

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

РЕСПУБЛИКАНСКОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ КАЗЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
“КАЗАХСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
им. КАНЫША САТПАЕВА”

М.Ж. Музапаров

НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ

Том 1. Бесклиновая технология

Рекомендовано в качестве учебника Министерством образования и науки
Республики Казахстан

Алматы 2001

УДК 622.24.054.3 – 82(574.4)

Музапаров М.Ж. Направленное бурение: Учебник. – Том 1. Бесклиновая технология. – Алматы: КазНТУ, 2001. 205 с. ISBN

В работе изложены состояние и теоретические основы бесклиновой технологии направленного бурения скважин, принцип формирования математической модели стабилизирующей длины колонкового набора как регулятора зенитного искривления скважин. Впервые даны методика и примеры расчета длины полуволн отечественных бурильных колонн. Рассмотрены причины, механизм искривления скважин при ударно-вращательном, вращательно-ударном и вращательном бурении, включая ССК и КССК (Россия), HQ, NQ и BQ (США). Описаны примеры практического использования новой технологии на конкретных месторождениях Украины, России и Казахстана.

Учебник предназначен для студентов специальности “Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых”. Он представляет интерес как для отечественных, так и зарубежных недропользователей.

Ил. 85. Табл. 26. Библиогр: 67 назв.

Рецензенты: д-р техн. наук, Алимжанов М.Т., заведующий лабораторией ИММАШ МОН РК;

д-р техн. наук Мендебаев Т.Н., президент АО “Компания Жайлау”;
канд. техн. наук Латыпов А.С., доцент кафедры МОНПП КазНТУ

Печатается по плану издания Министерства образования и науки Республики Казахстан на 2001 г.

ISBN

РГКП
“Казахский национальный
© технический университет им.
Каныша Сатпаева”, 2001 г.

ПРИНЯТЫЕ ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ

Бесклиновая технология (БТ) – совокупность способов и средств бурения с запрограммированными параметрами КНБК и строго регламентированным технологическим режимом (P и n) бурения с учётом геологических условий и обеспечивающими заданное направление без применения дискретных отклонителей.

Примеры обозначения БТ:

76: Г-76В: УБТ-73: СБТ-50/42: 1200...1500: <500: 4,4₇₃

76 – диаметр скважины, мм;

Г-76В – высокочастотный гидроударник;

УБТ-73 – нижняя свеча из УБТ-73;

СБТ-50/42 – основная бурильная колонна из труб диаметром 50 мм с соединениями 42 мм;

1200...1500 – диапазон осевых нагрузок, даН;

<500 – диапазон чисел оборотов
снаряда, мин⁻¹;

4,4₇₃ – колонковый набор
диаметром 73 мм,
длиной 4,4 м.

59: СБТН-42: СБТ-54: 1200...1500: >750: 8,4₅₇

59 – диаметр скважины, мм;

СБТН-42 – нижняя свеча из бурильных труб диаметром 42 мм с ниппельными соединениями 42 мм;

СБТ-54 – основная бурильная колонна из труб диаметром 54 мм;

1200...1500 – диапазон осевых нагрузок, даН;

>750 – диапазон чисел оборотов
снаряда, мин⁻¹;

8,4₅₇ – колонковый набор диаметром 57 мм, длиной 8,4 м.

Выкручивание скважины – уменьшение зенитного угла скважины.

Выполаживание скважины – увеличение зенитного угла скважины.

Геологические условия 1-типа – совокупность геологических причин (факторов), вызывающих закономерное (естественное) искривление с ярко выраженной тенденцией к выполаживанию скважины ($i_C > 0$).

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

Геологические условия 3-типа – то же – к стабилизации ($i_C = 0$).

Длина полуволны L_T – по Г.Вудсу и А. Лубинскому (1960) – отрезок бурильных труб между переходником колонкового набора и первой точкой каса-

ния нижней свечи стенок скважины; L_T - в отечественной литературе – четверть волны.

Кажущийся радиус скважины – половина разности диаметров скважины и бурильной колонны.

КНБК – компоновка низа бурильной колонны – состоит из нижней свечи и колонкового набора; для КНБК вращательно-ударного и ударно-вращательного бурения в колонковый набор входит гидроударник или пневмоударник.

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

Профилактика искривления – целенаправленное предупреждение ожидаемого негативного искривления скважины.

Стабилизация зенитного угла – обеспечение заданного зенитного угла с интенсивностью $i \leq \pm 0,005$ °/м.

Стабилизирующая длина L_{CT} – длина колонкового набора L вместе с керновым материалом, равновесная длине одной полуволны нижней свечи, - первая L_{CT_1} стабилизирующая длина; двух полуволн – вторая стабилизирующая L_{CT_2} ; трёх полуволн – третья стабилизирующая длина колонкового набора L_{CT_3} .

