое, являясь основным техническим средством геологоразведочных работ, занимает также ведущее место по объёму и качеству получаемой геологической информации.

Скважины служат также объектом геофизических исследований, однако последние, оставаясь косвенными методами, требуют интерпретации полученных измерений и не могут заменить исследования с получаемым при колонковом бурении наглядным геологическим образцом – керном. Естественно, основным требованием геологической службы является отбор полноценного кондиционного керна, выход которого в идеале должен составлять 100 %.

Важным требованием геологической службы является также высокая точность подсечения скважинами рудных тел по запроектированной

разведочной сети. Несоблюдение этого требования ведет к большим ошибкам при подсчёте запасов полезных ископаемых.

Помимо получения высококачественной геологической информации, применяемые средства разведочного колонкового бурения должны обеспечить эффективное решение технико-экономической задачи – высокую производительность проходки скважин при минимизации стоимости буровых работ.

Комплексное решение указанных геолого-технических задач разведочного бурения пород средней и высокой твёрдости с большим эффектом реализуется при использовании для проходки скважин снарядов *ССК*. Основные преимущества *ССК* перед традиционным колонковым бурением заключается, прежде всего, в резком сокращении времени на спуско-подъёмные операции (СПО). За счет этого происходит увеличение рейсовой скорости, общей производительности проходки скважин и снижение стоимости буровых работ. Второе преимущество *ССК* – защита керна от размыва промывочной жидкостью и механического действия со стороны керноприёмника, так как он не вращается в процессе бурения. Эффективность применения *ССК* возрастает с повышением стойкости буровых коронок и увеличением глубин буримых скважин.

В Казахстане около половины объёма поисково-разведочных скважин бурится с применением *ССК*. Вместе с тем опыт бурения *ССК* показывает, что существуют условия, сдерживающие дальнейшее расширение области эффективного применения этого прогрессивного технико-технологического средства. К таким сложным условиям бурения относятся:

– значительное снижение стойкости алмазных породоразрушающих инструментов (ПРИ) – буровых коронок в твердых абразивных породах, что ведет к уменьшению производительности бурения скважин;

– сильная трещиноватость и перемежаемость пород по твердости, приводящие к увеличению числа самозаклиниваний керна в керноприёмнике; это явление вызывает необходимость частого подъёма керноприёмника на

поверхность, что значительно снижает чистое время бурения и общую производительность проходки скважин, а также уменьшает выход керна;

– существующие устройства для отбора ориентированного керна, адаптированные к применению в комплексе с *ССК*, сложны по конструкции, имеют невысокую точность и требуют значительного времени для проведения указанной операции; при использовании *ССК* нередки случаи, особенно при бурении сильнотрещиноватых и перемежающихся по твёрдости пород, отклонения трассы скважины от запроектированной траектории.

Как известно, СПО являются наиболее трудоёмкими работами при колонковом бурении. Если при этом виде бурения производить СПО только с целью подъёма керна и замены износившейся коронки, то затраты времени на выполнения этой операции будут выражены следующей формулой [7]:

$$T_{СПО} = \frac{L^2 t}{2\, l_p}, \qquad (1)$$

где L – глубина скважины, м; t – среднее время на спуск и подъём 1 м бурильной колонны, сек/м; l_p – средняя длина рейса, м.

Из (1) следует, что затраты времени на СПО растут в квадратичной зависимости от глубины скважины. В действительности же время на указанную операцию увеличивается почти в кубической зависимости [7]. Это объясняется тем, что на больших глубинах залегают более крепкие породы, углубка за рейс снижается в связи с ухудшением точности подачи снаряда; уменьшается скорость подъема в связи с увеличением веса снаряда. Кроме того, в глубоких скважинах СПО проводятся чаще в связи с более частыми авариями, необходимостью инклинометрических измерений, изоляции зон поглощений и т.п.

При алмазном бурении обеспечивается большая проходка на коронку (до 200 м и более) и высокая механическая скорость (до 8 м/час и более). Но ограниченная длина керноприёмной трубы, частое самозаклинивание керна

при бурении трещиноватых пород вызывают необходимость извлечения всего бурового снаряда, несмотря на еще высокую разрушающую способность коронки.

Расчеты показывают, что даже если механическую скорость бурения увеличить в 2 раза, рейсовая скорость бурения повысится лишь на 10 – 30 % [4]. Следовательно, повышение производительности бурения во многом зависит от совершенствования спускоподъемных операций, снижения затрат времени на этот процесс в общем балансе времени строительства скважины.

Радикальным решением задачи уменьшения времени на СПО и увеличения углубки за рейс явились работы по созданию технико-технологических средств алмазного бурения с применением *ССК*.

Первый *ССК* был разработан фирмой «*Longyear»* (США) в 1950–52 гг. В настоящее время такие снаряды широко применяют ведущие зарубежные фирмы: «*Boart Longyear»*, «*JKS Boyles»* (Канада), *«Джой»* (США), *«Atlas Copco»* (Швеция), «Тоне Воринг» (Япония), «*Диамант Боарт*» (Бельгия), «*Смит*» (Англия).

В бывшем СССР пробное бурение *ССК* впервые (1963–1964) было осуществлено кафедрой разведочного бурения Московского геологоразведочного института совместно с СКБ Министерства геологии СССР. В этот период разработан и испытан в Актюбинской ГРЭ (Казахстан) съёмный керноприёмник *ССК–3М*. В 1964–1965 гг. этим снарядом было пробурено около 4500м скважин ∅76 и ∅92 мм. При этом производительность повысилась на 25 – 30 %, однако снизить стоимость бурения не удалось из-за больших затрат на изготовление оборудования и его недостаточной прочности, особенно, бурильной колонны.

С 1969г. головной организацией по созданию комплекса технических средств ССК на базе гладкоствольной бурильной колонны становится ВИТР (Всесоюзный научно-исследовательский институт методики и техники разведки) [7].

Такие комплексы с шифрами *ССК–59* и *ССК–76* были созданы и испытаны в различных регионах бывшего СССР, в том числе и в Казахстане. Например, в Джезказганской геологоразведочной экспедиции были получены следующие результаты [8]:

– механическая скорость бурения возросла в 2 – 3 раза;

- производительность бурения составила 1150 м/станко-месяц; прирост составил 230 %, что явилось результатом применения высоких скоростей вращения снаряда (600 – 800 об/мин), а также благодаря использованию сбалансированной специальной бурильной колонны, большой стойкости алмазных коронок и экономии времени на СПО;

– выход керна увеличился до 90 % благодаря снижению вибраций и использованию сигнализатора самозаклинивания;

– расход алмазов на 1 м бурения снизился в 10 раз.

Для повышения производительности проходки скважин в твёрдых породах весьма перспективно высокочастотное гидроударное бурение *ССК* [9]. Стендовые и производственные испытания подтвердили эффективность применения гидроударников, спускаемых в бурильную колонну вместе с керноприёмником. Механическая скорость бурения возросла на 25 %, углубка за цикл – на 10 % [10].

В конце 80-х годов в бывшем СССР ежегодно бурилось порядка 7,0 – 7,3 млн.м скважин алмазными коронками, в том числе порядка 2,2 млн.м – с использованием *ССК* [11]. В Казахстане в этот же период с применением *ССК* ежегодно осуществлялась проходка около 300 тыс.м скважин.

Однако в связи с распадом СССР в 90-е годы в Республике резко сократились объёмы поисково-разведочных, в том числе и буровых работ.

В настоящее время наблюдается устойчивый рост экономики Казахстана, что вызвало необходимость укрепления минерально-сырьевой базы республики. В этой связи соответственно растут объёмы буровых работ, которые в настоящее время составляют 140 – 150 тыс.м скважин, причём половина указанного объёма бурится с применением *ССК*. Этот объём

значительно меньше, чем в 80-ые годы прошлого века. В частности, это связано со значительным удорожанием буровых работ и резким уменьшением количества так называемых «пустых» скважин. В настоящее время основное целевое назначение скважин – доразведка и эксплуатационная разведка уже эксплуатируемых месторождений, предварительная и детальная разведка открытых месторождений полезных ископаемых.

В своём развитии технология и техника бурения *ССК* прошла три этапа [12 – 14, 105].

Первый этап (1953–1973 гг.) характеризуется непрерывным совершенствованием конструкции основных технических средств – колонковых наборов и ловителей. При этом основные размеры комплексов *ССК* оставались неизменными. В результате длительной эксплуатации была выявлена рациональная область применения *ССК*, ограниченная твёрдостью буримых пород (до X категории включительно), глубиной бурения (до 1500 м) и простыми геологическими условиями.

Второй этап развития техники и технологии *ССК* приурочен к середине 70-х годов прошлого века, когда в США, Бельгии и СССР были разработаны новые параметрические модели комплекса. Они отличались от первого поколения комплексов *ССК* увеличением ширины породоразрушающего кольца коронки, гидравлического зазора в паре «бурильная колонна – съёмный керноприёмник» и толщины стенки бурильной колонны в резьбовом соединении. Областью применения этих комплексов стали осложнённые условия бурения и скважины глубиной до 3000 м в породах меньшей твёрдости (VIII-IX категория по буримости с прослоями пород X категории).

В 80-е годы прошлого века ведущие зарубежные фирмы США и Бельгии разработали третье поколение *ССК*, которое отличается от первого уменьшением ширины породоразрушающего кольца коронки и гидравлических зазоров. Область применения этой «легкой серии» – простые

геологические условия, крепкие породы (VIII-XI категория), где имеется возможность успешно конкурировать с обычным высокооборотным алмазным бурением.

Таким образом, в настоящее время существуют три параметрические модели комплекса *ССК*, которые не взаимоисключают, а дополняют друг друга и применяются в различных геологических условиях. Комплексы продолжают совершенствовать и пополнять новым ассортиментом технических средств.

По имеющимся сведениям, в настоящее время в развитых капиталистических странах до 80 – 90 % объёмов бурения с отбором керна выполняется с применением *ССК*. Это достигается за счет существенного увеличения номенклатуры буровых снарядов, расширения рациональной области их применения благодаря увеличению диаметров бурения, разработки усиленных и тонкостенных буровых снарядов, позволяющих бурить в твёрдых и крепких породах, сложных геологических разрезах, увеличить глубину скважин. Значительные успехи достигнуты также в совершенствовании ПРИ, входящего в комплект *ССК*.

В настоящее время буровые *ССК* выпускают фирмы *Longyear, Christensen, Acker Drill* (США), *JKS-Boyles* (Канада), *Diamand Boart Craelius* (Швеция), *Tone Boring, Koken Boring, Yoshida Boring Machine* (Япония), а также в России, Китае, Польше, Чехии и Болгарии.

Ниже приводятся общие сведения о буровых *ССК* фирмы *Longyear* (США), являющиеся пионером в создании *ССК*.

Фирма *Longyear* изготавливает два основных типа *ССК* – стандартные и усиленные, отличающиеся в основном прочностью бурильной колонны, шириной торца коронки и диаметром выбуриваемого керна. К стандартным относятся пять типоразмеров снарядов (*AQ, BQ, NQ, HQ* и *PQ*) с бурильными колоннами, имеющими соединение типа «труба в трубу», и три типоразмера (*BCQ*, *NCQ* и *HCQ*) – с концами, изготовленными из более прочной стали, чем труба, и закреплёнными на ней при помощи плазменной сварки.

Колонковые наборы всех типоразмеров стандартных снарядов не зависят от конструкции бурильной колонны.

Основные параметры *ССК* фирмы *Longyear* приведены в таблице 1 [105].

Как следует из приведённых данных, бурильные трубы усиленной серии *CHD* отличаются от стандартных серий *Q* и *CQ* увеличенной на 16–37% толщиной стенки и, как следствие, повышенной прочностью. Прочность соединений бурильных труб серии *CHD* существенно выше, чем *Q* или *CQ*.

В состав буровых снарядов *CHD* входят колонковые трубы, толщина стенок которых увеличена на 24 – 55 %. Это обеспечивает существенное увеличение их прочности и жёсткости. Для возможности применения глинистых растворов и других сравнительно вязких промывочных жидкостей величина кольцевых зазоров между наружной и внутренней трубами увеличена на 7 – 33 %. Для реализации перечисленных конструктивных особенностей снарядов *CHD* потребовалось увеличить также ширину торца алмазных коронок на 18 – 32 %.

В отличие от бурильных труб *CHD-76* и *CHD-101* с высаженными концами и соединением “труба в трубу” новые трубы *CHD-134* имеют приварные соединения (при помощи сварки трением). Концы труб серии *CHD* с внутренним и наружным соединением имеют индукционную закладку наружной поверхности общей длиной 33 см. Это предохраняет наиболее ослабленные участки труб от повышенного износа и способствует увеличению ресурса труб.

Резьбовое соединение бурильных труб обычно имеет ленточную трапецеидальную резьбу с конусностью 1:30 и шагом три нитки на дюйм (25,4 мм). В свинченном состоянии резьба образует двухупорное соединение с контактом торцов в верхней и нижней частях конуса, что обеспечивает достаточную жёсткость и герметичность колонны. Конусное соединение обеспечивает высокую прочность на растяжение, поскольку наиболее нагруженная часть муфты и ниппеля имеет максимальную толщину стенки.

В усиленных снарядах для бурения *ССК* упрочнение резьбового соединения достигается за счет увеличения его длины с 44,5 до 50,8 мм, шага, высоты и ширины резьбы асимметричной формы.

Крупная конусная самоцентрирующаяся резьба способствует ускорению свинчивания и развинчивания бурильных труб.

Высокая точность изготовления резьбы на внутренних и наружных концах способствует равномерному распределению напряжений в материале вдоль всей резьбы и частичной передаче их на упорные торцы. Это позволяет бурильной колонне передавать достаточно высокие крутящие моменты и предотвращать «раздутие» концов с внутренней резьбой.

Жёсткость соединения обеспечивается при свинчивании труб заданным крутящим моментом. Это предотвращает люфт в резьбе и раскачивание, вызываемое изгибающими нагрузками, а также исключает дополнительную затяжку резьб при возникновении пиковых крутящих моментов в процессе бурения.

На возможность управления трассами скважин при бурении *ССК* обратили внимание *в России* Сулакшин С.С., Калинин А.Г., Спиридонов В.И., Исаев М.И., Морозов Ю.Т., Вартыкян В.Г., Онищин В.П., Горшков Л.К., Стеблов Б.Е., Крикшюнас В.П., Щербаков М.Н., Новиков Г.П., Буглов Н.А., Новожилов Б.А., Воробьёв Г.А., Козловский А.Е., Карпиков А.В. и др., *в Казахстане* Лиманов Е.Л., Туякбаев Н.Т., Страбыкин И.Н., Музапаров М.Ж., Мендебаев Т.Н., Жаппасбаев У.К., Ахметов Е.А., Городецкий И.М., Кудайкулов С.К., Кудайкулова Г.А., Аршидинова М.Т., Алдамжаров Н.Н., Есентаев У.Е., Гутников Н.С., Молокович М.С., Есимбеков К.Б., Глазштейн В.С., Сармантаев С.С. Анищенко А.Я., Елизаров М.И., Юшков А.С., Журнист В.И., Кичигин В.А., Бобылев Ф.А., Уржумов А.И., Серебренников И.Д., Вааль П.А., Марьин А.А., Дюзбаев Д.И., Донбаев Д.Д., Шадманов Ш.Б., Пеща В.В. и др. [11- 45, 69, 80-83, 88-89, 101-105].

На начальном этапе область применения снарядов со съёмными керноприёмниками была сведена к решению проблем повышения скорости

бурения и снижения интенсивности искривления скважин, а практика требовала решения таких кардинальных проблем, как необходимость выполаживания самовыкручивающихся, выкручивания самовыполаживающихся скважин и главное - не ″снижения интенсивности ″, а обеспечения нулевой интенсивности зенитного искривления. Попытки решать эти задачи, скажем, выполаживания скважины с применением приёмов, заимствованных с дробового бурения (короткой колонковой, двойной коронкой и т.п.), выкручивания скважины - удлинёнными наборами, а для стабилизации - жёсткими наборами или установкой центраторов, - все они давали прямо противоположные результаты. Решение этих проблем требовало ревизии современных взглядов, объективной и критической переоценки утвердившихся концепций в теории и практике направленного бурения, т.е. нужен был механизм искривления скважин с применением *ССК*. Механизм и математическое описание (модель) зенитного искривления при бурении *ССК* автором были впервые представлены в 1983г.[81-83].

В настоящее время детерминированная технология направленного бурения признана как одна из перспективных [90,101- 103, 106-108].

Настоящая книга представляет обобщение теоретических, экспериментальных и производственных исследований, выполненных автором в течение последних 30 лет.

Автор выражает надежду, что данная книга окажет помощь в освоении и дальнейшем развитии прогрессивной технологии направленного бурения, при его использовании специалисты повысят теоретические знания, будут иметь научно обоснованное представление о влиянии параметров компоновки низа бурильной колонны, приобретут навыки инженерного решения задач, связанных с управлением трассой скважин.

Проблема управления профилем естественно искривленных скважин без применения отклоняющих приспособлений становится весьма актуальной при бурении комплексами типа *ССК* и *КССК* (Россия), *PQ, HQ, NQ* и *BQ* (США и Канада). Работы по единой математической модели детерминированной (бесклиновой) технологии и регулирования основных

технологических параметров, снарядов типа *ССК* и *КССК* (Россия), *PQ*, *HQ, NQ* и *BQ* (США и Канада), обеспечивающих выполнение проектных профилей, ещё не проводились.

В настоящее время необходимо большое внимание уделить теоретическим и производственным исследованиям, направленным на выявление областей эффективного использования различных по конструкции компоновок низа бурильной колонны, научного обоснования структуры снарядов типа *ССК* и *КССК* (Россия), *PQ*, *HQ, NQ* и *BQ* (США и Канада) для условий сильного противодействия геологических факторов для :

- выкручивания самовыполаживающихся скважин ;
- выполаживания самовыкручивающихся скважин ;
- стабилизации самоискривляющихся скважин.

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 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 объёмов 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 техническим средствам, в первую очередь, относятся снаряды со съёмными керноприёмниками.

По имеющимся сведениям, в настоящее время в развитых капиталистических странах до 80-90% объёмов бурения с отбором керна выполняется снарядами со съёмными керноприёмниками. Это достигается за счёт существенного увеличения номенклатуры буровых снарядов, расширения рациональной области их применения благодаря увеличению диаметров бурения, разработки усиленных и тонкостенных буровых снарядов, позволяющих бурить в твёрдых и крепких породах, сложных геологических разрезах, увеличить глубину скважин. Значительные успехи достигнуты также в совершенствовании породоразрушающего инструмента, входящего в комплект снарядов со съёмными керноприёмниками.

В настоящее время буровые снаряды со съёмными керноприёмниками выпускают фирмы *Longyear , Christensen , Acker Drill* (США), *IKS - Boyles* (Канада), *Diamant Boart Craelius* (Швеция), *Tone Boring , Koken Boring , Yoshiba Boring Mashine* (Япония), а также в КНР, ПНР, ЧСФР, НРБ [46-67].

1.1 Снаряды со съёмными керноприёмниками фирмы *Longyear* (*США*)

Фирма *Longyear* (*США*) изготавливает два основных типа снарядов со съёмными керноприёмниками – стандартные и усиленные, отличающиеся, в основном, прочностью бурильной колонны, шириной торца коронки и диаметром выбуриваемого керна. К стандартным относятся пять типоразмеров снарядов (*AQ, BQ, NQ, HQ* и *PQ*) с бурильными колоннами, имеющими соединение типа «труба в трубу», и три типоразмера (*BCQ*, *NCQ* и *HCQ*) – с концами, изготовленными из более прочной стали, чем труба, и закреплёнными на ней при помощи плазменной сварки. Колонковые наборы всех типоразмеров стандартных снарядов не зависят от конструкции бурильной колонны.

Основные параметры снарядов со съемными керноприемниками фирмы *Longyear* (США) приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Основные технические показатели снарядов со съёмными керноприёмниками *Longyear* (*США*)

Параметры (размеры)	Типоразмер снаряда				
	HQ	*NQ*	*BQ*	*AQ*	*PQ*
Диаметр ∅коронки, мм: - наружный - внутренний - ширина торца	95,6 63,5 16,00	74.6 47.6 13.5	59.5 36.5 11.5	47.6 27.0 10.3	122,0 84.9 18.5
∅колонковой трубы, мм: наружный - внутренний - толщина стенки	92,1 77,8 7,15	73.0 60.3 6.35	57.2 46.0 5.6	46.0 36.5 4.75	117.5 103.2 7.15
∅керноприёмной трубы, мм:наружный - внутренний - толщина стенки	73,0 66,7 3,15	55.6 50.0 2.8	42,9 38.1 2.4	32.5 27.6 1.95	95.2 88.9 3.15
∅бурильных труб, мм: наружный - внутренний - толщина стенки	88,9 77,8 5,55	69.9 60.3 4.8	55.6 46.0 4.8	44.5 34.9 4.8	114.5 103.2 5.55
Зазор между керноприёмной трубой и стенками бурильных труб	2,4	2.35	1.55	1.2	4.0
Масса 1 м, кг/м	11,6	7.77	6.07	4.73	15.5
Длина резьбы, мм	44,5	44.5	44.5	41.3	-

Колонковый набор состоит из съёмного керноприёмника 1–26, опорного кольца 29, стабилизатора 31, коронки 33, расширителя 32, колонковой трубы 30, переходной муфты 28 и переходника 27 с наплавками твёрдого сплава «рэлит». Рэлитовый переходник центрирует верхнюю часть колонкового набора в скважине.

Съёмный керноприёмник в рабочем положении висит на опорном кольце. При этом его нижний торец должен находиться на расстоянии 1,5 – 2,0 мм от конической поверхности коронки. Опорное кольцо является посадочным местом и верхним центратором для съёмного керноприёмника, а стабилизатор центрирует его в нижней части в расширителе. Стабилизатор представляет собой бронзовую втулку с пазами по внутренней поверхности

для прохода промывочной жидкости. Съёмный керноприёмник состоит из подшипникового узла, керноприёмной трубы и кернорвателя.

Подшипниковый узел съёмного керноприёмника обеспечивает неподвижность керноприёмной трубы при бурении. Для этого в подшипниковом узле предусмотрены два упорных шарикоподшипника 18А и 18В, воспринимающих осевую нагрузку, направленную вверх при подклинке керна или вниз к забою при бурении. Подшипники одеты на вал 15 в сторону направляющей втулки 19, устанавливаемой между подшипниками и выполняющей роль радиального подшипника скольжения. Поджатие подшипников осуществляется гайкой 21 через пружину 20. Подшипники поджимаются до тех пор, пока не исчезнет осевой люфт. Тогда вал будет вращаться от руки без заеданий. Вал 15 ввинчен в корпус стопоров 13 и закреплен контргайкой 14. Величиной завинчивания вала в корпус регулируется зазор между корпусом кернорвателя 26 и алмазной коронкой. Для прохода промывочной жидкости в корпусе стопоров имеются специальные отверстия. Фиксация съёмного керноприёмника от перемещения вверх осуществляется двумя стопорами 9, подпружиненными пружиной 8. При движении керноприёмника вниз стопора скользят по внутренней поверхности колонны и раздвигаются, попадая в специальную выточку переходной муфты 31.

Возвратная втулка 6, соединяющаяся с головкой съёмного керноприёмника, служит для складывания стопоров в паз их корпуса. Когда овершот захватит за головку и потянет её вверх, возвратная втулка, перемещаясь по корпусу, краями своих пазов складывает стопора и керноприёмник можно транспортировать вверх. Возвратная втулка соединяется с корпусом стопоров и корпусом головки 3 пружинными штифтами 7. Штифты входят в пазы корпусов и обеспечивают определённый ход втулки по корпусу стопоров.

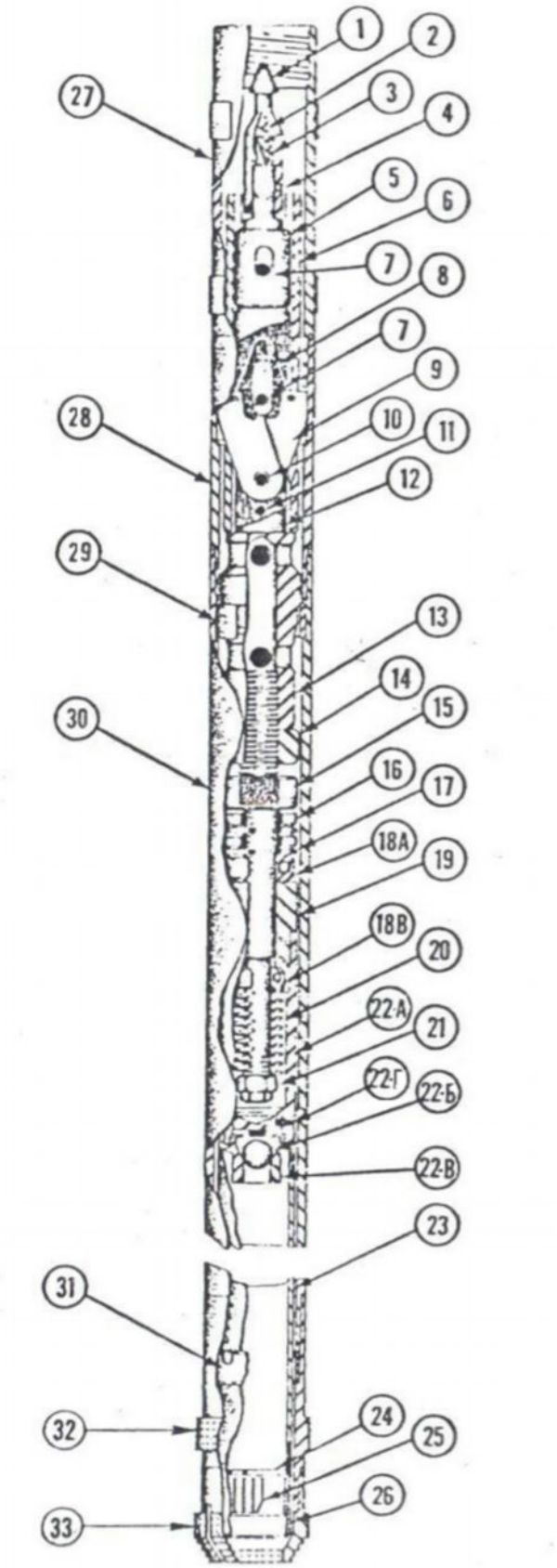
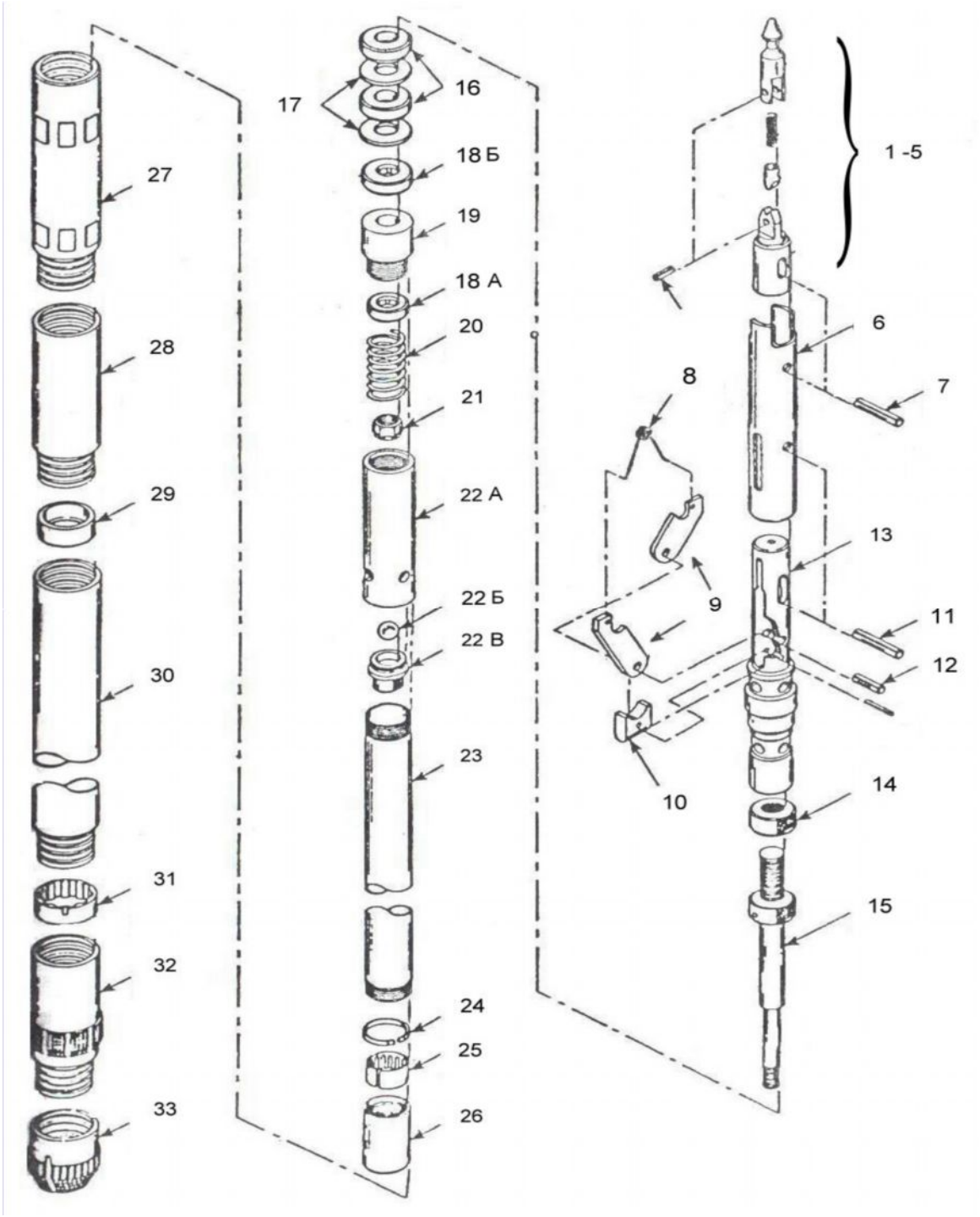


Рисунок 1 – Колонковый набор фирмы " *Boart Longyear* "



1–5 головка; 6–втулка возвратная; 7–штифты; 8–пружина; 9–стопоры; 10–бобышка; 11,12–штифты; 13–корпус стопоров; 14–контргайка; 15–вал; 16–манжеты; 17–шайбы; 18–подшипники; 19–втулка направляющая; 20–пружина; 21–гайка; 22–корпус клапана; 23–керноприёмная труба; 24–упорное кольцо; 25–рвательное кольцо; 26–корпус кернорвателя; 27–переходник рэлитовый; 28–переходная муфта; 29–опорное кольцо; 30–колонковая труба; 31–стабилизатор; 32–расширитель; 33–коронка.

Рисунок 2 – Номенклатура колонкового набора фирмы " *Boart Longyear* "

Кернорватель состоит из корпуса 26, пружинного конического рвательного кольца 25 и упорного кольца 24. Перемещаясь вверх по конической поверхности корпуса, рвательное кольцо доходит до упорного кольца и, расширяясь по внутреннему диаметру, пропускает керн в керноприёмную трубу. При подъёме колонкового набора рвательное кольцо заклинивается в корпусе и отрывает керн. При достижении усилия отрыва керна до 2-3 кН пружина подшипникового узла 20 сжимается, и направляющая втулка 19, керноприёмная труба, кернорватель смещаются вниз относительно колонковой трубы до упора в коронку. Основное усилие отрыва керна при этом передается на коронку и далее на расширитель, колонковую трубу и бурильные трубы.

В подшипниковом узле предусмотрена установка сигнализатора самозаклинки керна. Он представляет собой комплект резиновых манжет 16 и металлических шайб 17. Перемещение манжет вверх по валу ограничено буртиком 15. При сжатии манжеты перекрывают зазор для прохода промывочной жидкости, что отмечается повышением давления на насосе. Усилие, при котором срабатывает сигнализатор, зависит от взаимного расположения резиновых манжет и металлических шайб. Если они расположены в последовательности (сверху вниз): манжета, шайба, манжета, шайба, то для комплекса *NQWL* усилие срабатывания сигнализатора составляет 7 кН. При втором варианте расположения (две манжеты, две шайбы) усилие срабатывания снижается до 460 кгс. Следует иметь в виду, что в любом случае над подшипником должна стоять шайба, имеющая достаточную площадь опоры для манжеты.

Головка съёмного керноприёмника 1–5 является поворотной, что позволяет после извлечения из буровой колонны укладывать керноприёмник на опоры без отсоединения овершота.

В нижней части подшипникового узла смонтирован шаровой клапан (детали 22-Б и 22-В), который предотвращает прямую промывку в керноприёмной трубе, но обеспечивает выход жидкости из керноприёмной

трубы по мере заполнения ее керном. Кроме того шаровой клапан позволяет увеличить скорость спуска керноприёмника.

Керноприёмная труба имеет одинаковые резьбы с обоих концов, что позволяет поворачивать ее при сборке керноприёмника и увеличить срок годности. Внутренняя поверхность трубы может быть хромирована, что уменьшает трение о керн, снижает вероятность его самозаклинки и способствует повышению выхода керна. При составлении заявки на колонковые наборы следует указывать на необходимость хромирования керноприёмной трубы.

Колонковые наборы могут поставляться с индикатором посадки съёмного керноприёмника на опорное кольцо колонкового набора. В этом случае корпус стопоров 13 состоит из двух половин. Во внутреннюю полость корпуса устанавливается нейлоновая втулка и над ней нержавеющий стальной шар.

При использовании индикатора посадки порядок операций следующий. При сборке керноприёмника шар должен быть помещен в верхнюю часть корпуса (над нейлоновой втулкой). После процедуры сбрасывания керноприёмника в бурильную колонну присоединяется ведущая труба и включается насос. При посадке керноприёмника на опорное кольцо на шар оказывает давление промывочная жидкость, проталкивая его через нейлоновую втулку. При этом происходит мгновенное повышение давления примерно на 0.2 кН/см^2. Как только шар протолкнётся через втулку, давление на манометре насоса снова снижается до обычного.

Индикатор посадки позволяет избежать преждевременного начала бурения (когда керноприёмник еще не занял своего рабочего положения) и потерь рабочего времени на излишнее ожидание. С увеличением глубины скважины целесообразность применения индикатора повышается. Если шар не будет переставлен в верхнюю камеру переходника (над втулкой), керноприёмник превращается в обычный вариант без индикатора посадки. Шар можно протолкнуть через втулку с помощью специального штыря.

1.2 Снаряды со съёмными керноприёмниками *JKS -Boyles* (Канада)

Фирма *JKS - Boyles* (Канада) выпускает буровые снаряды со съёмными керноприёмниками серии *O* (*Q*) и *WL* с размерами от *A* до *P*, основные размеры которых приведены в таблице 2. Обе серии имеют одинаковые колонковые трубы и гладкостенные бурильные трубы с соединением «труба в трубу», однако бурильные трубы могут иметь слабоконусное соединение (серия *O*) или цилиндрическое (серия *WL*).

Таблица 2 – Основные технические показатели снаряда *HQ (HWL*)

Параметры	*HQ (HWL*) типоразмер снаряда
1	2
Диаметр скважины, мм	96,0
Диаметр керна, мм	63,5
Размеры коронки, мм:	
– наружный диаметр	95,6
– внутренний диаметр	63,5
– ширина торца	16,05
Размеры внешней трубы, мм:	
– наружный диаметр	92,1
– внутренний диаметр	77,8
– толщина стенки	7,15
Размеры внутренней трубы, мм:	
– наружный диаметр	73,0
– внутренний диаметр	66,7
– толщина стенки	3,15
Размеры бурильных труб, мм:	
– наружный диаметр	88,9

Продолжение таблицы 2

1	2
– внутренний диаметр	77,8
– толщина стенки	5,6
Размеры расширителя	96

По данным фирмы *JKS - Boyles* [49,50,60] трубы изготовлены из высококачественной стали, предел текучести которой на 84% превышает соответствующий показатель материала стандартных труб серии *Q*. Усталостная прочность новых труб увеличилась в 2,26 раза, а их прямолинейность – в 5 раз, что способствует снижению вибрации колонны в процессе бурения.

Во время производственных испытаний искривление траектории скважины происходило в интервале длиной 122 м. В результате испытаний соединений бурильных труб на стенде, имитирующем работу колонны в таких условиях, установлено, что ресурс соединений более, чем в 3 раза выше, чем у стандартных труб. При статическом нагружении соединений труб *Tuff - Rod* установлено, что они значительно прочнее, чем стандартные соединения. В частности, трубы *Tuff-Rod* размера *N* выдерживают до поломки натяжение 600кН [60].

1.3 Зарубежный опыт бурения направленных скважин снарядами со съёмными керноприёмниками *ССК*

На месторождении *Larder Lake* фирмы *Elder Resources Ltd* и *Kerr Addison Ltd* применялось направленное бурение скважин. При этом забуривание боковых стволов производилось с использованием стационарных клиньев, а дальнейшее бурение осуществлялось с учетом тенденций к естественному искривлению скважин. Для регулирования траектории скважин применяли специальные компоновки расширителей и производили своевременную замену коронок. Важное значение в этом

процессе имеет подбор рациональной осевой нагрузки.

Опыт бурения скважин показывает, что вращение бурового снаряда по часовой стрелке приводит к повороту траектории скважины по спирали в противоположном направлении. Изменение азимута скважины происходит менее интенсивно, чем ее выполаживание (увеличение зенитного угла скважины).

Структура пород оказывает большое влияние на направление скважины. При малом угле наклона скважина имеет тенденцию к повороту параллельно плоскости напластования. При больших углах наклона (30-70°) скважина входит в пласт.

По мере увеличения глубины скважина стремится к выполаживанию. Интенсивность выполаживания вначале увеличивается, а по мере приближения к горизонтали уменьшается. Наиболее эффективными считаются косвенные методы регулирования траектории скважины при помощи центраторов, изменения частоты смены коронки и подачи бурового снаряда. Важным фактором является стабилизация бурильной колонны. Более жесткая колонна способствует снижению тенденции к отклонению скважины. В частности, трубы большого диаметра серии *HQ* вызывают меньшее отклонение скважины, чем трубы серии *BQ* [105].

Существуют различные методы стабилизации бурильной колонны, которые могут использоваться для снижения интенсивности выполаживания и ограничения изменений азимута скважин. Наиболее распространенным способом является применение комплексов специальных расширителей типа *Mini-Deve,* которые используются вместо обычных расширителей. Расширители *Mini-Deve* выпускаются фирмой *Wheel Trueing Tool Co of Canada*, субсидируемой фирмой *Diamant Boart,* для снарядов серии *AQ, BQ*, *NQ, HQ.* Они приспособлены для работы с различными конструкциями колонковых наборов [48, 51].

Компоновка *Mini-Deve* состоит из трех основных узлов: корпуса, втулки, спирального стабилизатора. Корпус имеет резьбу для соединения с

алмазной коронкой, алмазный расширитель. Продольные желоба для прохода промывочной жидкости непосредственно выше алмазного расширителя, где предусмотрены поперечные канавки, направляющие поток жидкости к отверстиям втулки. Это предотвращает повторное измельчение шлама алмазным расширителем. Расширитель обеспечивает получение зазора между корпусом и стенками в пределах 0,025 мм. Втулка с хромовым покрытием подвергается прецизионной обработке и имеет диаметр на 0,15 мм меньше, чем алмазный расширитель. В рабочем положении она надевается на корпус расширителя так, что ее конец с прорезями доходит непосредственно до расширителя. Стабилизатор со спиральными канавками также имеет хромовое покрытие, он повышает центрирующую способность всей компоновки *Mini-Deve.* При бурении буровым снарядом со стандартным расширителем и с компоновкой *Mini-Deve* при встрече наклонных пластов, представленных породами более высокой твердости, обычно возникает поперечная сила, приводящая к прогибу колонкового набора и искривлению скважины. Зазор между колонковой трубой и стенками скважины достигает 1,8 мм. При использовании компоновки *Mini-Deve* прогиб колонкового набора под действием поперечной силы резко снижается в связи с уменьшением зазоров между компоновкой и стенками скважины до 0,15 мм. Это приводит к существенному снижению искривления скважины с компоновкой *Mini-Deve.*

При испытаниях компоновки *Mini-Deve* на руднике *Sullica* было пробурено две скважины с использованием снарядов со съемными керноприёмниками серии *AQ*. В одной скважине использовали снаряд с компоновкой *Mini - Deve,* в другой – без нее. При бурении без компоновки *Mini - Deve* отклонение забоя составляет 99 м при глубине 360 м. Средняя проходка на коронку достигает 15 м. При использовании компоновки *Mini - Deve* отклонение составило только 33 м на 360 м глубины, т.е. в три раза меньше, чем с обычным расширителем. Средняя проходка на коронку повысилась до 30 м, т.е. увеличилась в два раза. Время, затраченное на бурение скважины с компоновкой *Mini - Deve* снизилось на 33%.

На руднике *Falconbridge* снаряд серии *AQ* со стандартным расширителем обеспечивал искривление 9° при глубине 90 м, а с компоновкой *Mini-Deve* – 5° на 150 м.

В комплект стандартной поставки входит корпус расширителя, втулки, стабилизатор, удлинитель внутренней трубы колонкового набора, приспособление для извлечения втулки, накидной хомут для захвата втулки, калибровочное кольцо. По требованию поставляется запорное соединение, переходник, передняя секция наружной трубы, задняя секция наружной трубы.

При бурении скважин на месторождении *Larder Lake* средняя интенсивность искривления по 15 скважинам, пробуренным снарядами серии *BQ* при использовании компоновки *Mini-Deve*, составила 6,55°/100 м, а без нее – 17,7°/100 м. Применение бурильных труб серии *HQ* с компоновкой *Mini-Deve* приводит в аналогичных условиях к искривлению 4,16°/100м скважины.

Фирма *Craelius* [47] для регулирования траектории скважин разработала комплект инструмента *Devibor*, состоящий из наружной трубы с эксцентричными опорами, на которых вращается внутренняя труба, соединенная шлицами со шпинделем и алмазной коронкой. Ось вращения шпинделя расположена под небольшим углом к оси наружной трубы. Необходимый зенитный угол или азимут искривления устанавливается на поверхности при монтаже эксцентричной опоры в наружной трубе перед спуском снаряда в скважину согласно проектному азимуту. Нижняя часть внутренней трубы выполняет роль колонковой трубы, в которую поступает керн диаметром 19,8мм. На конце внутренней трубы расположен корпус кернорвателя со шлицами, входящими в зацепление с соответствующими углублениями в шпинделе с коронкой, а внешняя труба с эксцентричными опорами остается неподвижной. Наружная труба опускается в скважину на обсадной колонне с левой резьбой, которая подсоединяется к неподвижному патрону, смонтированному на раме станка. Внутренняя труба связана с

бурильной колонной, которая приводится во вращение патроном подвижного вращателя.

Во время направленного бурения наружная труба неподвижна, а внутренняя перемещается в пределах трёх и более метров, т.е. насколько позволяет длина колонковой трубы. Когда расчетная коррекция траектории полностью выполнена, искривляющая колонна извлекается из скважины и бурение продолжается обычным снарядом до проектной глубины. Кроме применения специальных устройств, для регулирования траектории скважин практикуется также метод, связанный с изменением частоты смены коронок. Известно, что применение коронки с острыми кромками алмазов способствует минимальной интенсивности выполаживания скважины. Например, при бурении одной из скважин на месторождении *Larder Lake* снарядом со съёмными керноприёмниками серии *BQ* увеличение интервала замены коронки с 15 до 30 м привело к увеличению интенсивности искривления скважины с $6{,}23^0$-$12{,}1^0$/100 м. В другой скважине увеличение интервала смены коронки с 24 до 30 м привело к росту интенсивности искривления с $2{,}95^0$/100м-до $6{,}88^0$/100м ; а при интервале 48 м – до $9{,}8^0$/100м. Увеличение интенсивности искривления скважины по мере увеличения продолжительности работы коронки, очевидно, связано с затуплением алмазов и увеличением осевой нагрузки для поддержания приемлемой механической скорости бурения.

Третий способ уменьшения интенсивности искривления скважин связан с регулированием осевой нагрузки на коронку. Осевая нагрузка не должна приводить к увеличению подачи коронки за один оборот инструмента свыше определённых пределов. В частности, при бурении скважин на месторождении *Larder Lake* рациональная подача за один оборот составила 0,042 мм. Ограничение скорости подачи снижало вероятность неравномерного износа коронки и поддерживало режущую способность алмазов на постоянном уровне. Кроме того, передача повышенной осевой нагрузки на бурильную колонну вызывает изгиб труб и приводит к

искривлению скважин.

Для изменения направления скважин используют два типа клиньев: стационарные и съёмные. Стационарные клинья в основном используют для забуривания боковых стволов из существующей скважины. Они могут быть использованы также для корректировки азимута и угла наклона в процессе дальнейшего бурения боковых стволов. Съёмные клинья для корректировки азимута и угла наклона скважин устанавливаются только у забоя. Оба типа клиньев применяют для корректирования резких изменений в азимуте и угле наклона скважин. Преимущество съёмных клиньев заключается в том, что после забуривания бокового ствола в скважине не остается металла. Однако стационарный клин имеет увеличенную жёсткость и большую длину отклоняющей поверхности.

При установке стационарного клина выполняют следующие операции. В скважину на расстояние 6м ниже забуривания бокового ствола через бурильные трубы снаряда со съёмным керноприёмником закачивается цементная пробка типа *Van Ruth*. После выхода из труб пружины раздвигают до колодки. При этом обеспечивается расширение резиновой крышки на другом конце пробки до размеров, соответствующих диаметру скважины. Затем пробка при помощи бурильной колонны задавливается вниз примерно на 30 см, чтобы гарантировать ее фиксацию на месте. Непосредственно выше пробки размещают дополнительную прокладку из различных материалов (лучше из пористой резины),обеспечивающую надежную герметизацию искусственного забоя. Затем нижнюю часть скважины на 6 м выше точки отклонения заполняют цементным раствором. После затвердения раствора в течение 24-36 ч излишек цементного камня разбуривают долотом с вогнутым торцом на расстояние 1,5 м ниже точки отклонения. Затем на забой помещают деревянную пробку. Стационарный клин опускают на деревянной пробке и точно ориентируют в нужном направлении. Затем нижнюю часть стационарного клина задавливают в деревянную пробку, которая надежно удерживает клин на месте.

Бурение вдоль направляющей поверхности клина длиной 2,7 м осуществляется долотом типа «бычий нос» со специальным расширителем. Забуривание бокового ствола под углом $1,5^0$ к старой скважине осуществляют в течение двух рейсов длиной по 1,5 м. После завершения этой процедуры возобновляется обычное бурение снарядом со съёмным керноприёмником.

Съёмный клин может быть установлен только на забое пробуренной скважины. Для обеспечения правильного ориентирования клина забой должен быть плоским при отсутствии на нём неровных обломков породы, которые могут привести к провороту клина относительно заданного направления. Компоновку съёмного клина опускают на расстояние нескольких метров от забоя скважины. Клин ориентируют в заданном направлении при помощи инклинометра *Spery Sun* одноразового действия. Затем клин фиксируют на месте. К колонковой трубе подсоединяют маленькое долото с вогнутым торцом, опускают его через бурильные трубы и фиксируют в рабочем положении. После этого забуривают боковой ствол вдоль направляющей поверхности съёмного клина на участке длиной 0,9 м долотом малого диаметра. Затем компоновка съёмного клина поднимается из скважины, пилот-скважина разбуривается до нормального диаметра и выполняются два дополнительных рейса бурения длиной по 1,5 м каждый. После этого возобновляется обычное бурение снарядом со съёмным керноприёмником.

При короткой отклоняющей поверхности съёмного клина угол наклона обычно корректируется на $1\text{-}1,5^0$.

На месторождении *Larder Lake* при бурении направленных скважин использовали снаряды со съёмными керноприёмниками серии *BQ* и *NQ*.
Снаряды серии *BQ* применяли в интервале 600-1050м. При этом 66% стоимости приходится на собственное бурение. Доля затрат на регулирование траектории скважин составило 10%,в том числе регулирование подачи–3%,замена коронок–3%, применение компоновок

Mini-Deve – 4%. Затраты на установку клиньев составили 24%, в том числе на съёмные клинья –14%, стационарные клинья–10%. Стоимость установки одного стационарного клина в 1,55 раза выше, чем съёмного в связи с цементированием старой скважины. Общая стоимость дополнительных мер по регулированию траектории скважин составила 34%.

Снаряды серии *HQ* применяли при бурении скважины глубиной 800м затраты на регулирование траектории скважины составили 20%, в том числе на косвенные методы регулирования – 11%, на установку клиньев – 9% (стационарных – 4%, съёмных – 5%). Затраты на косвенное регулирование траектории распределялись следующим образом: регулирование подачи – 4%, замена коронок – 2%, применение компоновок *Mini-Deve* – 5%.

Стоимость бурения 1 м скважин изменялась от 95,1$ США при бурении первых 300 м скважины до 186,9$ США – в интервале 1500 –1800 м. Доля затрат на дополнительные меры по управлению траекторией скважины уменьшилась от 31% при бурении первых 300 м до 5% при глубине более 1200 м. Из этого следует, что тщательный контроль угла наклона и азимута скважины следует начинать как можно раньше, чтобы поддерживать кривизну траектории при минимальных затратах.

1.4 Отечественный опыт бурения направленных скважин снарядами со съёмными керноприёмниками

По трудоёмкости направленного бурения слюдяные месторождения *Чупино -Лоухской* группы (*Северная Карелия*) можно отнести к IV категории в соответствии с классификацией Забайкальского НИИ.

Интенсивность искривления на некоторых участках работ достигает 15^0/100 м по полному углу при бурении скважин ∅76 мм и до 20-22^0/100 м при бурении *ССК*, причем тенденция естественного искривления имеет знакопеременное значение, как, например, на участках месторождений *Тэдино*, *Станционное.*

Хронологически в Северной геологической экспедиции можно

выделить три основных этапа разработок технических средств типа *КНБК* для наклонно направленного бурения [4, 7, 16].

Первый этап (1969-1972) – это переход с дробового бурения на алмазное. В связи с резким увеличением интенсивности искривления (в 3–5 раз) даже неглубокие скважины (200-300 м) проходились с нарушением параметров поисково-разведочной сети.

Второй этап (1979-1988) связан с возникшей необходимостью управления скважинами малого диаметра (59; 46мм) при использовании комплексов *ССК* и бурильных колонн *ЛБТН-54*.

Третий этап (с 1988 г. по настоящее время) обусловлен усиливающимся противоречием между производительностью и качеством бурения в связи с ростом глубин и увеличением трудоёмкости управления скважинами с применением отклонителей.

Работы по дальнейшему использованию *КНБК* не получили распространения по ряду причин, основными из которых являлись отсутствие в Северной геологической экспедиции технологической службы и перевод значительного числа буровых бригад на ударно-вращательное твёрдосплавное бурение, что практически сняло на ряде участков проблему управления скважинами. Длительное время, в связи с низкой производительностью гидроударного бурения годовая выработка на бригаду в экспедиции практически оставалась на уровне 6 тыс. м.

Второй этап разработок *КНБК* связан с использованием для решения задач направленности скважин рекомендаций и методик, предложенных ведущими учёными КазИМС, ВИТР и др.[12,13,16-26,29-30,32-45,69,80-90,92-93,95-98,101-103,106-108].

На протяжении ряда лет на участках экспедиции прошли апробацию порядка 20-ти вариантов конструктивных и методических решений по проблеме стабилизации траектории скважин без применения отклонителей.

В качестве основных критериев оценки технологических разработок технологическим отрядам экспедиции были приняты два показателя:

- интенсивность искривления по полному углу $i\delta = \sum \frac{\delta i}{n}$; (2)

- коэффициент работоспособности КНБК $K_p^{\delta} = 1 - \frac{n_a}{n}$, (3)

где δ – полное искривление скважин в точке замера;

n – количество замеров;

n_a – количество контрольных интервалов с аномальным искривлением (из опыта работы определена величина аномального искривления более 2 градусов).

Коэффициент K_p работоспособности КНБК предложен технологическим отрядом Северной экспедиции и применяется с 1988 г.

Коэффициент K_p отражает способность данной *КНБК* не подвергаться при бурении аномальным искривлениям и количественно показывает в процентном отношении величину интервала, отработанного *КНБК* без аномальных искривлений. Например, для компоновки с K_p = 0,5 половина объёма отработки приходится на аномальные искривления. Естественно, что компоновки для определения объективного значения K_p должны иметь значительный объём наработки в разных геологических условиях. Применение K_p избавляет от необходимости проведения длительного и чаще всего бесполезного анализа закономерностей искривления при применении стабилизирующей длины компоновок в зависимости от геологических условий. Основным качеством стабилизирующей длины $L_{ст}$ - позже эта величина, преобразованная как детерминант *DDD* (*Determinant of Directional Drilling*) направленного бурения, - обладает способностью не реагировать (или слабо реагировать) на изменение геологических условий.

В 1979-1980, 1987-1988гг. на участках работ Северной геологоразведочной экспедиции (Кольский п-ов, Северная Карелия) проводилась апробация методики М. Ж. Музапарова с применением компоновок с рассчитанной по номограммам стабилизирующей длины $L_{ст}$ колонковых труб. Самым уязвимым местом в вопросах направленного

бурения в экспедиции остается невозможность повсеместного применения комплексов *ССК-59* , *ССК-46* как наиболее прогрессивных способов бурения.

В 1982-1984гг. в экспедиции прошли производственные испытания специальные технические средства *ССК* для бурения наклонно направленных скважин, разработанные ВИТРом. К испытаниям было представлено несколько вариантов *КНБК* типа *ССК-59Ц*, затем (в 1986-1987гг.) модернизированного в *ССК-59НБ*. Основными элементами *КНБК* являются три опорно-центрирующих элемента, места установки которых определяются расчетным путем; первый из них устанавливается за расширителем. Сущность технического решения заключается в попытке избавиться от перекоса и изгиба *КНБК*. Почти одновременно с *ССК-59НБ* на месторождениях экспедиции испытывались *КНБК* комплекса *ССК-46НБ* и с 1988г. Опытно-методическая партия новой техники (ОМПНТ) Северо-Западного Территориального Геологического Управления (Ленинград) начала первые опыты по созданию *КНБК-ССК* на основе профилированных колонковых труб.

Несмотря на неоднократные модернизации как *ССК-НБ* (в том числе упрочнение вооружения централов сверхтвердыми вставками типа «Славутич», так и профилированных *КНБК*, применение этих разработок до настоящего времени не привело к кардинальному решению задачи по стабилизации искривления.

В качестве примера можно привести данные отработки этих типов *КНБК* при бурении *ССК-46* на структурно-поисковом профиле 25 Северо-Западного фланга месторождения *Малиновая Вараккa*. В качестве базы сравнения взята отработка на этом же профиле серийного колонкового набора. При объеме бурения 150м колонковый набор *ССК-46* показал среднюю интенсивность искривления $11{,}5^0/100$ м с коэффициентом работоспособности *0*. Компоновкой *ССК-46НБ* было пробурено 400 м скважины со средней интенсивностью искривления $10{,}8^0/100$ м (снижение

составило 6%) и с коэффициентом работоспособности 0, причем на некоторых интервалах искривление достигало значения 16-18^0/100 м. Объём бурения профилированными компоновками составил 1225 м с интенсивностью искривления 11^0/100 м (3% снижения по сравнению с базой). В скважинах 2381 и 2385 пробурены два стометровых интервала с интенсивностью искривления 17-17,5^0/100 м. Практически нулевые результаты, только с меньшими значениями интенсивности искривления, получены при отработке комплексов *ССК-59НБ* на месторождении *Тэдино*.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ КОМПОНОВОК НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ - *BHA (Bottom Hole Assembly)*

2.1 Определение длины нижней полуволны бурильной колонны *ССК*

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.

В рассматриваемых моделях учитываются, в основном, технологические и технические факторы - осевая нагрузка, диаметры скважины и длина компоновки, жёсткость колонны и связанная с ней длина полуволны. 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.

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 «уравниловки» 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, диаметры скважины и 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 снарядом *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.[37,68,73-77,88-95] 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 [92]. Отказ в данном случае от формулы (4) - Г.М. Саркисова [14,15]

$$L = \frac{9500}{n}\sqrt{\pm 0{,}5z + \sqrt{0{,}25z^2} + \frac{1{,}1In^2}{100q}}, см \qquad (4)$$

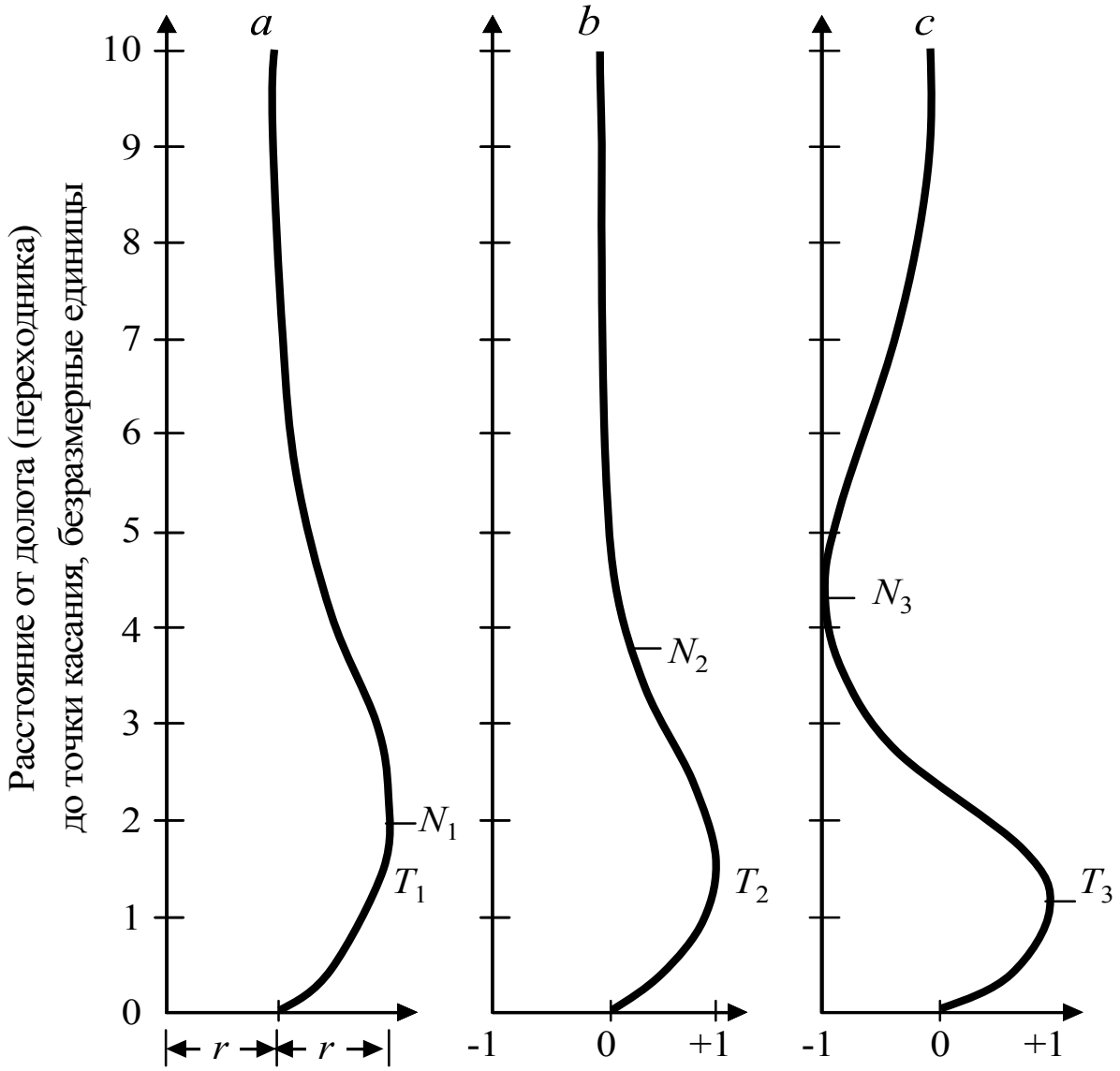
вполне закономерен, потому что в ней не учитывается один из важнейших факторов искривления скважин – зенитный угол скважины , где n — частота вращения бурильной колонны, об/мин; z – расстояние от 0-0 нулевого сечения, где сжатие нижней части колонны, обусловленное реакцией забоя, переходит в растяжение, обусловленное снятием лишнего веса колонны гидравликой бурового станка (в случае, если вес колонны окажется больше требуемой осевой нагрузки на забой), см; q – вес 1см бурильных труб, кН/см, I – осевой момент сечения бурильной трубы . До настоящего времени отсутствуют практические расчёты *КНБК*, в частности, длины полуволн L_T бурильных труб, длины Lп и веса Qп подшипниковых подвесок *ССК* Российского стандарта, а также импортных типа *AQ*, *BQ*, *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 наиважнейших факторов, сильно влияющих на искривление, математическая детерминированность которых подтверждена опытом направленного бурения.

Если скважина прямолинейна и осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент (ПРИ) отсутствует, бурильная колонна также прямолинейна [75]. При достаточно малой нагрузке на коронку 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 переходник колонкового набора *ССК* .



а – критические условия первого порядка; *б* – критические условия второго порядка; *в* – непосредственно перед моментом касания полуволны второго порядка со стенкой скважины; *r* – кажущийся радиус скважины, т.е. максимально возможный прогиб; *O* – точка, соответствующая нижнему концу бурильной колонны

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

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 переходником); точка T_1 является точкой касания. Положение нейтрального сечения определяется следующими условиями.

Вес в глинистом растворе части бурильной колонны, расположенной ниже нейтрального сечения, равен нагрузке на 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 α к кривой δ. Последняя (нейтральная точка N_2, точка касания T_1) соответствует критическим условиям второго порядка. Сравнение кривых α и δ показывает, что часть колонны, расположенная близ переходника, изгибается всё больше, в то же время как часть колонны, расположенная выше точки касания, постепенно выпрямляется.

Когда нагрузка на коронку *ССК* или переходник колонкового набора становится больше критической второго порядка, колонна изгибается вторично и её деформация быстро возрастает при небольшом приращении нагрузки на коронку 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 коронку или породоразрушающий инструмент

ПРИ соответствует определённое расстояние между 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. Вудсом и А. Лубински [75] было установлено, что продольный изгиб первого и второго порядков происходит тогда, когда расстояние от нейтрального сечения до ПРИ составляет соответственно 1,94 и 3,75 безразмерных единиц. Длина одной безразмерной единицы (б.е.) веса в метрах определяется следующим выражением:

$$m = 10^{-2}\sqrt[3]{\frac{E \cdot I}{10^{-2} \cdot P_T}} \text{ м}, \qquad (5)$$

где E – модуль Юнга для стали в кН /см^2 ;

I – момент инерции поперечного сечения бурильной трубы в см^4;

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

Например, по формуле (5) определим значения m для бурильной трубы снаряда со съёмным керноприёмником *ССК-59*:

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

Вес отрезка бурильной трубы *ССК-59* в 1 безразмерную единицу равен mp_T = 9,7·6 = 0,582 кН, следовательно, критическая нагрузка первого порядка для колонны *ССК-59* равна 1,94·58,2=1,13 кН, критическая нагрузка второго порядка 3,75·58,2 =2,18 кН.

Длина нижней полуволны L_T зависит от осевой нагрузки, зенитного угла скважины θ и определяется соотношением $\theta \cdot m/r$, где 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

$$r = \frac{D_c - d_T}{2}, \text{ м}, \qquad (6)$$

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

Для нагрузок от 0,8·mp_T до 8·mp_T и величина $\theta \cdot m/r \leq 1000$ расстояние L_T в безразмерных единицах представлено номограммой А. Лубински и Г. Вудса [75] (рисунок 3); отличием аналогичной номограммы Б.З. Султанова [74] является то, что она для нагрузок 1; 5 и 10·mp_T и при $\theta \cdot m/r \geq 1000$. М.Ж. Музапаровым [89] приводится величина L_T для больших зенитных углов $\theta \cdot m/r \leq 5000$ и осевых нагрузок 0,8 – 20·mp_T. При соотношении $\theta \cdot m/r \geq 5000$ рекомендуется пользоваться номограммой Б.З. Султанова (рисунок 5).

Таблица 3 – Длина нижней полуволны L_T бурильной колонны по Г. Вудсу и А. Лубински (1960), М.Ж. Музапарову (1978) и Б.З. Султанову (1991)

$\theta \cdot m/r$	Осевая нагрузка в безразмерных единицах					
	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		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
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		
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

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
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
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

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
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	0387	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
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

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
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
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

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
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

2.2 Длина нижней полуволны бурильной колонны *PQ*

Исходные данные: диаметр скважины D_c= 123 мм, вес 1 м бурильной трубы 0.155 кН в воздухе; бурение осуществляется глинистым раствором $\gamma = 1.1 г/см^3$ ($k = 0.86$)

Необходимо рассчитать длины полуволн бурильной колонны *PQ* для осевых нагрузок P = 5.2; 7.8; 10.4 кН в диапазоне зенитных углов направленной скважины $\theta =$ 0…50°.

Решение. Длина безразмерной единицы веса бурильной колонны *PQ* в воде

$$m = 10^{-2} \cdot \sqrt[3]{\frac{2{,}2 \cdot 10^6 \cdot 3{,}14 \cdot \left(11.45^4 - 10.32^4\right)}{10^{-2} \cdot 15{,}5 \cdot 0{,}86 \cdot 64}} = 19{,}9 \text{ м.}$$

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

Заданные осевые нагрузки:

5,2 кН : 2,6кН ≈2 б.е.; 7.8кН : 2,6кН ≈ 3 б.е.; 10.4 кН ≈ 4 б.е.

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 4.

Таблица 4 – Длина полуволны бурильной трубы PQ

Зенитный угол скважины θ, 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 полуволны					
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				
50	0,8730	3860	0,28	5.57				

2.3 Длина нижней полуволны бурильной колонны *HQ*

Исходные данные: диаметр скважины D_c= 96 мм, вес 1 м бурильной трубы 0,114 кН в воздухе; бурение осуществляется водой.

Необходимо рассчитать длины полуволн бурильной колонны *HQ* для осевых нагрузок 3.0-12 кН в диапазоне зенитных углов скважины $\theta = 0\ldots50°$.

Решение. Длина безразмерной единицы веса бурильной колонны *HQ* в воде

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

Вес одной безразмерной единицы $m \cdot p_T$ 14,5 · 0,84 · 11,4 = 1,43 кН.

Заданные нагрузки: 3кН:1,43кН≈2б.е.; 6кН≈4б.е.; 9кН≈6б.е.; 12кН≈8б.е.

Соотношение $\frac{m}{r} = \frac{14{,}5 \cdot 2}{0{,}096 - 0{,}0889} = 4085$.

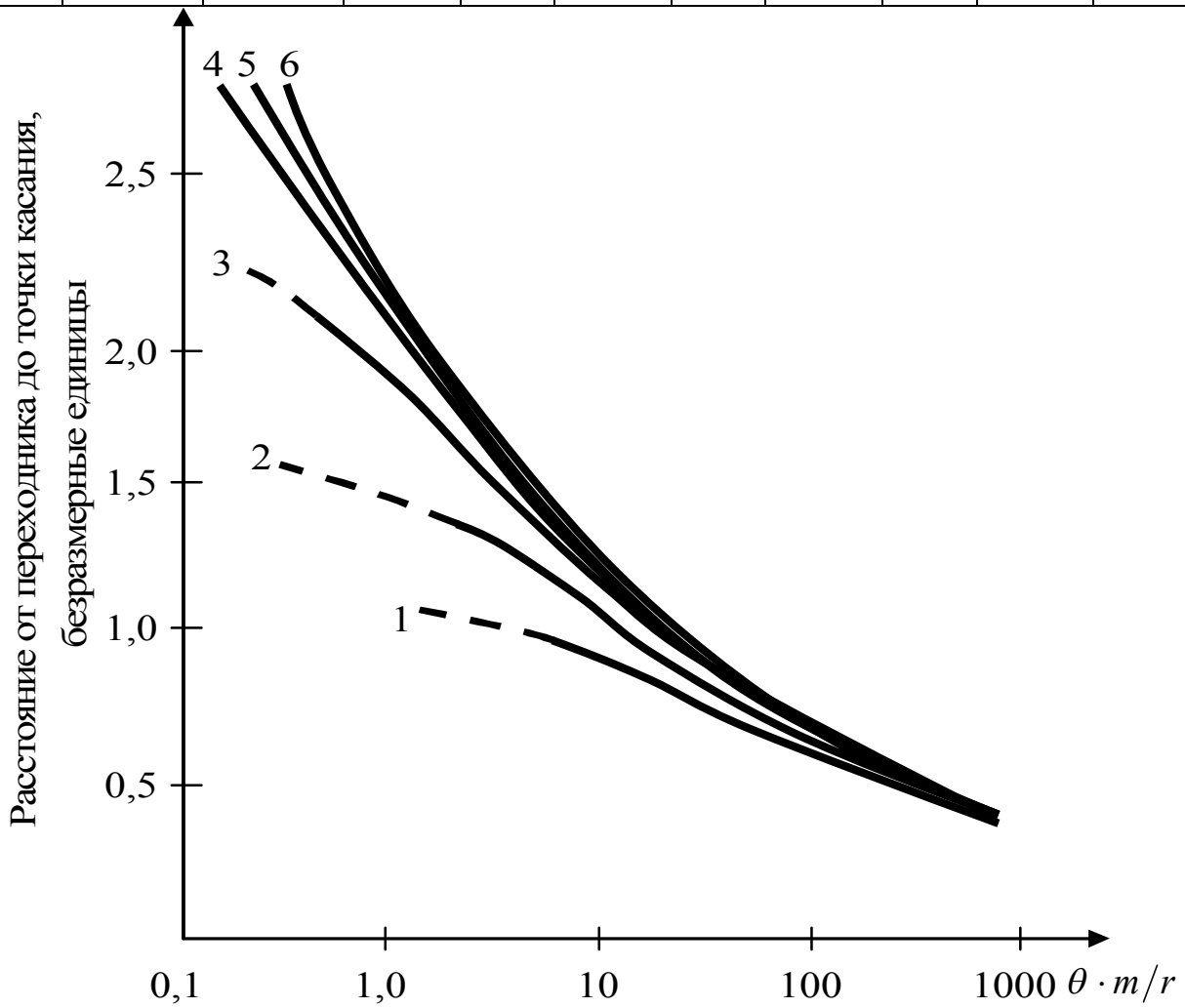
Результаты расчетов L_T для колонны *HQ* приводятся в таблице 5.

Таблица 5 – Длина нижней полуволны бурильной колонны *HQ*

Зенитный угол скважины θ, градусы		$\frac{\theta \cdot m}{r}$ $\frac{m}{r} = 4020$	Осевая нагрузка в безразмерных единицах (кН)							
			2(3)		4(6)		6(9)		8(12)	
			длина полуволны							
гра-дус	радиан		б.е.	м	б.е.	м	б.е.	м	б.е.	м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	0,0174	71	0,752	10,9	0,718	10,4	0,700	10,2	0,683	9,9
5	0,0873	356	0,500	7,25	0,498	7,22	0,489	7,09	0,480	6,96
10	0,1745	712	0,436	6,32	0,436	6,27	0,429	6,22	0,422	6,12
15	0,2618	1069	0,394	5,71	0,394	5,68	0,389	5,64	0,384	5,57
20	0,3491	1425	0,362	5,25	0,362	5,25	0,361	5,23	0,360	5,22
25	0,4363	1782	0,341	4,94	0,341	4,94	0,341	4,94	0,340	4,93

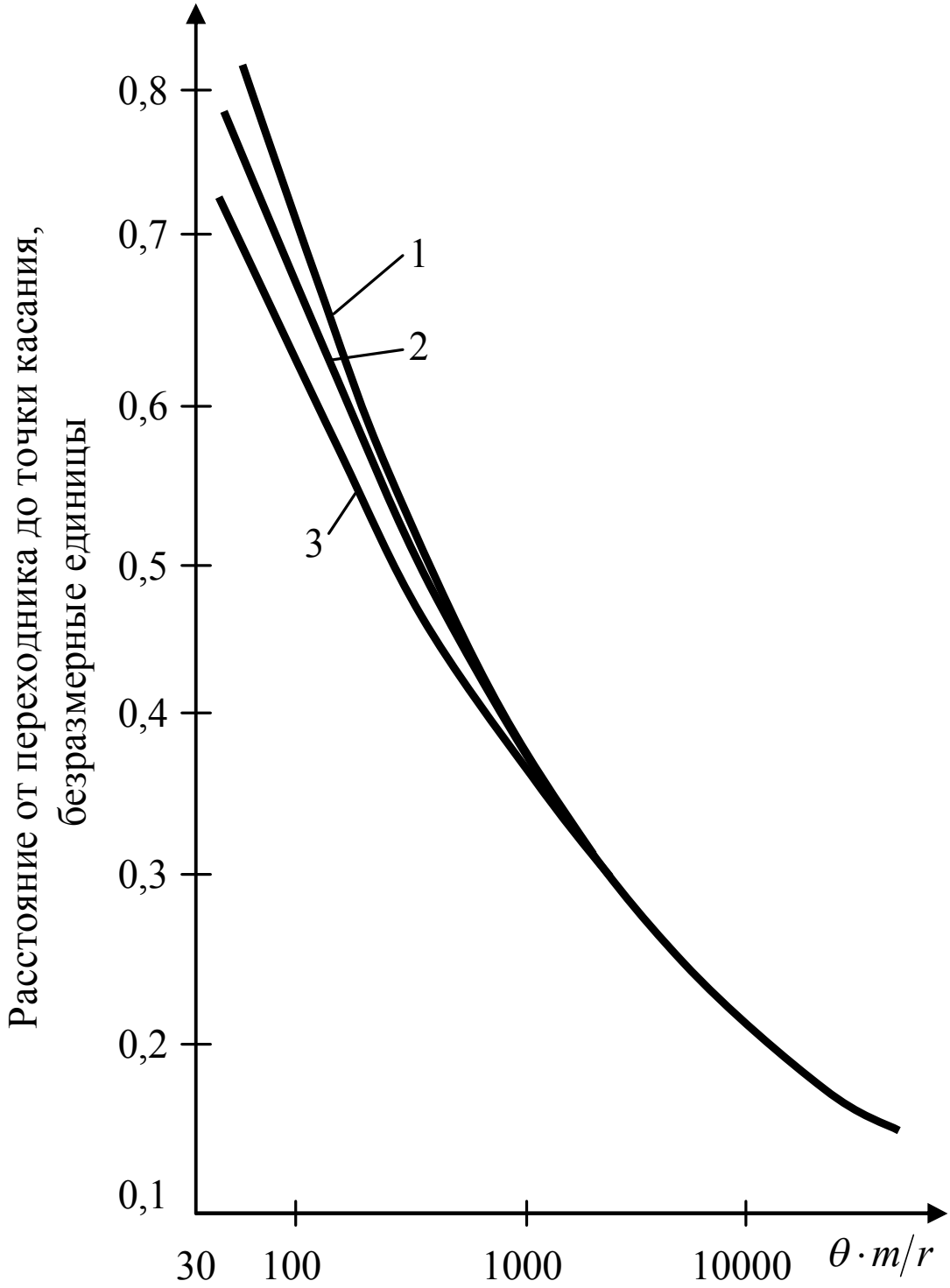
Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
30	0,5236	2138	0,324	4,70	0,324	4,70	0,324	4,70	0,324	4,70
35	0,6109	2395	0,312	4,64	0,312	4,64	0,312	4,64	0,312	4,64
40	0,6981	2851	0,303	4,39	0,303	4,39	0,303	4,39	0,303	4,39
45	0,7854	3207	0,294	4,26	0,294	4,26	0,294	4,26	0,294	4,26
50	0,8730	3565	0,287	4,16	0,287	4,16	0,287	4,16	0,287	4,16



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 Вудсу-Лубински (1960)



1 – нагрузка 1,0 б.е.; 2 – 5 б.е.; 3 – 10 б.е.

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

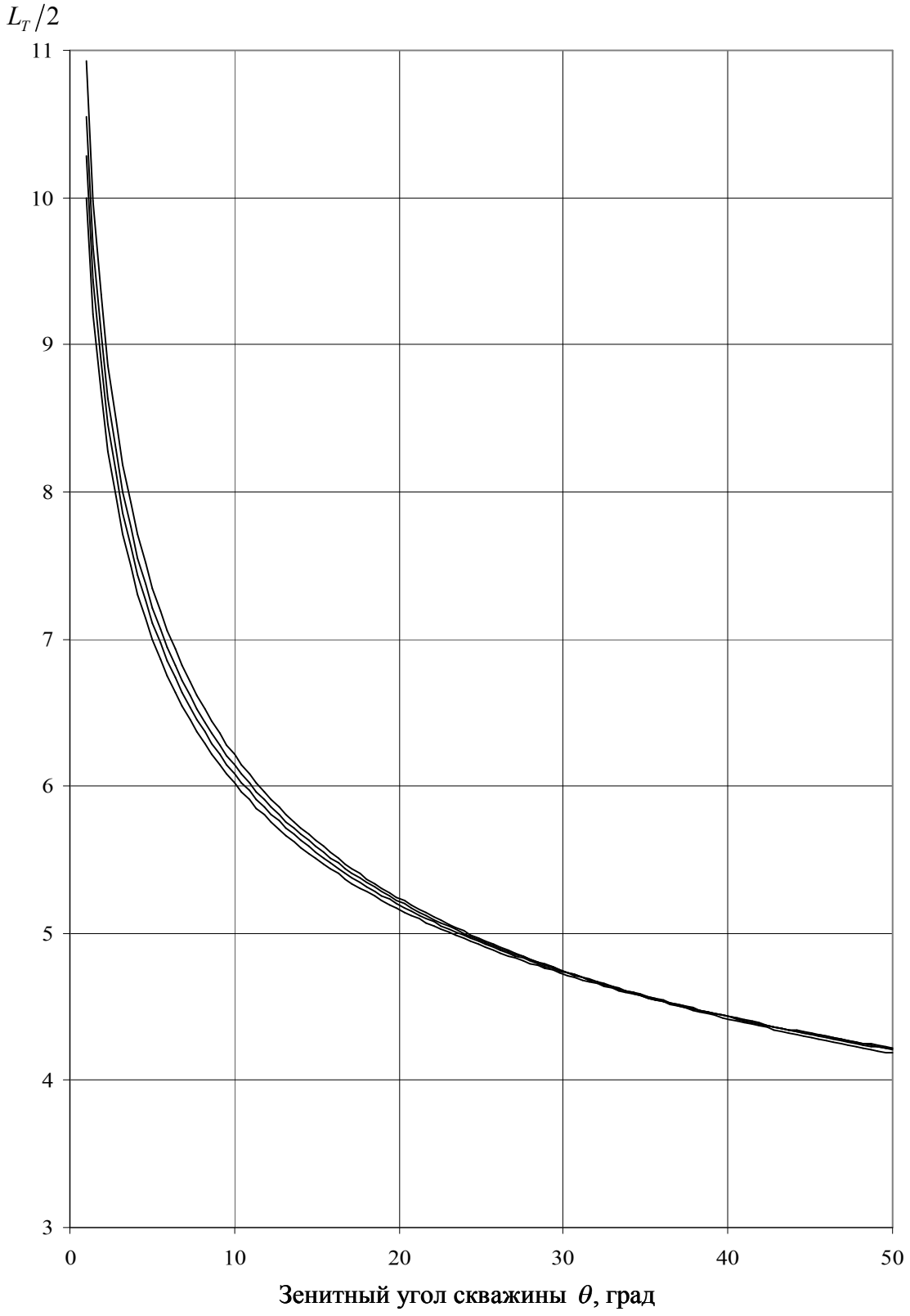


Рисунок 6 – Длина полуволны бурильной колонны *HQ* в скважине ∅96мм (осевая нагрузка 8-12 кН)

2.4 Длина нижней полуволны бурильной колонны *NQ* (Лонгир, США)

Исходные данные: диаметр скважины D_c= 75,8 мм, вес 1 м бурильной трубы 0.079 кН в воздухе; бурение осуществляется водой γ = 0.01кН/м^3.

Требуется рассчитать длины полуволн бурильной колонны *NQ* для осевых нагрузок 10, 13 и 16 кН в диапазоне зенитных углов скважины $\theta = 3^0 \ldots 45^0$.

Решение. Длина безразмерной единицы веса бурильной колонны *NQ* в воде

$$m = 10^{-2} \cdot \sqrt[3]{\frac{2{,}2 \cdot 10^6 \cdot 3{,}14 \cdot \left(6{,}99^4 - 6{,}03^4\right)}{10^{-2} \cdot 0{,}87 \cdot 7{,}93 \cdot 64}} = 11{,}86 \text{ м.}$$

Вес одной безразмерной единицы $m \cdot p_T$ =11,86·0,87·7,93= 0.82 кН.

Заданные осевые нагрузки: 10 кН: 0.82 кН ≈ 12 б.е. 13 кН ≈16б.е. 16кН≈20б.е.

Соотношение $$\frac{m}{r} = \frac{11{,}86 \cdot 2}{0{,}0758 - 0{,}0699} = 4020.$$

Результаты расчетов L_T для бурильной колонны *NQ* приводятся в таблице 6.

Таблица 6 - Длина полуволны бурильной трубы *NQ*

Зенитный угол скважины θ, град		$\frac{\theta \cdot m}{r}$ $\frac{m}{r} = 4020$	Осевая нагрузка в безразмерных единицах					
			12		16		20	
			в кН					
			10		13		16	
			Длина полуволны					
град ус	радиан		б.е. по таблице 3	м	б.е. по таблице 3	м	б.е. по таблице 3	м
1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	0,0524	211	0,515	6,1	0,494	5,9	0,458	5,4
5	0,0873	351	0,464	5,5	0,444	5,3	0,424	5,0

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	0,1745	701	0,410	4,9	0,397	4,7	0,383	4,5
15	0,2618	1052	0,377	4,5	0,366	4,3	0,355	4,2
20	0,3491	1403	0,351	5,2	0,341	4,0	0,330	3,9
25	0,4363	1754	0,333	3,9	0,325	3,8	0,314	3,7
35	0,6109	2456	0,310	3,7	0,305	3,6	0,294	3,5
45	0,7854	3157	0,295	3,5	0,291	3,4	0,284	3,4

2.5 Длина нижней полуволны 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 γ = 0.01кН/м^3.

Требуется рассчитать длины полуволн бурильной колонны *КССК–76* для осевых нагрузок 3, 6 и 9 кН в диапазоне зенитных углов скважины θ = $3^0 \ldots 45^0$.

Решение. Длина безразмерной единицы веса бурильной колонны *КССК–76* в воде

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

Вес одной безразмерной единицы $m \cdot p_T$ =11.84·0.87·7.6 = 0.78 кН.

Заданные осевые нагрузки: 3 кН: 0.78 кН ≈4 б.е. 6 кН≈ 8б.е. 9кН ≈ 12б.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 полуволны бурильной трубы *КССК–76*

Зенитный угол скважины θ, град		$\frac{\theta \cdot m}{r}$ $\frac{m}{r}=157\div8$	Осевая нагрузка в безразмерных единицах(кН)					
			4 (3)		8 (6)		12 (9)	
			Длина полуволны					
$^0/$	радиан		б.е.(табл.3)	м	б.е.	м	б.е.	м
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

2.6 Длина нижней полуволны бурильной колонны *BQ* (Лонгир, США)

Исходные данные: диаметр скважины D_c= 60 мм, вес 1 м бурильной трубы 0.06 кН в воздухе, промывочная жидкость - вода. Требуется рассчитать длины полуволн для осевых нагрузок 8…11 кН в диапазоне зенитных углов скважины $\theta = 3\ldots45^0$.

Решение. Длина 1 безразмерной единицы веса бурильной трубы *BQ* в воде

$$m = 10^{-2} \cdot \sqrt[3]{\frac{2{,}2 \cdot 10^6 \cdot 3{,}14 \cdot \left(5{,}56^4 - 4{,}61^4\right)}{10^{-2} \cdot 0{,}87 \cdot 6{,}1 \cdot 64}} = 10{,}2 м.$$

Вес одной безразмерной единицы $m \cdot p_T$ = 0.061·0,87·10,2= 0.54 кН.

Заданные осевые нагрузки:(8-9) кН : 0.54 кН =16 б.е. 11 кН : 0.54 кН=20 б.е.

Соотношение $$\frac{m}{r} = \frac{10{,}2 \cdot 2}{0{,}060 - 0{,}0556} = 4636.$$

Результаты расчетов L_T для бурильной колонны BQ приводятся в таблице 8.

Таблица 8 - Длина полуволны бурильной колонны BQ

Зенитный угол скважины θ, град		$\frac{\theta \cdot m}{r}$ $\frac{m}{r} = 4636$	Осевая нагрузка в безразмерных единицах			
			16		20	
			в кН			
			8…9		11	
			Длина полуволны			
градусы	радианы		б. е.	м	б.е.	м
3	0,0524	243	0,478	4,9	0,449	4,6
5	0,0873	405	0,434	4,4	0,415	4,2
10	0,1745	809	0,386	3,9	0,374	3,8
15	0,2618	1214	0,353	3,6	0,342	3,5
20	0,3491	1618	0,331	3,4	0,320	3,3
25	0,4363	2023	0,314	3,2	0,304	3,1
30	0,5236	2427	0,306	3,1	0,295	3,0
35	0,6109	2832	0,295	3,0	0,287	2,9
40	0,6981	3236	0,290	2,9	0,284	2,9
45	0,7854	3641	0,282	2,9	0,277	2,8

Таблица 9 - Длины полуволн L_T (м) бурильных труб *ССК–76, ССК – 59* и *ССК – 46*

Осевая нагрузка, кН	Зенитный угол скважины θ, градусы								
	1	5	10	15	20	25	30	35	40
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурильные трубы *ССК*–76 . Скважины ∅76 мм									
7	7,53	5,41	4,72	4,39	4,06	3,86	3,71	3,59	3,49
10	7,30	5,22	4,53	4,27	3,98	3,79	3,62	3,52	3,44
14	7,06	4,99	4,43	4,15	3,86	3,68	3,53	3,44	3,39
Бурильные трубы *ССК* – 59. Скважины ∅59 мм									
7	4,92	4,06	3,67	3,44	3,24	3,12	2,97	2,86	2,75
10	4,76	4,00	3,58	3,35	3,17	3,02	2,87	2,75	2,65
Бурильные трубы *ССК* – 46. Скважины ∅46 мм									
4	5,09	3,63	3,19	2,95	2,76	2,62	2,51	2,44	2,39
5.5	4,93	3,46	3,09	2,87	2,68	2,56	2,45	2,39	2,35
7	4,14	3,31	2,99	2,80	2,60	2,47	2,38	2,32	2,27

Таблица 10 - Основные параметры в математических моделях зенитного искривления скважин снарядами *ССК*

PQ	*HQ*	*NQ*	*BQ*	*AQ*	*КССК*	*ССК-76*	*ССК-59*
1	2	3	4	5	6	7	8
$P_{т}$ - вес 1 м нижней свечи бурильной колонны, кН							
0.015	0.011	0.079	0.06	-	0.078	0.08	0.06
$P_{кн}$ - вес 1 м колонкового набора, кН							
0.035	0.025	0.017	0.010	-	0.015	0.018	0.009

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	7	8
*P*км - вес 1 м кернового материала, кН (плотность пород γ = 27 кН/м^3)							
0.07	0.049	0.034	0.024	-	0.038	0.03	0.024
*L*п - длина подшипниковой подвески, м							
1.08	0.95	0.82	0,68	-	0.79	0.82	0,68
*Q*п - вес подшипниковой подвески, кН							
0.20	0.14	0.095	0.059	-	0.086	0.097	0.059
*P*н - вес 1 м наружной трубы, кН							
0.155	0.114	0.12	-	-	-	-	0.06
*P*в - вес 1 м внутренней трубы, кН							
0.07	0.053	0.036	-	-	-	-	0.02

3 МЕХАНИЗМ ЗЕНИТНОГО ИСКРИВЛЕНИЯ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

3.1 Общая математическая модель детерминанта *DDD* (*Determinant of Directional Drilling*) направленного бурения комплексами *ССК*

Для определения детерминанта колонкового набора *DDD* при бурении комплексами *ССК* 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 кинетостатики [100].

При установившемся вращении забойная компоновка *ССК* движется с постоянной угловой скоростью ω по стенке скважины. Схематизируя КНБК *ССК* - 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 7) или же как *жёсткую* (*DDD - 0.5*$\geq$ *L*) (рисунок 8) в виде однородного круглого диска с точечной массой *Q* и радиуса *r*, равного половине диаметра колонкового набора,

определим динамические реакции подпятника R_{A_Y} (забой скважины) и подшипника R_{B_Y} (точка касания нижней свечи бурильной колонны стенок скважины), если $OA = L$ – длина колонкового набора *ССК* 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, θ – зенитный угол скважины; висячая и лежачая стенки показаны на рисунках 7 и 8. 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:

$$F_n^{(I)} = \frac{Q}{g} a \cdot \omega^2, \quad (7) \qquad F_\tau^{(I)} = \frac{Q}{g} a \cdot \alpha, \quad (8) \qquad M_c^{(I)} = -\frac{Q \cdot r^2}{2 \cdot g} \quad (9)$$

Составляем уравнения «равновесия»:

$$\sum F_{k_X} = R_{A_X} + R_{B_X} + F_\tau^{(I)} = 0, \quad (10)$$

$$\sum F_{K_Y} = R_{A_Y} + R_{B_Y} + F_n^{(I)} = 0, \quad (11)$$

$$\sum F_{K_Z} = R_{A_Z} - Q = 0, \quad (12)$$

$$M_X(F_K) = -Q \cdot a + R_{A_Y} \cdot L - R_{B_Y} \cdot L_T = 0 \quad (13)$$

$$M_Y(F_K) = -R_{A_X} \cdot L + R_{B_X} \cdot L_T = 0, \quad (14)$$

$$M_Z(F_K) = M + M_c^{(I)} - F_\tau^{(I)} \cdot a = 0 \quad (15)$$

где $\sum F_{k_X}$, $\sum F_{K_Y}$, $\sum F_{K_Z}$ -сумма проекций сил по осям X, У, Z. и проекций моментов M_X M_Y, M_Z - по осям X, У, Z.