Угол стабилизации или стабилизирующий угол θ_{CT_1} , θ_{CT_2} и т.д. – зенитный угол, соответствующий значениям L_{CT_1} , L_{CT_2} и т.д.

Центр шарнира – условное название точки пересечения осей шлицевого вала гидроударника или пневмоударника и колонковой трубы.

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

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

Экстренная технология - предназначена для внесения ситуационных корректив в ходе бурения 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 УБТ-57, УБТ-73, УБТ-54, УБТ-55.

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

D , d – диаметры скважин и колонкового набора, м.

m – число полуволн, уравнивающих набор заданной длины L .

L_m , Q_m – длина (м) и вес (даН) гидроударника или пневмоударника.

L_n , Q_n – длина (м) и вес (даН) подшипникового узла ССК (КССК).

P_T , $P_{к.н.}$, $P_{к.ю}$, $P_{к.м.}$ – соответственно вес (даН) 1 м бурильной колонны (нижней свечи), колонкового набора вместе с керном, колонковой трубы и кернового материала с плотностью γ (даН/м³).

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

$k_{ч}$ – коэффициент, зависящий от частоты вращения снаряда.

P – осевая нагрузка, даН.

n – частота вращения снаряда, об/мин.

УБТ-54 - “утяжелённые” бурильные трубы, изготовленные из стальных труб толщиной не менее 9 мм и $p_T \leq 10$ даН/м. Изготавливаются из ведущей трубы.

УБТ-55 - “утяжелённая” нижняя свеча ССК-59 со съёмным утяжелителем ($p_T = 16$ даН/м).

ВВЕДЕНИЕ

Реализация стратегических задач, приоритетов, содержащихся в Послании Президента народу Казахстана, предусматривает превращение страны через 20-30 лет в государство, в котором будут преобладать наукоемкие высокотехнологичные производства. Сегодня как в нашей стране, так и за рубежом проявляется повышенный интерес к бесклиновой технологии направленного бурения скважин [1-3]. Одним из главных достоинств этой принципиально новой технологии является минимизация затрат, связанных с проведением поисковых и геологоразведочных работ, отказ от морально устаревшей, практически убыточной методики и клиновой техники искусственного искривления скважин, переход к компьютерному проектированию и оперативному управлению трассами направленных скважин с использованием электронной двусторонней связи.

На возможность управления трассами скважин при использовании гидроударников впервые обратили внимание в России Л.Э. Граф, А.Т. Киселев, С.С. Сулакшин и др.[4-7], в Казахстане - А.Б. Уваков [8], А.С. Латыпов и др.[9]; пневмоударниками - И.В. Куликов, В.Н. Воронов, И.И. Николаев и др. [10].

На начальном этапе область применения гидроударников и разведочных пневмоударников была сведена к решению проблем повышения скорости бурения и снижения интенсивности искривления скважин. Однако практика требовала решения таких кардинальных проблем, как необходимость выполаживания самовыкручивающихся, выкручивания самовыполаживающихся скважин и самое главное - не "снижения интенсивности", а обеспечения нулевой интенсивности зенитного искривления. Попытки решать эти задачи, скажем, выполаживания скважины с применением приемов, заимствованных с дробового бурения (короткой колонковой, двойной коронкой и т.п.), выкручивания скважины - удлиненными наборами, а для стабилизации - жесткими 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 гидроударников и пневмоударников. Механизм и математическое опи-

сание (модель) зенитного искривления скважин при бурении гидроударниками и пневмоударниками автором были впервые представлены в 1978 г. [11,12].

В настоящее время бесклиновая технология направленного бурения гидроударниками и пневмоударниками признана как одна из перспективных [1-2].

Настоящая книга представляет обобщение теоретических, экспериментальных и производственных исследований, проведенных автором в течение последних 20 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.

1. СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА

Вопросам искривления скважин при бурении гидроударниками посвящены работы Л.Э. Графа, А.Т. Киселева, А. Закирова-Зиева, Д.И. Когана, О.В. Смирнова, Е.В. Алеутского, С.В. Шаравина и др., пневмоударниками - И.В. Куликова, В.Н. Воронова, И.И. Николаева, Г.Д. Коваля и др.