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

$$R_{A_X} = -\frac{L_T}{L_T + L} \cdot \frac{Q}{g} \cdot a \cdot \alpha, \quad (16)$$

$$R_{A_Y} = \frac{Q \cdot a - \frac{Q}{g} \cdot a \cdot \omega^2 \cdot L_T}{L_T + L}, \quad (17)$$

$$R_{A_Z} = 0, \tag{18}$$

$$R_{B_X} = -\frac{Q \cdot a \cdot \alpha \cdot L}{g \cdot (L_T + L)}, \tag{19}$$

$$R_{B_Y} = -\frac{Q \cdot (a \cdot g + a \cdot \omega^2 \cdot L)}{g \cdot (L_T + L)}, \tag{20}$$

$$M = \frac{Q}{g} \cdot (r^2 + 2 \cdot a^2) \cdot \alpha . \tag{21}$$

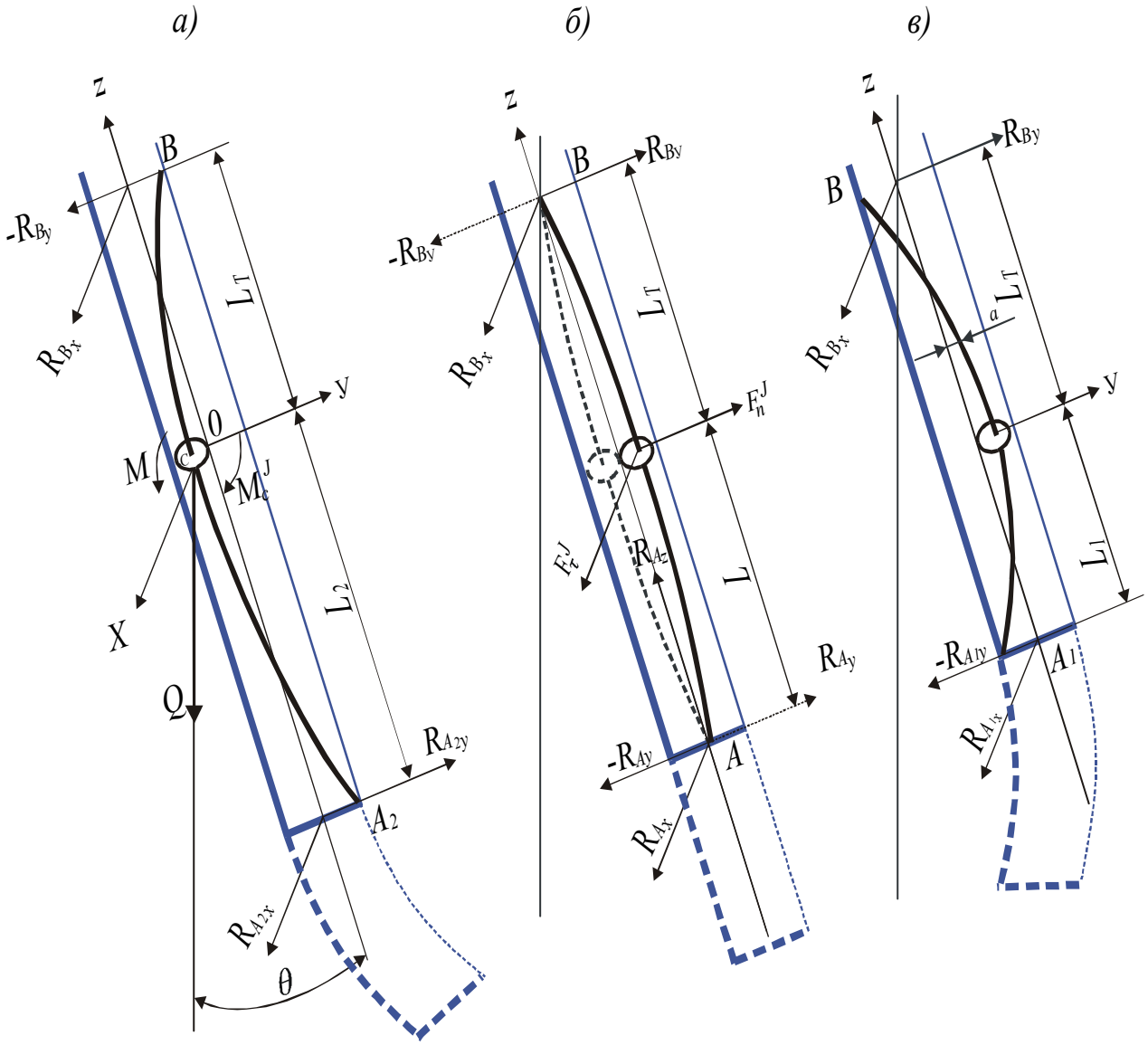
Если за центр приведения взять точку *O*, то силы $F_n^{(I)}$ и $F_\tau^{(I)}$, оставаясь неизменными по величине и направлению, окажутся приложенными в точке *O*. При этом первые пять уравнений остаются неизменными, а шестое принимает вид:

$$\sum_{k=1}^{n} m_Z(F_K) = M + M_Z^{(I)} = 0 . \tag{22}$$

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 всегда противоположные направления. Имея в виду, что реакция R_{A_Y} – не что иное, как отклоняющая сила, и если сориентировать ее по направлению к лежачей стенке скважины или к висячей, то можно добиться соответственно *выкручивания* (уменьшения зенитного угла) или *выполаживания* (увеличения зенитного угла) скважины.



а) выполаживание - увеличение угла θ

б) стабилизация угла θ

в) выкручивание - уменьшение угла θ

——— – висячая стенка скважины

——— – лежачая стенка скважины.

Рисунок 7 – Схема динамических сил, действующих на систему « наклонная скважина – вращающаяся *гибкая* или *нормальная* КНБК *ССК* » : *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 следующие условия:

- *выкручивание скважины* – в *одном* - *единственном* случае, - когда первая точка касания нижней свечи бурильной колонны должна находиться на лежачей стенке (реакция $+R_{B_Y}$);
- *выполаживание скважины* - в *трёх* случаях , – когда точка касания нижней свечи должна находиться на висячей стенке (реакция $-R_{B_Y}$).

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

Отсюда механизм зенитного искривления наклонной скважины при бурении *гибким* или *нормальным* ($DDD\text{-}0.5 \geq L \geq DDD\text{-}1$ или $DDD\text{-}1 \geq L \geq DDD\text{-}2$ или $DDD\text{-}2 \geq L \geq DDD\text{-}3$)(рисунок 8) колонковым набором *ССК* сводится к следующему [32-34,81-92,103,106-108] :

- если *гибкий* или *нормальный* колонковый набор *ССК* 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 лежачей стенки, соответственно отклоняющая сила $+R_{Ay}$ вызывает разрушение висячей стенки забоя, т.е. выполаживание (увеличение зенитного угла) скважины;
- если *гибкий* или *нормальный* колонковый набор *ССК* легче полуволны L_T , но тяжелее 0,5полуволны $0{,}5L_T$ нижней свечи, то точка касания последней находится на лежачей 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 7в);
- если *гибкий* или *нормальный* колонковый набор *ССК* и одну полуволну $1L_T$ или две полуволны $2L_T$ или три полуволны $3L_T$ или же половину

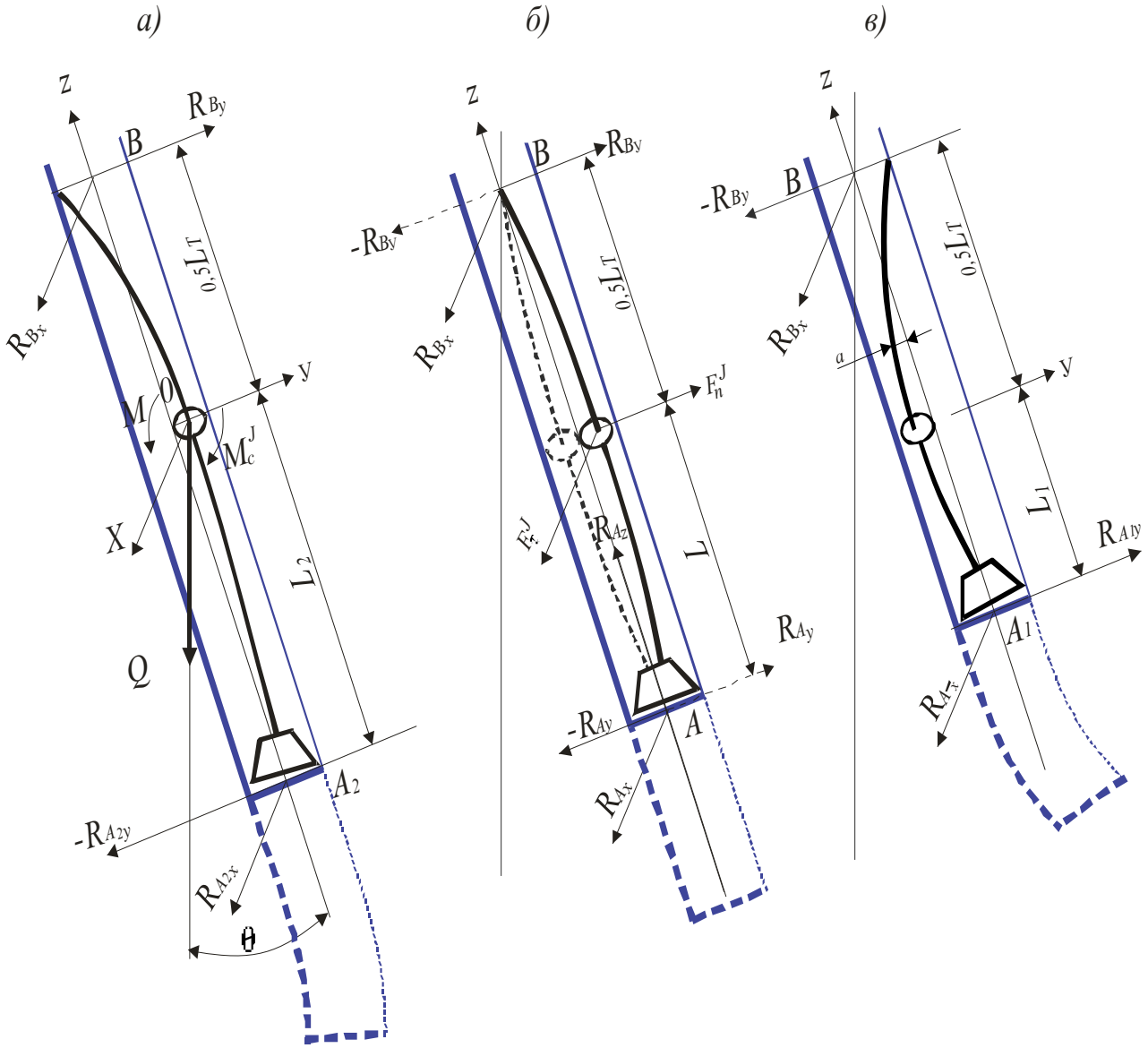
полуволны $0{,}5L_{\text{Т}}$ нижней свечи уравновесить, то составляющие динамических опорных реакций тоже будет равны (по модулю) $\left|R_{A_Y}\right| = \left|R_{B_Y}\right|$, при этом *КНБК* оказывается в условиях динамического равновесия – плоскость, проходящая через эти реакции, совершает круговое движение, перпендикулярное оси скважины и меняет свое положение, поворачиваясь на 360°, и коронка равномерно разрушает поверхность забоя тоже перпендикулярно оси, т.е. стабилизирует зенитный угол θ скважины (рисунок 7б).

Расчетная или выбранная длина *гибкого* или *нормального* колонкового набора *ССК*, 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.*

Схематизируя КНБК *ССК* - как *жёсткую* (*DDD - 0.5* $\cong$ *L*) (рисунок 8) в виде однородного круглого диска с точечной массой *Q* и радиуса *r*, равного половине диаметра колонкового набора, определим динамические реакции подпятника R_{A_Y} (забой скважины) и подшипника R_{B_Y} (точка касания нижней свечи бурильной колонны стенок скважины), если $OA = 0.5L$ – половина длины колонкового набора *ССК* и $OB = 0.5L_T$ - половина полуволны нижней свечи бурильной колонны *ССК*.

Механизм зенитного искривления наклонной скважины при бурении *жёстким* (*DDD-0.5* $\cong$ *L*) (рисунок 8) колонковым набором *ССК* сводится к следующему:

- если *жёсткий* колонковый набор *ССК* тяжелее половины полуволны $L_{\text{Т}}$



а) уменьшение угла θ б) стабилизация угла θ в) увеличение угла θ

- висячая стенка скважины;

- лежачая стенка скважины.

Рисунок 8 - Схема динамических сил, действующих на систему « наклонная скважина - вращающаяся *жёсткая КНБК ССК* » : $DDD - 0.5 \cong L$

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 8а);

- если *жёсткий* колонковый набор *ССК* легче половины полуволны 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 8в);

- если *жёсткий* колонковый набор *ССК* и половину полуволны L_T нижней свечи уравновесить, то составляющие динамических опорных реакций тоже будут равны (по модулю) $\left|R_{A_Y}\right| = \left|R_{B_Y}\right|$, 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°, и коронка равномерно разрушает поверхность забоя тоже перпендикулярно оси, т.е. стабилизирует зенитный угол θ скважины (рисунок 8б).

На рисунке 9 схематически показано равновесие КНБК *ССК* с одной (m = 1, m – количество полуволн) полуволной 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) полуволн, 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) полуволн ($3L_T$) нижней свечи бурильной колонны и соответственно – третий детерминант направленного бурения *L = DDD - 3*.

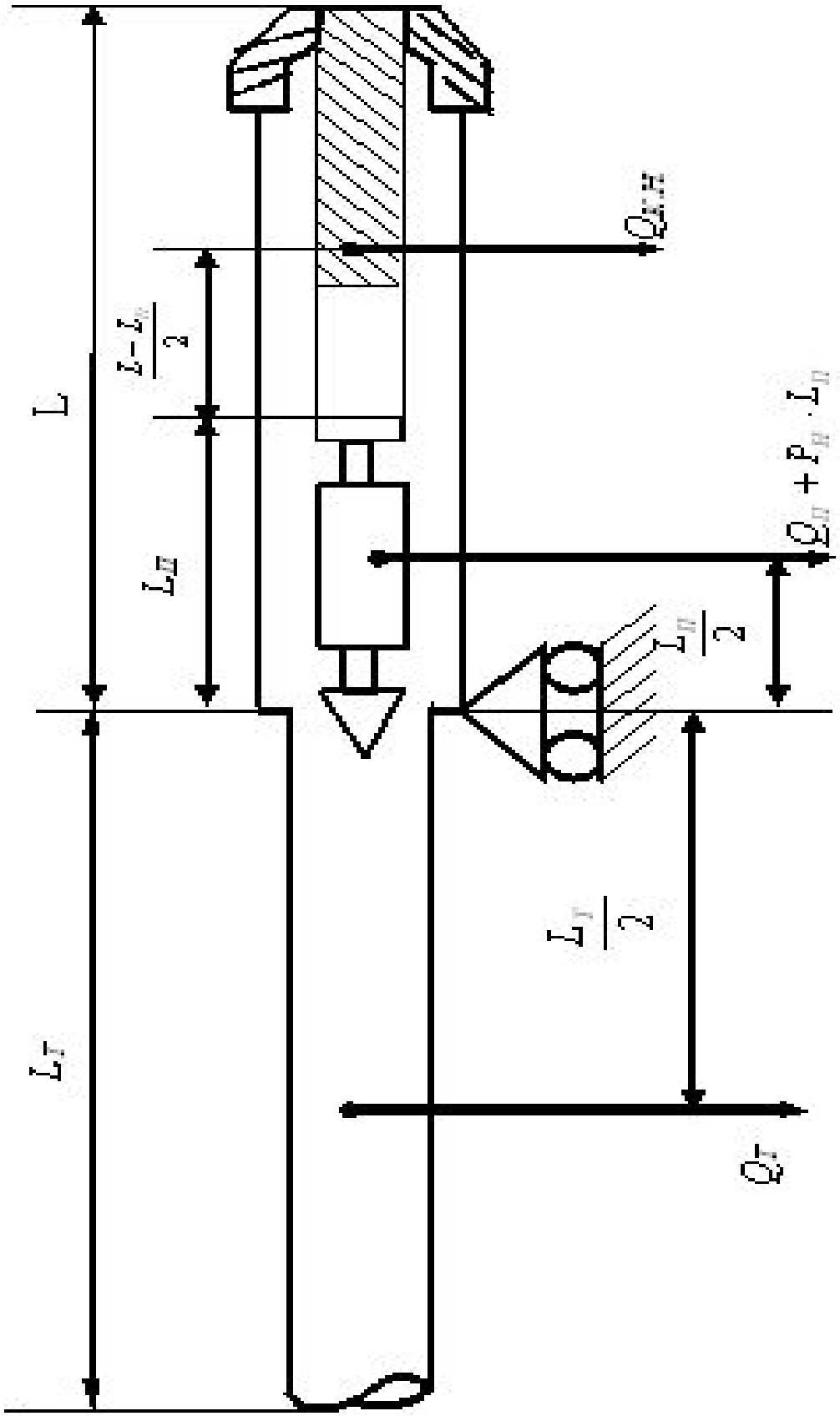


Рисунок 9 – Схема для расчёта детерминанта (*Determinant of Directional Drilling*) направленного бурения *ССК*

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* :

$$DDD = \left(\frac{m^2 \cdot P_T \cdot L_T^2 - Q_П \cdot L_П - P_Н \cdot L_П^2}{P_{КН}} + L_П^2 \right)^{0,5}, \qquad (23)$$

где Pкн – вес колонкового набора вместе с керном:

$$P_{кн} = P_н + P_в + K_ц \cdot K_{вк} \cdot P_{км}$$

где $K_ц$ и $K_{вк}$ – коэффициенты соответственно длины цикла (рейса) и выхода керна; $K_{вк} = 0\ldots1$, $K_ц = 0\ldots1$;

Pт, Pн , Pн , Pкм , Lм , Lп , Qм , Qп – 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 [80], действительны только для скважин с положительным вектором анизотропии (+ *r ан.м.*) , т.е. для геологических условий с тенденцией к естественному выполаживанию скважин.

3.2 Детерминанты *DDD* направленного бурения скважин ∅123 мм снарядами *PQ*

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

$$P_{кн} = P_н + P_в + K_ц \cdot K_{вк} \cdot P_{км} = 0.155 + 0.07 + 0.125 = 0.35 \text{ кН/м}$$

где $P_т$ = 0.155кН, $P_н$ = 0.155, $P_в$ = 0.07, $P_{км}$ = 0.07кН, – вес 1 м соответственно наружной и внутренней труб, а также кернового материала для пород с объёмным весом γ = 27 кН/м^3; $K_Ц \sim K_{вк} \sim 0{,}7$ – средние значения коэффициентов длины цикла и выхода керна;

$L_п$ = 1.08м и $Q_п$ = 0.20кН .

Требуется рассчитать детерминант направленного бурения (*Determinant of Directional Drilling*) колонкового набора *PQ* в диапазоне зенитных углов θ = 1…50°.

Решение. По формуле (23)

половинный детерминант *DDD*-05 (*m* = 0.5) колонкового набора *PQ*

$$DDD\text{-}05 = \sqrt{\frac{15{,}5 \cdot 0.25 \cdot L^2 - 20 \cdot 1{,}08^2 - 15{,}5 \cdot 1{,}08}{35} + 1{,}08^2} = \sqrt{0{,}11 \cdot L^2 - 1{,}14}, м.$$

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

$$DDD = \left(\frac{m^2 \cdot P_T \cdot L_T^2 - Q_П \cdot L_П - P_H \cdot L_П^2}{P_{KH}} + L_П^2 \right)^{0,5}$$

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

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

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

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

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

Результаты расчётов даны в таблице 11.

Таблица 11 – Детерминанты колонкового набора *PQ*

Зенитный угол скважины θ, градусы	Длина полуволны нижней свечи L_T, м	Детерминанты колонкового набора *PQ* , м			
		половинный *DDD*-0.5 = $(0.11 \cdot L^2_т - 1.14)^{0.5}$	первый, *DDD*-1= $(0.44 \cdot L^2_т - 1.14)^{0.5}$	второй, *DDD*-2 = $(1.76 \cdot L^2_т - 1.14)^{0.5}$	третий, *DDD*-3 = $(3.96 \cdot L^2_т - 1.14)^{0.5}$
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

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6
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

3.3 Детерминанты *DDD* направленного бурения скважин ∅96мм снарядами *HQ*

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

$$P_{кн} = P_н + P_в + K_ц \cdot K_{вк} \cdot P_{км} \ ,$$

где $P_н$ = 11.4кН; $P_в$ = 5.28кН; $P_{км}$ = 9.5кН – вес 1 м соответственно наружной и внутренней труб, а также кернового материала для пород с объёмным весом γ = 27 кН/м^3; $K_ц \sim K_{вк} \sim 0{,}7$ – средние значения коэффициентов длины цикла и выхода керна.

Требуется рассчитать детерминант направленного бурения (*Determinant of Directional Drilling*) колонкового набора *HQ* в диапазоне зенитных углов θ = 1…50°.

Решение. По формуле (23) первый детерминант *DDD*-1 (m = 1) колонкового набора *HQ*

$$DDD\text{-}1 = \left(\frac{m^2 \cdot P_T \cdot L_T^2 - Q_П \cdot L_П - P_H \cdot L_П^2}{P_{KH}} + L_П^2 \right)^{0,5} =$$

$$= \sqrt{\frac{11{,}4 \cdot 1 \cdot L^2 - 21{,}8 \cdot 0{,}95^2 - 16{,}85 \cdot 0{,}95}{26{,}88} + 0{,}95^2} = \sqrt{0{,}42 \cdot L^2 - 0{,}43}, м.;$$

- второй детерминант *DDD*-2 (m =2) колонкового набора

$$DDD\text{-}2 = \sqrt{0{,}42^2 \cdot L_т^2 - 0{,}46} = \sqrt{1{,}68 \cdot L_т^2 - 0{,}43}, м.;$$

- третий детерминант *DDD*-3 (m =3) колонкового набора *HQ*

$$DDD\text{-}3 = \sqrt{0{,}42 \cdot 3^2 \cdot L_T^2 - 0{,}43} = \sqrt{3{,}76 \cdot L_T^2 - 0{,}43}\ ,\text{м}.$$

Результаты расчётов даны в таблице 12.

Таблица 12 – Детерминанты колонкового набора *HQ*

Зенитный угол скважины θ, градусы	Длина полуволны нижней свечи L_T, м	Детерминанты колонкового набора *HQ*, м			
		половинный *DDD*-0.5	первый *DDD*-1	второй *DDD*-2	третий *DDD*-3
1	2	3	4	5	6
Средняя осевая нагрузка 3 кН					
1	10,9	3.5	7,03	14,11	21,13
5	7,25	2.3	4,65	9,37	14,04
10	6,32	2.0	4,04	8,17	12,24
15	5,71	1.8	3,64	7,37	11,05
20	5,25	1.7	3,34	6,77	10,16
25	4,94	1.6	3,13	6,37	9,56
30	4,7	1.5	2,98	6,06	9,09
35	4,64	1.4	2,95	5,98	8,97
40	4,39	1.3	2,77	5,65	8,48
45	4,26	1.3	2,68	5,48	8,23
50	4,16	1.3	2,62	5,35	8,04
Средняя осевая нагрузка 4.5 кН					
1	10,7	3.4	6,88	13,79	20,66
5	7,24	2.3	4,64	9,36	14,01
10	6,3	2.0	4,03	8,14	12,19

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6
15	5,7	1.8	3,63	7,35	11,02
20	5,25	1.6	3,34	6,77	10,16
25	4,94	1.5	3,13	6,37	9,56
30	4,7	1.4	2,98	6,06	9,09
35	4,64	1.4	2,95	5,98	8,97
40	4,39	1.3	2,77	5,65	8,48
45	4,26	1.3	2,68	5,48	8,23
50	4,16	1.3	2,62	5,35	8,04
Средняя осевая нагрузка 6 кН					
1	10,41	3.3	6,72	13,48	20,18
5	7,22	2.3	4,63	9,34	13,98
10	6,27	2.0	4,01	8,1	12,14
15	5,68	1.8	3,62	7,33	10,99
20	5,25	1.6	3,34	6,77	10,16
25	4,94	1.5	3,13	6,37	9,56
30	4,7	1.4	2,98	6,06	9,09
35	4,64	1.3	2,95	5,98	8,97
40	4,39	1.3	2,77	5,65	8,48
45	4,26	1.3	2,68	5,48	8,23
50	4,16	1.3	2,62	5,35	8,04
Средняя осевая нагрузка 7.5 кН					
1	10,28	3.3	6,64	13,31	19,93
5	7,16	2.2	4,59	9,26	13,86
10	6,25	1.9	3,99	8,07	12,09
15	5,66	1.8	3,61	7,35	10,96

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6
20	5,24	1.6	3,33	6,76	10,14
25	4,94	1.5	3,13	6,37	9,56
30	4,7	1.4	2,98	6,06	9,09
35	4,64	1.4	2,95	5,98	8,97
40	4,39	1.3	2,77	5,65	8,18
45	4,26	1.3	2,77	5,48	8,23
50	4,16	1.3	2,62	5,35	8,04
Средняя осевая нагрузка 9 кН					
1	10,15	3.2	6,55	13,14	19,67
5	7,09	2.2	4,55	9,17	13,73
10	6,22	1.9	3,98	8,04	12,04
15	5,64	1.8	3,6	7,28	10,92
20	5,23	1.6	3,33	6,75	10,12
25	4,94	1.5	3,13	6,37	9,56
30	4,7	1.4	2,98	6,06	9,09
35	4,64	1.4	2,95	5,98	8,97
40	4,39	1.3	2,77	5,65	8,48
45	4,26	1.3	2,68	5,48	8,23
50	4,16	1.3	2,62	5,35	8,04
Средняя осевая нагрузка 10.5 кН					
1	10,03	3.2	6,47	12,98	19,43
5	7,03	2.2	4,51	9,08	13,61
10	6,17	1.9	3,95	7,96	11,95
15	5,61	1.7	3,58	7,24	10,85
20	5,225	1.6	3,325	6,745	10,11
25	4,935	1.5	3,13	6,365	9,56
30	4,7	1.4	2,98	6,06	9,09

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6
35	4,64	1.4	2,95	5,98	8,97
40	4,39	1.3	2,77	5,65	8,18
45	4,26	1.3	2,68	5,48	8,23
50	4,16	1.3	2,62	5,35	8,04
Средняя осевая нагрузка 12 кН					
1	9,9	3.1	6,38	12,82	19,19
5	6,96	2.2	4,46	8,99	13,48
10	6,12	1.9	3,91	7,91	11,85
15	5,57	1.7	3,55	7,19	10,78
20	5,22	1.6	3,32	6,74	10,1
25	4,93	1.5	3,13	6,36	9,54
30	4,7	1.4	2,98	6,06	9,09
35	4,64	1.4	2,95	5,98	8,97
40	4,39	1.3	2,77	5,65	8,48
45	4,26	1.3	2,68	5,48	8,23
50	4,16	1.3	2,62	5,35	8,04

Значения детерминантов при направленном бурении комплексами *HQ* приводятся в виде номограмм (рисунки В1 - В5).

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 ($0.5L_T$) или одной ($1L_T$) или двумя ($2L_T$), или

тремя ($3L_T$) 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 *HQ* направленной скважины ∅96мм могут возникнуть принципиально три задачи управления зенитным искривлением: обеспечение заданного зенитного угла или стабилизация, увеличение или уменьшение зенитного угла (таблица 12, рисунки В1-В5).

Рассмотрим на примерах как решаются эти задачи на основе детерминанта направленного бурения *ССК* колонкового набора *HQ*.

Задача 1. Обеспечить выполаживание скважины с зенитного угла θ=3° при осевой нагрузке 3-6 кН (рисунок В1).

Решение: Руководствуясь принципом регуляции зенитного угла по детерминированной технологии, выполаживающая длина колонкового набора *HQ* должна находиться в пределах от *DDD*-1= 5,5м до *DDD*-2 = 12 м и *DDD*-3 = 18 м . По номограмме (рисунок В1) принимаем L = 8,5м. При этом следует учесть, что скважина будет выполаживаться до угла θ = 8°, 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= 6м – в результате чего скважина будет выполаживаться до θ =33°, т.к. при θ = 33° колонковый набор длиной L = 6м опять перейдет в режим второго детерминанта *DDD*-2 = 6м.

После достижения угла θ =33° следует поставить колонковый набор

длиной L = 5м – данная компоновка обеспечит дальнейший стабильный набор зенитного угла, вплоть до θ = 50°.

Задача 2. Обеспечить выполаживание скважины с зенитного угла θ = 3° при осевой нагрузке 9 и 12 кН.

Решение: Руководствуясь принципом регуляции зенитного угла по детерминированной технологии, выполаживающая длина колонкового набора *HQ* должна находиться в пределах от *DDD*-1 = 4м до *DDD*-2= 8м и *DDD*-3 = 12м. По номограмме (рисунок В3) принимаем L = 6м. При этом следует учесть, что скважина будет выполаживаться до угла θ = 18°, т.к. при таких зенитных углах данная длина компоновки достигнет значения второго детерминанта *DDD*-2 = 6м 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 = 5м – в результате чего скважина будет выполаживаться до θ = 35°, т.к. при θ = 35° колонковый набор длиной L = 5 м опять перейдет в режим второго детерминанта *DDD*-2 =5м.

После достижения угла θ = 35° следует поставить колонковый набор длиной L = 4м – данная компоновка обеспечит дальнейший стабильный набор зенитного угла вплоть до θ = 50°. Аналогичная задача при осевых нагрузках 11.5 и 16 кН решается таким же образом в три этапа: первой компоновкой L = 6м соответственно до угла θ =14° и θ =11°, второй - L = 5м – при θ =14°-32° и θ =11°-24°, третьей L = 4м – с θ =32° и θ =24°- до θ= 50°.

Задача 1. Обеспечить выкручивание скважины при угле θ =10°.

Решение: Необходимо поставить колонковый набор *HQ* длиной L = 2,5м т.к. L = 2,5м < *DDD*-1 (рисунок В5).

Задача 2. Обеспечить стабилизацию начального зенитного угла θ = 1°.

Решение: колонковый набор *HQ* длиной L = 12,5 – 13 м или L=8,5-8м, или L = 4м, колонковый *HQ* набор длиной L = 12,5 – 13 м соответствует третьему детерминанту *DDD*-3, при θ = 1° набор L = 8,5м = *DDD*- 2, а *DDD*-1 = L = 4м.

Задача 3. Обеспечить выполаживание скважины *NQ* с угла $\theta = 4°$ при осевой нагрузке 6.5 - 11.5кН. Решение: длина колонкового набора *NQ* должна находиться в пределах от *DDD*-1 = 4м до *DDD*-2 = 8м и *DDD*-3 = 12 м. По таблицам 13-14 принимаем L = 6м. Поэтому применение колонкового набора L = 6м обеспечивает выполаживание скважины в диапазоне зенитных углов $\theta = 1... 45^0$; задачи стабилизации или выкручивания скважины данной длиной не реальны.

При этом следует учесть, что скважина будет выполаживаться до угла $\theta = 18°$, т.к. при таких зенитных углах данная длина компоновки достигнет значения второго детерминанта *DDD -2* = 6м 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 = 5м – в результате чего скважина будет выполаживаться до 32°, т.к. при $\theta = 32°$ колонковый набор длиной L = 5м вновь перейдет в режим второй стабилизации (*DDD -2* = 5м).

После достижения угла $\theta = 32°$ следует поставить колонковый набор длиной L = 4м – данная компоновка обеспечит дальнейший стабильный набор зенитного угла вплоть до $\theta = 45°$.

Аналогичная задача при осевых нагрузках 11.5 - 16 кН решается таким же образом в три этапа: первой компоновкой L = 6м соответственно до углов $\theta = 11°$, второй компоновкой L = 5м – в диапазоне $\theta = 11°$-3 2°, третьей компоновкой L = 4м – $\theta = 32°$ - 45°.

Задача 4. Обеспечить выкручивание скважины ***NQ*** при зенитном угле $\theta = 10°$ и осевых нагрузках 11.5 - 16 кН .

Решение: Необходимо поставить колонковый набор длиной L = 2,5м т.к. L = 2,5м < *DDD -1* .

Задача 5. Обеспечить стабилизацию начального зенитного угла $\theta = 1°$.

Решение: Колонковый набор длиной L = 4м (первый детерминант *DDD-1*) или L = 8 м (второй детерминант *DDD-2*) или L = 12 м (третий детерминант *DDD-3*).

Таблица 13 - Зенитное искривление скважин ∅96мм снарядами со съёмными керноприёмниками *HQ*

L, м	Осевая нагрузка, кН					
	3-6			9-12		
	направление зенитного искривления					
	выкручивание	стабилизация	выполаживание	выкручивание	стабилизация	выполаживание
	диапазон зенитных углов *θ*, *градусы*					
1	2	3	4	5	6	7
2-2.5	0-50	-	-	0-50	-	-
3	0-28	28-30	30-50	0-28	28-30	30-50
3,5	0-16	16-18	18-50	0-17	17-18	18-50
4	0-11	11-13	13-50	0-7	7-8	8-50
4,5	6	6-8	8-50	0-4	4-5	5-50
5	4	4-5	5-0	0-3	3-4	4-50
5,5	3	3-4 44-46	4-44 46-50	0-2	2-3 42-44	3-42 44-50
6	2	2-3 33-35	3-33 35-50	0-1	1-2 33-34	2-33 34-50
6,5	1	1-2 21-23	2-21 23-50	-	0-1 22-24	1-22 24-50
7	-	0-1 16-18	1-16 18-50	-	16-18	0-16 18-50
7,5	-	13-14	0-13 14-50	-	12-13	0-12 13-50
8	-	11-12	0-11 12-50	-	8-9	0-8 9-50
8,5	-	8-9 38-40	0-8 9-38 40-50	-	6-7 38-40	0-6 7-38 40-50
9	-	7-8 31-34	0-7 8-31 34-50	-	4-5 32-34	0-4 5-32 34-50
9,5	-	6-7 24-27	0-6 7-24 27-50	-	3-4 25-27	0-3 4-25 27-50

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7
10	-	5-6 21-22	0-5 6-21 22-50	-	2-3 22-24	0-2 3-22 24-50
11	-	4-5 14-15	0-4 5-14 15-50	-	1-2 13-14	0-1 2-13 14-50
12	-	3-4 11-12	0-3 4-11 12-50	-	1-2 8-9	0-1 2-8 9-50
13	-	1-3 8-9	0-1 3-8 9-50	-	0-1 6-7	1-6 7-50
14	-	7-8	0-7 8-50	-	3-4	0-3 4-50
15	-	4-5	0-4 5-50	-	2-3	0-2 3-50
16	-	4-5	0-4 5-50	-	2-3	0-2 3-50
17	-	3-4	0-3 4-50	-	1-2	0-1 2-50
18	-	3-4	0-3 4-50	-	1-2	0-1 2-50
19	-	2-3	0-2 3-50	-	0-1	1-50
20	-	1-2	0-1 2-50	-		
21	-	0-1	1-50	-		
Зенитное искривление скважин ∅76мм снарядами *NQ*						
L, м	Осевая нагрузка, кН					
	6.5 - 11.5			11.5 - 16.0		
	направление зенитного искривления					
	выкручивание	стабилизация	выполаживание	выкручивание	стабилизация	выполаживание
	диапазон зенитных углов *θ*, *градусы*					

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7
2	0-45		-	0-45	-	
2,5	0-27	27-34	34-45	0-23	23-27	27-45
3	0-13	13-17	17-45	0-10	10-13	13-45
3,5	0-6	6-10	10-45	0-4	4-6	6-45
4	0-2	2-4	4-45	0-1	1-2	2-45
4,5	-	-	0-45	-	-	0-45
5	-	32-35	0-32 35-45		24-32	0-24 32-45
6	-	14-18	0-14 18-45		11-14	0-11 14-45
7	-	7-10	0-7 10-45		4-7	0-4 7-45
8	-	1-4 22-30	4-22 30-45		1-3 17-22	3-7 22-45
9	-	5-7	0-5 7-45		12-15	0-12 15-45
10	-	7-12	0-7 12-45		5-7	0-5 7-45
11	-	5-7	0-5 7-45		3-5	0-3 5-45
12	-	4-5	0-4 5-45		1-4	0-1 4-45
13	-	1-3	0-1 3-45			0-45

3.4 Детерминанты *DDD* направленного бурения скважин ∅76мм снарядами *NQ*

Исходные данные: осевая нагрузка 10 кН, длина полуволны нижней свечи рассчитывается по формуле (5) и таблице 3; величины $P_{т}$, $P_{н}$, $P_{н}$, $P_{км}$, $L_{м}$, $L_{п}$, $Q_{м}$, $Q_{п}$ - принимаются по таблице 10; вес 1 м колонкового набора

$$P_{кн} = P_{н} + P_{в} + K_{ц} \cdot K_{вк} \cdot P_{км},$$

где $P_{н}$ = 0.118кН; $P_{в}$ = 0.364кН; $P_{км}$ = 0.34кН – вес 1 м соответственно наружной и внутренней труб, а также кернового материала для пород с объёмным весом γ = 27 кН/м^3;

$K_{ц} \sim K_{вк} \sim 0{,}7$ – средние значения коэффициентов длины цикла и выхода керна. Требуется рассчитать детерминанты *DDD* колонкового набора *NQ* в диапазоне зенитных углов $\theta = 1\ldots45^0$. По формуле (23) первый детерминант *DDD- 1* колонкового набора *NQ* (m=1)

$$= \sqrt{\frac{P_T \cdot m^2 \cdot L_T^2 - P_н \cdot L_П^2 - Q_П \cdot L_П}{P_{к.н.}} + L_П^2} =$$

$$= \sqrt{\frac{7{,}93 \cdot 1 \cdot L_T^2 - 11{,}8 \cdot 0{,}82^2 - 9{,}5 \cdot 0{,}82}{17{,}12} + 0{,}82^2} = \sqrt{0{,}46 \cdot L_T^2 - 0{,}25}, \text{ м};$$

второй детерминант *DDD- 2* колонкового набора *NQ* (m=2)

$$= \sqrt{0{,}46 \cdot 2^2 \cdot L_T^2 - 0{,}25} = \sqrt{1{,}84 \cdot L_T^2 - 0{,}25}, \text{ м};$$

третий детерминант *DDD- 3* колонкового набора *NQ* (m=3)

$$= \sqrt{0{,}46 \cdot 3^2 \cdot L_T^2 - 0{,}25} = \sqrt{4{,}14 \cdot L_T^2 - 0{,}25}, \text{ м}.$$

Результаты расчётов даны в таблице 14.

Таблица 14 - Детерминанты *DDD* колонкового набора *NQ*

Зенитный угол скважины θ, градусы	Длина полуволны нижней свечи L_T, м	Детерминанты *DDD* колонкового набора *NQ*, м			
		Половинный *DDD- 0.5*	Первый *DDD- 1*	Второй *DDD- 2*	Третий *DDD- 3*
1	2	3	4	5	6
Осевая нагрузка 10 кН					

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6
3	6,1	2	4,1	8,26	12,40
5	5,5	1.8	3,69	7,44	11,18
10	4,9	1.6	3,29	6,63	9,96
15	4,5	1.5	3,01	6,08	9,14
20	4,2	1.4	2,81	5,68	8,53
25	3,9	1.3	2,59	5,27	7,92
35	3,7	1.2	2,46	4,99	7,51
45	3,5	1.1	2,32	4,72	7,10
Осевая нагрузка 13 кН					
3	5,9	1.9	3,97	7,99	11,99
5	5,3	1.8	3,56	7,17	10,77
10	4,7	1.5	3,15	6,36	9,55
15	4,3	1.4	2,87	5,81	8,73
20	4,0	1.3	2,67	5,40	8,12
25	3,8	1.2	2,53	5,13	7,72
35	3,6	1.15	2,39	4,86	7,31
45	3,4	1.1	2,25	4,58	6,89
Осевая нагрузка 16 кН					
3	5,4	1.8	3,63	7,31	10,98
5	5,0	1.7	3,35	6,76	10,16
10	4,5	1.5	3,01	6,08	9,14
15	4,2	1.4	2,80	5,68	8,53
20	3,9	1.3	2,59	5,27	7,92
25	3,7	1.23	2,46	4,99	7,51
35	3,5	1.16	2,32	4,72	7,10
45	3,4	1.12	2,25	4,58	6,89

3.5 Детерминанты *DDD* направленного бурения скважин ∅76мм снарядами *КССК-76*

Исходные данные: осевая нагрузка 10 кН, длина полуволны нижней свечи рассчитывается по формуле (5) и таблице 3; величины Pт, Pн , Pн , Pкм , Lм , Lп , Qм , Qп - принимаются по таблице 10; вес 1 м колонкового набора Pкн = 0.015кН.

Требуется рассчитать детерминанты *DDD* колонкового набора *КССК-76* в диапазоне зенитных углов θ = 1…45^0. По формуле (23) первый детерминант *DDD- 1* колонкового набора *КССК-76* (m=1)

$$= \sqrt{\frac{P_T \cdot m^2 \cdot L_T^2 - P_н \cdot L_П^2 - Q_П \cdot L_П}{P_{к.н.}} + L_П^2} =$$

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

второй детерминант *DDD- 2* колонкового набора *КССК-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 *КССК-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 15.

Таблица 15 - Детерминанты *DDD* колонкового набора *КССК-76*

Зенитный угол скважины θ, градусы	Длина полуволны нижней свечи L_T , м	Детерминанты *DDD* колонкового набора *КССК-76* , м			
		Половинный *DDD- 0.5*	Первый *DDD- 1*	Второй *DDD- 2*	Третий *DDD- 3*
1	2	3	4	5	6
Осевая нагрузка 3 кН					

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6
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
45	4.4	1.56	3.13	6.3	9.5
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

3.6 Детерминанты *DDD* направленного бурения скважин ∅59 мм снарядами *ССК-59* (с серийными трубами *СБТ-55* ($P_т$ = 0.06 кН/м)

Исходные данные: осевая нагрузка 10 кН, длина полуволны нижней свечи бурильной колонны рассчитывается по формуле (5) и таблице 3; величины $P_т$, $P_н$, $P_н$, $P_{км}$, $L_м$, $L_п$, $Q_м$, $Q_п$ принимаются по таблице 10; вес 1 м колонкового набора ССК-59

$$P_{кн} = P_н + P_в + Кц \cdot Квк \cdot P_{км},$$

где $P_н$ = 0.06 кН; $P_в$ = 0.02 кН; $P_{км}$ = 0.024 кН – вес 1 м соответственно наружной и внутренней труб, а также кернового материала для пород с объёмным весом γ = 27 кН/м^3; $Кц \sim Квк \sim 0{,}7$ – средние значения коэффициентов длины цикла и выхода керна.

Требуется рассчитать детерминанты *DDD* колонкового набора ССК-59 в диапазоне зенитных углов θ = 1…45^0 для двух вариантов нижней свечи:

- серийных бурильных труб СБТ-55 ($P_т$ = 0.06 кН/м) и
- опытно-экспериментальной свечи со съёмным утяжелителем УБТ-55 ($P_т$ = 0.16 кН/м).

Решение. По формуле (23) величина первого детерминанта *DDD-1* колонкового набора *ССК-59* с нижней свечой СБТ-55 (m=1)

$$DDD\text{-}1 = \sqrt{\frac{P_T \cdot m^2 \cdot L_T^2 - P_н \cdot L_П^2 - Q_П \cdot L_П}{P_{к.н.}} + L_П^2} = \sqrt{\frac{6 \cdot 1 \cdot L_T^2 - 6 \cdot 0{,}68^2 - 5{,}9 \cdot 0{,}68}{9{,}2} + 0{,}68^2} = \sqrt{0{,}65 \cdot L_T^2 - 0{,}28}, \text{ м};$$

величина второго детерминанта *DDD-2* (m=2) колонкового набора

$$DDD\text{-}2 = \sqrt{0{,}65 \cdot 2^2 \cdot L_T^2 - 0{,}28} = \sqrt{2{,}6 \cdot L_T^2 - 0{,}28}, \text{ м};$$

величина третьего детерминанта *DDD-3* (m=3) колонкового набора

$$DDD\text{-}3 = \sqrt{0{,}65 \cdot 3^2 \cdot L_T^2 - 0{,}28} = \sqrt{5{,}85 \cdot L_T^2 - 0{,}28}, \text{ м.}$$

Результаты расчётов даны в таблице 16.

Таблица 16 - Детерминанты *DDD* (*Determinant of Directional Drilling*) колонкового набора *ССК-59* с нижней свечой *СБТ-55*

Зенитный угол скважины θ, градусы	Длина полуволны нижней свечи L_T, м	Детерминанты *DDD* колонкового набора, м			
		Половинный *DDD-0.5*	Первый *DDD-1*	Второй *DDD-2*	Третий *DDD-3*
1	4,76	1.9	3,80	7,66	11,51
5	4,00	1.6	3,19	6,43	9,66
10	3,58	1.4	2,84	5,75	8,64
15	3,35	1.3	2,65	5,38	8,09
20	3,17	1.25	2,51	5,08	7,65
25	3,02	1.2	2,38	4,84	7,29
30	2,87	1.13	2,26	4,59	6,92
35	2,75	1.08	2,16	4,40	6,63
40	2,65	1.04	2,08	4,24	6,39
45	2,55	0.99	1,98	4,08	6,14

По формуле (23) первый детерминант *DDD-1* (m=1) колонкового набора *ССК-59* с утяжелённой нижней свечой УБТ-55

$$DDD\text{-}1 = \sqrt{\frac{16 \cdot 1 \cdot L_T^2 - 6 \cdot 0{,}68^2 - 5{,}9 \cdot 0{,}68}{9{,}2} + 0{,}68^2} = \sqrt{1{,}74 \cdot L_T^2 - 0{,}28}, \text{ м;}$$

второй детерминант (m=2) колонкового набора

$$DDD\text{-}2 = \sqrt{1{,}74 \cdot 2^2 L_T^2 - 0{,}28} = \sqrt{6{,}96 \cdot L_T^2 - 0{,}28}\text{, м;}$$

третий детерминант (m=3) колонкового набора

$$DDD\text{-}3 = \sqrt{1{,}74 \cdot 3^2 \cdot L_T^2 - 0{,}28} = \sqrt{15{,}66 \cdot L_T^2 - 0{,}28}\text{, м.}$$

Результаты расчётов приведены в таблице 17.

Таблица 17 - Детерминанты *DDD* колонкового набора ССК-59 с утяжелённой свечой УБТ-55

Зенитный угол скважины θ, градусы	Детерминанты *DDD* колонкового набора, м			
	Половинный *DDD-0.5*	Первый *DDD-1*	Второй *DDD-2*	Третий *DDD-3*
1	3.1	6,26	12,55	18,83
5	2.6	5,25	10,54	15,82
10	2.3	4,69	9,43	14,16
15	2.1	4,39	8,82	13,25
20	2.0	4,15	8,35	12,53
25	1.9	3,95	7,95	11,94
30	1.8	3,75	7,55	11,35
35	1.7	3,59	7,24	10,87
40	1.7	3,46	6,97	10,47
45	1.6	3,32	6,71	10,08

4 МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ИНТЕНСИВНОСТИ ЗЕНИТНОГО ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН ПРИ БУРЕНИИ СНАРЯДАМИ СО СЪЁМНЫМИ КЕРНОПРИЁМНИКАМИ

Исходя из основного параметра, определяющего направление искривления скважины - длины колонкового набора - переходим к построению в общем виде математической модели интенсивности зенитного искривления скважины для бурения снарядами со съёмными керноприёмниками. Для математического описания необходимо определить

функциональную зависимость кривизны скважины в апсидальной плоскости от параметров, определяющих механизм искривления.

Основные факторы, влияющие на искривление скважины при бурении снарядами со съёмными керноприёмниками, нами объединены и выражены через уже известную величину детерминанта *DDD* (*Determinant of Directional Drilling*) направленного бурения *ССК*, определяемую по формуле (23). Напомним, что физический смысл детерминанта заключается в том, что при применении колонковой, меньшей по длине, чем детерминант, происходит выкручивание скважины, а при большей - выполаживание.

Допустим, бурение наклонной скважины диаметром D при зенитном угле θ производится снарядом *ССК* (рисунок 10), угол перекоса колонкового набора *ССК* длиной $L = DDD$, определяется по формуле:

$$tg\ \varphi^{I} = 0{,}5\ (D - d)\ \cdot L^{-1} \qquad (24)$$

где d - диаметр колонкового набора *ССК* , м.

По А.Г. Калинину [78] при бурении абсолютно жёсткой компоновкой ($DDD\text{-}0.5 \cong L$) величина набора (приращения зенитного угла) скважины φ определяется уравнением: $_{\Delta}\varphi = 2\varphi$ (25)

иначе говоря, ствол скважины искривляется по дуге окружности с радиусом

$$R=0{,}5\cdot (DDD\text{-}0.5)\cdot tg^{-1}\varphi\,. \qquad (26)$$

Имея в виду, что $R = 57{,}3\cdot i^{-1}$ и преобразовывая формулу (26), получим зависимость интенсивности зенитного искривления скважины

$$i = 57{,}3\cdot (D - d)\cdot [DDD\text{-}0.5\ ]^{-2}, \text{ град/м}\,. \qquad (27)$$

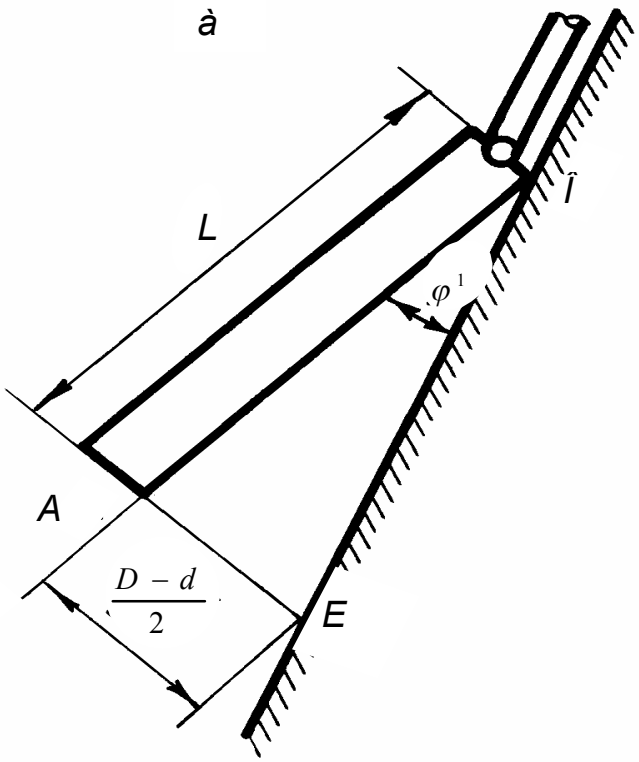
Рассмотрим, как изменится набор кривизны скважины с изменением длины колонкового набора *ССК*.

- Пусть $L_1 = (DDD\text{-}0.5) - \Delta\,(DDD\text{-}0.5)$. Как видно из рисунка 11б компоновка располагается с ориентацией в сторону выкручивания скважины,- приращение угла $\Delta\varphi_{1\text{-}0} = -\,(\theta_0 - \theta_1)$ или $\Delta\varphi_{1-0} = -\,(\Delta\varphi_1 - \Delta\varphi_0)$, т.е.

$$\Delta\varphi_{1-0}=\Delta\varphi_0-\Delta\varphi_1\,. \qquad (28)$$

Переходя к интенсивностям, выражение (28) на основании (25) и (27) примет вид:

$$i_{1\text{-}0} = 57{,}3 \cdot (D-d) \cdot \left[(DDD\text{-}0.5\ )^{-2} - L_1^{-2} \right] \qquad (29)$$



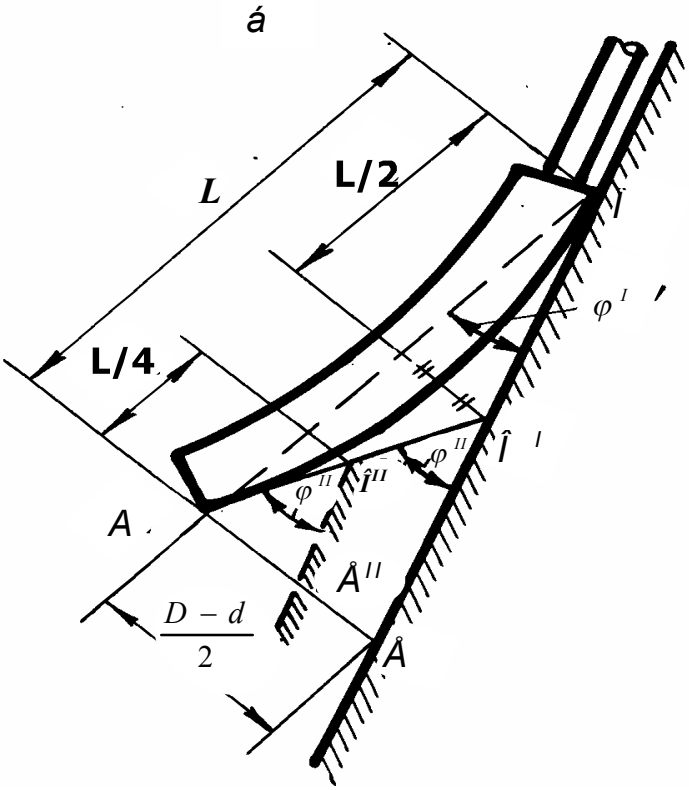


Рисунок 10 - Угол перекоса компоновки *ССК* - *жёсткой* (*а*) и *гибкой* (*б*) : *а* - *DDD-0.5* $\cong L$; *б* - *DDD-1* $\geq L \geq$ *DDD-0.5* или *DDD-2* $\geq L \geq$ *DDD-1* или *DDD-3* $\geq L \geq$ *DDD-2*

- Пусть $L_2 = (DDD\text{-}0.5) + \Delta\,(DDD\text{-}0.5)$ (рисунок 11в). При этом компоновка имеет тенденцию к увеличению зенитного угла θ_0 . Относительное приращение угла в этом случае

$$\Delta\varphi_{2-0} = \theta_2 - \theta_0 = \Delta\varphi_0 - \Delta\varphi_2 \qquad (30)$$

или $$i_{2\text{-}0} = 57{,}3\,(D - d) \cdot [\,(DDD\text{-}0.5)^{-2} - L_2^{-2})\,]\,. \qquad (31)$$

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

$$i_{n\text{-}0} = 57{,}3 \cdot (D - d) \cdot [\,(DDD\text{-}0.5)^{-2} - L^{-2}\,], \qquad (32)$$

т.е. для множества значений L существует постоянная величина (*DDD-0.5*) - половинный детерминант направленного бурения *ССК*. Имея в виду, что L - есть заданная или фактическая длина колонкового набора, получаем основное уравнение зенитного искривления скважины при направленном бурении снарядами со съёмными керноприёмниками:

$$i = 57{,}3 \cdot (D - d) \cdot [\,(DDD\text{-}0.5)^{-2} - L^{-2}\,], \qquad (33)$$

Программная реализация основного уравнения (33) позволила дать количественную и качественную картину зенитного искривления скважин при бурении в виде номограмм для соответствующей марки *ССК* и типа бурильных труб, из которых составлена нижняя свеча (см. таблицы 4 -7) ; входными параметрами являются : диаметр скважины D, мм; диаметр бурильной колонны d_T , мм ; длина полуволны бурильной колонны L_T по Вудсу и Лубински ; диаметр колонкового набора *ССК* d, м; зенитный угол скважины $\theta = 1...50^0$; осевая нагрузка $P = 3...12$ кН; частота вращения снаряда $n = 500$, 550 и 750 об/мин.

Возвращаясь ещё раз к модели А.Г. Калинина (25), переходим к наиболее распространённым *гибким* (*нормальным*) компоновкам *ССК* : *DDD-0.5* $\geq L \geq$ *DDD-1* или *DDD-1* $\geq L \geq$ *DDD-2* или *DDD-2* $\geq L \geq$ *DDD-3*

Если вместо жёсткой поставить гибкую (рисунки 10б и 11а), 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 φ''.

Имея в виду, что $R = 57{,}3 / i$, $tg\varphi''=2 \cdot tg\varphi'$ и $DDD = L / 4$ и преобразовав формулу (26), получим зависимость интенсивности зенитного искривления скважины (для гибкой компоновки) :

$$i = 458{,}4\,(D - d) \cdot L^{-2},\ {}^{0}/\text{м}. \qquad (34)$$

Рассмотрим (рисунок 11а), как изменится набор кривизны скважины при ничтожно малом приращении ($\pm\ \Delta DDD$) детерминанта направленного бурения *ССК гибкого* (*нормального*) колонкового набора.

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 $L_1 = DDD\text{-}1 - \Delta\, DDD\text{-}1$. Как видно из рисунка 11а компоновка имеет тенденцию к уменьшению зенитного угла ($\theta_1<\theta_0$), т.е. величина набора кривизны $\Delta\varphi_{1\text{-}0} = -(\theta_0 - \theta_1)$ или $\Delta\varphi_{1\text{-}0} = -(\Delta\varphi_1 - \Delta\varphi_0) = \Delta\varphi_0 - \Delta\varphi_1$. (35)

Переходя к интенсивностям, выражение (35) на основании (26) и (34) принимает вид $i_{1\text{-}0} = 458{,}4 \cdot (D - d) \cdot \{[(DDD\text{-}1)^{-2}] - L_1^{-2}\}$. (36)

Пусть $L_2 = DDD\text{-}1 + \Delta\, DDD\text{-}1$ (рисунок 11а). При этом компоновка имеет тенденцию к увеличению угла θ_0. Относительное приращение угла в этом случае

$$\Delta\varphi_{2\text{-}0} = \theta_2 - \theta_0 = \Delta\varphi_0 - \Delta\varphi_2 \qquad (37)$$

или

$$i_{2\text{-}0} = 458{,}4 \cdot (D - d) \cdot \left[(DDD\text{-}1)^{-2} - L_2^{-2} \right]. \qquad (38)$$

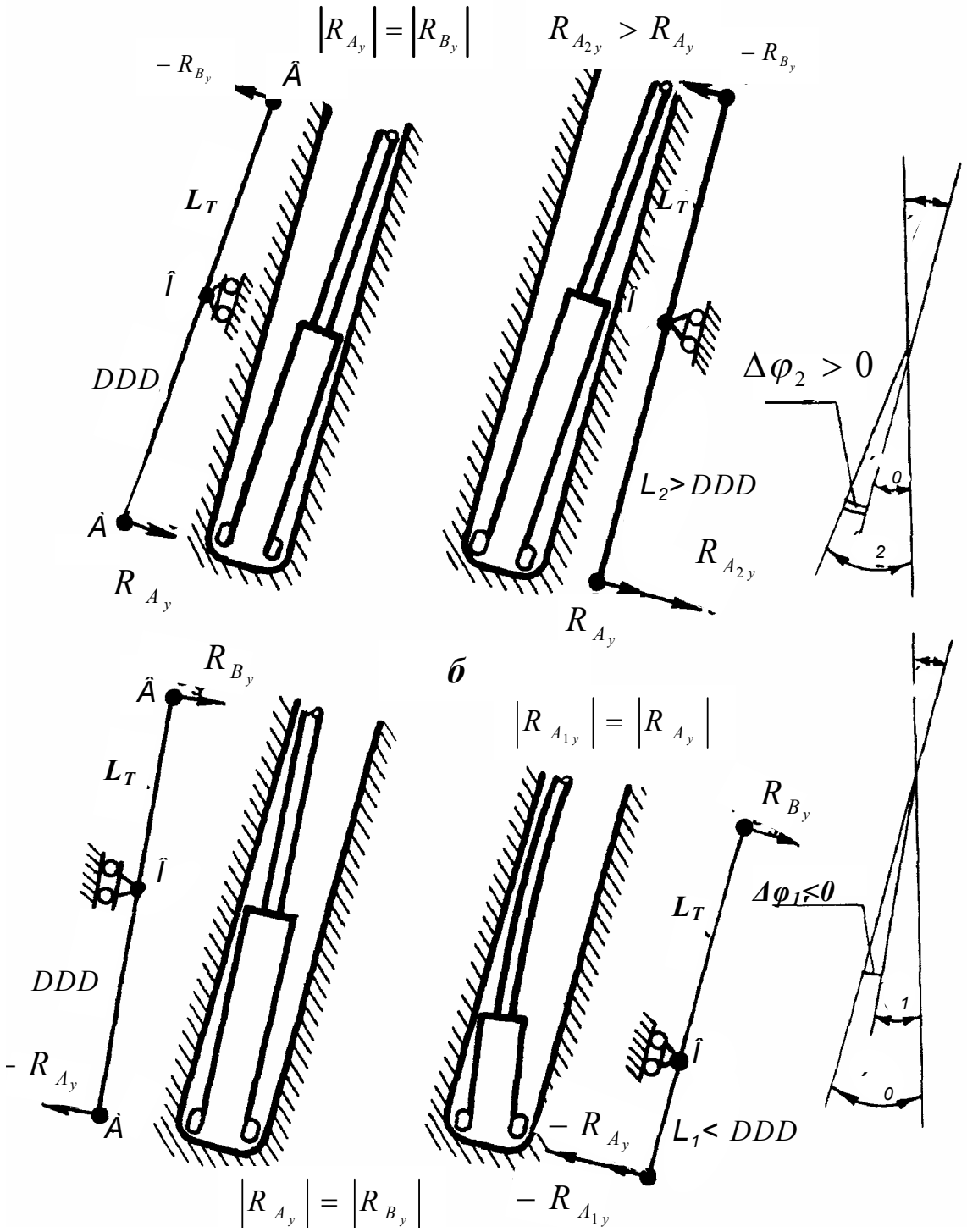


Рисунок 11 - Схема ориентации гибкой компоновки в наклонной скважине в зависимости от длины колонкового набора *ССК*.

Из (36) и (38) следует, что для любого значения $L \neq DDD\text{-}1$ имеем

$$i_{\text{n-0}} = 458{,}4 \cdot (D - d) \cdot \left[(DDD\text{-}1)^{-2} - L_2^{-2} \right], \qquad (39)$$

т.е. для множества значений L существует постоянная величина первого детерминанта *DDD-1* (*Determinant of Directional Drilling*) направленного бурения *ССК* . Имея в виду, что L - есть заданная (фактическая) длина колонкового набора *ССК* , получаем основное уравнение зенитного искривления скважины при бурении скважин с положительным вектором анизотропии меньшего сопротивления:

$$i = k_{\text{ч}} \cdot 458{,}4 \cdot (D - d) \cdot \left[(DDD\text{-}1)^{-2} - L_2^{-2} \right] \qquad (40)$$

где *DDD-1* - первый детерминант колонкового набора *ССК ;*

$k_{\text{ч}}$ - коэффициент частоты вращения снаряда *ССК*.

Уравнение (40) действительно в диапазоне зенитных углов, меньших второго стабилизирующего угла $1^0 \leq \theta \leq \theta_{CT_2}$ т.е. при $(DDD\text{-}1) \leq L \leq (DDD\text{-}2)$ Имея в виду основное свойство детерминанта колонкового набора *ССК*: $i_\theta = 0$ при $L = DDD\text{-}1$, $DDD\text{-}2$, $DDD\text{-}3$ или соответственно при $\theta = \theta_{CT_1}$, $\theta_{CT_2}, \theta_{CT_3}$, уравнение (40) в диапазоне углов более высокого порядка, т.е. при

$\theta_{CT_2} \leq \theta \leq \theta_{CT_3}$ или $DDD\text{-}2 \leq L \leq DDD\text{-}3$ принимает вид:

$$i = k_{ч} \cdot 458{,}4 \cdot (D - d) \cdot \left[(DDD\text{-}2)^{-2} - L^{-2} \right], \qquad (41)$$

при $\theta_{CT_3} \leq \theta \leq 50^0$ или $DDD\text{-}3 \leq L$

$$i = k_{ч} \cdot 458{,}4 \cdot (D - d) \cdot (DDD\text{-}3 - L^{-2}). \qquad (42)$$

Ввиду отсутствия надёжных количественных связей функциональных зависимостей многих выявленных факторов с частотой вращения КНБК, определение коэффициента частоты $k_{ч}$ в моделях (40-42) осуществляется исключительно эмпирическим путём на основе большого объёма фактического материала. В результате сравнительного анализа статистических данных и наблюдений [91] 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 $1: 2^{-1}: 3^{-1}$.

5 ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЗЕНИТНОГО ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ НОМОГРАММ

Качественную и количественную картину зенитного искривления скважин получаем в виде номограмм, являющихся графическим отображением общей математической модели интенсивности применительно к конкретному способу. Основным назначением математической модели процесса является выявление управляемых режимных параметров θ, P и n, при которых достигается выбранный критерий *DDD*, а также прогнозирование оптимальных показателей L, i_θ. При прогнозировании искривления скважины нами вводится один из важнейших критериев – это угол стабилизации - зенитный угол, соответствующий первому($\theta_{CT_1} \rightarrow DDD\text{-}1$) или второму ($\theta_{CT_2} \rightarrow DDD\text{-}2$), или третьему ($\theta_{CT_3} \rightarrow DDD\text{-}3$) детерминантам колонкового набора.

Что касается комплексов со съёмным керноприёмником, то задача стабилизации скважин с положительным вектором становится весьма проблематичной, так как здесь мы имеем ограниченные возможности выбора главного регулирующего параметра - колонкового набора. Так, в комплекте *ССК-59* три колонковых набора - L= 2,47м; L =3,97м и L =5,47 м, *КССК-76* - лишь один - L= 6,81м, *ССК - 46* - комплект оснащён тоже всего тремя-четырьмя наборами - L =3,8м; L =5,7м; L =6,5м и L= 7,4м. Отсюда и узкий диапазон углов, при которых возникает эффект стабилизации.

Рассмотрим “поведение” самых распространённых колонковых наборов *ССК-59* (рисунок 12) длиной L = 3,97м и L = 5,47м. Во-первых, оба набора не имеют первых θ_{CT_1} углов стабилизации; четырёхметровый набор имеет лишь второй θ_{CT_2} угол стабилизации - в узком диапазоне θ = 11...14^0 при осевых нагрузках 10...14 кН; колонковый набор длиной L= 5,47м имеет два угла θ стабилизации: второй θ_{CT_2} - при осевой нагрузке 10... 14 кН находится в диапазоне θ = 2...3^0, третий угол θ_{CT_3} стабилизации - в диапазоне θ =17...21^0.

Что же происходит вне пределов этих значений, не равных углам стабилизации, т.е. когда заданная или расчётная длина колонкового набора не адекватна ни одному из детерминантов? Когда *КНБК* не сбалансирована, не равновесна ни одной, ни двум и ни трём полуволнам нижней свечи бурильной колонны, возникает дестабилизирующая пара сил, которая порождает момент на коронке и уводит её, как известно, вниз или вверх по восстанию пласта, если породы влияют сильно на кривизну скважины. Если эта пара сил противодействует расчётному направлению сил в *КНБК*, то учитывать в таких случаях надо, прежде всего, именно её действие.

При этом необходимо прогнозирование вероятного поведения такой *КНБК* в стволе скважины. Критерием оценки последующего вероятного искривления должен быть уже не угол стабилизации, а интенсивность зенитного искривления. Причём расчёт на возможную, зависящую от длины набора, интенсивность должен производиться уже с учётом главенствующего влияния геологических факторов. В каждой номограмме даётся как бы разрешающая способность той или иной *КНБК*, т.е. расчётная интенсивность, зависящая от чисто механических сил, иначе говоря, от действия только технологических факторов, без учёта геологии. Для расчёта фактической интенсивности, - с учётом геологических факторов - необходимо вначале знать интенсивность естественного искривления, ещё важнее - его знак: плюс (выполаживание) или минус (выкручивание). Это имеет принципиальное значение для будущего расчёта трассы скважины. И вот почему. Нами установлено, что при бурении анизотропных переслаивающихся пород, залегающих под углом к горизонтали, обладающих чётко выраженной закономерной тенденцией к выполаживанию скважин с положительным вектором фактическая интенсивность зенитного искривления совпадает с расчётной (по номограмме).

Если же породы гетерогенные (неоднородные), меняются соответственно и показатели разрушения по осям в процессе бурения. И если скважина пересечёт породы, обладающие ярко выраженной тенденцией к выкручиванию (геологические условия 2 - типа), то величину фактической интенсивности на этом интервале можно получить путём алгебраической суммы этих интенсивностей - расчётной (по номограмме) и естественной

(статистической). Для того, чтобы естественные тенденции могли проявиться более или менее полно, необходимо пробурить 10...15 м после достижения

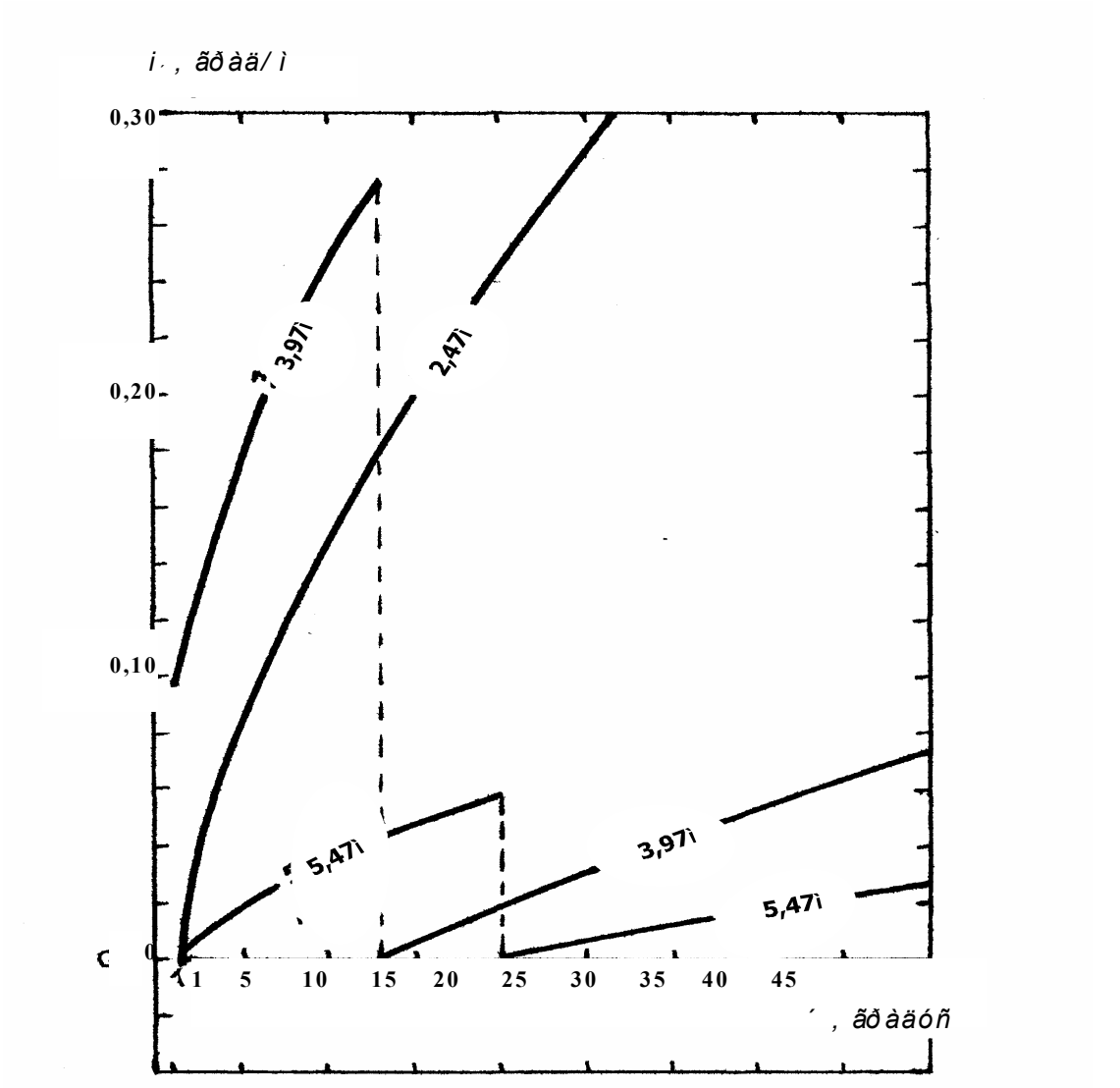


Рисунок 12 - Номограмма интенсивности зенитного искривления скважин ∅59 мм при бурении с применением *ССК-59*

какого - либо угла стабилизации и провести инклинометрию скважины в данном интервале, - только после этого можно с уверенностью сказать, какая тенденция проявляется на данном участке - к выполаживанию или выкручиванию. Почему именно в этом интервале? Потому, что после угла стабилизации данная КНБК находится в условиях неустойчивого равновесия, и воздействие механических сил сведено практически на нет, тогда как главенствующим является влияние чисто внешних, т.е. геологических факторов. О незначительном воздействии технологических факторов можно

судить по поведению КНБК после угла стабилизации. К примеру, колонковый набор *ССК-59* длиной L =5.47м (рисунок 12) после второго θ_{CT_1} угла стабилизации θ = 1^0 “развивает” сравнительно малую интенсивность, то же самое - после третьего θ_{CT_3} угла стабилизации, начиная с $\theta = 23^0$.

Таким образом, нами сделана попытка, связать расчёты на основе детерминанта направленного бурения *ССК гибкого* (*нормального*) колонкового набора с геологией и технологией, чтобы результаты влияния этих двух решающих факторов работали в единой системе.

В связи с этим важно отметить универсальность предлагаемой общей математической модели для скважин с положительным вектором и её применимость не только для всех способов бурения, но и для всего цикла программного и оперативного управления процессом зенитного искривления скважин от ∅112.-113 мм до минимального ∅46 мм с применением отечественного ряда бурильных колонн - *СБТ, ЛБТ, УБТ, ССК* и *КССК*, а также - *BQ* , *NQ* , *HQ* и *PQ* (США, Канада).

Модель может использоваться как при оптимизированном проектировании для формирования регламентных или геологотехнологических карт контроля и управления искривлением, так и для внесения ситуационных корректив в ходе бурения при внезапно возникших ограничениях и отклонениях от программы. Последнее предохраняет от принятия малоэффективных решений оперативного управления трассой и гарантирует наилучшую реализацию принятого для него критерия. Всё это выполнимо на базе описанной модели, но при одном условии: строго соблюдать технологию в соответствии с номограммой и, самое главное, - не забывать, что все номограммы интенсивности зенитного искривления (i_θ) действительны для группы скважин, выполаживающихся в направлении положительного вектора, т.е. вектора меньшего сопротивления.

Модель с помощью номограмм позволяет найти ограничивающие режимы и условия: технологи ставят задачу и назначают конкретные условия, а модель позволяет найти при их реализации альтернативные

возможности наилучшего выполнения принятого критерия регулирования - стабилизации, выполаживания или выкручивания зенитного угла скважины.

6 КОМПЛЕКС ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МЕТОДОВ УПРАВЛЕНИЯ ЗЕНИТНЫМ ИСКРИВЛЕНИЕМ СКВАЖИН СНАРЯДАМИ СО СЪЕМНЫМИ КЕРНОПРИЕМНИКАМИ

При бурении первой на территории СНГ сверхглубокой (глубиной 3167м) скважины СГ-1 (ПГО “ Степгеология ”) комплексом *КССК-76* необходимо было выкрутить ствол с глубины 1255 м при зенитном угле θ = 10,9^0 [41]. Как известно, решить эту задачу собственно компоновкой *КССК-76* по детерминированной технологии можно было, пустив в работу набор *КССК-76* длиной L = 3м < [(DDD -1) = 4.1м] (таблица 15), однако стандартная длина *КССК-76* L = 6.81м колеблется в пределах первого и второго детерминантов [(DDD-1) =4.1м] < L = 6.81м < [(DDD -2) = 8.2м] и, по детерминированной технологии, при зенитном угле θ = 10,9^0 приводит скважину к выполаживанию, - поэтому нижняя свеча ТБС-71 (*КССК-76*) была заменена на СБТН-63,5 (рисунок Г1) с обычным колонковым набором ∅73мм (L=3,7м) < [(DDD-1) = 4.3м], благодаря чему скважина СГ-1 была выкручена почти на 2^0 и на глубине 1285 м зенитный угол составил θ = 9^0.

Трудно назвать более актуальную и острую проблему в теории и практике направленного бурения, чем управление трассой скважин при бурении снарядами со съёмными керноприёмниками.

Основные сложности, связанные с проводкой направленных скважин комплексом ССК и достижением совершенства в этой области, на сегодняшний день мешают многие объективные обстоятельства: отсутствие пока надёжных и эффективных средств искусственного искривления, высокая аварийность и снижение производительности бурения с применением существующих средств и т.д.

В подтверждение этого приведём два типичных примера попытки выведения скважин при бурении снарядом *ССК-59* на проектную трассу с помощью традиционных средств искусственного искривления на примере Малеевского месторождения, Рудный Алтай (таблица 18).

Таблица 18 - Структура фактических затрат на искусственное искривление скважин при бурении снарядом *ССК – 59*

Показатели	С.3433	С.3450
Искусственное искривление		
Глубина отклонения скважины, м	103,0 116,0 129,0	80,0
Общие затраты времени на цикл отклонения, ст.- ч	26,3 15,3 17,0	17,0
“Потерянный” объём бурения, м	113,0	25,5
Осложнения (обрывы) после искусственного искривления		
Количество обрывов колонны	23	43
Затраты на ликвидацию осложнений, ст.-ч	45	94,0
“Потерянный” объём бурения, м	70	100,0
Общий объём бурения ССК, м	440,0	390,0
Суммарный объём непроизводительных затрат, ст.- смен	14,8	15,85
Удельные затраты непроизводительного времени, ст.- смен/м	0,034	0,041

Как видно из таблицы 18 фактические удельные затраты на искусственное искривление при бурении снарядами ССК-59 составляют в среднем 0,037 ст.- смен/м скважины. Что это значит? Это означает, что на

каждые 1000 метров направленных скважин приходится тратить 37 ст.- смен по искусственному искривлению только для того, чтобы "удерживать" скважину на проектной трассе, иначе говоря, - при среднесменной скорости бурения 5,4 м потери составляют 5,4 х 37 = 200 м, т.е. 20 %.

Подобных примеров - чрезвычайное многообразие. Всё это свидетельствует о том, что ССК и современные средства направленного бурения технически и технологически не совместимы. Следовательно, надо искать принципиально новые методы, не дискретные, а построенные на непрерывности процесса искривления и регулируемые чисто технологическими параметрами.

С этих позиций шагом вперёд, безусловно, следует считать так называемые "жёсткие компоновки", центраторы, стабилизаторы и т.п. Что даёт их применение?

Чтобы ответить на этот вопрос, мы провели регрессионный анализ (с помощью ЭВМ) фактического материала по естественному искривлению скважин, пробуренных снарядами ССК-59, в разных геологических условиях Печенгского района (Кольский полуостров); месторождений Лиманное и Алмаз-Жемчужина (Западный Казахстан); Косачиное (Северный Казахстан); Итауз, Джезказган, Майкаин, Верхнее Кайракты (Центральный Казахстан); Акбастау-Кусмурунского, Бакырчикского, Белогорского и Зыряновского районов Восточного Казахстана; Джунгарского и Каратауского районов Южного Казахстана.

Статистические модели искривления скважин для некоторых из этих объектов уже рассматривались ранее [89], на рисунках 14 и 15 показаны аналогичные модели для двух месторождений Центрального Казахстана - Майкаин и Верхнее Кайракты,- с применением и без применения жёсткой компоновки *ЖК ССК-59* конструкции КазИМС [32-34]. Оказалось, что в обоих случаях применение жёсткой компоновки даёт двухкратное снижение интенсивности зенитного искривления, особенно, при углах более 15^0. В результате сравнительного анализа эффективности других известных компоновок *-ЖК- 5* конструкции "Востказгеология", "Ташкентгеология" ,

ССК-59НБ и *ССК-46НБ* с двумя и тремя центраторами (ВИТР) получен практически везде однозначный результат - это кратное снижение интенсивности зенитного искривления скважин. Провели мы и другой анализ, задавшись целью выяснить, как влияет на характер искривления так называемый эксцентричный стабилизатор, полагая, что с его помощью можно добиться вращения компоновки вокруг оси скважины, т.е. искусственно создать вид вращения по В.Н. Алексееву или по И.Н. Страбыкину [96], при которых искривление скважин не происходит, следовательно, можно добиться нулевой интенсивности. Эксцентричный стабилизатор *СЭ-ССК* представляет собой верхний переходник стандартного колонкового набора *ССК-59* длиной L = 3,97м, одна сторона которого не выступает за контур колонковой трубы, а противоположная - имеет эксцентриситет (3мм), равный разности диаметров коронки (59мм) и колонковой трубы (56 мм).

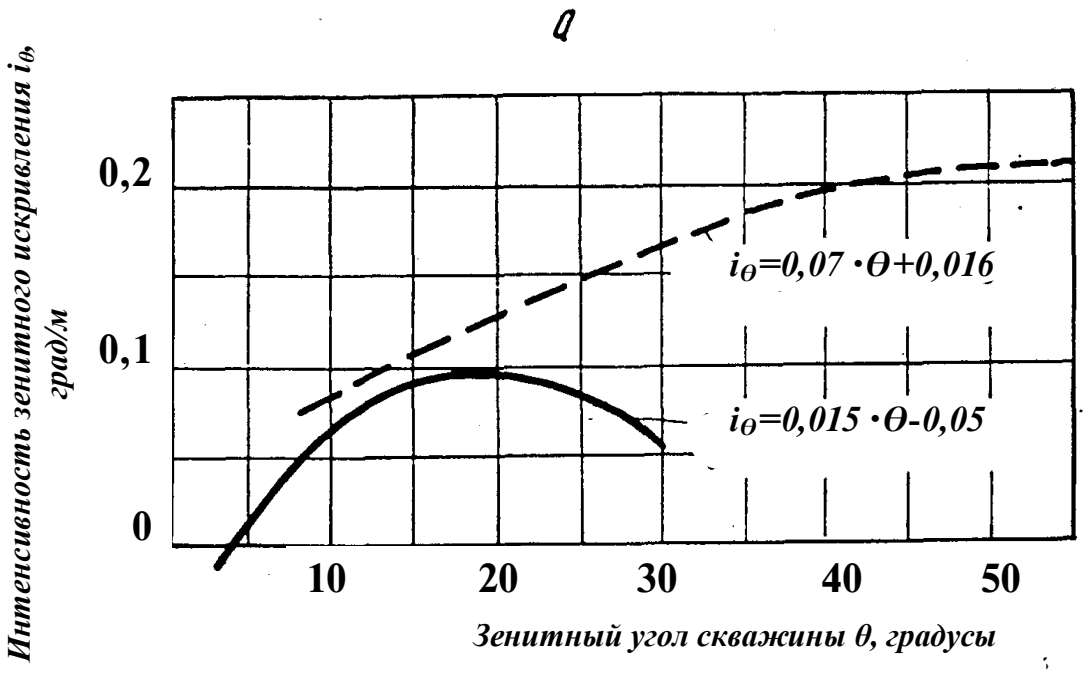


Рисунок 14 - Статистические модели интенсивности зенитного искривления скважин при бурении *ССК-59* на месторождении Майкаин (Центральный Казахстан) с применением (штрих - пунктирная линия) жёсткой компоновки

ЖК ССК-59 и без её применения (сплошная линия).

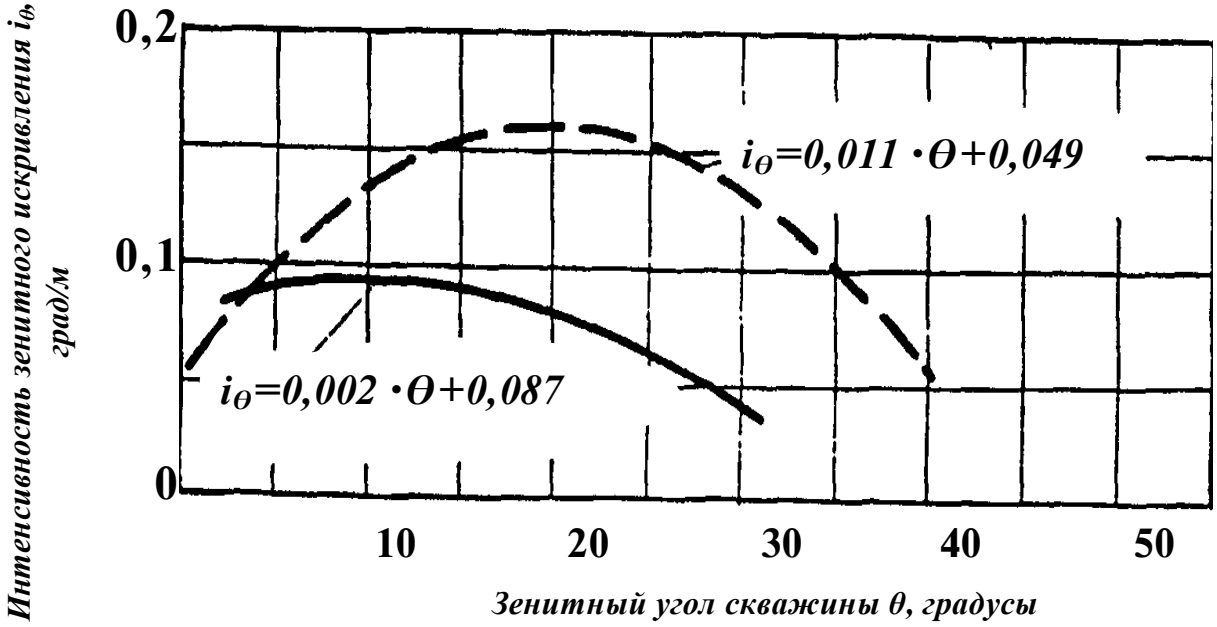


Рисунок 15 - Статистические модели интенсивности зенитного искривления скважин при бурении *ССК-59* на месторождении Верхнее Кайракты (Центральный Казахстан) с применением (штрих - пунктирная линия) жёсткой компоновки *ЖКССК-59* и без её применения (сплошная линия)

В таблице 19 приводятся некоторые результаты применения эксцентричного стабилизатора *СЭ-ССК* на примере месторождения Малеевское Зыряновского района (Рудный Алтай).

Таблица 19 - Результаты применения эксцентричного стабилизатора *СЭ-ССК*

Глубина скважин м	Зенитный угол, град	Азимутальный угол, град	Глубина скважин м	Зенитный угол, град	Азимутальный угол, град
1	2	3	4	5	6
без применения *СЭ-ССК*			с применением *СЭ-ССК*		
скважина 4041					
0	8	74	231	14	85
102	9	79	270	13,5	140
228	14	80			
290	14,5	150	450	19,5	168
433	19	157	636	19,5	168

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5	6
Скважина 4087					
0	7	60	109	8	67
104	9	67	256	7,5	92
410	7,5	141	400	7	135
600	18	165			
Скважина 4085					
0	8	74	250	22	65
100	14	69	318	21,5	67
210	21	65	360	22	70

Как видно из таблицы 19 эксцентричный стабилизатор является весьма эффективным средством по профилактике зенитного искривления скважин на больших глубинах и в широком диапазоне углов. Вместе с тем, технология его применения обладает существенными недостатками. Эксцентричный стабилизатор эффективен только лишь в условиях формирования устойчивых стен скважин, когда геологический разрез сложен крепкими, плотными породами. И наоборот, - когда компоновка попадает в зону трещиноватых или слабо сцементированных пород, ствол скважины в поперечном сечении интенсивно деформируется, приводя к его разрушению и соответственно к увеличению диаметра скважины – в таких условиях, естественно, никак не может возникнуть эффект эксцентричного стабилизатора – создание вращения компоновки вокруг оси скважины. В этом – причина того, что эксцентричный стабилизатор оказался малоэффективен в условиях месторождения Шалкия в Южном Казахстане.

Геологический разрез данного района представлен, в основном, толщей алевролитов и аргиллитов, при бурении которых происходит интенсивное разрушение стенок скважин. Как показала оперативная межцикловая кавернометрия, диаметр скважины в призабойном участке скважин достигает 62…64 мм. Ясно, что в условиях такой разработанности стволов скважин, эффект эксцентричного стабилизатора сводится на нет, так как желаемый

эффект проявляется лишь тогда, когда фактический диаметр скважины не превышает 59,5…60 мм.

Следует ли считать, что применение компоновок - жестких, с одним или несколькими центраторами, с эксцентричным стабилизатором и т.п.– полностью решает проблему ?

Да, следует, если в каждом отдельном случае задача заключается только в снижении интенсивности выполаживания, причем, - скважин, выполаживающихся в направлении положительного вектора.

Нет, не следует, если возникает необходимость полной и надежной стабилизации угла (нулевой интенсивности) или, что еще сложнее – выкручивания скважины.

В отличие от детерминированных технологий применительно к несбалансированным бурильным колоннам, имеющих 8…10 методов выполаживания, стабилизации и выкручивания зенитного угла скважин, то *ССК* и *КССК* в своем арсенале имеют весьма ограниченные возможности оперативного вмешательства в процессе управления и, прежде всего,- выкручивания скважины. Для того, чтобы избежать необходимости выкручивания скважин в условиях с отрицательным вектором анизотропии пород, достаточно обеспечить программирование искривления скважины на основе оптимизации ее трассы.

7 АВТОМАТИЗИРОВАННОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТРАСС НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Рассмотрим подробнее принципы и идеи, заложенные в общей математической модели детерминированной технологии зенитного искривления скважин применительно к снарядам со съемными керноприёмниками. При проектировании трассы скважины, прежде всего, следует определиться с ее азимутом. Это достаточно легко оценивается по имеющейся информации о результатах естественного искривления соседних скважин при бурении их снарядами со съемными керноприёмниками без применения отклонителей. Затем переходим к математическому описанию вероятной трассы ствола скважины по методу сверху - вниз.

Полученные номограммы интенсивности зенитного искривления (рисунок 12) позволяют проектировать трассу скважины последовательным сопряжением ее отрезков, длина которых $S_{\Delta\theta}$ является функцией определенного сочетания геологических, технических и технологических факторов и рассчитывается по формуле:

$$S_{\Delta\theta} = i^{-1}_{\theta} \cdot \Delta\theta \qquad (43)$$

где $\Delta\theta$ - приращения зенитного угла на заданном интервале трассы,

i_{θ} - средняя интенсивность зенитного искривления скважины в том же интервале, град/м.

Значения i_{θ} и $S_{\Delta\theta}$ принимаются по таблицам параметров искривления, если разрез проектируемого интервала отвечает направлению положительного вектора; если имеет тенденция к выкручиванию скважин с отрицательным вектором, то проектная интенсивность i определяется выражением $i_{\theta} = i_P + i_c$, (44)

где i_P – интенсивность по номограмме, i_c – статистическая интенсивность естественного искривления скважины.

Суммируя, таким образом все участки, получаем протяжённость или длину проектной трассы скважины. На практике удобнее пользоваться пакетом палеток, выполненных нами, например, с помощью ЭВМ Искра-12 почти для полного комплекта технологий *ССК-59* [33]: осевых нагрузок 5…10 кН, частоты вращения 500…800 мин$^{-1}$, колонковых наборов длиной 2,5…10м и компоновок жёстких. Палетки выполнены в масштабе 1:5000.

Палетки удобны тем, что есть возможность выбора наиболее экономичного решения, как на стадии проектирования, так и при оперативном управлении трассой скважины.

Рассмотрим некоторые особенности проектирования и оперативного управления трассой скважин при бурении *ССК-59* на примере месторождения Шалкия (Южный Казахстан). Практика доказала обоснованность и необходимость проектирования и реализации на этом месторождении трёхинтервального профиля скважин (рисунке 16).

Трудности с профилактикой искривления связаны с толщей аргиллитов и алевролитов с резко выраженной тенденцией к самопроизвольному выполаживанию скважины, т.е. с первым и вторым интервалами.

Первый, - самый верхний интервал, проектируем по палетке, доводя ствол до второго угла стабилизации. Весь вопрос заключается в том, а на какой глубине угол стабилизации будет достигнут. Это будет зависеть от решения целого ряда вопросов – организационных, технических и, в особенности, технологического обеспечения: частоты вращения, антивибрационных средств, жестких компоновок, центраторов, удлинённых колонковых наборов и, что очень важно, своевременного применения средств борьбы с самозаклинками керна. Дело в том, что использование последних, называемых *вибраторами*, приводит к существенным изменениям в характере искривления скважин, т.к. в модели детерминанта длины колонкового набора *ССК* (23) меняются сразу два решающих параметра – вес и длина подшипникового узла керноприёмника, что, в свою очередь, приводит к количественным изменениям в модели (40). На рисунке 17 показана номограмма для *ССК-59* с применением вибратора ВСК конструкции И.М. Городецкого (КазИМС), получившего в своё время широкое распространение в отрасли [22]. Если сравнить номограммы для колонкового набора длиной L= 4м (L =3,97м) м с вибратором ВСК (рисунок 17) и без него (см. рисунок 12), можно убедиться, что в одних и тех же условиях, скажем, при осевой нагрузке 7 кН в первом случае (с ВСК) второй угол стабилизации достигается при 6^0, а во втором – без вибратора ВСК – 16^0, - это же подтверждается фактическими материалами бурения на месторождении Шалкия (Южный Казахстан, ПГО “Южказгеология”) – рисунок 18. Как видно на рисунках 16 и 18, углы стабилизации для соответствующих длин наборов достигаются на различных глубинах (по проекту они должны быть на уровне 400…450 м – нижняя граница первого интервала), - причём различными методами, в основном, чередованием колонковых наборов с центраторами с.753, 755 – см. рисунок 16, с. 764, 763

– см. рисунок 18 и без них – с. 754, 759, 757 и 767, но пройденных на высоких оборотах: $500 \geq n \geq 750$ об/мин.

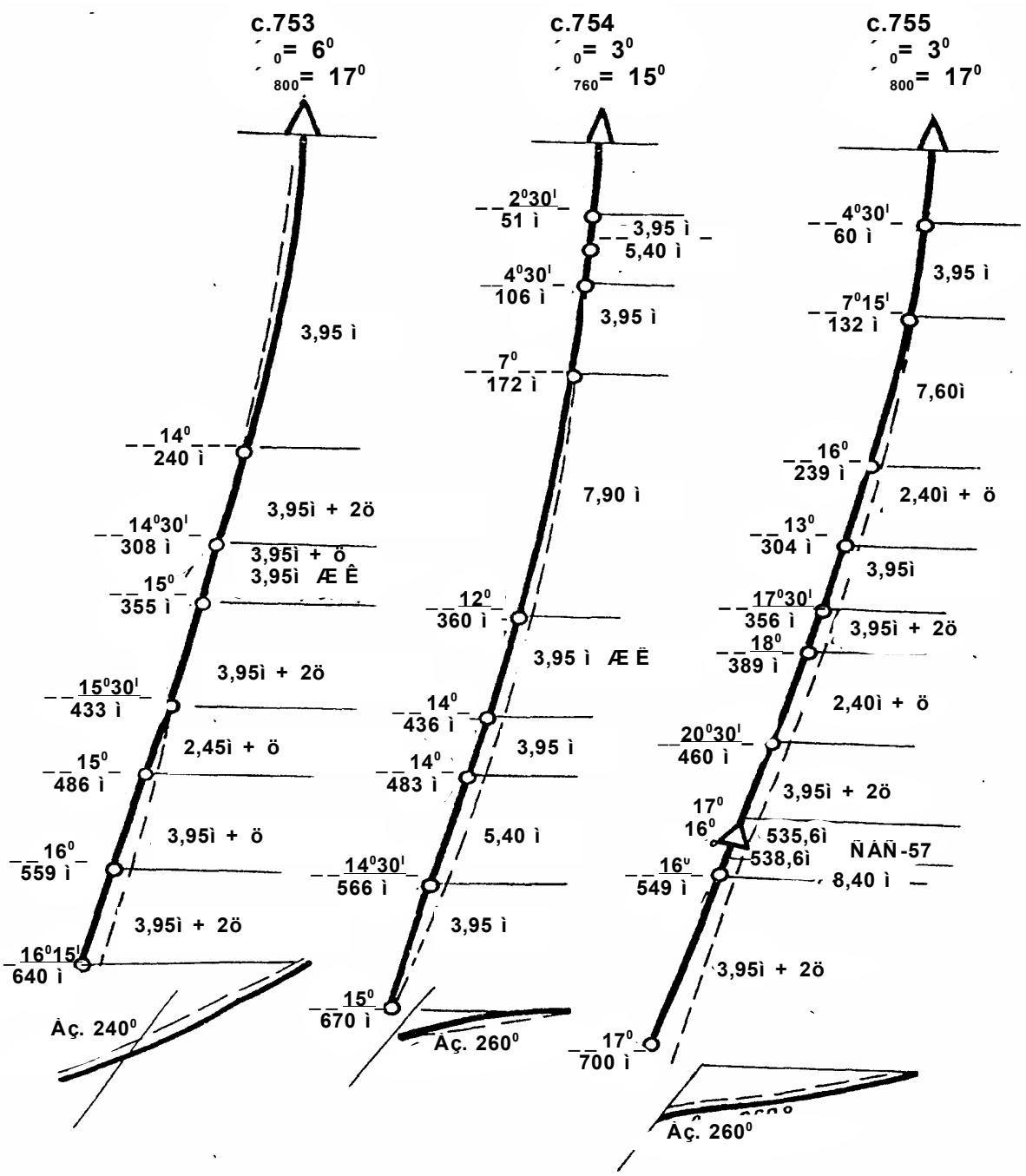


Рисунок 16 - Расчётные (пунктирная линия) и фактические (сплошная) трассы скважин, пройденных *ССК-59* по детерминированной технологии на месторождении Шалкия (Южный Казахстан)

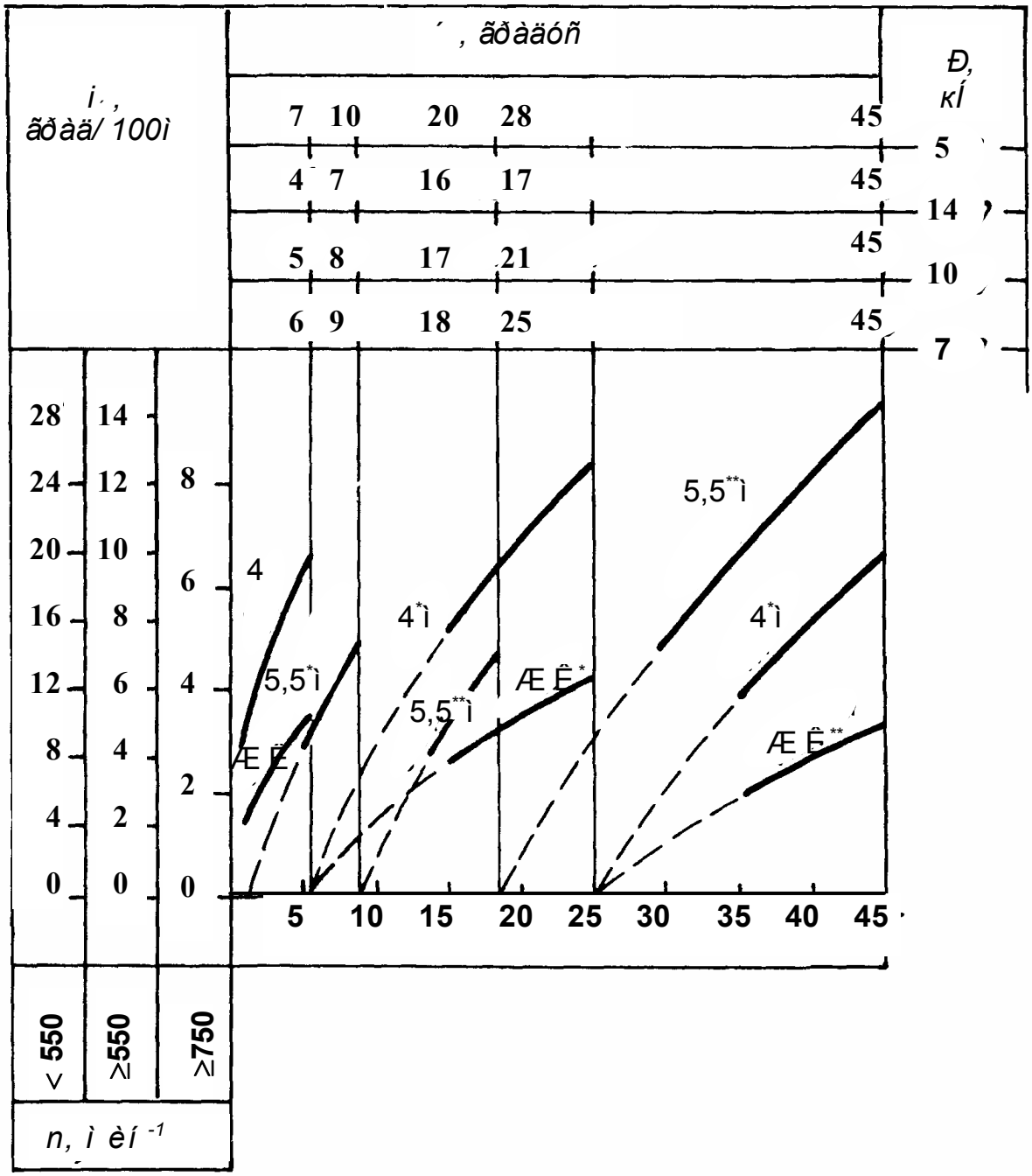


Рисунок 17 - Номограмма i_θ для *ССК-59* с применением вибратора *ВСК* конструкции И.М. Городецкого

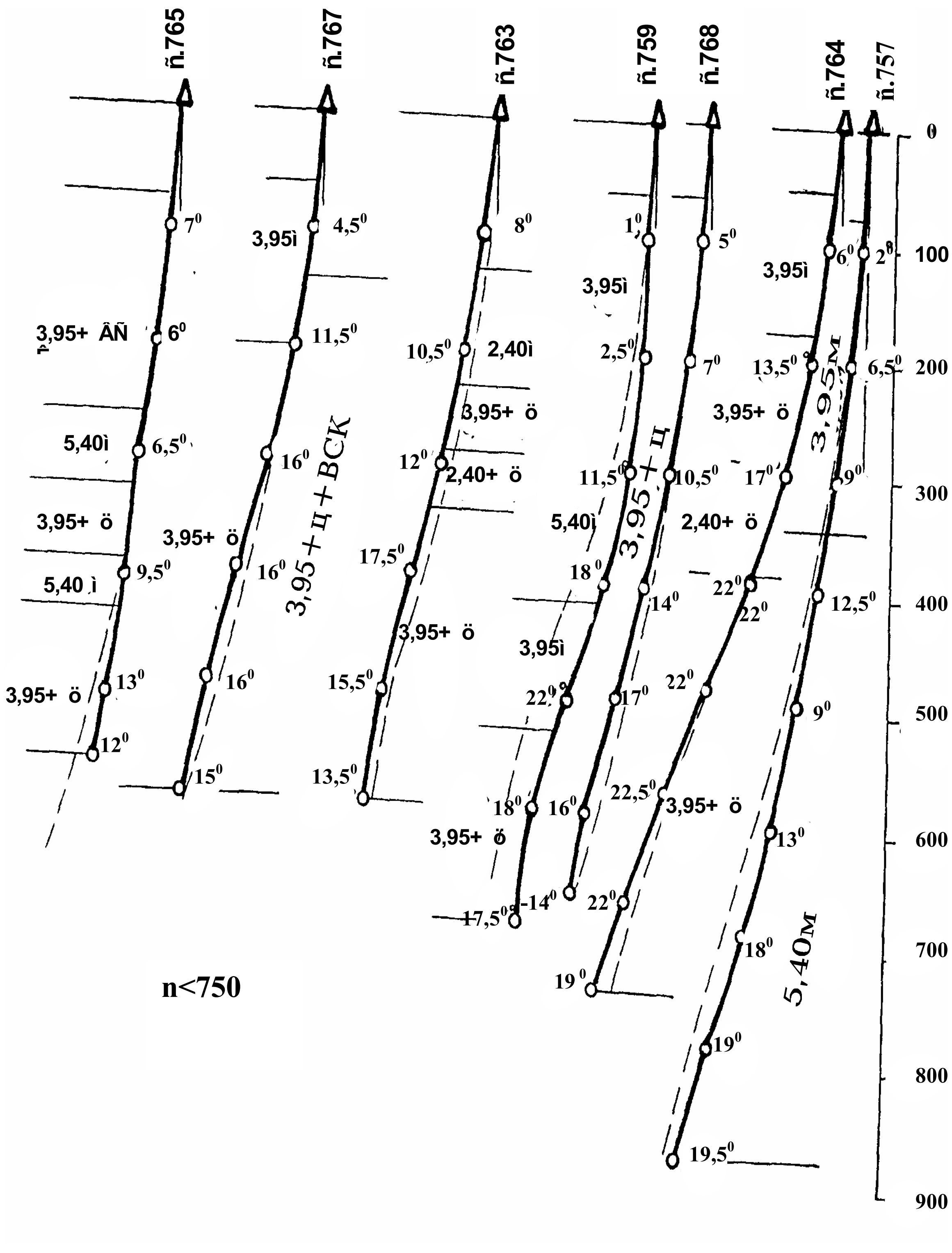


Рисунок 18 - Расчётные (пунктирная линия) и фактические (сплошная линия) трассы скважин, пройденных *ССК-59* по детерминированной технологии на месторождении Шалкия (Южный Казахстан)

Второй интервал – наиболее напряжённый, так как основной задачей на данном этапе является обеспечение всеми средствами достигнутого угла стабилизации. Этот интервал обычно проектируют прямолинейным. Поэтому надо стремиться к тому, чтобы второй интервал был минимальным по протяжённости, а это, в свою очередь, связано с протяжённостью первого: чем длиннее, иначе говоря, чем производительнее – на самых высоких оборотах – пройден первый интервал, тем короче и тем экономичнее (меньше расходы на жесткие компоновки, центраторы и т.д.) будет второй и в целом скважина.

Третий интервал представляет собой самую нижнюю часть ствола и пересекает продуктивную толщу, сложенную полого залегающими известняками с преобладающей тенденцией к самопроизвольному выкручиванию или стабилизации зенитного угла скважины, т.е. этот интервал не является проблемным.

Опыт проектирования трасс на ЭВМ Искра-12 позволил выявить некоторые недостатки: на графике [33] выдаются только две шкалы – вертикальная и горизонтальная, - а собственно трасса отстраивается вручную путём соединения координатных точек. Вручную осуществляется вся текстовая информация о входных и выходных параметрах палетки. Более информативным (рисунок 19) и более производительным является проектирование на графопостроителе Атлас-5, на котором (с помощью ЭВМ ЕС-1035) нами выполнен *атлас рабочих палеток* трасс направленных скважин на основе *методики детерминированной технологии* [33].

Индекс или штамп палетки располагается вверху над горизонтальной шкалой, а также – внизу – на уровне $\theta = 45^0$ – отметки собственно палетки. Палетка может иметь положительную или отрицательную (или обе вместе, ветви.

Положительная ветвь (выполаживание) начинается с наименьшего значения зенитного угла, с которого трасса, по мере искривления, получает криволинейную форму, достигнув наибольшего значения зенитного угла, но не выше $\theta = 45^0$; отрицательная (выкручивание) – наоборот, с наибольшего значения угла ($\theta = 8^0$), с которого трасса выкручивается и сходит на нет, - параллельно вертикальной шкале. Отсутствующие или “выпавшие” из нормального ряда $\theta = 1^0 \ldots 45^0$ – значения зенитных углов имеют весьма

малые интенсивности искривления i_θ = 0,001…0,006 ^{0}/м, - это уже известные углы стабилизации, в нашем примере, 9^0 и 10^0. На практике углы стабилизации имеют важное значение, т.к. именно при достижении этих углов скважина получает прямолинейный участок.

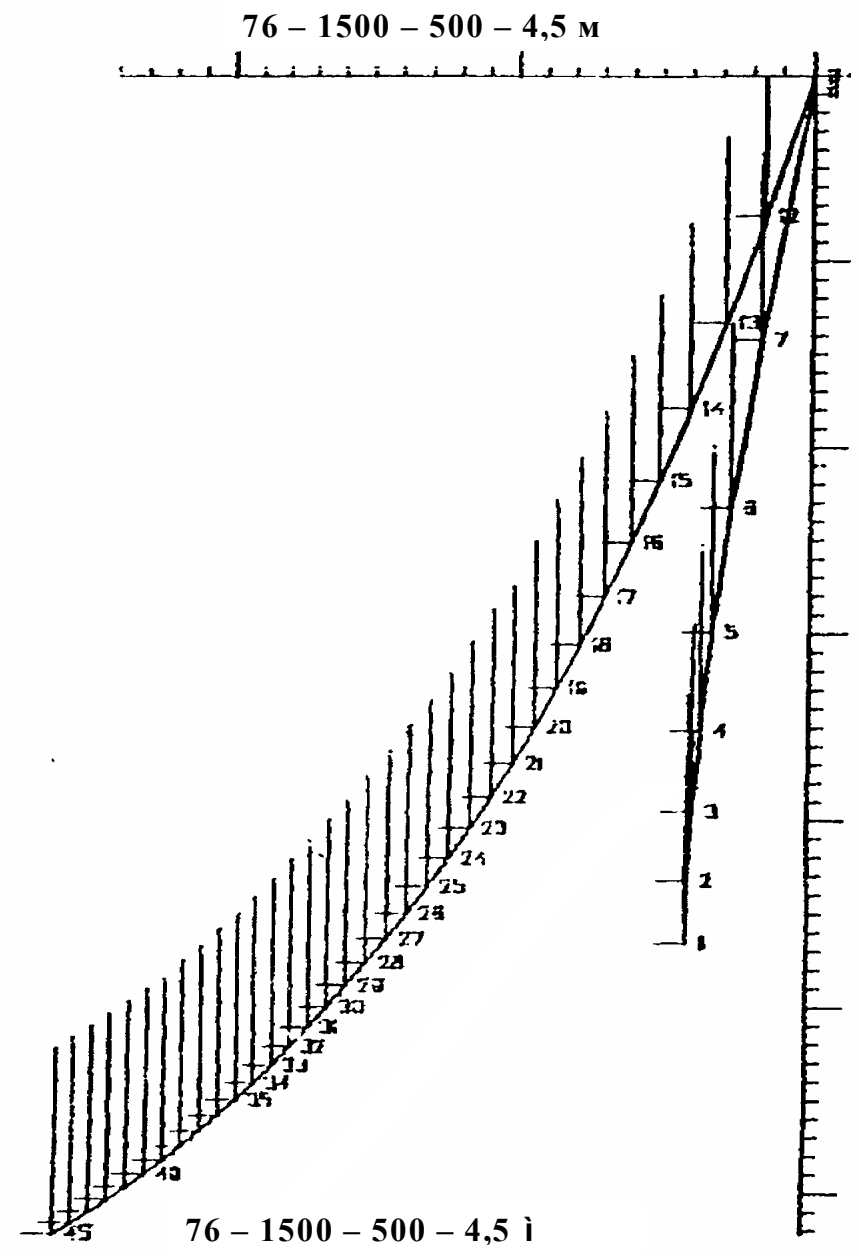


Рисунок 19 - Рабочая палетка, выполненная графопостроителем Атлас-5 в масштабе 1:5000

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1 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.

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

3 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).

4 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 полуволны.

5 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 данного зенитного угла или выполаживание), если составляющая веса (при данном зенитном угле скважины) колонкового набора *ССК* значительна (колонковый набор тяжелее нижней полуволны бурильной колонны, т.е. длинный), а если колонковый набор значительно легче полуволны бурильной колонны, т.е. короткий), то коронка начнет интенсивно подрабатывать лежачую стенку (уменьшение данного 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.

6 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 *DDD* (*Determinant of Directional Drilling*) направленного бурения *ССК* - определитель направленного бурения скважин: детерминант - соответственно - половинный *DDD -0.5*, первый *DDD -1* , второй *DDD -2* и третий *DDD -3*.

7 Основной принцип регуляции зенитного искривления заключается в том, что колонковый набор *ССК* уравновешен половиной ($0.5L_T$) или одной ($1L_T$) или двумя ($2L_T$), или тремя ($3L_T$) 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 $DDD - 0.5 < L < DDD - 1$.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Ужкенов Б.С., Акылбеков С.А.. Горнометаллургический комплекс Казахстана.// Тр. межд. конф. «Инженерное образование и наука в XXI веке». Алматы: КазНТУ, 2004. – Т.1, С. 307 – 318.

2 Марамзин А.В., Блинов Г.А. Алмазное бурение на твердые полезные ископаемые. - Л: Недра, 1977. - 247с.

3 Воздвиженский Б.И., Володченко В.К., Воробьев Г.А и др. Пути повышения эффективности колонкового алмазного бурения.// Техн. и технол. геол. развед. работ; орг. производства. Обзор ВИЭМС, М., 1980. – 57 с.

4 Исаев М.И., Онищин В.П. Бурение скважин со съемными керноприемниками - Л: Недра, 1975. - 127с.

5 Воздвиженский Б.И и др. Пути повышения эффективности алмазного бурения. Обзор ВИЭМС. Сер «Техника и технология геологоразведочных работ; организация производства». М., 1980. – 78 с.

6 Селиверстов М.И.. Новые технические средства для геологоразведочного бурения. // Разведка и охрана недр. – 1979. - № 2. – С. 22– 26.

7 В.П. Онищин, Г.А.Блинов, В.Г.Вартыкян, Д.Н.Плавский. Методы, технология и организация буровых работ с использованием съёмного инструмента.- Л.: Недра, 1990.- 268 с.: ил.

8 Методическая разработка «Технические средства и технология бурения снарядами со съемными керноприемниками геологоразведочных скважин в осложненных условиях». – М: СКБ Союзгеотехника, 1988. – 32 с.

9 Воздвиженский Б.И ., Голубинцев О.Н ., Новожилов А.А. Разведочное бурение. – М.: Недра, 1979. – 510 с.

10 Кардыш В.Г., Мурзаков Б.В., Окмянский А.С. Современные технические средства для бурения геологоразведочных скважин снарядами со съемными керноприемниками за рубежом. // Техника и технология геологоразведочных работ; организация производства. Обзор ВНИИ ВИЭМС. М., 1990. - 145 с.

11 Сулакшин С.С.. Направленное бурение. - М.: Недра, 1989. – 272 с.

12 Морозов Ю.Г. Закономерности искривления скважин при бурении снарядами со съемными керноприемниками. Экспресс-информация «Техника и технология геологоразведочных работ; организация производства». – М: ВИЭМС, 1979. - вып.15. – 46 с.

13 Вартыкин В.Г., Зорин В.Ф. и др. О результатах испытаний центрирующих колонковых наборов при бурении снарядами со съемными керноприемниками. М., С.16 – 21.

14 Сароян А.Е. Бурильные колонны в глубоком бурении. - М: Недра, 1979. – 134 с.

15 Иогансен К.В. Спутник буровика. - М: Недра, 1981. – 199 с.

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

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

18 Власюк В.И., Спирин 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 // Исслед. технологии и техники бурения ССК и повышение эффективности их внедрения. – Л.: ВИТР, 1988. – С. 15-25.

27 Кудайкулова Г.А., Кудайкулов Д.С. Применение экологически чистых буровых растворов на месторождениях Казахстана. // Матер. Межд. Симп. "Бурение в осложнённых условиях".- Санкт-Петербург, 12-15 июня 2001г. 83.

28 Кудайкулова Г.А. Буровые глинистые растворы. - Алматы.: КазНТУ, 2003. - 137с.

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-59 для бурения в осложненных геологических условиях. – Л.: ВИТР, 1984. – С. 16.

31 С. Заурбеков, Д. Ешманов, А. Тобатаева Определение длины полуволны бурильной колонны в направленной горизонтальной скважине на нефть и газ - Алматы. Каспийский Общественный Университет, 2009. стр. 1-53.

32 Музапаров М.Ж., Дюзбаев Д.И. Новое в технологии управления скважин при бурении снарядами со съемными керноприемниками // Техника и технология разведочных работ в Казахстане. – Алма-Ата: ОНТИ КазИМС, 1984. – С. 5-9.

33 Музапаров М.Ж., Дюзбаев Д.И., Донбаев Д.Д. и др. Автоматизированное проектирование и технология управления трассой скважин при бурении комплексом ССК-59: метод. рук. – Алма-Ата, 1988. – С. 33.

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.

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., Пеща 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. Технология бурения скважин снарядами со съемными керноприёмниками за рубежом – М.: ВИЭМС, 1984. – С. 32-38.

46 BOART drill rod advantages. Mining, Coal, Cold and Base. – 1990, – P. 55.

47 CRAELIUS Product Catalogue // Craelius, Catalogue.–1987– N 110175.–P. 33.

48 DIAMOND Product s 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 Catalogue N2 MBP 8/85– P.40.

52 LONGYEAR PCD Bits // Longyear Catalogue 2.5 MBP 4/86- N-4. – P. 15.

53 LONGYEAR CHD Heavy-Duty Wireline System // Longyear Catalogue. – 1987. – N 5. – P. 3.

54 LONGYEAR Heat-Threated Q Wireline Drill Rods // Longyear Catalogue 5 MBP 6/86. – 1986. – N-6. – P. 45.

55 LONGYEAR Heat-Threated CQ Wireline Drill Rods // Longyear Catalogue 5

MBP 9/86. – 1986. – N-9. – P. 35.

56 LONGYEAR Wireline Casing Advancer//Longyear Catalogue 1986N10– P. 27.

57 NQ «Wireline System // Longyear Catalogue NQ2» / 08-87 – 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–N4–P32.

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. Искривление скважин. – М.: Недра, 1974. – С. 304.

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

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

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

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

83 Музапаров М.Ж. Новая система управления трассой скважин. – Алма-Ата: КазИМС, 1988. – С. 6.

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

85 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.

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

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

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

89 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.

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

91 Музапаров М.Ж., Сушко С.М Наклонно направленное бурение геотехнологических скважин на урановых месторождениях Казахстана . – Науч .пр .конф Акт. пр отр.уран. мест. Алматы, 2000. – с. 41-43

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

93 Нескоромных В.В. Теоретические и экспериментальные исследования основ механики разрушения горных пород в процессе формирования стволов скважины заданного направления и кривизны: а-реф.д-р т.н. – Томск, 1998.

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

95 Романив А.В. Определение эффективности компоновок, используемых для предупреждения искривления скважин в сложных геологотехнических условиях. – Минск, 1982. – С. 65.

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

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

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

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

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

101 Музапаров М.Ж., Адылханов И.А., Аршидинова М.Т. Отечественный опыт бурения направленных скважин со съемными керноприемниками // Межд. конф. ЦАУ: сб. докл. – Алматы, 2002. – С. 124-127.

102 Музапаров М.Ж., Адылханов И.А., Аршидинова М.Т. Зарубежный опыт бурения направленных скважин со съемными керноприемниками // Межд. конф. ЦАУ: сб. докл. – Алматы, 2002. – С. 127-131.

103 Музапаров М.Ж., Аршидинова М.Т. Зоны и направления зенитного искривления скважин диаметром 96мм комплексом HQ. // Труды II-Межд. конф. мол. ученых / КазНТУ. – Алматы, 2002. – С. 38-43.

104 Кудайкулов С.К. Совершенствование комплекса технико-технологических средств разведочного бурения снарядами со съемными керноприемниками. // Геология и охрана недр, М., 2/2006(19). – С. 47-56.

105 Кудайкулов С.К. Бурение скважин в сложных условиях снарядами со съёмными керноприёмниками (ССК) - Алматы: КазНТУ, 2010. - 248 с.

106 Tobatayeva A., Mesbahi A., Mesbahi E., Muzaparov M. Development of a Numerical Tool for Design of the Bottom Hole Assembly (BHA) using Artificial Neural Networks. -Newcastle upon Tyne , 2010

107 Tobatayeva A., Mesbahi A., Mesbahi E., Muzaparov M. The new approach to the directional drilling using design tool .- Newcastle upon Tyne, 2010.

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

ПРИЛОЖЕНИЕ А -

ЗОНЫ И НАПРАВЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ ∅75.8мм КОЛОНКОВЫМ НАБОРОМ *NQ* - Осевая нагрузка 6.5...11.5 кН (таблицы 12 и 13)

Длина колонкового набора *L* = ***2 м*** на всем протяжении зенитных углов скважины $\theta = 0...45^0$ меньше величины первого детерминанта (таблицы 12 и 13): *DDD-1* = 4.2 - 4.3 м при зенитном угле $\theta = 1^0$, *DDD-1* = 2.2-2.3м при $\theta = 45^0$. Поэтому применение колонкового набора 2 м обеспечивает выкручивание скважины в диапазоне зенитных углов $\theta = 1...45^0$; задачи стабилизации или выполаживания скважины данной длиной не реальны.

Длина колонкового набора *L* = ***2,5 м*** в диапазоне зенитных углов $\theta = 0…27^0$ обеспечивает выкручивание скважины, т.к. величина первого детерминанта *DDD-1* находится в пределах от 2,7 до 2,6 м; в диапазоне зенитных углов $\theta = 23…27^0$ при этой длине набора скважина стабилизируется, т.к. она равна величине первого детерминанта *DDD-1*=2,5м; в диапазоне зенитных углов $\theta = 27^0…45^0$ скважина выполаживается, т.к. длина колонкового набора *L* = 2,5 м в этом диапазоне превышает величину первого детерминанта *DDD-1* = 2,3 м.

Длина колонкового набора *L* = ***3 м*** в диапазоне зенитных углов $\theta = 0…10^0$ обеспечивает выкручивание скважины, т.к. величина детерминанта *DDD-1* находится в пределах от 3,3 до 3,0 м; в диапазоне зенитных углов $\theta = 10^0…13^0$ при этой длине набора скважина стабилизируется, т.к. первый детерминант *DDD - 1* = 2,9 м; в диапазоне зенитных углов $\theta = 13^0…45^0$ скважина выполаживается, т.к. длина колонкового набора *L* = 3 м в этом диапазоне превышает *DDD-1* = 2,25 м.

Длина колонкового набора *L* = ***3,5 м*** в диапазоне зенитных углов θ = 0…4^{0}обеспечивает выкручивание скважины, т.к. величина первого детерминанта *DDD-1*= 3,8...3,2м; в диапазоне θ = 4…6^0 при этой длине набора скважина стабилизируется, т.к. *DDD -1* = 3,5 м; в диапазоне зенитных углов θ = 6^0…45^0 скважина выполаживается, т.к. длина колонкового набора *L* = 3,5 м в этом диапазоне превышает величину первого детерминанта *DDD-1*= 2,3 м.

Длина колонкового набора *L* = ***4 м*** в диапазоне зенитных углов θ = 0…1^0 обеспечивает выкручивание скважины, т.к. величина первого детерминанта *DDD-1*= 4,5...4,2 м; в диапазоне зенитных углов θ =1…2^0 при этой длине набора скважина стабилизируется, т.к. она равна величине первого детерминанта *DDD-1*= 4 м; в диапазоне зенитных углов θ = 4…45^0 скважина выполаживается, т.к. длина колонкового набора *L* = 4 м в этом диапазоне превышает величину первого детерминанта *DDD -1*= 2,3 м.

Длина колонкового набора L = 4,5 м на всем протяжении зенитных углов θ = 0...45^0 больше величины первого детерминанта *DDD-1*= 4,1-3,7 м при зенитном угле θ =1^0 и *DDD -1*= 2,3-2,4 м при зенитном угле θ = 45^0. Поэтому применение колонкового набора *L* = 4,5 м обеспечивает выполаживание скважины в диапазоне зенитных углов θ = 1...45^0; задачи стабилизации или выкручивания скважины данной длиной не реальны.

Длина колонкового набора *L* = ***5 м*** в диапазоне θ = 24^0…32^0 входит в зону действия второго детерминанта *DDD - 2* = 5,3-5 м и обеспечивает при этих углах полное сохранение зенитного угла скважины; в диапазоне θ = 0…24^0 данный набор больше первого детерминанта *DDD - 1*= 4,4…2,5 м, но меньше второго детерминанта *DDD - 2* = 9…5 м; в диапазоне θ = 32^0…45^0 пятиметровый набор больше второго детерминанта *DDD-2* = 5…4,7 м, поэтому данная длина набора обеспечивает выполаживание скважины при углах θ = 0^0…24^0 и θ = 32^0…45^0.

Длина колонкового набора *L* = ***6 м*** в диапазоне θ = 11^0…14^{0}входит в зону действия второго детерминанта *DDD-2* = 6,3…5,9 м и обеспечивает при этих

углах полное сохранение зенитного угла скважины; в диапазоне θ = 0…11^0 данный набор больше первого детерминанта *DDD-1* = 4,4…2,9 м, но меньше второго детерминанта *DDD - 2* = 9…6,3 м; в диапазоне θ = 14^0…45^0 шестиметровый набор больше второго детерминанта *DDD-2* = 5,9…4,8 м, но меньше третьего детерминанта *DDD - 3* = 7…6,8 м, поэтому данная длина набора обеспечивает выполаживание скважины при углах θ = 0^0…11^0 и θ =14^0…45^0.

Длина колонкового набора *L* = ***7 м*** в диапазоне θ = 4…7^0 входит в зону действия второго детерминанта *DDD - 2* = 7,6…7 м и обеспечивает при этих углах полное сохранение зенитного угла скважины; в диапазоне θ = 40…45^0 данный набор входит в зону третьего детерминанта *DDD - 3* = 7,2 - 7 м и обеспечивает при этих углах полное сохранение зенитного угла скважины; в диапазоне θ = 0…4^0 данный набор больше первого детерминанта *DDD - 1* = 4,4…3,7 м, но меньше второго детерминанта *DDD-2* = 9...7,7 м; в диапазоне θ = 7^0…45^0 семиметровый набор больше второго детерминанта *DDD-2* = 7…4,6 м, но меньше третьего детерминанта *DDD-3* = 10…7 м, поэтому данная длина набора обеспечивает выполаживание скважины при углах θ = 0…4^0 и θ = 7^0…45^0.

Длина колонкового набора *L* = ***8 м***в диапазоне θ = 1…3^0 входит в зону действия второго детерминанта *DDD - 2*= 12…8,2 м и в диапазоне θ = 17…22^0 градусов входит в зону третьего детерминанта *DDD - 3* = 8,6…8,2 м и обеспечивает при этих углах полное сохранение зенитного угла скважины; в диапазоне θ = 3…45^0 данный набор больше первого детерминанта *DDD - 1*= 4…2,2 м, но меньше второго детерминанта *DDD - 2*= 12…8,2 м; в диапазоне θ = 3^0…45^0 восьмиметровый набор больше второго детерминанта *DDD - 2*= 12…8,2 м, но меньше третьего детерминанта *DDD-3*= 22…30 м, поэтому данная длина набора обеспечивает выполаживание скважины при углах θ = 3…17^0 и θ = 22^0…45^0.

Длина колонкового набора *L* = ***9 м*** в диапазоне θ = 12…15^0 входит в зону действия третьего детерминанта *DDD - 3* = 9,4…8,7 м, и обеспечивает при

этих углах полное сохранение зенитного угла скважины; в диапазоне $\theta = 0\ldots12^0$ данный набор больше второго детерминанта *DDD - 2* = 8,2..6,3 м, но меньше третьего детерминанта *DDD - 3* =13..9,4 м; в диапазоне $\theta = 15^0\ldots45^0$ девятиметровый набор больше второго детерминанта *DDD - 2* = 5,9…4,6 м, но меньше третьего детерминанта *DDD - 3* = 8,7…6,9 м, поэтому данная длина набора обеспечивает выполаживание скважины при углах $\theta = 0\ldots12^0$ и $\theta = 12^0\ldots45^0$.

Длина колонкового набора *L* = ***10 м*** в диапазоне $\theta = 5\ldots7$ градусов входит в зону действия третьего детерминанта *DDD - 3* =11,3…10,7м и обеспечивает при этих углах полное сохранение зенитного угла скважины; в диапазоне $\theta = 0\ldots5^0$ данный набор больше второго детерминанта *DDD - 2* = 8,5..6,8 м, но меньше третьего детерминанта *DDD - 3* = 13..11,5 м; в диапазоне $\theta = 7^0\ldots45^0$ десятиметровый набор больше второго детерминанта *DDD - 2* = 7…4,6м, но меньше третьего детерминанта *DDD - 3* = 10,7…6,9 м, поэтому данная длина набора обеспечивает выполаживание скважины при углах $\theta = 0\ldots5^0$ и $\theta = 7^0\ldots45^0$.

Длина колонкового набора *L* = ***11 м*** в диапазоне $\theta = 3\ldots5^0$ входит в зону действия третьего детерминанта *DDD - 3* =12,2…11,3 м и обеспечивает полное сохранение зенитного угла скважины; в диапазоне $\theta = 0\ldots3^0$ данный набор больше второго детерминанта *DDD - 2* = 8…7,3м, но меньше третьего *DDD - 3* = 13...12,2м; в диапазоне $\theta = 5^0\ldots45^0$ одиннадцатиметровый набор больше второго *DDD-2*=7,3…4,6м, но меньше третьего детерминанта *DDD - 3* =11,3…6,9 м, поэтому данная длина набора обеспечивает выполаживание скважины при углах $\theta = 0\ldots3^0$ и $\theta = 5^0\ldots45^0$.

Длина колонкового набора *L* = ***12 м*** в диапазоне $\theta = 1\ldots4^0$ входит в зону действия третьего детерминанта *DDD - 3* =12,7...12,2 м и обеспечивает при этих углах полное сохранение зенитного угла скважины; в диапазоне $\theta = 0\ldots4^0$ данный набор больше второго детерминанта *DDD - 2* = 9...7м, но меньше третьего детерминанта *DDD - 3* =13...11,7 м; в диапазоне $\theta = 4^0\ldots45^0$ двенадцатиметровый набор больше второго детерминанта

DDD-2=7,8…4,58 м, но меньше третьего детерминанта *DDD - 3* =11,7…6,9 м, поэтому данная длина набора обеспечивает выполаживание скважины при углах $\theta = 0…1^0$ и $\theta = 4^0…45^0$.

Длина колонкового набора *L* = ***13м*** на всем протяжении зенитных углов скважины $\theta = 0...45^0$ больше первого детерминанта *DDD - 1* = 3,7 - 4,7 м при зенитном угле $\theta = 1^0$, первый детерминант *DDD - 1* = 2,3 - 2,4 м при зенитном угле $\theta = 45^0$. Поэтому применение колонкового набора *L* = 13 м обеспечивает выполаживание скважины в диапазоне зенитных углов $\theta = 1...45^0$.

Длина колонкового набора *L = 7 м* (рисунок Б9) при $\theta = 4…7^0$ входит в зону действия второго детерминанта *DDD -2* = 7,6…7 м и обеспечивает полное сохранение зенитного угла скважины; при $\theta = 40…45^0$ данный набор входит в зону третьего детерминанта *DDD -3* =7,2-7м и обеспечивает полное сохранение зенитного угла скважины; в диапазоне $\theta = 0…4^0$ данный набор больше первого детерминанта *DDD -1* = 4,4…3,7 м, но меньше второго

ПРИЛОЖЕНИЕ Б - ЗОНЫ И НАПРАВЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ ∅75.8мм КОЛОНКОВЫМ НАБОРОМ *NQ* - ОСЕВАЯ НАГРУЗКА 11.5…16 кН

Длина колонкового набора *L* = ***2м*** (рисунок Б1) на всем протяжении зенитных углов θ= 0...45^0 меньше величины первого детерминанта *DDD - 1*. По таблице 13 величина первого детерминанта *DDD - 1* длина колонкового набора *NQ* при осевой нагрузке 11.5-16 кН колеблется в пределах *L*=3,7-4,7м при θ = 1^0 и *L*= 2,3-2,4м при θ = 45^0. Поэтому применение колонкового набора *L* = 2м обеспечивает выкручивание скважины в диапазоне зенитных углов θ =1- 45^0, поэтому задачи стабилизации или выполаживания скважины данной длиной *L = 2 м* не реальны.

Длина колонкового набора *L* = ***2.5 м*** (рисунок Б2) в диапазоне зенитных углов θ = 0…23^0 обеспечивает выкручивание скважины, т.к. первый детерминант *DDD - 1* = 2,7...2,6 м в диапазоне зенитных углов θ = 23^0…27^0 и скважина стабилизируется ; а в диапазоне зенитных углов θ = 27^0…45^0 скважина выполаживается, т.к. длина колонкового набора *L* = 2,5 м в этом диапазоне превышает величину первого детерминанта *DDD - 1* = 2,3 м.

Длина колонкового набора *L* = ***3 м*** (рисунок Б3) в диапазоне зенитных углов θ = 0…10^0 обеспечивает выкручивание скважины, т.к. величина первого детерминанта *DDD - 1* = 3,3...3,0 м; в диапазоне зенитных углов θ = 10…13^0 при этой длине набора скважина стабилизируется, т.к. она равна первому детерминанту *DDD - 1* = 2,9 м; в диапазоне зенитных углов θ = 13…45^0 скважина выполаживается, т.к. длина колонкового набора *L* = 3м в этом диапазоне превышает величину первого детерминанта *DDD -1*=2,25 м.

Длина колонкового набора *L* = ***3,5 м*** (рисунок Б4) при зенитных углах θ = 0…4^{0}обеспечивает выкручивание скважины, т.к. первый детерминант *DDD - 1* = 3,8 м; при θ = 4…6^0 скважина стабилизируется, т.к. величина первого детерминанта *DDD - 1* = 3,5 м; в диапазоне θ = 6…45^0 скважина выполаживается, т.к. длина колонкового набора *L* =3,5 м в этом диапазоне превышает величину первого детерминанта *DDD -1*= 2,3 м.

Длина колонкового набора *L* = ***4 м*** (рисунок Б5) в диапазоне зенитных

углов $\theta = 0\ldots1^0$ обеспечивает выкручивание скважины, т.к. величина первого детерминанта *DDD -1* = 4,5...4,2 м; в диапазоне зенитных углов $\theta = 1\ldots2^0$ при этой длине набора скважина стабилизируется, т.к. она равна первому детерминанту *DDD -1* = 4 м; в диапазоне зенитных углов $\theta = 4\ldots45^0$ скважина выполаживается, т.к. длина колонкового набора *L* = 4 м в этом диапазоне превышает величину первого детерминанта *DDD -1* =2,3 м.

Длина колонкового набора L = 4,5 м (рисунок Б6) на всем протяжении зенитных углов скважины $\theta = 0...45^0$ превышает величину первого детерминанта *DDD -1* = 4,1-3,7 м при зенитном угле $\theta = 1^0$ и 2,30-2,4 м при зенитном угле $\theta = 45^0$. Поэтому применение колонкового набора *L* = 4,5 м обеспечивает выполаживание скважины в диапазоне зенитных углов $\theta = 1... 45^0$; задачи стабилизации или выкручивания скважины данной длиной не реальны.

Длина колонкового набора L = 5 м (рисунок Б7) в диапазоне $\theta = 24\ldots32^0$ входит в зону действия второго детерминанта *DDD -2* =5,3-5м и обеспечивает при этих углах полное сохранение зенитного угла скважины; в диапазоне $\theta = 0\ldots24^0$ данный набор больше первого детерминанта *DDD -1* = 4,4…2,5 м, но меньше величины второго детерминанта *DDD* - 2 = 9…5 м; в диапазоне $\theta = 32^0\ldots45^0$ пятиметровый набор больше второго детерминанта *DDD* - 2 = 5…4,7 м, поэтому данная длина набора обеспечивает выполаживание скважины при углах $\theta = 0^0\ldots24^0$ и $\theta = 32^0\ldots45^0$.

Длина колонкового набора L = 6 м (рисунок Б8) в диапазоне $\theta = 11\ldots14^0$ входит в зону действия второго детерминанта *DDD -2*=6,3…5,9м и обеспечивает при этих углах полное сохранение зенитного угла скважины; в диапазоне $\theta = 0\ldots11^0$ данный набор больше первого детерминанта *DDD -1* =4,4…2,9 м, но меньше второго детерминанта *DDD -2* = 9…6,3 м; в диапазоне $\theta = 14^0\ldots45^0$ шестиметровый набор больше *DDD -2* =5,9…4,8 м, но меньше третьего *DDD -3* =7…6,8 м, поэтому данный набор обеспечивает выполаживание скважины при углах $\theta = 0^0\ldots11^0$ и $\theta = 14^0\ldots45^0$.

Длина колонкового набора L = 7 м (рисунок Б9) при $\theta = 4\ldots7^0$ входит в зону

действия второго детерминанта *DDD -2* = 7,6…7 м и обеспечивает полное сохранение зенитного угла скважины; при $\theta = 40…45^0$ данный набор входит в зону третьего детерминанта *DDD -3* =7,2-7м и обеспечивает полное сохранение зенитного угла скважины; в диапазоне $\theta = 0…4^0$ данный набор больше первого детерминанта *DDD -1* = 4,4…3,7 м, но меньше второго детерминанта *DDD - 2* = 9...7,7 м; в диапазоне $\theta = 7^0…45^0$ семиметровый набор больше второго детерминанта *DDD -2* = 7…4,6 м, но меньше третьего детерминанта *DDD-3* =10…7 м, поэтому данная длина набора обеспечивает выполаживание скважины при углах $\theta = 0…4^0$ и $\theta = 7^0…45^0$.

Длина колонкового набора *L* = ***8 м*** (рисунок Б10) в диапазоне $\theta = 1…3^0$ входит в зону действия второго детерминанта *DDD -2* =12…8,2 м и в диапазоне $\theta = 17…22^0$ входит в зону третьего детерминанта *DDD -3* = 8,6…8,2 м и обеспечивает при этих углах полное сохранение зенитного угла скважины; в диапазоне $\theta = 3…45^0$ данный набор больше первого детерминанта *DDD -1* = 4…2,2 м, но меньше второго детерминанта *DDD -2* =12…8,2м; в диапазоне $\theta = 3^0…45^0$ восьмиметровый набор больше второго детерминанта *DDD -2* = 12…8,2 м, но меньше третьего детерминанта *DDD -3* = 22…30 м, поэтому данная длина набора обеспечивает выполаживание скважины при углах $\theta = 3…17^0$ и $\theta = 22^0…45^0$.

Рисунок Б1 - Зоны и направление зенитного искривления скважины ∅75,8 мм колонковым набором NQ длиной 2 м

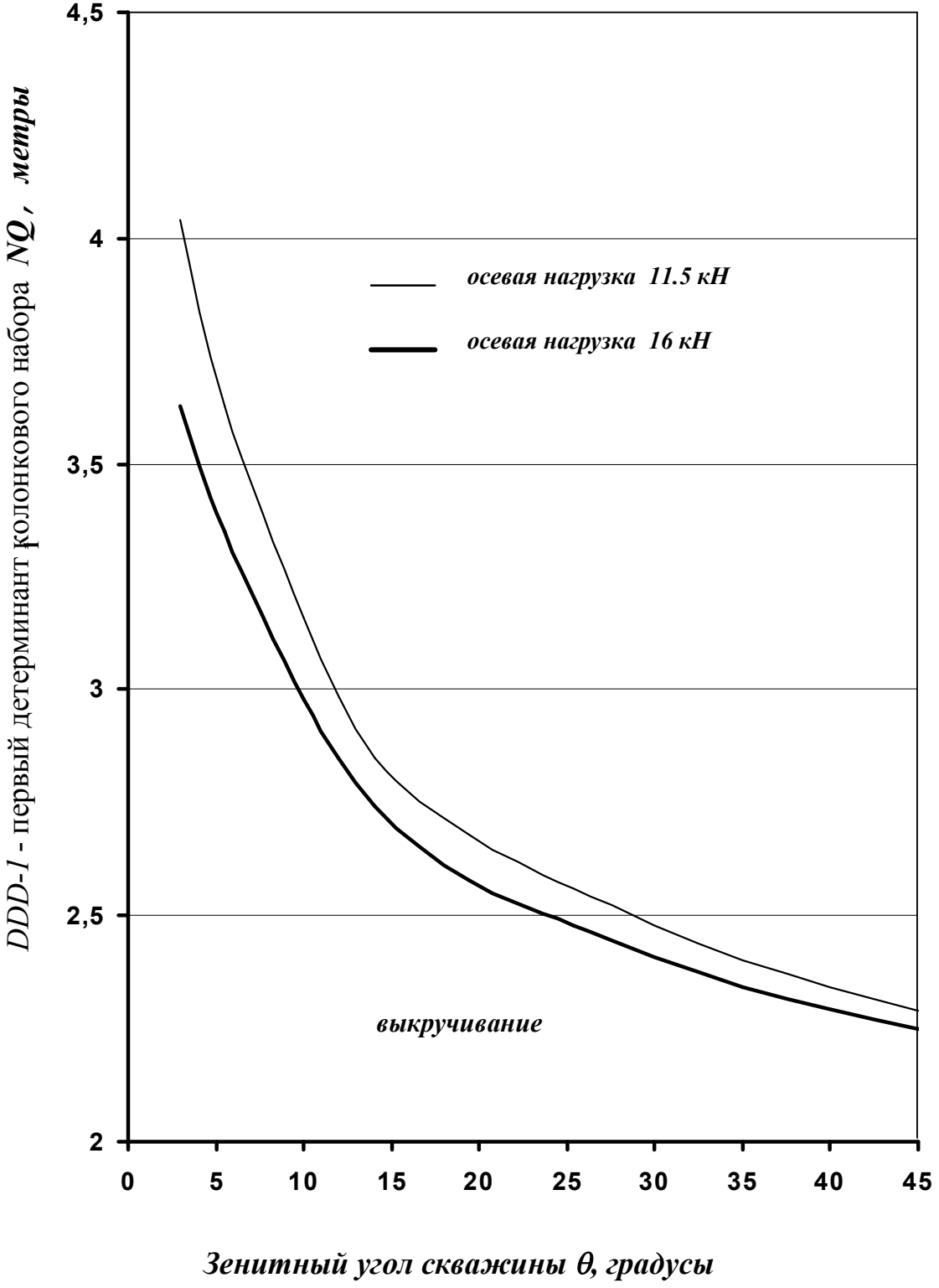


Рисунок Б2 - Зоны и направление зенитного искривления скважины ∅75,8 мм колонковым набором NQ длиной 2,5 м

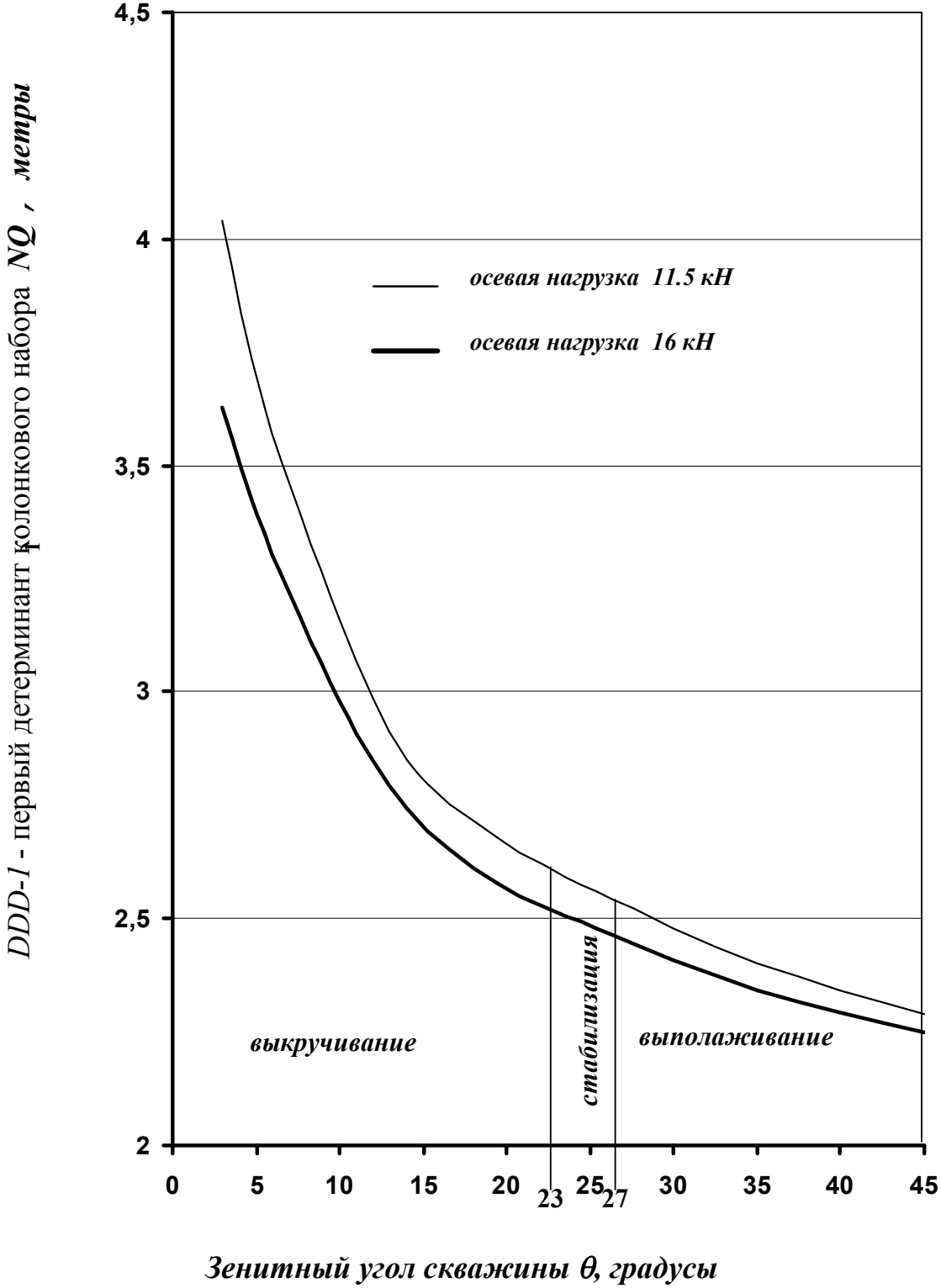


Рисунок Б3 - Зоны и направление зенитного искривления скважины ∅75,8 мм колонковым набором NQ длиной 3 м

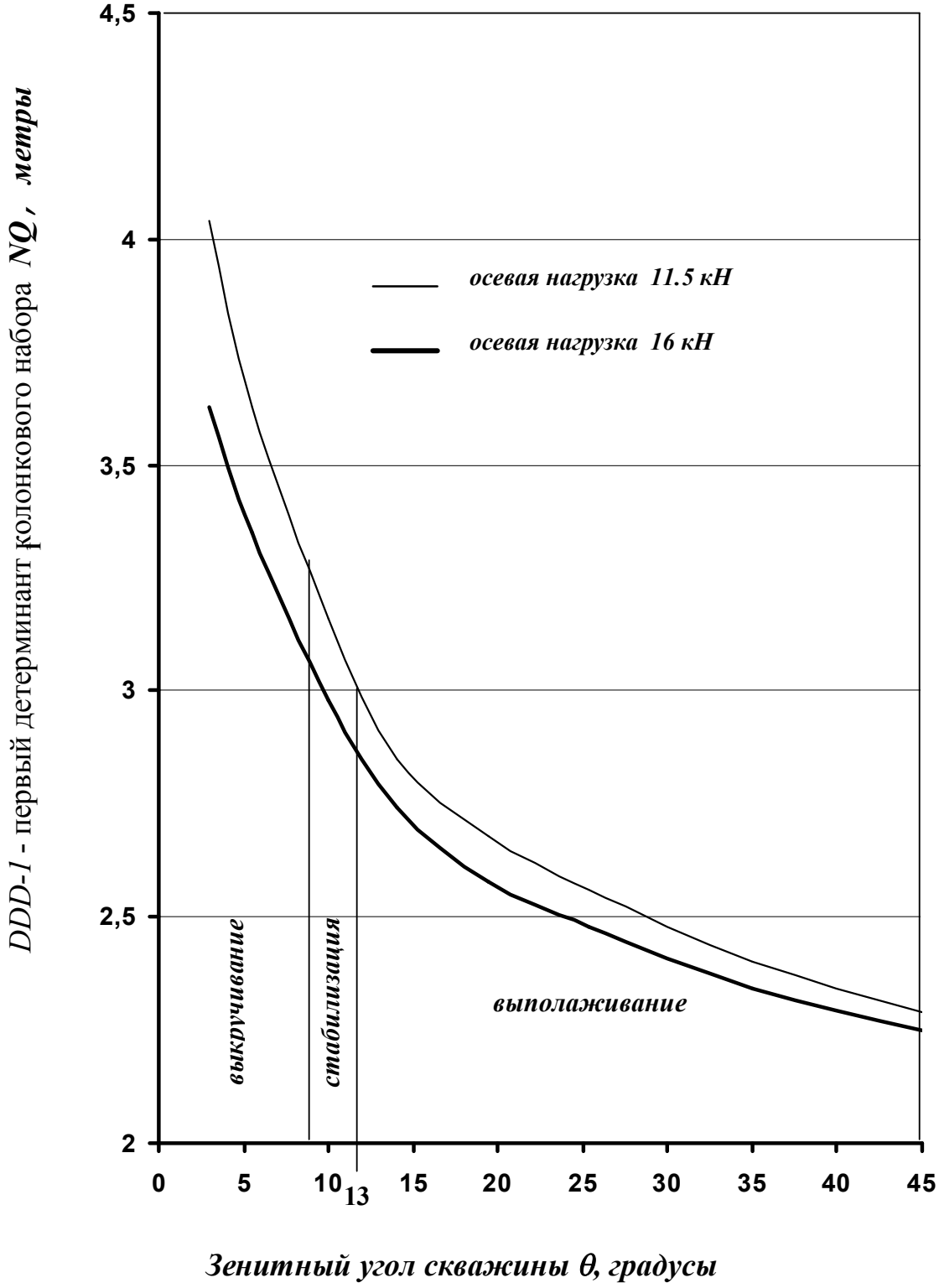


Рисунок Б4 - Зоны и направление зенитного искривления скважины ∅75,8 мм колонковым набором NQ длиной 3,5 м

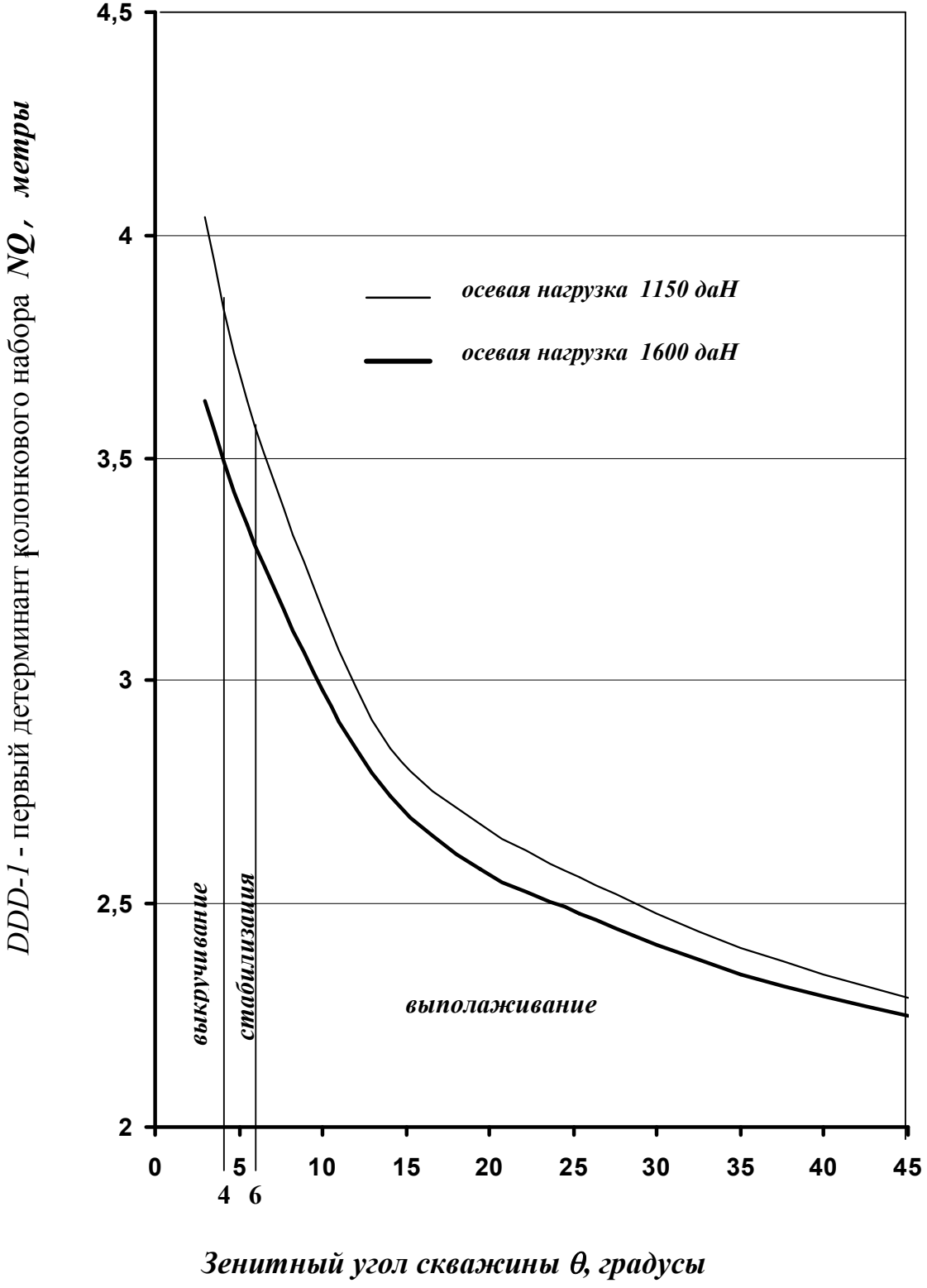


Рисунок Б5 - Зоны и направление зенитного искривления скважины ∅75,8 мм колонковым набором NQ длиной 4 м

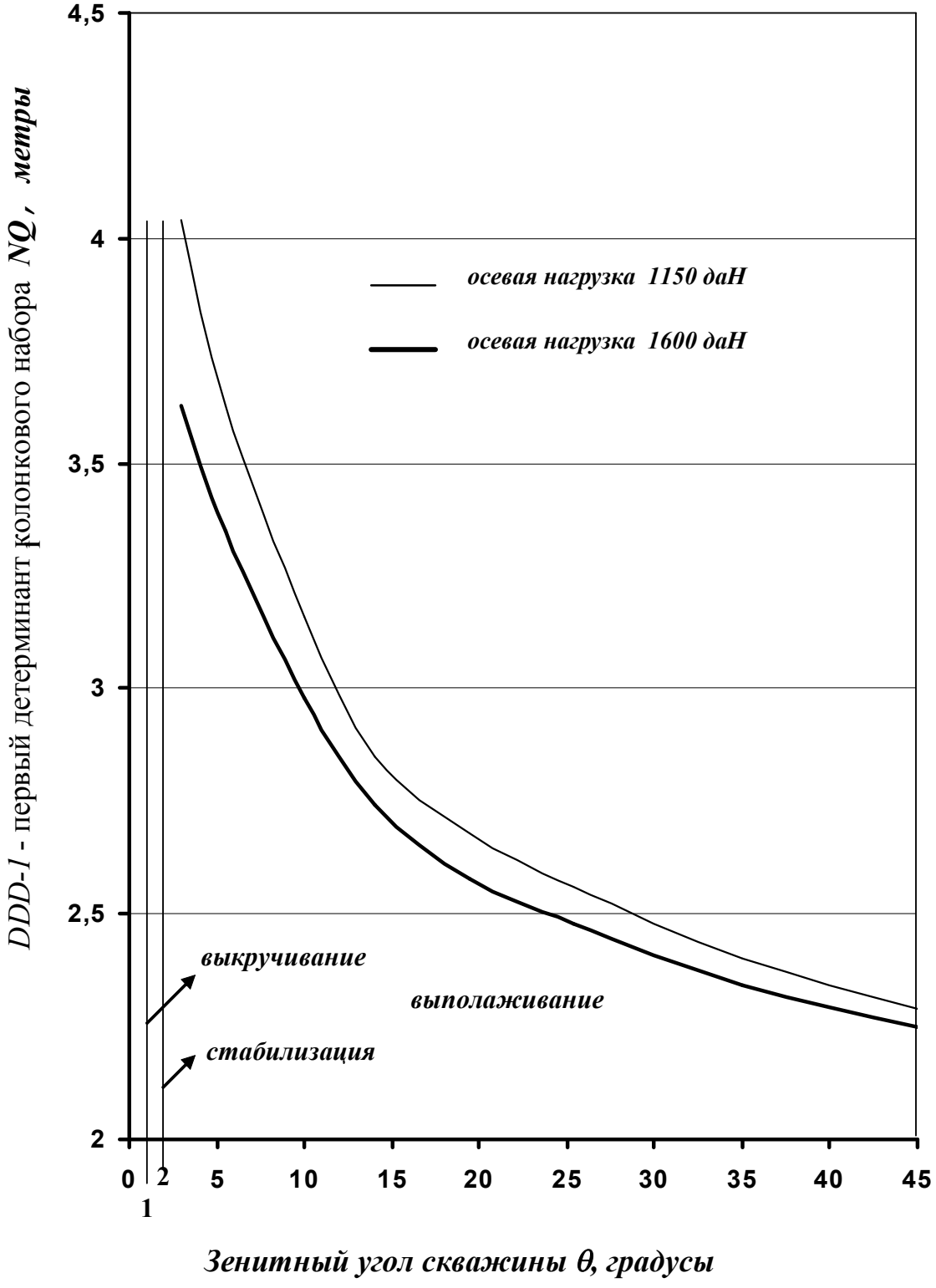


Рисунок Б6 - Зоны и направление зенитного искривления скважины ∅75,8 мм колонковым набором NQ длиной 4,5 м

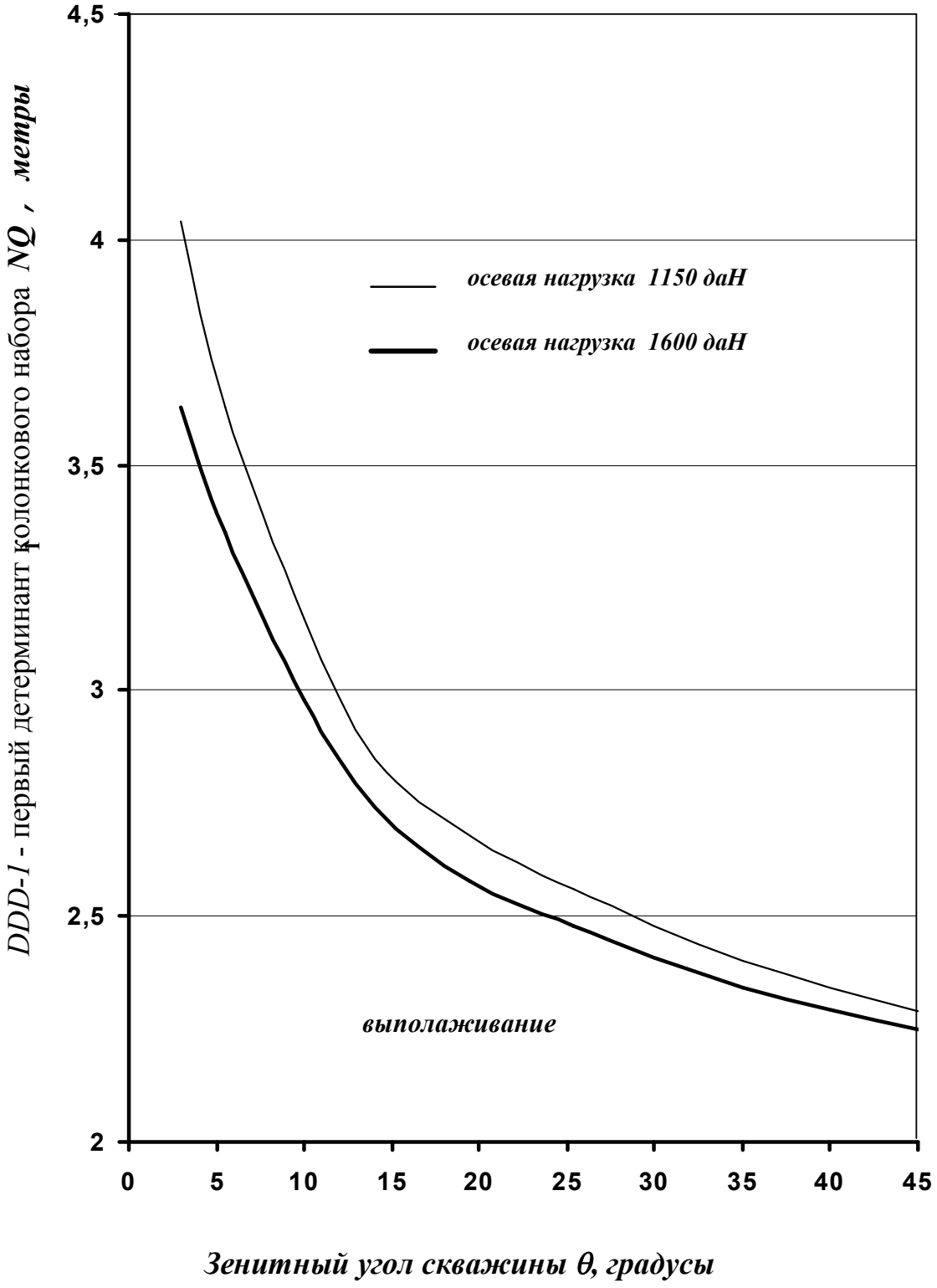


Рисунок Б7 - Зоны и направление зенитного искривления скважины ∅75,8 мм колонковым набором NQ длиной 5 м

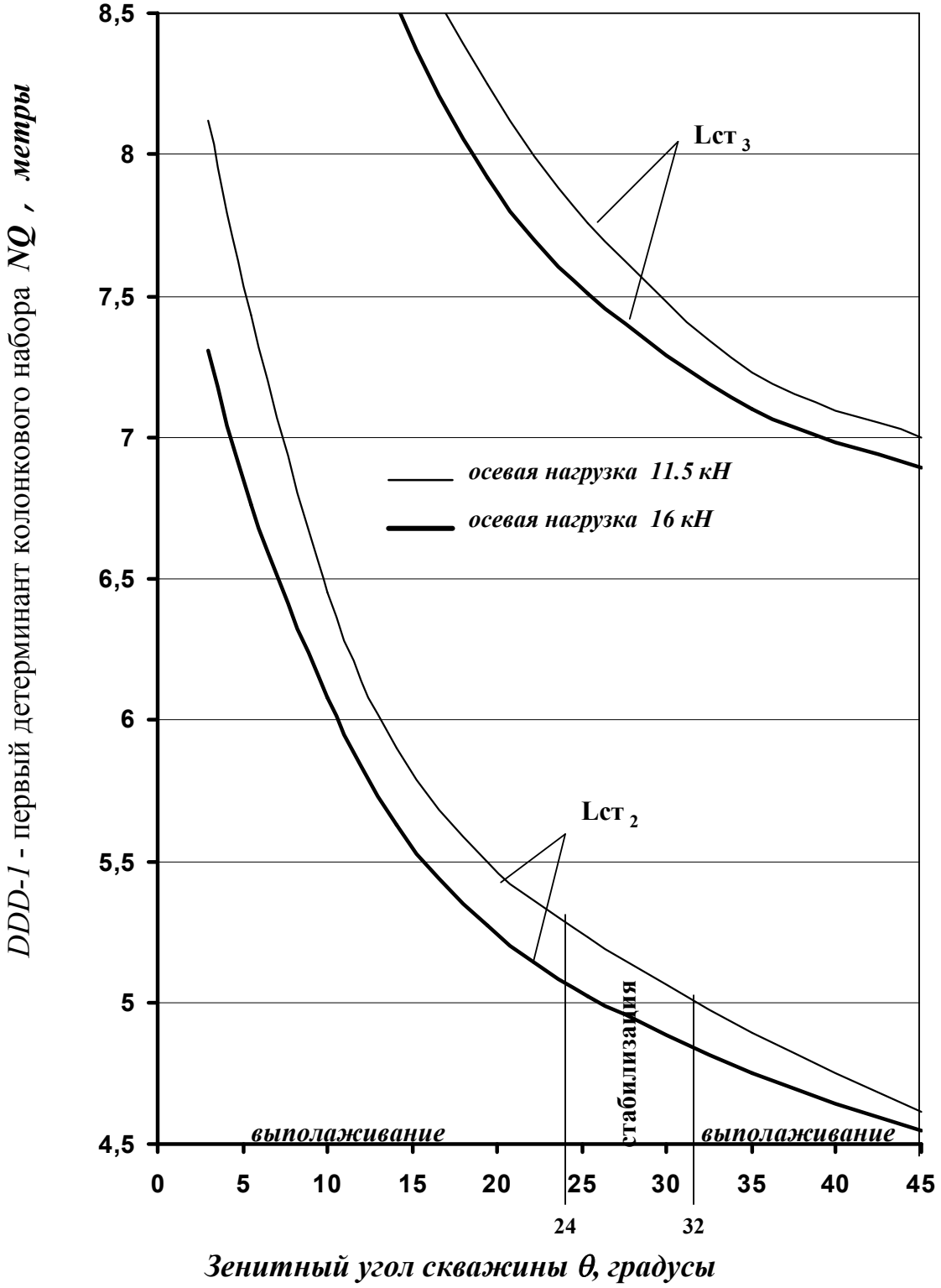


Рисунок Б8 - Зоны и направление зенитного искривления скважины ∅75,8 мм колонковым набором NQ длиной 6 м

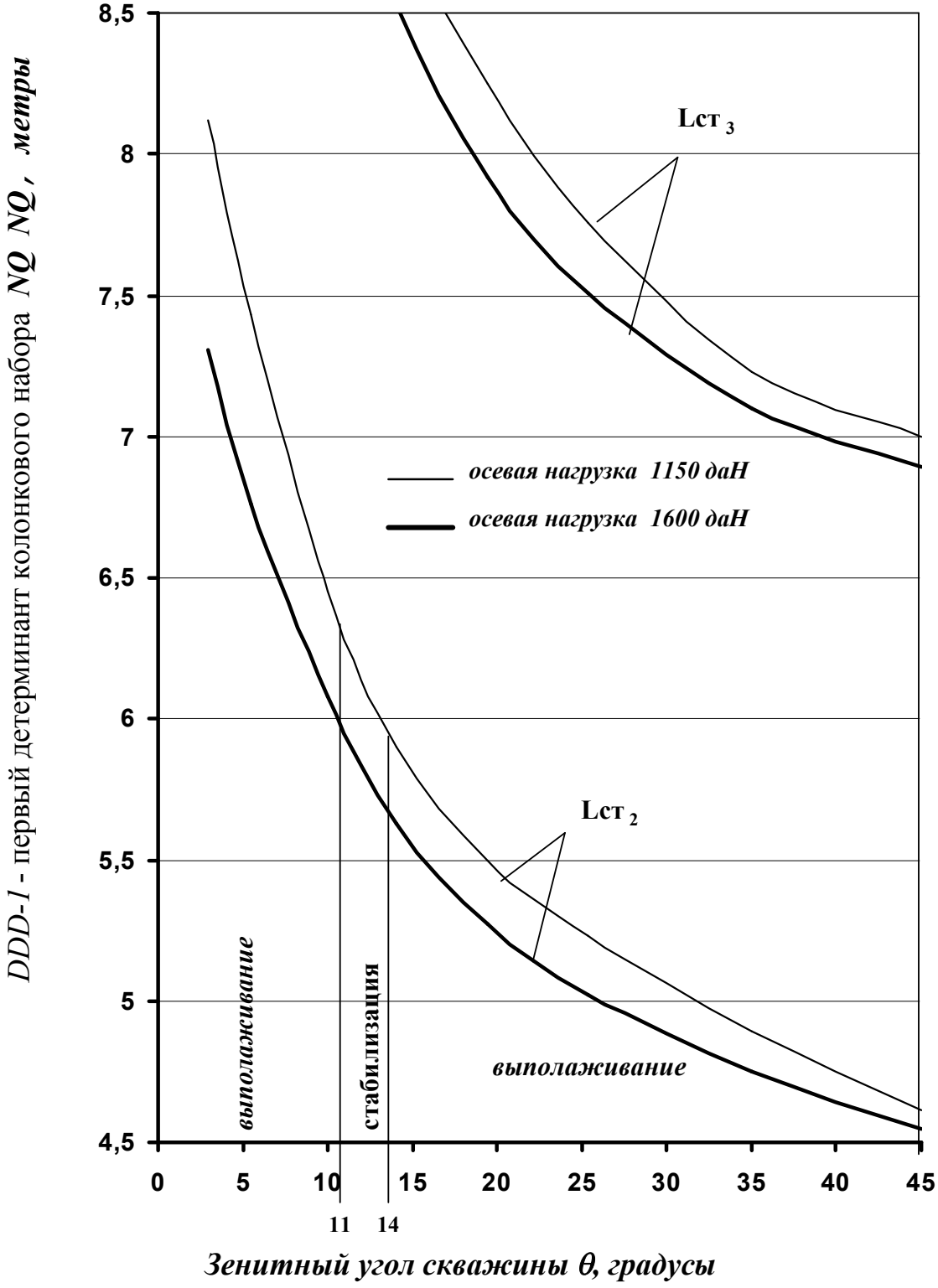


Рисунок Б9 - Зоны и направление зенитного искривления скважины ∅75,8 мм колонковым набором NQ длиной 7 м

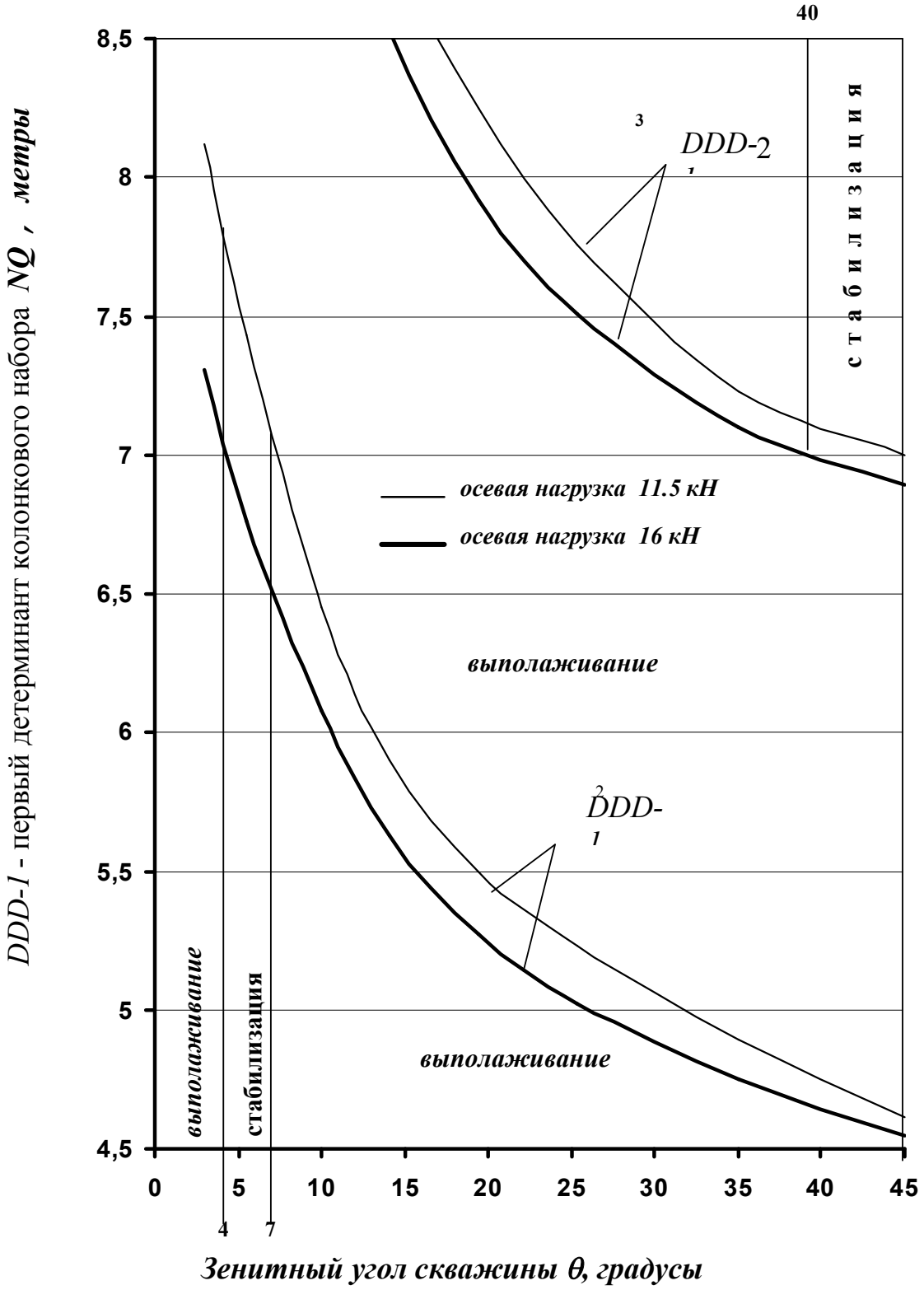
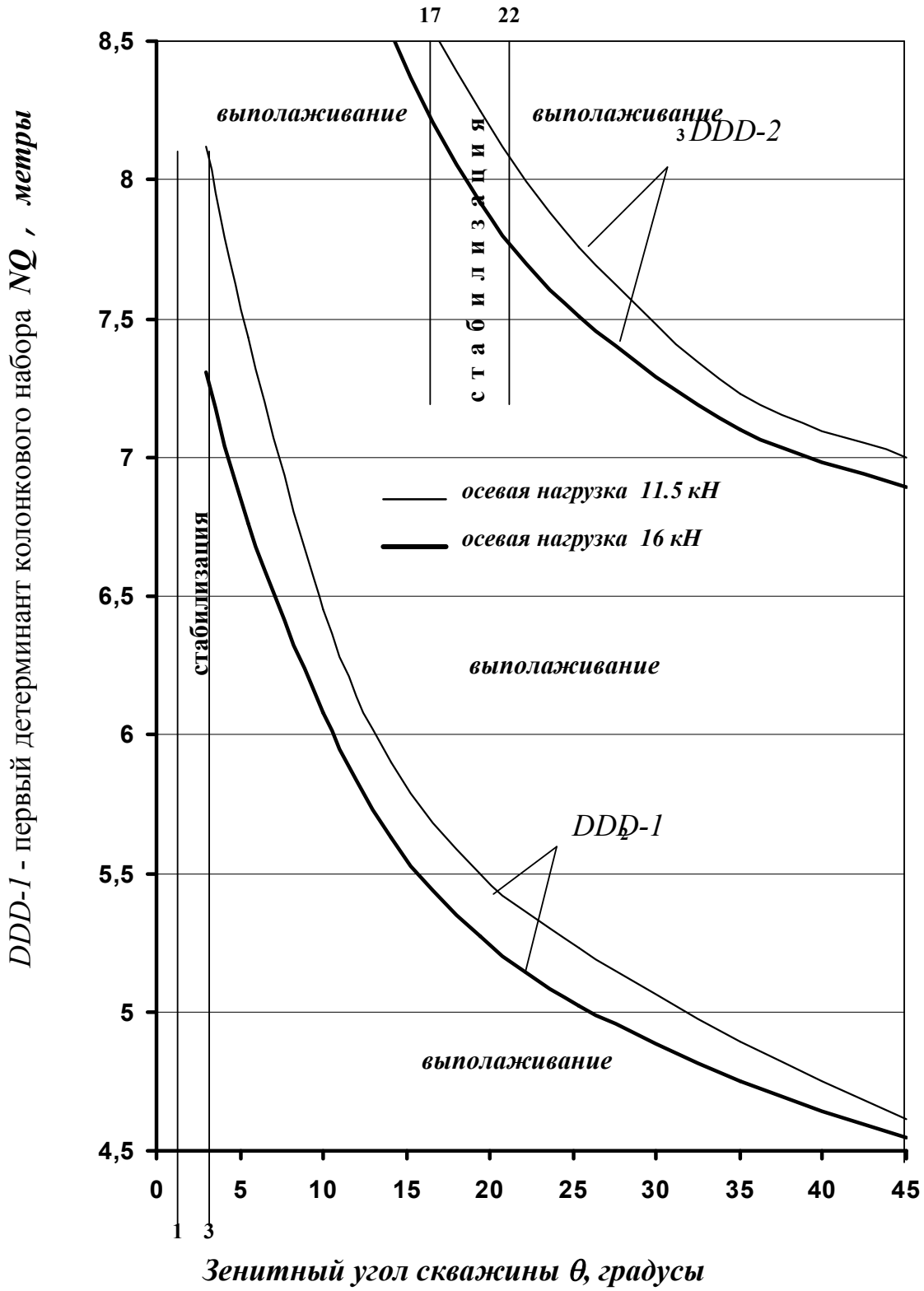


Рисунок Б10 - Зоны и направление зенитного искривления скважины ∅75,8 мм колонковым набором NQ длиной 8 м



Длина колонкового набора *L* = ***9 м*** (рисунок Б11) в диапазоне θ = 12…15^0 входит в зону действия третьего детерминанта *DDD -3* = 9,4…8,7м и обеспечивает при этих углах полное сохранение зенитного угла скважины; в диапазоне θ = 0…12^0 данный набор больше второго детерминанта *DDD -2* = 8,2..6,3 м, но меньше третьего детерминанта *DDD -3* = 13..9,4 м; в диапазоне θ = 15^0…45^0 девятиметровый набор больше второго детерминанта *DDD -2* = 5,9…4,6 м, но меньше третьего детерминанта *DDD -3* = 8,7…6,9 м, поэтому данная длина набора обеспечивает выполаживание скважины при углах θ = 0…12^0 и θ = 12^0…45^0.

Длина колонкового набора *L* = ***10 м*** (рисунок Б12) в диапазоне θ = 5…7^0 входит в зону действия третьего детерминанта *DDD -3* = 11,3…10,7м и обеспечивает при этих углах полное сохранение зенитного угла скважины; в диапазоне θ = 0…5^0 данный набор больше второго детерминанта *DDD -2* =8,5..6,8м, но меньше третьего детерминанта *DDD -3* = 13..11,5 м; в диапазоне θ = 7^0…45^0 десятиметровый набор больше

второго детерминанта *DDD -2* =8,5..6,8м, но меньше третьего детерминанта *DDD -3* = 13..11,5 м; в диапазоне θ = 7^0…45^0 десятиметровый набор больше

второго детерминанта *DDD -2* = 7…4,6м, но меньше третьего детерминанта *DDD -3* = 10,7 м, поэтому данная длина набора обеспечивает выполаживание скважины при углах θ = 0…5^0 и θ = 7^0…45^0.

Длина колонкового набора *L* = ***11 м*** (рисунок Б13) в диапазоне θ = 3…5^0 входит в зону действия третьего детерминанта *DDD -3* = 12,2…11,3 м и обеспечивает при этих углах полное сохранение зенитного угла скважины; в диапазоне θ = 0…3^0 данный набор больше второго детерминанта *DDD -2* = 8…7,3м, но меньше третьего детерминанта *DDD -3* = 13...12,2м; в диапазоне θ = 5^0…45^0 одиннадцатиметровый набор больше второго детерминанта *DDD -2* = 7,3…4,58м, но меньше третьего детерминанта *DDD -3* = 11,3…6,9 м, поэтому данная длина набора обеспечивает выполаживание скважины при углах θ = 0…3^0 и θ = 5^0…45^0.

Рисунок Б11 - Зоны и направление зенитного искривления скважины ∅75,8 мм колонковым набором NQ длиной 9 м

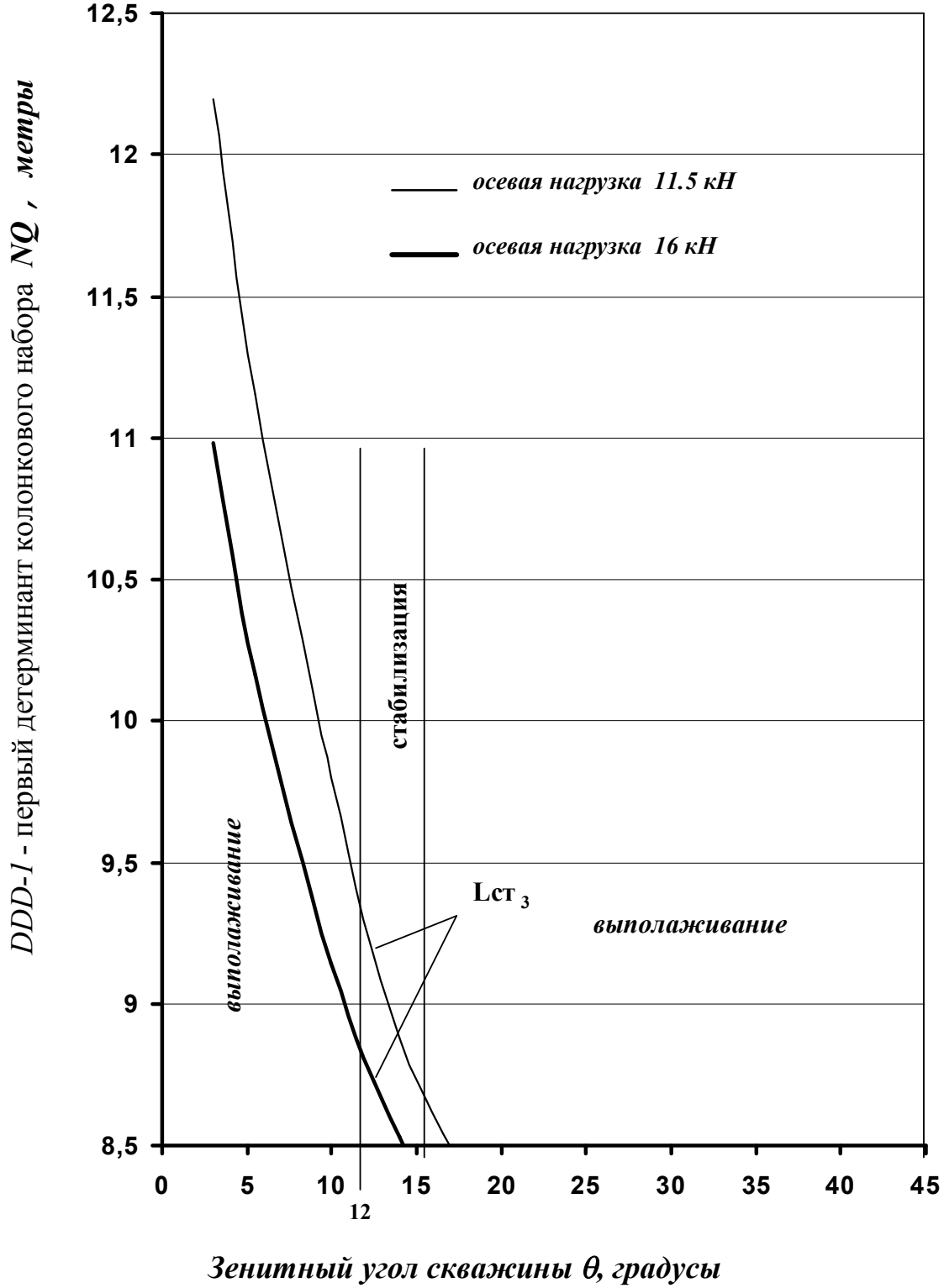


Рисунок Б12 - Зоны и направление зенитного искривления скважины ∅75,8 мм колонковым набором NQ длиной 10 м

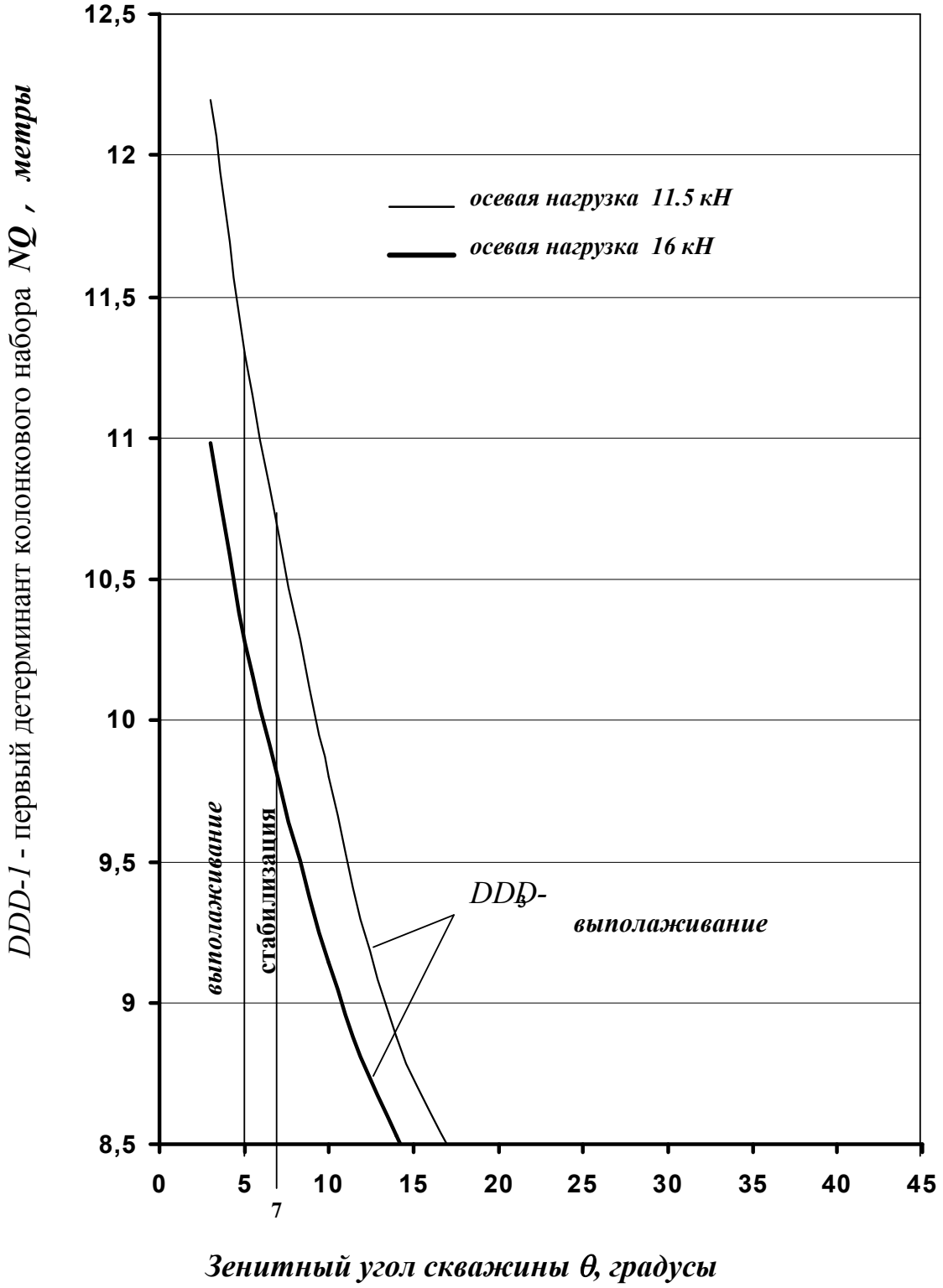


Рисунок Б13 - Зоны и направление зенитного искривления скважины ∅75,8 мм колонковым набором NQ длиной 11 м

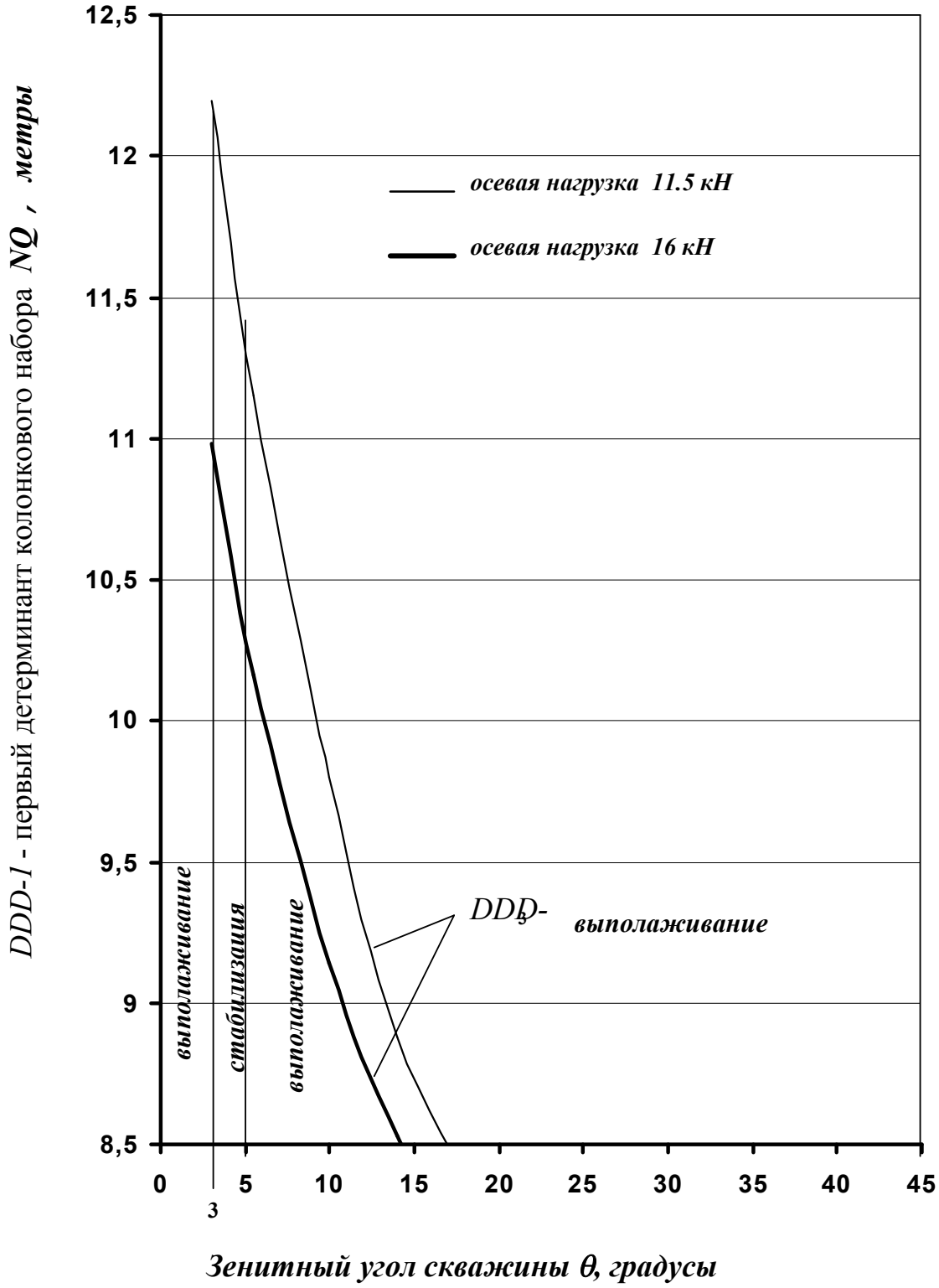
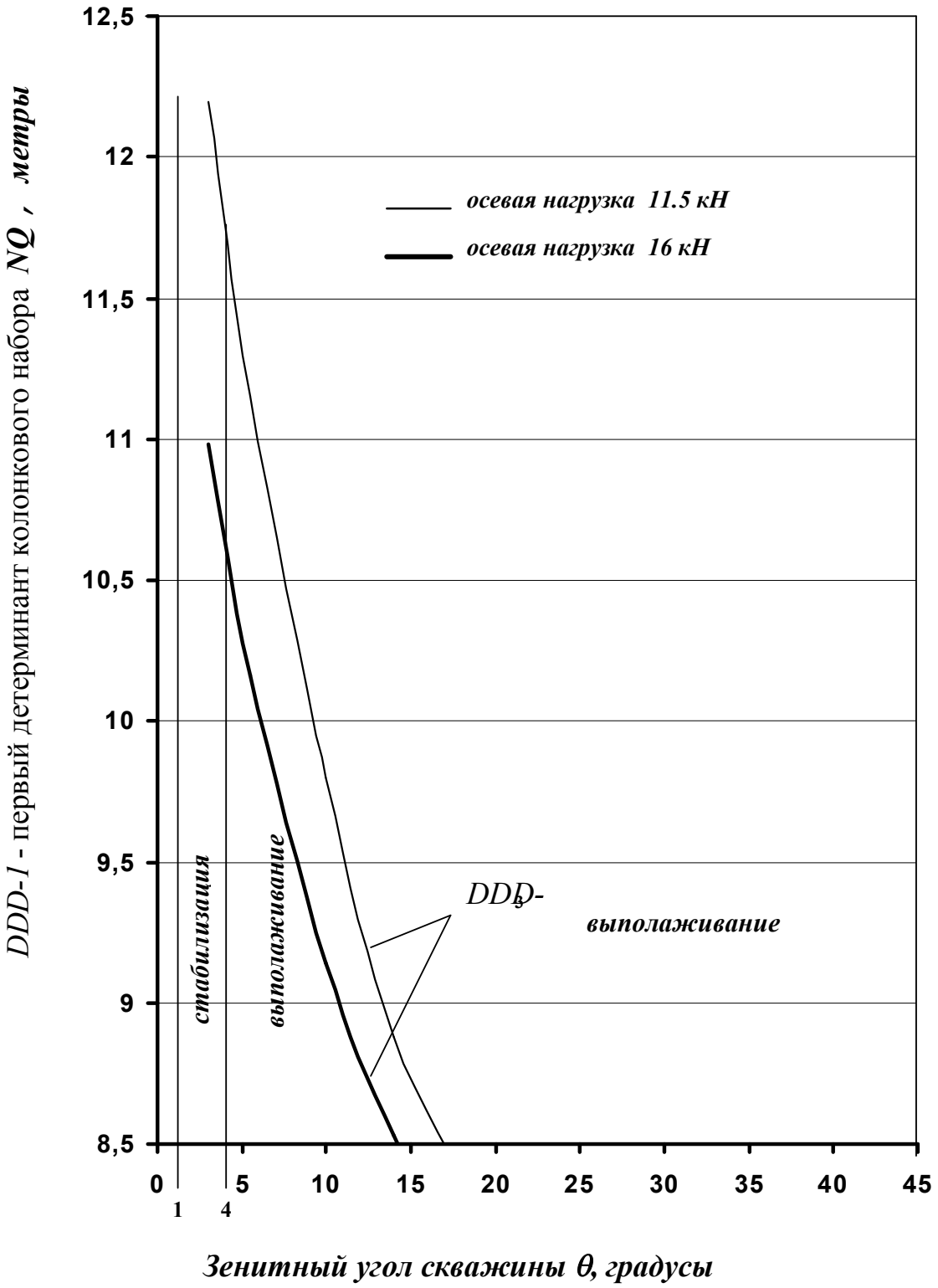
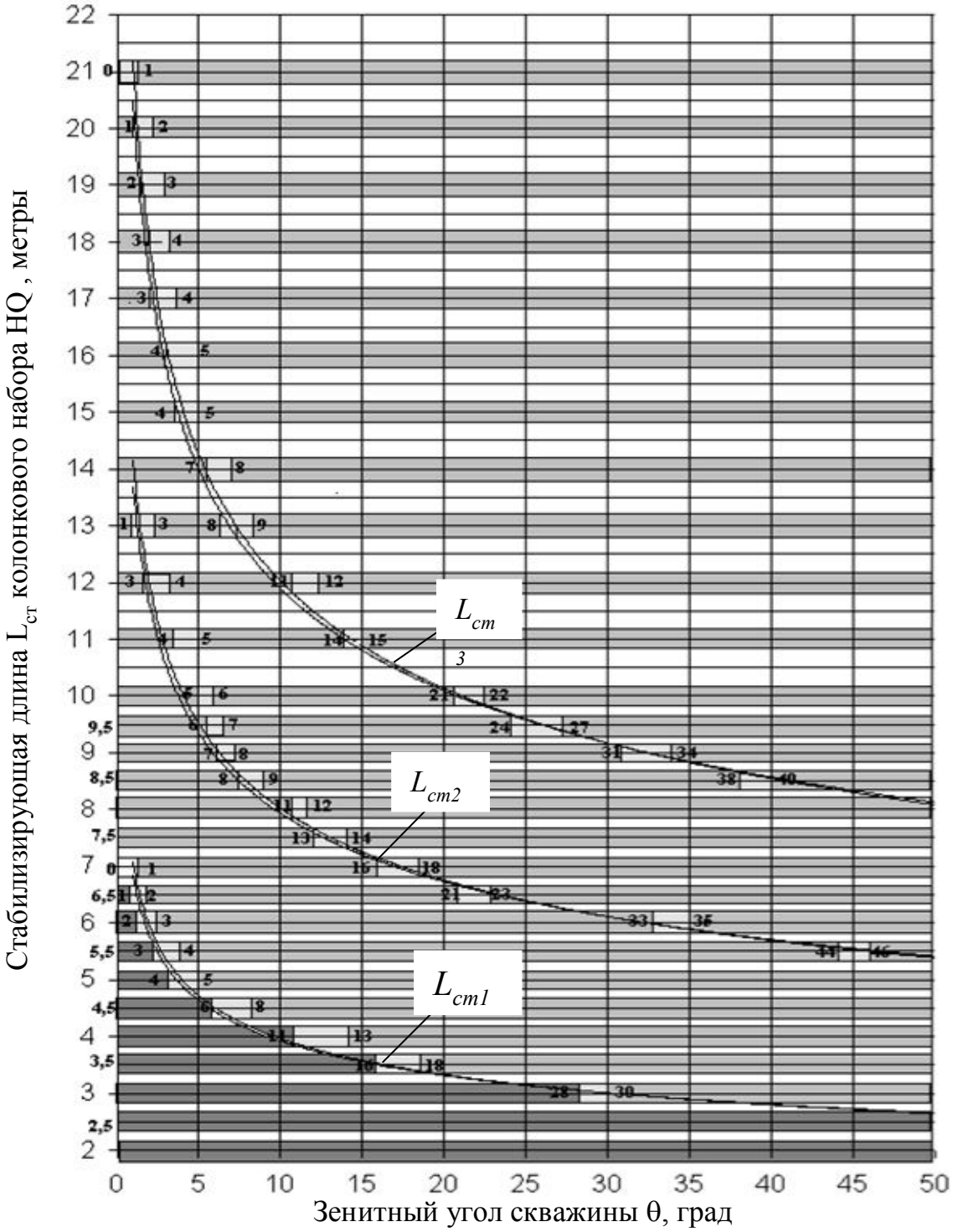


Рисунок Б14 - Зоны и направление зенитного искривления скважины ∅75,8 мм колонковым набором NQ длиной 12 м



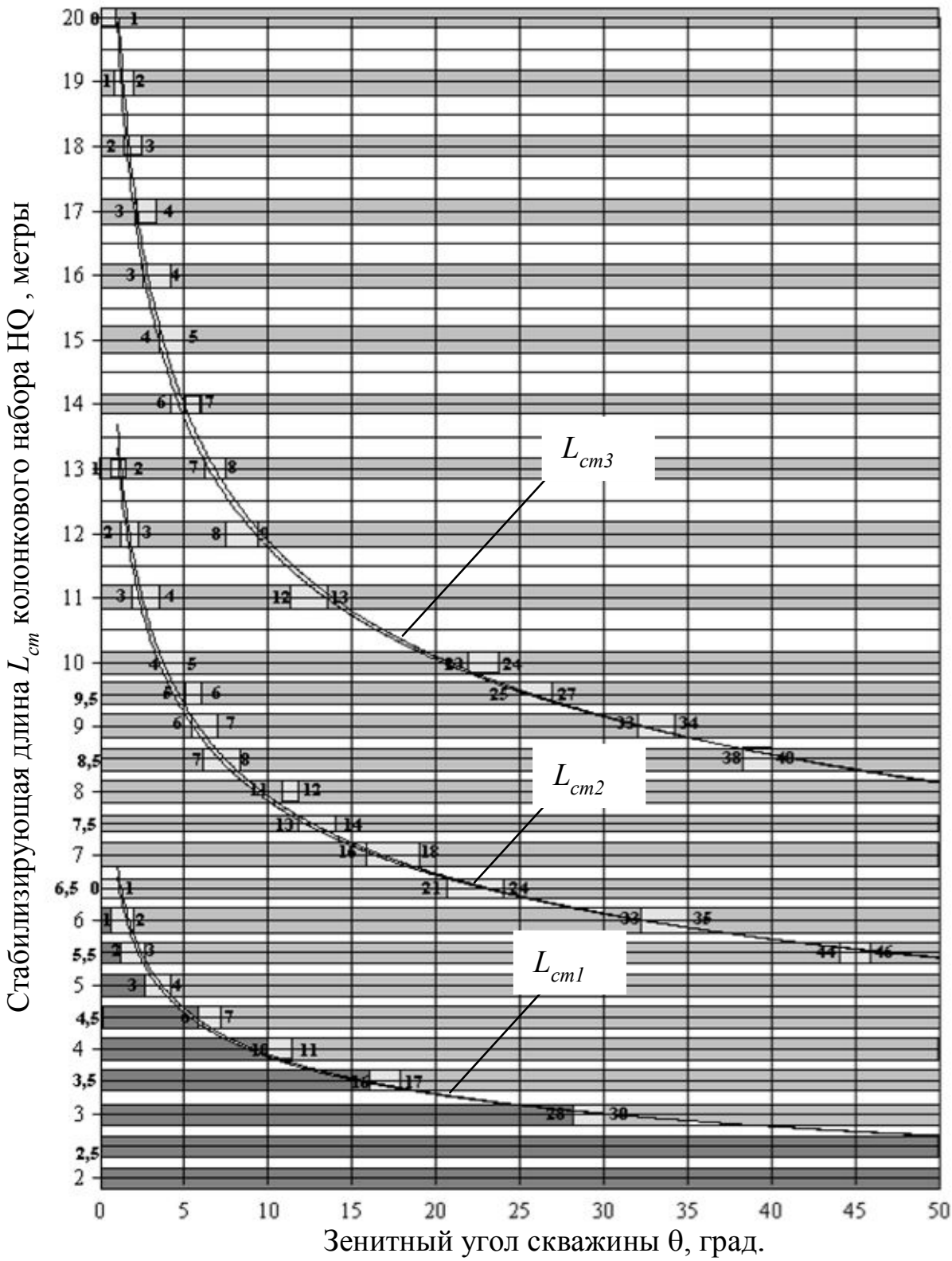
Длина колонкового набора L = ***12 м*** (рисунок Б14) в диапазоне θ = 1…4^0 входит в зону действия третьего детерминанта *DDD -3* = 12,7...12,2 м и обеспечивает при этих углах полное сохранение зенитного угла скважины; в диапазоне θ = 0…4^0 данный набор больше второго детерминанта *DDD -2* = 9...7м, но меньше третьего детерминанта *DDD -3* =13...11,7 м; в диапазоне θ = 4^0…45^0 двенадцатиметровый набор больше второго детерминанта *DDD -3* = 7,8…4,58м, но меньше третьего детерминанта *DDD -3* = 12,7 м, поэтому данная длина набора обеспечивает выполаживание скважины при углах θ = 0…1^0 и θ = 4^0…45^0.

ПРИЛОЖЕНИЕ В - Номограммы детерминантов *DDD* для *HQ*



– выкручивание; – стабилизация; – выполаживание

Рисунок В1 – Зоны и направление зенитного искривления скважины ∅96 мм колонковым набором *HQ* (осевая нагрузка 3-6 кН)



– выкручивание; – стабилизация; – выполаживание

Рисунок В2 - Зоны и направление зенитного искривления скважины ∅96мм колонковым набором *HQ* (осевая нагрузка 4,5-7,5 кН)

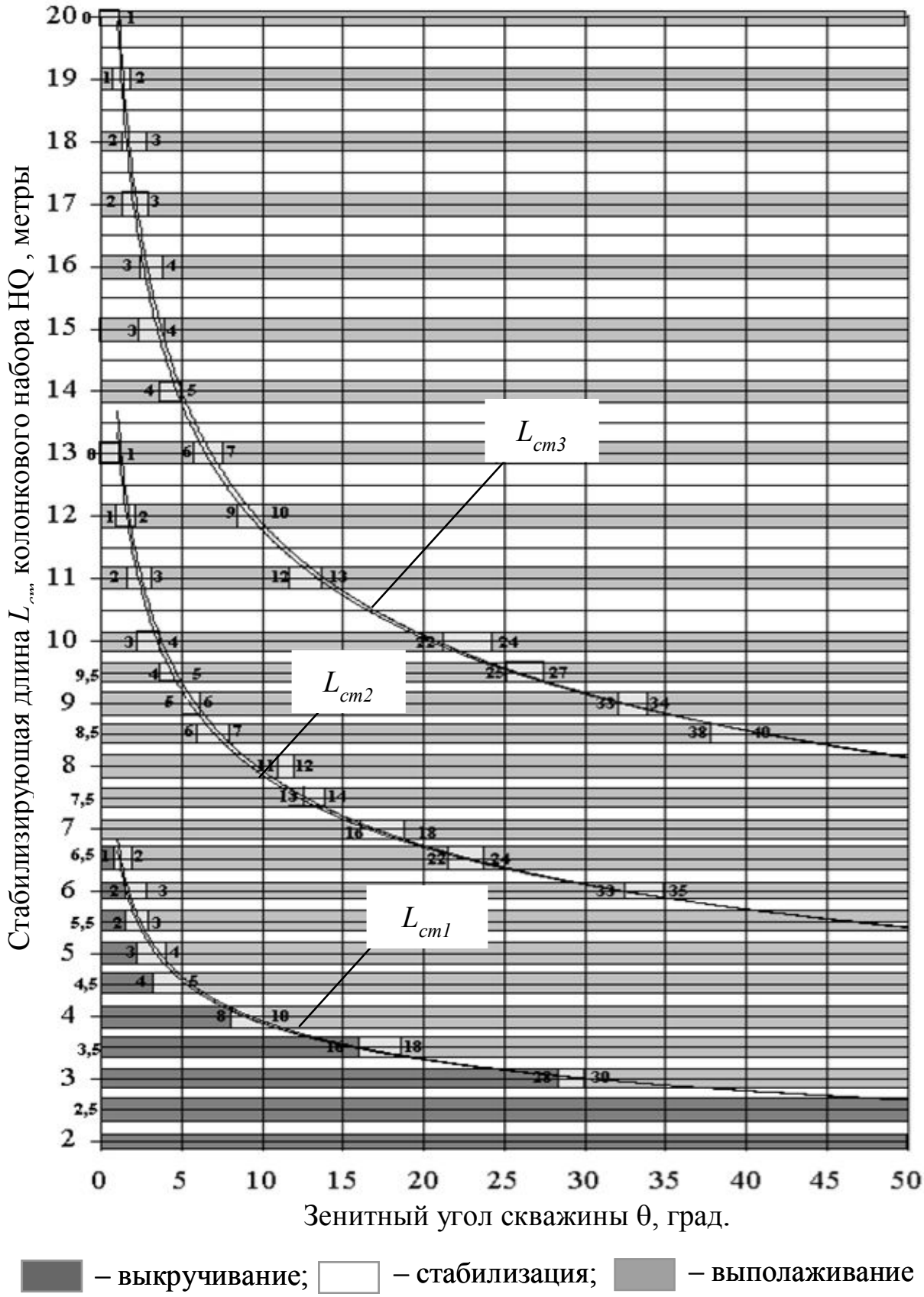


Рисунок В3 - Зоны и направление зенитного искривления скважины ∅ 96мм колонковым набором *HQ* (осевая нагрузка 6-9 кН)

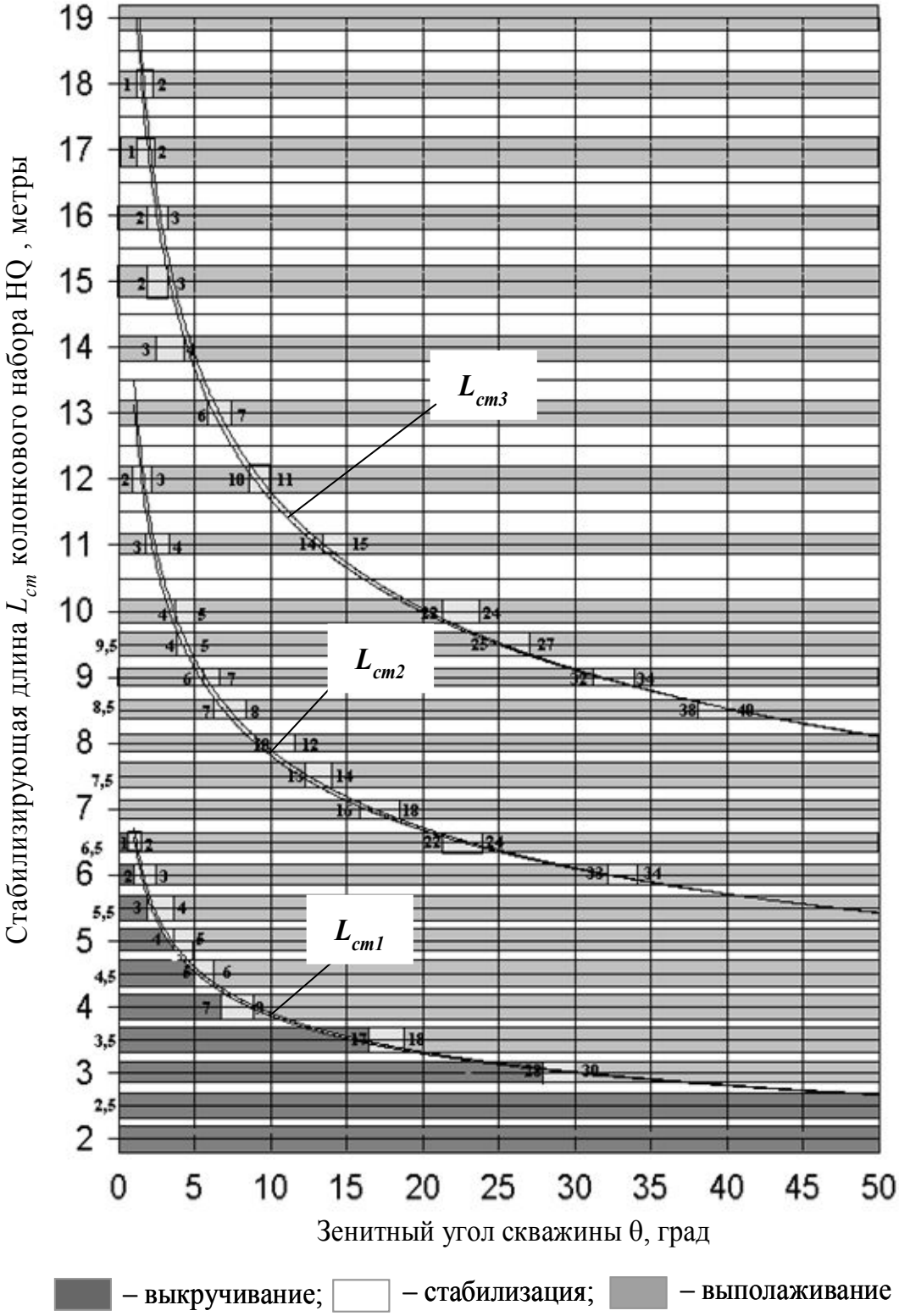


Рисунок В4 - Зоны и направление зенитного искривления скважины ∅ 96мм колонковым набором *HQ* (осевая нагрузка 9-10,5 кН)

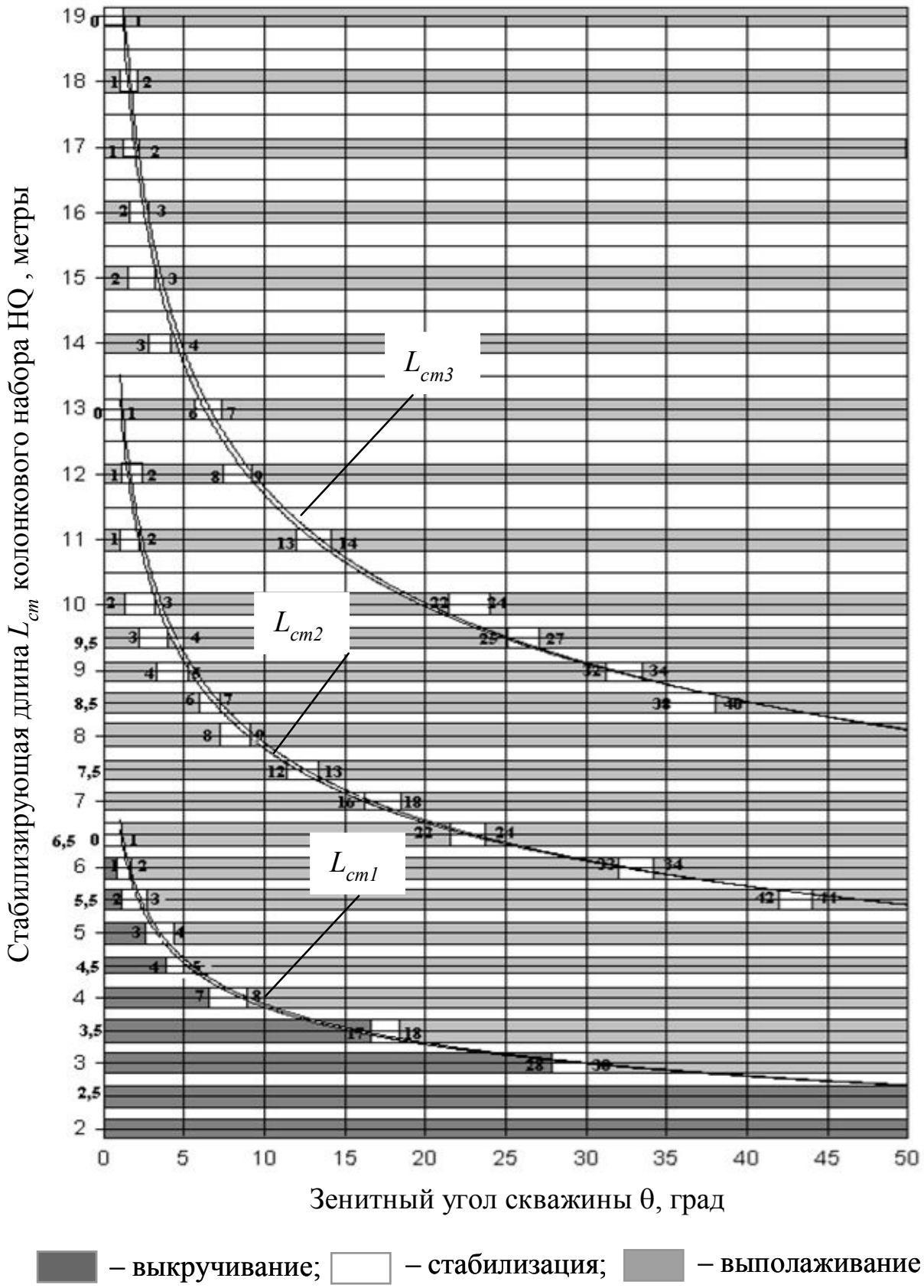


Рисунок В5 - Зоны и направление зенитного искривления скважины ∅ 96мм колонковым набором *HQ* (осевая нагрузка 10,5-12 кН)

ПРИЛОЖЕНИЕ Г -

Детерминанты колонковых наборов ∅73мм

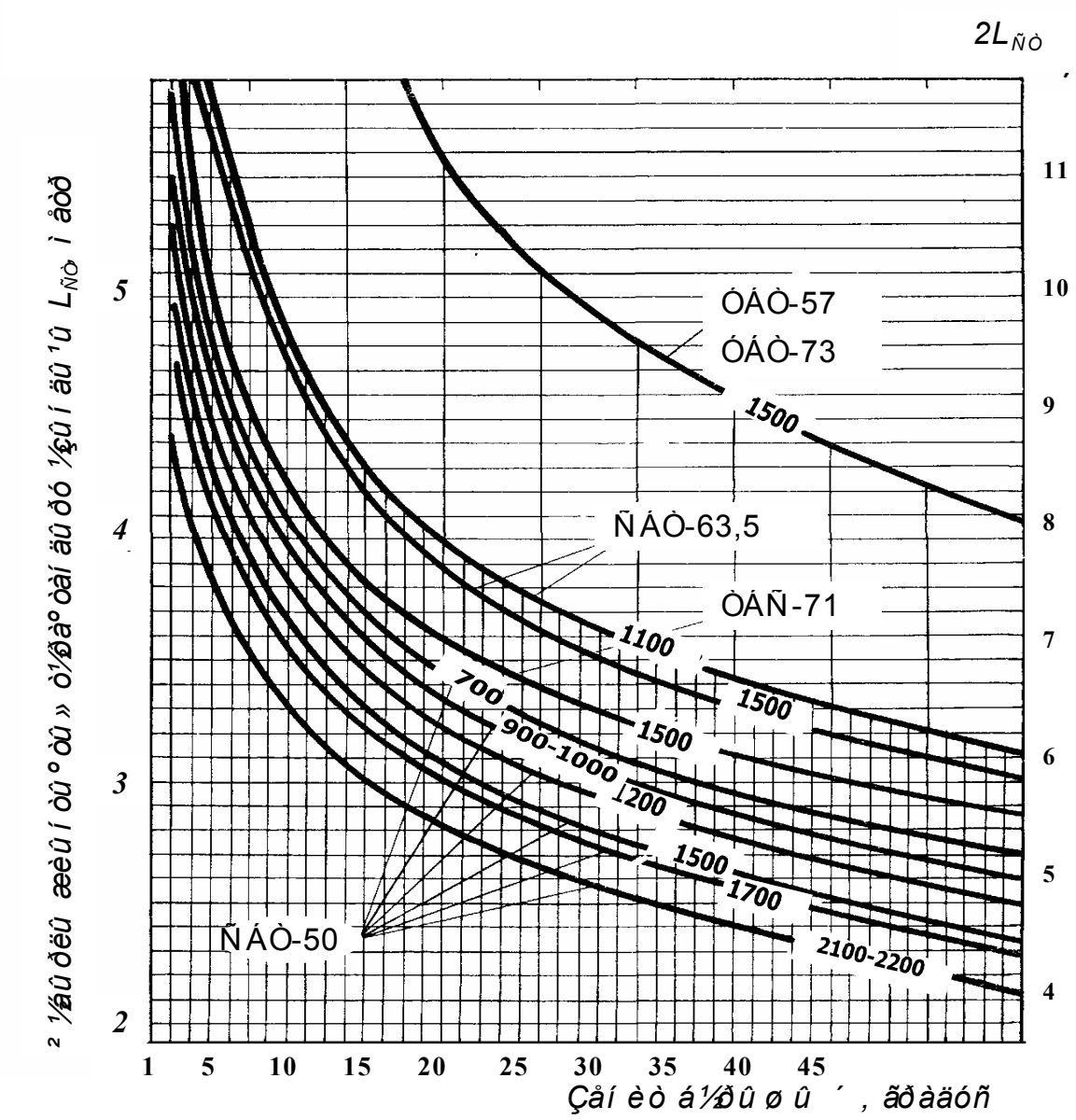


Рисунок Г1 - Детерминанты колонковых наборов ∅73мм с бурильными трубами СБТ-50 при осевых нагрузках 7-22кН; ТБС-71 (КССК-76) - 15кН; СБТ-63.5 - 12-15 кН; УБТ-57 и УБТ-73 - 15кН ($к_{в.к.}=0,7$, $\gamma=27кН/м^3$)

ПРИЛОЖЕНИЕ Д -

ИНКЛИНОМЕТРИЯ СКВАЖИН, ПРОЙДЕННЫХ СНАРЯДАМИ *ССК*

Таблица Д1 - **ЖЕЗКЕНТСКИЙ ГОК,** Месторождение, участок **ОРЛОВСКИЙ**, скважина **3/98** 16.07.1989

Глубина, м	Угол (градусы - минуты)	Азимут, градусы
1	2	3
20	85-30	
40	86	
60	86	
80	86	
100	86-30	
120	$86^0$30	75
140	86	
160	$85^0$30	
180	85	
200	$84^0$30	
220	$84^0$30	
240	84	
260	$83^0$30	
280	83	
300	83	
320	$83^0$30	
340	83	
360	83	
380	83	
400	83	
420	83	
440	83	
460	82^{00}30	
480	82	
500	$81^0$30	
520	$81^0$30	
540	81	
560	81	
580	$80^0$30	
600	80	
620	$80^0$30	
640	$80^0$30	
660	$80^0$30	
680	80	

Продолжение таблицы Д1

1	2	3
700	80	
720	80	
740	80	
760	80	
780	$79^0 30$	
800	79	
820	$78^0 30$	
840	$78^0 30$	

Таблица Д2 - **ЖЕЗКЕНТСКИЙ ГОК,** Месторождение, участок **ОРЛОВСКИЙ**, скважина **6/98** 17.07.1989

Глубина, м	Зенит (градус- минуты)	Азимут (градусы-минуты)
100	1-30	
120	1-30	
140	1-30	
160	2	
180	1-30	
200	1-30	
220	2	
240	2	
260	1-30	
280	1-30	
300	1-30	
320	1-30	
340	2	
360	1-30	
380	1-30	
400	1-30	
420	1-30	

Продолжение таблицы Д 2

1	2	3
440	1-30	
460	1-30	
480	1-30	
500	1-30	
520	1-30	

Таблица Д 3 - ОАО **" СЕМГЕО "** Месторождение, участок **НАРТАЙЛАК,** скважина № А 18.07.1999

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы)
1	2	3
0	30	355
50	29	354
100	29	358
150	28-30	356
200	28-30	358
250	28-30	356
300	28-30	356
318	29	358

Таблица Д 4 - ОАО **" СЕМГЕО "** Месторождение, участок **НАРТАЙЛАК,** скважина № В 16.08.1999

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы)
1	2	3
0	30	58
25	29	58

Продолжение таблицы Д 4

1	2	3
50	29	58
100	29	59
150	28-30	59
200	29	60
250	29	60

Таблица Д 5 - ТОО **" АЛТЫНБУЛАК "** , участок ЖАЛТЫРБУЛАК**,** скважина МУТА 4 08.1999

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы)
1	2	3
0	18-15	-
50	19	130
100	20	130
150	20	132
200	21	134
250	22	136

Таблица Д 6 - ТОО **" АЛТЫНБУЛАК "** , участок ЖАЛТЫРБУЛАК**,** скважина МУТА 3 08.1999

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы)
1	2	3
0	19-30	-
50	20	90
100	20	90
150	20-15	92

Продолжение таблицы Д 6

1	2	3
200	20-30	92
250	21	94

Таблица Д 7 - ТОО **" АЛТЫНБУЛАК "** , участок ЖАЛТЫРБУЛАК**,** скважина МУТА 5 09.1999

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы)
1	2	3
0	0	-
50	0-15	
100	0-30	
150	20-30	
200	1	
250	1-30	

Таблица Д 8 - ТОО **" АЛТЫНБУЛАК "** , участок АСТАНА**,** скважина МУТА 9 09.1999

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы)
1	2	3
0	0-30	-
50	0-30	
100	1	
150	1-15	
200	1-15	
250	1-15	
288	1-30	

Таблица Д 9 - ТОО **" АЛТЫНБУЛАК "** , участок АСТАНА**,** скважина МУТА 8 08.1999

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы)
1	2	3
0	1	-
50	1-15	
100	1-30	
150	2	
200	2-15	
250	2-30	

Таблица Д 10 - ТОО **" АЛТЫНБУЛАК "** , участок АСТАНА**,** скважина МУТА 7 08.1999

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы)
1	2	3
0	0	-
50	0	
100	0-15	
150	0-15	
200	1	
250	1-15	

Таблица Д 11 - ТОО **" АЛТЫНБУЛАК "** , участок АСТАНА**,** скважина МУТА 6 08.1999

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы)
1	2	3
0	0-30	-

Продолжение таблицы Д 11

1	2	3
50	0-30	
100	1	
150	1	
200	1-30	
250	1-45	

Таблица Д 12 - ОАО **" СЕМГЕО "** Месторождение, участок **ЖОРГА,** скважина № 1 15.09.1999

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы)
1	2	3
0	30	356
100	29-30	356
150	28-30	356
200	28-30	358
250	28-30	356
300	28-30	356
318	29	358

Таблица Д 13 - ОАО **" СЕМГЕО "** Месторождение, участок **ЖОРГА,** скважина № 2 26.09.1999

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы)
1	2	3
0	15	356
25	14	356
50	13.4^0	356
100	16.3^0	358
116	15.5^0	356

Таблица Д 14 - ОАО **" СЕМГЕО "** Месторождение, участок **КАРАДЖАЛ,** скважины № 8-9 22.03.1999

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
1	2	3
Скважина № 8		
0	30	24-30
20	27	27-30
40	29	28
61.5	30	27
Скважина № 9		
0	30	24-30
20	28	24-30
40	29	23-30
62	30	25-30

Таблица Д 15 - ОАО **" СЕМГЕО "** Месторождение, участок **КАРАДЖАЛ,** скважины № 2,3 14.03. 2000

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
1	2	3
Скважина № 2		
0	30	24-30
20	30-30	27
35	31	27-30
Скважина № 3		
0	30	24-30
20	26	24-30
40	26	24-30
65	26	24-30

Таблица Д 16 - ОАО **" СЕМГЕО "** Месторождение, участок **КАРАДЖАЛ,** скважины № 4,7 18.03. 2000

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
1	2	3
Скважина № 4		
0	30	24-30
20	29	25
40	28	25-30
54.2	28	25-30
Скважина № 7		
0	30	24-30
20	29	23-30
40	28	23-30
60.9	28	23-30

Таблица Д 17 - ОАО **" СЕМГЕО "** Месторождение, участок **КАРАДЖАЛ,** скважины № 10, 13 27.03. 2000

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
Скважина № 10 **NQ** (**L**= 2.5м, СКБ-5: **n** ≥ 550 мин$^{-1}$)		
0	30	27-30
20	29-30	31-30
43.4	30	31-30

Скважина № 13 **NQ** (**L**= 2м, СКБ-5: **n** ≥ 550 мин$^{-1}$)

0	31	21-30
20	29	20-30
35.5	28	19-30

Таблица Д 18 - ОАО **" СЕМГЕО "** Месторождение, участок **КАРАДЖАЛ,** скважины № 12, 11

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
1	2	3
Скважина № 12	**NQ** (**L**= 2м, СКБ-5: **n** ≥ 550 мин$^{-1}$)	
0	30	
20	29-30	
43.4	30	
Скважина № 11	**NQ** (**L**= 2-2.5м, СКБ-5: **n** ≥ 550 мин$^{-1}$)	
0	30	25-30
20	27	27-30
40	28-30	26-30
60	29	27-30

Таблица Д 19 - ОАО **" СЕМГЕО "** Месторождение, участок **КАРАДЖАЛ,** скважины № 14, 17 05.04. 2000

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
Скважина № 14	**NQ** (**L**= 2.5м, СКБ-5: **n** ≥ 550 мин$^{-1}$)	
0	30	24-30
20	29	24-30
39.8	29-30	24-30
Скважина № 17	**NQ** (**L**= 2м, СКБ-5: **n** ≥ 550 мин$^{-1}$)	
0	32	25-30
20	30	26-30
40	29	27-30
55	29	29-30

Таблица Д 20 - ОАО **" СЕМГЕО "** Месторождение, участок **КАРАДЖАЛ,** скважины № 29, 25 17.04. 2000

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
1	2	3
Скважина № 29	**NQ** (**L**= 2.5м, СКБ-5: **n** ≥ 550 мин$^{-1}$)	
0	28	204-30
20	28	201-30
40	27	210-30
63.4	27	213-30
Скважина № 25	**NQ** (**L**= 1.75м, СКБ-5: **n** ≥ 550 мин$^{-1}$)	
0	30	204-30
20	26-30	207-30
40	26	215-30
42.6	26	215-30

Таблица Д 21 - ОАО **" СЕМГЕО "** Месторождение, участок **КАРАДЖАЛ,** скважины № 23, 33 21.04. 2000

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
1	2	3
Скважина № 23	**NQ** (**L**= 1.75м, СКБ-5: **n** ≥ 550 мин$^{-1}$)	
0	30	204-30
20	28	211-30
48	24	210-30
63.4	27	213-30
Скважина № 33	**NQ** (**L**= 1.75м, СКБ-5: **n** ≥ 550 мин$^{-1}$)	
0	30	204-30
20	29	209-30
35	29	209-30
35.7	29	209-30

Таблица Д 22 - ОАО **" СЕМГЕО "** Месторождение, участок **КАРАДЖАЛ,** скважины № 18, 16 09.04.2000

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
1	2	3
Скважина № 18		
0	31	26-30
20	30	27-30
38.5	30	27-30
Скважина № 16		
0	24	25-30
20	26	29-30
38.7	24	32-30

Таблица Д 23 - ОАО **" СЕМГЕО "** Месторождение, участок **КАРАДЖАЛ,** скважины № 19, 20 13.04.2000

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
1	2	3
Скважина № 19		
0	30	24-30
23	31	24-30
Скважина № 20		
0	30	24-30
24	29	23-30

Таблица Д 24 - ОАО **" СЕМГЕО "** Месторождение, участок **КАРАДЖАЛ,** скважины № 30, 31 25.04.2000

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
1	2	3

Продолжение таблицы Д 24

1	2	3
Скважина № 30		
0	30	202-30
20	30	205-30
40	30	209-30
60	30	215-30
Скважина № 31		
0	30	202-30
18	30	202-30
30	29	202-30

Таблица Д 25 - ОАО **" СЕМГЕО "** Месторождение, участок **КАРАДЖАЛ,** скважины № 34, 38 29.04.2000

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
1	2	3
Скважина № 34		
0	30	202-30
15	30	217-30
30	29	219-30
Скважина № 38		
0	30	197
15	30	202
30	29	210

Таблица Д 26 - ОАО **" СЕМГЕО "** Месторождение, участок **КАРАДЖАЛ,** скважины № 44, 40 03.05.2000

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
1	2	3
Скважина № 44		

Продолжение таблицы Д 26

1	2	3
0	28	207-30
25	29	213-30
49	29	215-30
Скважина № 40		
0	30	204-30
25	29	204-30
52	29	204-30

Таблица Д 27 - ОАО **" СЕМГЕО "** Месторождение, участок **КАРАДЖАЛ,** скважины № 45, 49, 50 07.05.2000

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
1	2	3
Скважина № 45		
0	32	204-30
20	29	207-30
39.8	30	205-30
Скважина № 49		
0	30	202-30
20	31	215-30
39.3	31	221-30
Скважина № 50		
0	32	204-30
20	31	204-30
38.6	31	204-30

Таблица Д 28 - ОАО **" СЕМГЕО "** Месторождение, участок **КАРАДЖАЛ,** скважины № 55, 51, 56 13.05.2000

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
1	2	3

Продолжение таблицы Д 28

1	2	3
Скважина № 55		
0	30	202-30
19.9	31	204-30
Скважина № 51		
0	30	22-30
20	30	22-30
45	29	23-30
Скважина № 56		
0	29	207-30
34	29	207-30
54	28	209-30

Таблица Д 29 - ОАО **" СЕМГЕО "** Месторождение, участок **КАРАДЖАЛ,** скважины № 65, 65, 64 17.05.2000

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
Скважина № 62		
0	32	23-30
20	32	23-30
40	34	22-30
Скважина № 65		
0	30	24-30
20	29	23-30
40.1	29	23-30
Скважина № 64		
0	28	22-30
25	29	22-30
50.5	30	22-30

Таблица Д 30 - ОАО **" СЕМГЕО "** Месторождение, участок **КАРАДЖАЛ,** скважины № 67, 68, 71 22.05.2000

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
1	2	3
Скважина № 67		
0	30	22-30
22	29	21-30
41	28	20-30
Скважина № 68		
0	30	202-30
30	31	204-30
52	31	205-30
1	2	3
Скважина № 71		
0	30-30	22-30
56	30	22-30

Таблица Д 31 - ОАО **" СЕМГЕО "** Месторождение, участок **КАРАДЖАЛ,** скважины № 73, 74, 78 27.05.2000

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
Скважина № 73		
0	30	22-30
20	30	22
38.5	31	22-30
Скважина № 74		
0	30	22-30
25	31	22-30

Продолжение таблицы Д 31

1	2	3
40	31	21-30
Скважина № 78		
0	28	202-30
25.1	29	204-30

Таблица Д 32 - ОАО **" СЕМГЕО "** Месторождение, участок **КАРАДЖАЛ,** скважины № 82, 80, 83, 79 01.06.2000

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
1	2	3
Скважина № 82		
0	30	24-30
25.1	30-30	24-30
Скважина № 80		
0	30	204-30
20.3	30-30	204-30
Скважина № 83		
0	32	24-30
30	33	24-30
62.3	33	24-30
Скважина № 79		
0	30	204-30
28	30-30	204-30

Таблица Д 33 - ОАО **" СЕМГЕО "** Месторождение **ЦЕНТРАЛЬНЫЙ МУКУР,** скважина № 9, **NQ** (**L**= 4м, СКБ-5: **n** ≥ 550 мин$^{-1}$); 07.2000

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
1	2	3
2	15	-

Продолжение таблицы Д 33

1	2	3
20	15	180
40	16	180
60	17	180
80	17	181
100	19	191
120	19	181
140	20	184
160	21	185
180	22	185
200	24	185
220	26	185

Таблица Д 34 - ОАО **" СЕМГЕО "** Месторождение **ЦЕНТРАЛЬНЫЙ МУКУР,** скважина № 10, **NQ** (**L**= 4м, СКБ-5: **n** ≥ 550 мин$^{-1}$); 07.2000

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
3	18	-
20	18	180
40	19	180
60	20	180
80	21	181
100	24	191
120	24	181
140	24	184
160	26	185
180	28	185
200	28	185

Продолжение таблицы Д 34

1	2	3
220	30	185
240	32	185

Таблица Д 35 - ОАО **" СЕМГЕО "** Месторождение **ЦЕНТРАЛЬНЫЙ МУКУР,** скважина № 11, **NQ** (**L**= 4м, СКБ-5: **n** ≥ 550 мин$^{-1}$); 07.2000

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
1	2	3
3	20	-
20	20	180
40	22	180
60	22	181
80	23	183
100	25	183
120	25	183
140	27	183
160	27	185
180	28	185
200	29	186
220	30	187
240	31	187
260	32	188

Таблица Д 36 - ОАО **" СЕМГЕО "** Месторождение **ЦЕНТРАЛЬНЫЙ МУКУР,** скважина № 12, **NQ** (**L**= 4м, СКБ-5: **n** ≥ 550 мин$^{-1}$); 07.2000

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
1	2	3

Продолжение таблицы Д 36

1	2	3
3	20	-
20	21	180
40	22	181
60	22	181
80	24	182
100	26	183
120	28	184
140	28	185
160	30	186
180	31	186
200	32	188
220	33	188

Таблица Д 37 - ОАО **" СЕМГЕО "** Месторождение, участок **ДЕГЕЛЕН,** скважины № 53, 66, 70 21.05.2001

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
Скважина № 53		
0	30	22-30
20	30	21-30
40	30-30	20-30
62.9	31	19-30
Скважина № 66		
0	30	24-30
25	31	23-30
48.5	32	22-30
Скважина № 70		
0	30	22-30

Продолжение таблицы Д 37

1	2	3
20	30	22-30
42.2	32	21-30

Таблица Д 38 - ОАО **" СЕМГЕО "** Месторождение, участок **ДЕГЕЛЕН,** скважины № 91, 99, 101 05.05.2001

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
Скважина № 91		
0	30	204-30
20	30	204-30
30	31	204-30
Скважина № 99		
0	29	24-30
20	28-30	25-30
45	28-30	25-30
Скважина № 101		
0	30	24-30
33	29	24-30

Таблица Д 39 - ОАО **" СЕМГЕО "** Месторождение, участок **ДЕГЕЛЕН,** скважины № 103, 104, 106, 116 10.05.2001

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
Скважина № 103		
0	30	209
48	29	210
Скважина № 104		
0	30	206
60	29	207
Скважина № 106		
0	30	205
46	31	207

Продолжение таблицы Д 39

1	2	3
Скважина № 116		
0	30	204-30
47	31	207-30

Таблица Д 40 - ОАО **" СЕМГЕО "** Месторождение, участок **ДЕГЕЛЕН,** скважины № 108, 117, 122 20.05.2001

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
1	2	3
Скважина № 108		
0	30	204-30
20	29-30	207-30
40	29	208-30
68.3	29	209-30
Скважина № 117		
0	30	204-30
45	29	205-30
Скважина № 122		
0	30	211
25	30	211
45	30	212
65	30	213

Таблица Д 41 - ОАО **" СЕМГЕО "** Месторождение, участок **ДЕГЕЛЕН,** скважины № 126, 127 26.05.2001

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
1	2	3
Скважина № 126		
0	27	26

Продолжение таблицы Д 41

1	2	3
30	29	22
60.2	29	20
Скважина № 127		
0	30	24-30
45	29	25-30

Таблица Д 42 - ТОО **" БУРМАШ " -** Жайремский **ГОК ,** скважина № 14
23.06.2001 **NQ** (**L**= 4м, СКБ-5: **n** ≥ 550 мин$^{-1}$)

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
1	2	3
4	20-30	66
10	20-30	67
20	20-15	67
30	20-30	68
40	20-30	68
50	20-45	68
60	20-45	69
70	20-45	69
80	20-45	69
90	20-45	70
100	21	70

Таблица Д 43 - ТОО **" БУРМАШ "** Жайремский **ГОК ,** скважина № 17
01.07.2001 **NQ** (**L**= 4м, СКБ-5: **n** ≥ 550 мин$^{-1}$)

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
1	2	3
5	15-45	

Продолжение таблицы Д 43

1	2	3
10	15	
20	15	247
30	15-15	248
40	15-15	248
50	15	248
60	15	249
70	14-45	249
80	14-45	249
90	14-45	249
98.5	14-45	249

Таблица Д 44 - ТОО **" БУРМАШ "** Жайремский **ГОК ,** скважина № 31
19.07.2001 **NQ** (**L**= 4м, СКБ-5: **n** ≥ 550 мин$^{-1}$)

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы)
1	2	3
3	20	
10	21	
20	20	
30	19-30	247
40	19-45	248
50	19-45	250
60	19-30	250
70	19-30	250
80	19-30	250
90	19-30	250
100	19-30	250

Таблица Д 45 - ТОО **" БУРМАШ "** Жайремский **ГОК ,** скважина № 3074
24.08.2001 **NQ** (**L**= 4м, СКБ-5: **n** ≥ 550 мин$^{-1}$)

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы)
1	2	3
5	16	
10	16-30	246
20	16-15	247
30	16-15	246
40	16-15	247
50	16-30	247
60	16-45	247
70	16-45	247
80	16-45	247
90	16-45	247
100	16-45	247
110	17	247
120	17	248
130	17	248
140	17	248
150	17	248
160	17	248
170	17	248
П180	16-45	248
190	16-45	248
200	17	248
210	17	248
220	17	249
230	17	249

Продолжение таблицы Д 45

1	2	3
240	17-15	249
250	17-15	249
260	17-15	249
270	17-15	249
280	17-15	249
280.3	17-15	249

Таблица Д 46 - ТОО **" БУРМАШ "** Месторождение **КАРАМУРУН,** скважина № 65- А 18.01.2003

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы)
1	2	3
2	29-45	
10	29-45	
20	29-45	
30	30	232
40	30	231
50	30	231
60	30	232
70	30	232
80	30	231
90	30	231
99	30	231

Таблица Д 47 - ТОО **" БУРМАШ "** Месторождение **КАРАМУРУН,** скважина № 65- А 21.10.2003

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы-минуты)
1	2	3
2	29-30	
10	29-30	223
20	29-45	224
30	30	224
40	30	225
50	30	226
52	30	226

Таблица Д 48 - ТОО **" БУРМАШ "** Месторождение **КАРАМУРУН,** скважина № 19 - П 10.11.2003

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
1	2	3
2	29-45	
10	29-45	230
20	30-	231
30	30	232
40	30-15	232
50	30-15	233

Таблица Д 49 - ТОО **" БУРМАШ "** Месторождение **КАРАМУРУН,** скважина № 22 - П 18.11.2003

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы)
1	2	3
3	31-30	234

10	31-30	234
20	31-45	235
30	31-45	235
40	32	234
50	32	232
60	32-15	234
70	32-15	233
80	32-30	233

Таблица Д 50 - ТОО **" БУРМАШ "** Месторождение **КАРАМУРУН,** скважина № 64 - А 15.12.2003

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы)
1	2	3
3	31-30	234
10	31-30	234
20	31-45	235
30	31-45	235
40	32	234
50	32	232
60	32-15	234
70	32-15	233
80	32-30	233

Таблица Д 51 - ОАО ФИК **" АЛЕЛ "** Месторождение **СУЗДАЛЬСКОЕ,** скважина № 489 26.07.2003

Глубина, м	Зенит (градусы)	Азимут (градусы)
1	2	3
25	66	316
50	68	318

Таблица Д 52 - ОАО ФИК **" АЛЕЛ "** Месторождение **СУЗДАЛЬСКОЕ,** скважина № 490 29.07.2003

Глубина, м	Зенит (градусы)	Азимут (градусы)
1	2	3
25	66	316
50	68	318

Таблица Д 53 - ОАО ФИК **" АЛЕЛ "** Месторождение **СУЗДАЛЬСКОЕ,** скважина № 491 01.08.2003

Глубина, м	Зенит (градусы)	Азимут (градусы)
1	2	3
25	65	318
50	64	318

Таблица Д 54 - ОАО ФИК **" АЛЕЛ "** Месторождение **СУЗДАЛЬСКОЕ,** скважина № 492 04.08.2003

Глубина, м	Зенит (градусы)	Азимут (градусы)
1	2	3
25	66	318
50	65	318

Таблица Д 55 - ОАО ФИК **" АЛЕЛ "** Месторождение **СУЗДАЛЬСКОЕ,** скважина № 494 11.08.2003

Глубина, м	Зенит (градусы)	Азимут (градусы)
1	2	3
35	64	300
69	64	285

Таблица Д 56 - ОАО ФИК **" АЛЕЛ "** Месторождение **СУЗДАЛЬСКОЕ,** скважина № 495 17.08.2003

Глубина, м	Зенит (градусы)	Азимут (градусы)
1	2	3
35	60	302
73	60	304

Таблица Д 57 - ОАО **"СЕМГЕО"** Месторождение, уч. **СУЗДАЛЬСКОЕ,** скважины № Т-3, Т-4 24.08.2001

Глубина, м	Зенит (градусы)	Азимут (градусы)
1	2	3
Скважина № Т-3		
0	30	322
50	31	322
100	30	338
150	30	322
Скважина № Т-4		
0	30	330
60	31	330
125	28	324

Таблица Д 58 - ОАО **"СЕМГЕО"** Месторождение, уч. **СУЗДАЛЬСКОЕ,** скважины № Т-2 10.09.2001

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
1	2	3
0	30	335
50	30	334

70	29	332
90	31	326
110	28	326
130	30	334

Таблица Д 59 - ОАО ФИК **"АЛЕЛ"** Месторождение, уч. **СУЗДАЛЬСКОЕ,** скважина № 497 19.09.2003

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
20	60	334
70	60	334
120	60	335
170	60	335

Таблица Д 60 - ОАО ФИК **"АЛЕЛ"** Месторождение, уч. **СУЗДАЛЬСКОЕ,** скважина № 498 30.09.2003

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
50	60	328
100	60	328
180	60	330

Таблица Д 61 - ОАО ФИК **"АЛЕЛ"** Месторождение, уч. **СУЗДАЛЬСКОЕ,** скважина № 499 06.10.2003

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
113	61	335
50	60	335

Таблица Д 62 - ОАО ФИК **"АЛЕЛ"** Месторождение, уч. **СУЗДАЛЬСКОЕ,** скважина № 500 17.10.2003

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
50	60	328
100	60	326
150	60	326
190	60	325

Таблица Д 63 - ОАО ФИК **"АЛЕЛ"** Месторождение, уч. **СУЗДАЛЬСКОЕ,** скважина № 501 21.11.2003

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
128	60	335
50	60	332
0	60	330

Таблица Д 64 - ОАО ФИК **"АЛЕЛ"** Месторождение, уч. **СУЗДАЛЬСКОЕ,** скважина № 504 05.12.2003

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
36	62	328

Таблица Д 65 - ОАО ФИК **"АЛЕЛ"** Месторождение, уч. **СУЗДАЛЬСКОЕ,** скважина № 506 16.12.2003

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
0	60	335
50	60	340
111	60	345

Таблица Д 66 - ОАО ФИК **"АЛЕЛ"** Месторождение, уч. **СУЗДАЛЬСКОЕ,** скважина № 507 20.12.2003

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
40	60	328
80	60	328

Таблица Д 67 - ТОО **"БУРМАШ".** 20.12.2002
ВАСИЛЬКОВСКОЕ месторождение. Скважина №1

№№ п/п	Глубина, м	Зенит(градусы-минуты)	Азимут(градусы-минуты)
1	2	3	4
1	2	35-00	230
2	10	35-00	230
3	20	35-30	230
4	30	35-30	230-15
5	40	35-00	230-15
6	50	35-00	230-30
7	60	35-00	230-45
8	70	35-00	230-45
9	80	35-00	231-00
10	90	34-45	230-45
11	100	35-00	230-30
12	110	34-45	230-15
13	120	34-30	230-30
14	130	34-30	230-45
15	140	34-30	231-00
16	150	34-30	230-45
17	160	34-45	230-45

Продолжение таблицы Д 67

1	2	3	4
18	170	34-45	230-45
19	180	34-45	230-30
20	190	34-30	230-45
21	200	34-30	231
22	210	34-45	230-45
23	220	34-45	230-45
24	230	34-45	230-30
25	240	34-30	230-15
26	250	34-00	230-15
27	260	34-45	230-15
28	270	34-45	230-15
29	280	34-30	230-30
30	290	34-30	230-15
31	300	34-45	230-00
32	310	34-45	230-15
33	320	35-15	230-15
34	330	35-15	230-15
35	340	35-15	230-15
36	350	35-00	230-30

Таблица Д 68 - ТОО **" БУРМАШ "** Месторождение **ДРУЖНОЕ** , Новоцинк**,** Аксуйек, скважина № 021 23.11.2004

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
1	2	3
2	15	
10	15	335

Продолжение таблицы Д 68

1	2	3
20	15	335
30	44-45	334
40	44-45	333
50	44-45	334
60	44-45	333
70	44-45	332
80	44-45	334

Таблица Д 69 - ТОО **" БУРМАШ "** Месторождение **ДРУЖНОЕ** , Новоцинк**,** Аксуйек, скважина № 032 28.05.2004

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
2	14-45	
10	14-45	235
20	14-45	235
30	14-45	300
40	14-45	298
50	14-45	298
60	14-30	298
70	14-30	298
80	14-30	297
90	14-30	297
100	14-30	297
110	14-30	297
120	14-30	297

Таблица Д 70 - ТОО **" БУРМАШ "** Месторождение **ДРУЖНОЕ** , Новоцинк**,** Аксуйек, скважина № 048 03.06.2004

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
1	2	3
2	15	
10	15	
20	14-45	
30	14-45	
40	14-45	
50	14-45	
60	14-45	
70	14-45	

Таблица Д 71 - ТОО **" БУРМАШ "** Месторождение **ДРУЖНОЕ** , Новоцинк**,** Аксуйек, скважина № 009 05.06.2004

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
1	2	3
2	14-30	
10	14-30	332
20	14-30	332
30	14-30	332
40	14-30	331
50	14-15	333
60	14	331
70	14	332
80	14	332

Таблица Д 72 - ТОО **" БУРМАШ"** Месторождение **ДРУЖНОЕ**, Новоцинк, скважина № 063 07.06.2004

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
1	2	3
2	15	
10	15	330
20	15	331
30	15	331
40	15	330
50	15	330
60	15	330

Таблица Д 73 - ТОО **" БУРМАШ "** Месторождение **КОКПАР** (Алтын-Тас), скважина № С-9 17.06.2004

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
1	2	3
2	14-30	
5	14-30	302
10	14-15	300
20	13-45	301
30	13-30	299
40	13-15	297
50	13	296
60	13	294
70	12-15	292
80	12	292
90	11-30	290

Продолжение таблицы Д 73

1	2	3
100	11-30	290
110	11-30	290
105	11-15	290

Таблица Д 74 - ТОО **" БУРМАШ "** Месторождение **КОКПАР** (Алтын-Тас), скважина № С-1 23.05.2004

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
1	2	3
2	15	
5	15	245
10	14-30	245
20	14-30	244
30	14-30	244
40	14-15	243
50	14-15	242
60	14-15	241
70	14-15	240
80	14-15	240
90	14-15	238
100	14-15	238
110	14-15	238
114	14-15	238

Таблица Д 75 - ТОО **" БУРМАШ "** Месторождение **КОКПАР** (Алтын-Тас), скважина № С-9 17.06.2004

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
1	2	3

Продолжение таблицы Д 75

1	2	3
2	14-30	
5	14-30	302
10	14-15	300
20	13-45	301
30	13-30	299
40	13-15	297
50	13	296
60	13	294
70	12-15	292
80	12	292
90	11-30	290
100	11-30	290
105	11-15	290

Таблица Д 76 - ТОО **" БУРМАШ "** Месторождение **КОКПАР** (Алтын-Тас), скважина № С-11 21.06.2004

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
1	2	3
2	15-30	
5	15-30	290
10	15-15	288
20	15-30	284
30	15-15	280
40	15-15	277
50	15	275
60	15	271

Продолжение таблицы Д 76

1	2	3
70	15	270
80	15	267
90	15	263
100	15	262
105	15	260

Таблица Д 77- ТОО **"БУРМАШ"** Месторождение **КОКПАР** (Алтын-Алмаз) скважина № С- 5 23.06.2004

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
1	2	3
2	15	
5	15	225
10	15-15	223
20	15-30	219
30	15-45	215
40	16-15	210
50	16-45	207
60	17	204
70	15	270
80	15	267
90	15	263
100	15	262
105	15	260

Таблица Д 78- ТОО **"БУРМАШ"** Месторождение **КОКПАР**
скважина № С- 4 30.06.2004

Глубина, м	Зенит (градусы - минуты)	Азимут (градусы - минуты)
1	2	3
2	15-30	
5	15-30	270
10	15-15	268
20	15-15	267
30	15-30	265
40	15-30	263
50	15-15	261
60	15-30	260
70	15-30	257
80	15-15	255
90	15-15	255
100	15-15	253
110	15-15	251
114	15-15	252

ПРИЛОЖЕНИЕ Е -

Палетки для проектирования трасс направленных скважин снарядами *ССК-59* на основе детерминированной технологии

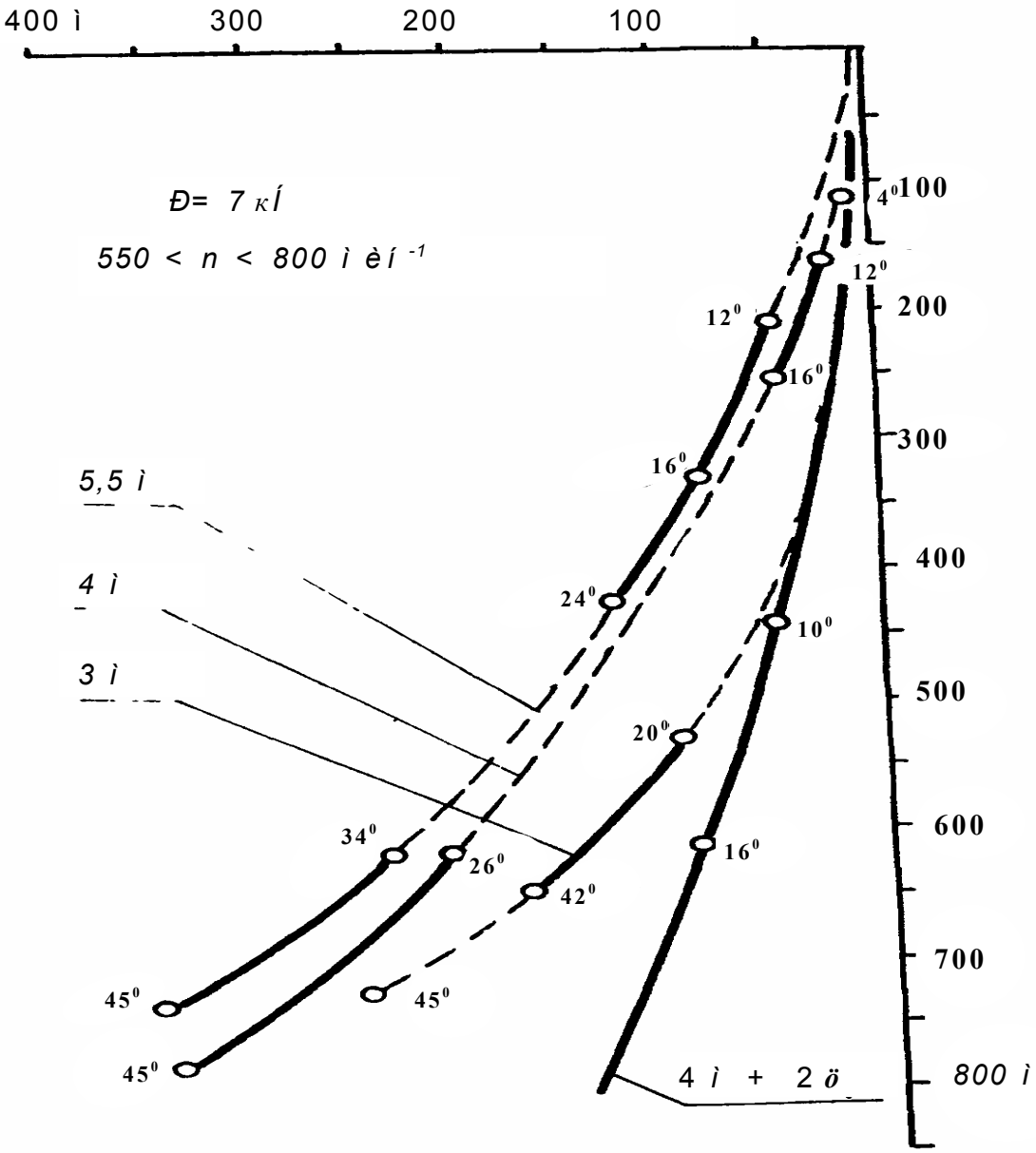


Рисунок Е1 - Палетки для проектирования трасс направленных скважин снарядами *ССК-59* на основе детерминированной технологии при осевой нагрузке Р = 7 кН и частоте вращения снаряда 550 < *n* < 800 мин$^{-1}$

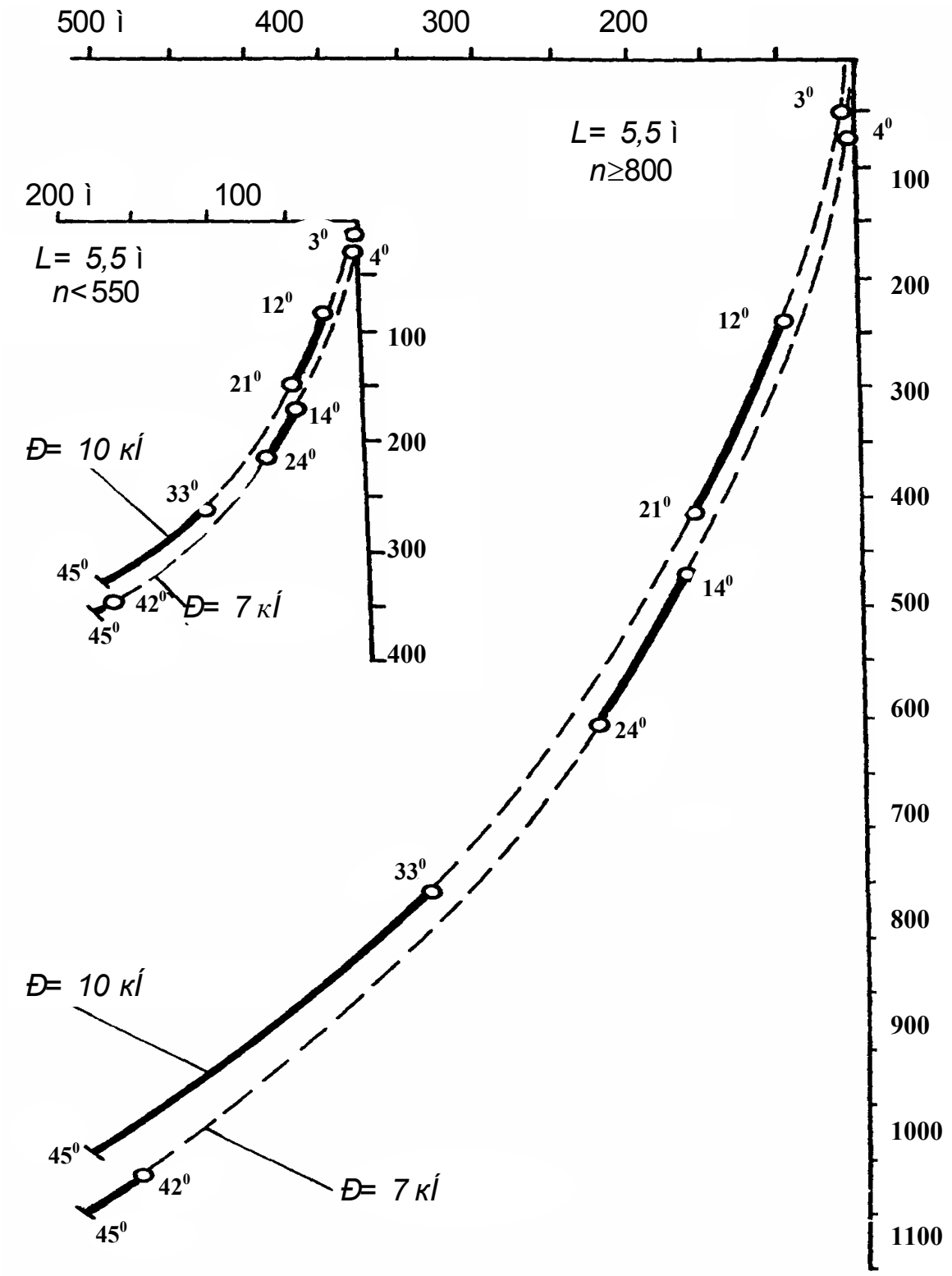


Рисунок Е2 - Палетки для *ССК-59 L* = 5.5 м при осевой нагрузке P = 7 кН и P = 10 кН , частоте вращения снаряда и n < 550 мин$^{-1}$, n ≥ 800 мин$^{-1}$

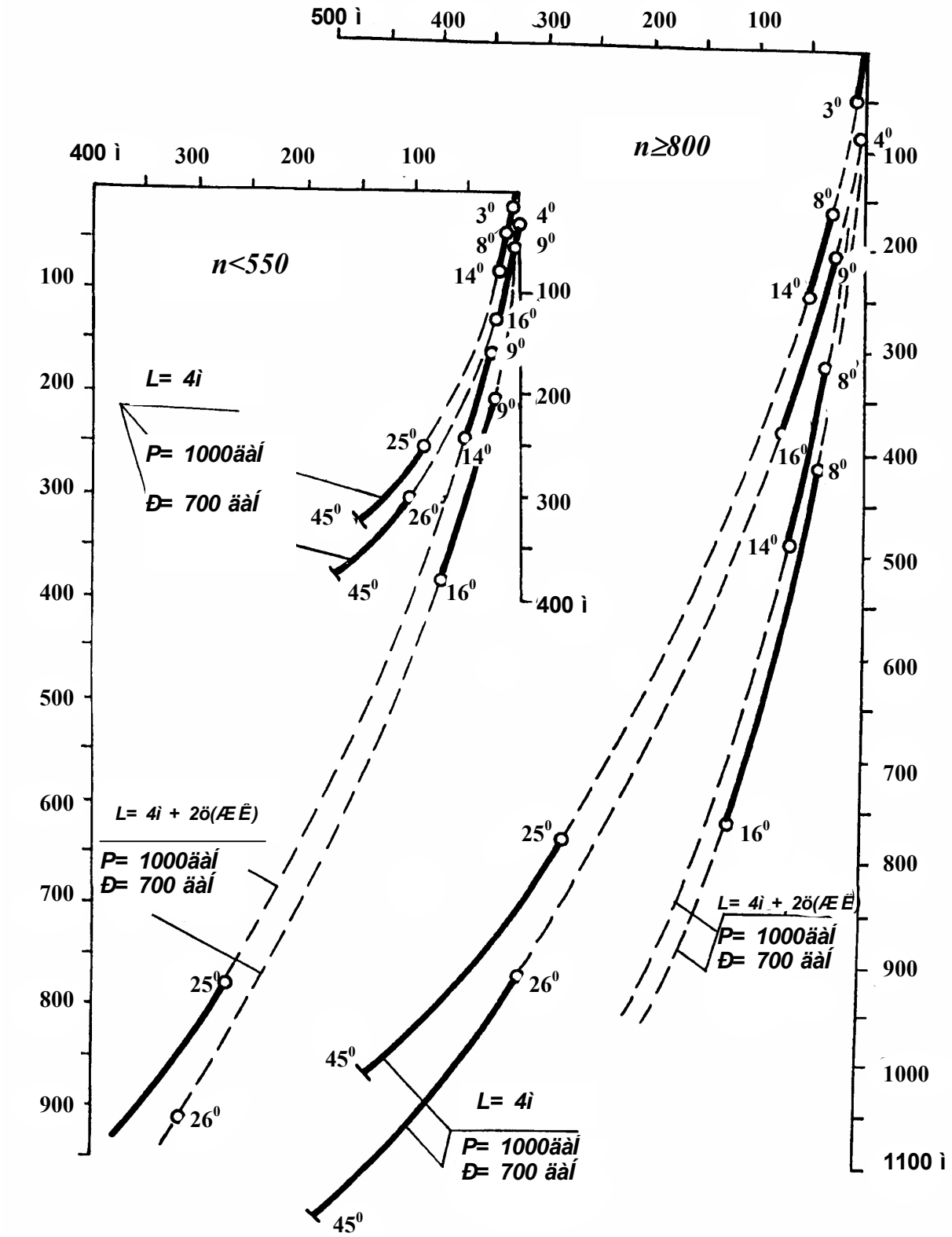


Рисунок Е3 - Палетки для *ССК-59 L* = 4 м при осевой нагрузке P = 7 кН и P = 10 кН , частоте вращения снаряда n < 550 мин$^{-1}$ и n ≥ 800 мин$^{-1}$

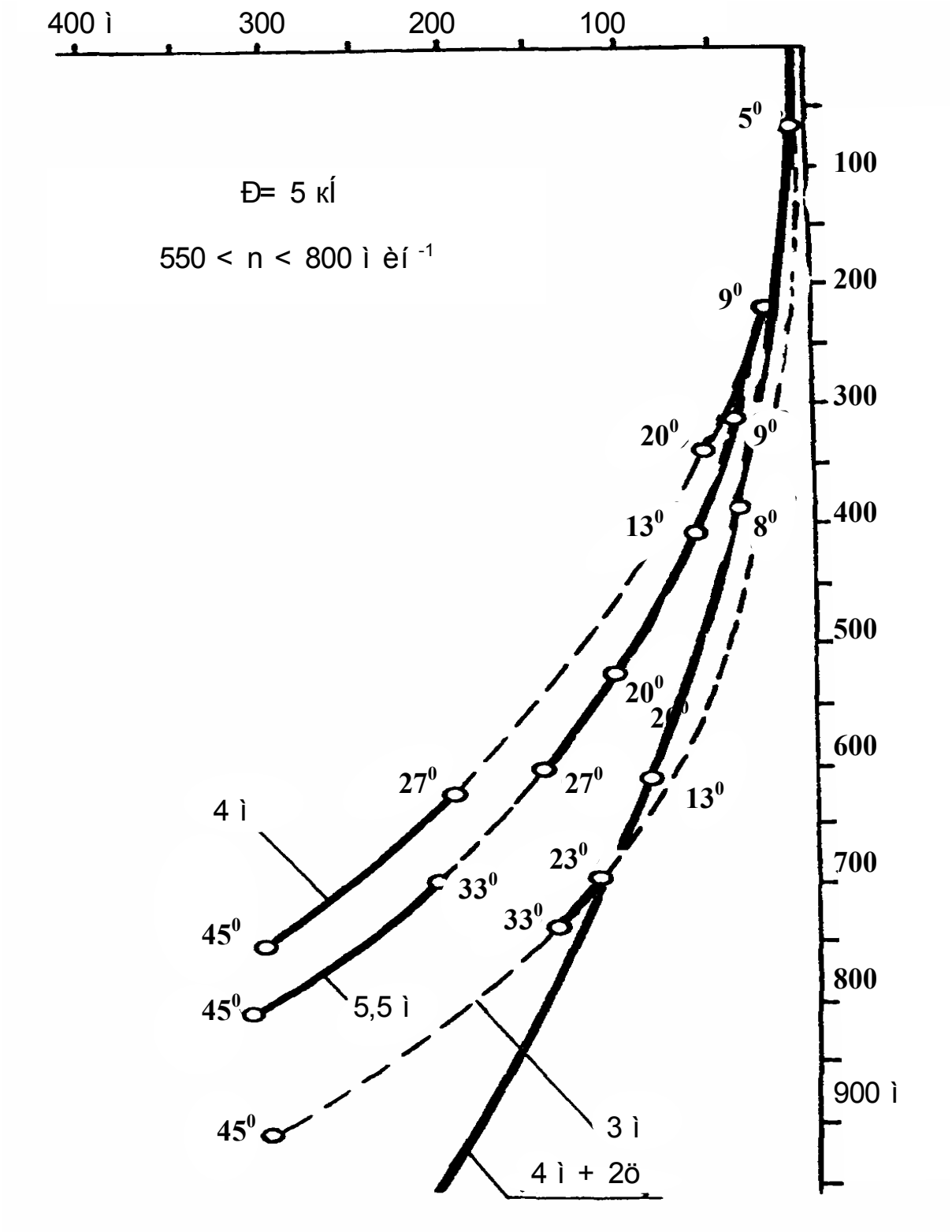


Рисунок Е4 - Палетки для *ССК-59* *L* =3; 4 и 5.5 м при осевой нагрузке P = 5 кН, частоте вращения снаряда 550 < n < 800 мин$^{-1}$

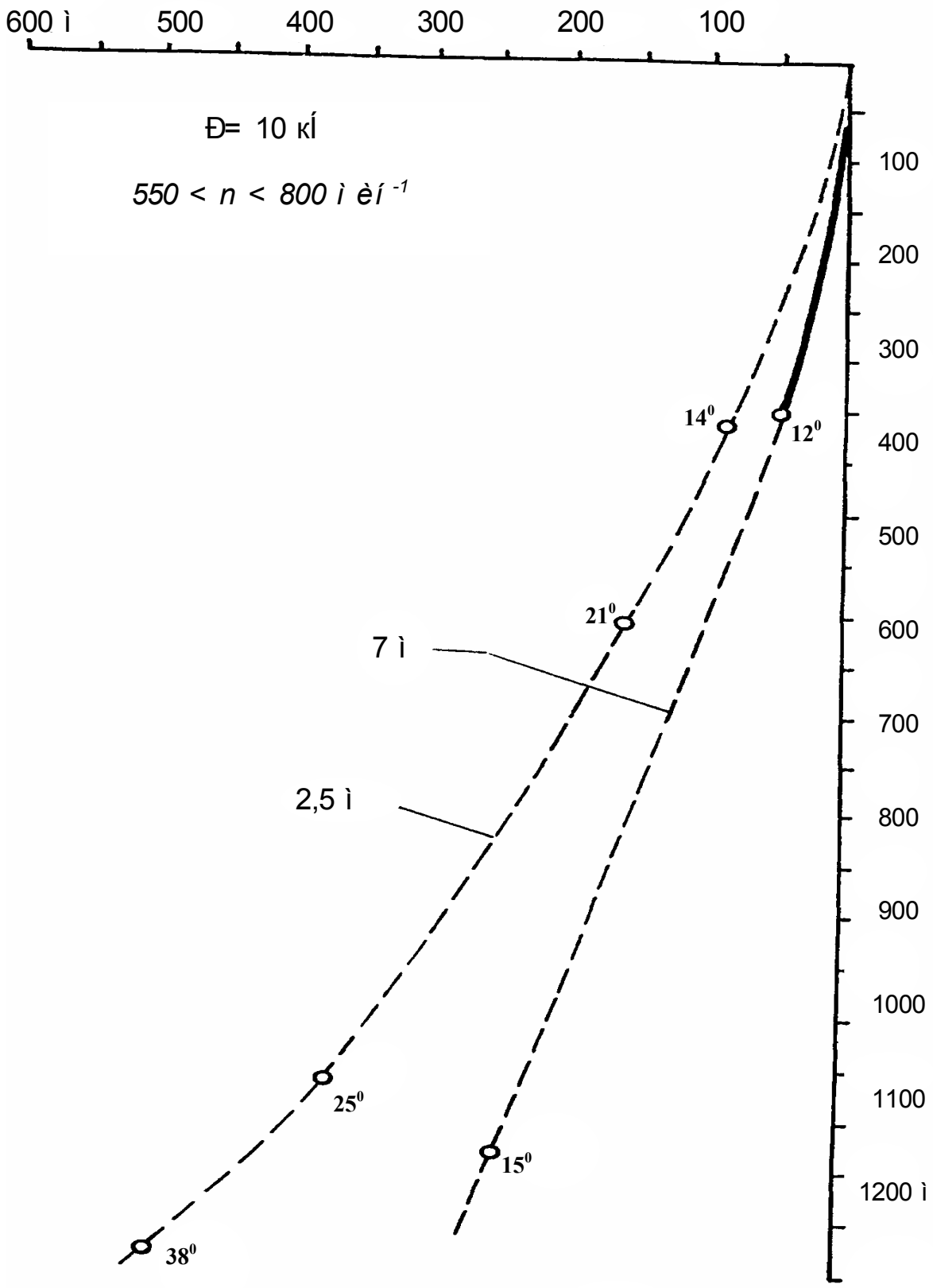


Рисунок Е5 - Палетки для *ССК-59* длине колонковых наборов *L* =3; 4 и 5.5 м при осевой нагрузке Р = 10 кН, частоте вращения снаряда 550< n < 800 мин$^{-1}$

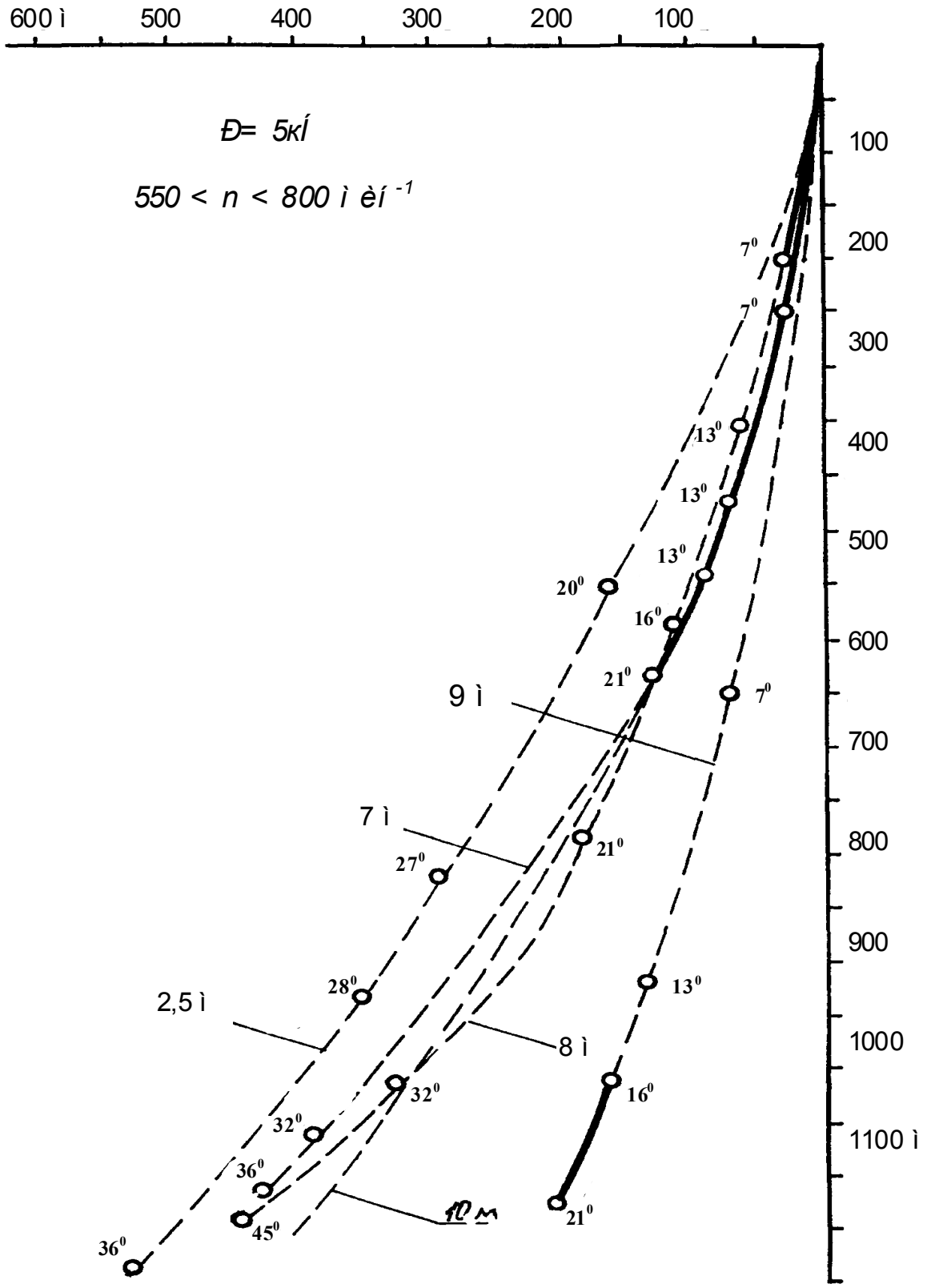


Рисунок Е6 - Палетки для *ССК-59* колонковых наборов *L* = 2.5; 7; 8; 9 и 10м при осевой нагрузке Р = 5 кН, частоте вращения снаряда 550< n < 800 мин$^{-1}$

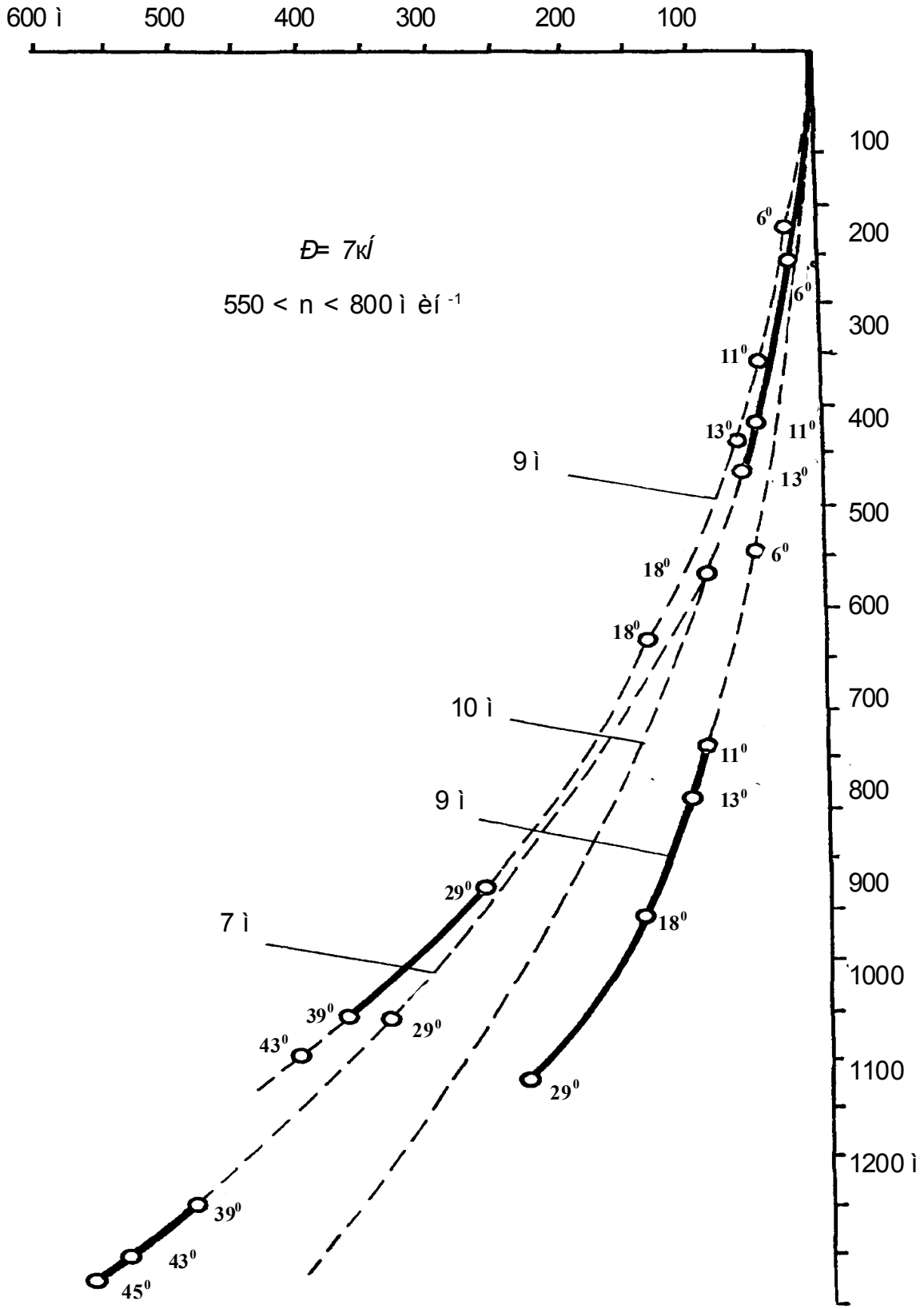


Рисунок Е7 - Палетки для *ССК-59* колонковых наборов *L* = 7; 8; 9 и 10 м при осевой нагрузке P = 7 кН, частоте вращения снаряда 550< n < 800 мин$^{-1}$