Л.Э. Граф, А.Т. Киселев, А. Закиров - Зиев и О.В. Смирнов [4,6], анализируя характер зенитного искривления скважин на месторождениях Таштагол, Жезказган, Западный Каражал и др., пришли к выводу, что скважины при бурении гидроударниками имеют общую тенденцию к увеличению зенитных углов, т.е. в сторону выполаживания. Интенсивность зенитного искривления по отдельным скважинам Жезказганского месторождения достигла более $3^{\circ}/100$ м, а в условиях Западного Каражала и Таштагола - несколько выше, чем средняя интенсивность искривления скважин, пройденных в тех же условиях дробью. Качественно это явление не удовлетворяло геологическую службу, и перед исследователями была поставлена задача борьбы с естественным искривлением. Анализируя причины искривления скважин, указанные исследователи приходят к заключению, что на искривление скважин при гидроударном бурении влияют компоновка низа бурильной колонны, соотношение диаметров бурения и гидроударной машины, износ шлицевых соединений гидроударника. Последнее,

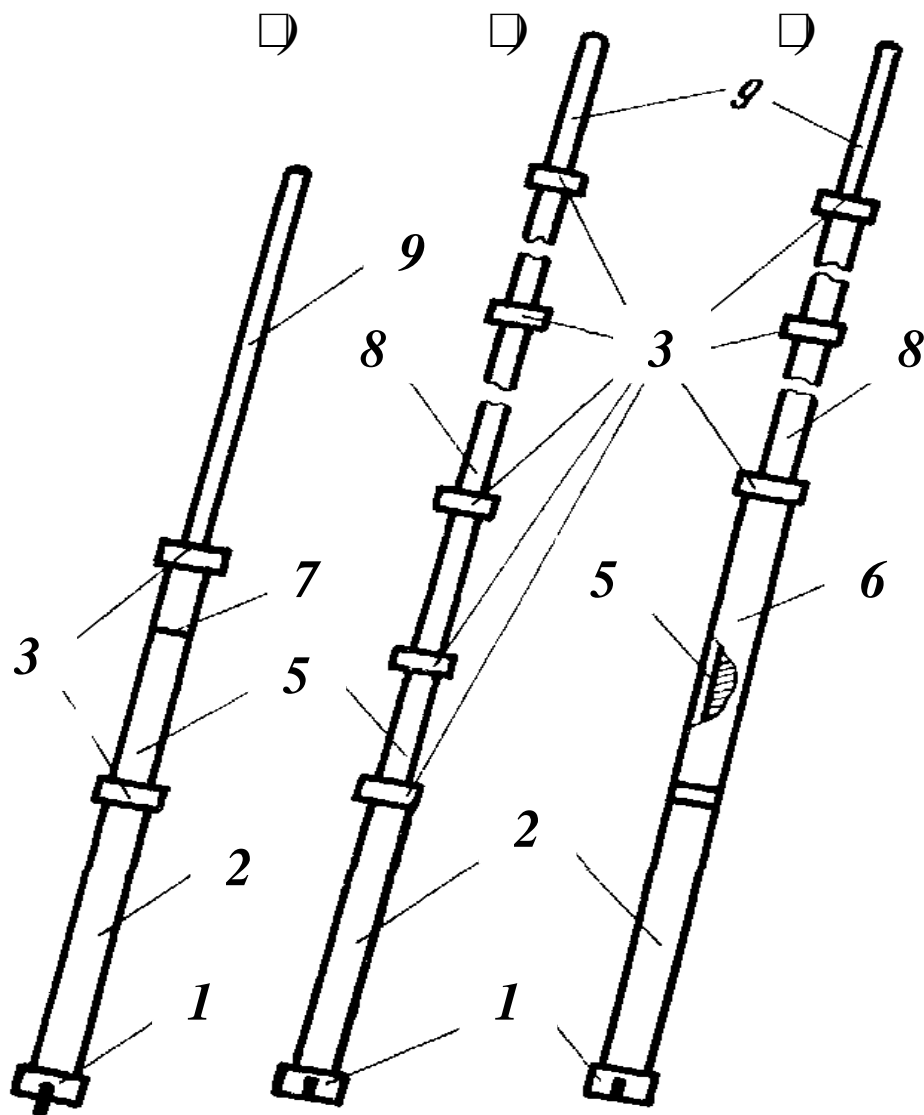
являясь в достаточной степени гибким элементом, т.е. шарниром, способствует выполаживанию скважины. Задача сводилась к устранению отрицательного влияния шлицевых разъемов, для чего был предложен т.н. полустабилизированный низ (рис.1), отцентрированный в трех точках - на забое, выше и ниже гидроударника, а также - стабилизированный низ СНГ-1, отцентрированный тремя центраторами и кожухом, который надевается на корпус машины, перекрывая полностью шлицевой разъем.

Положительные результаты по уменьшению зенитного искривления с применением полустабилизированного низа получены на месторождениях, где геологический разрез представлен мощными пачками однородных пород (Таштагольское месторождение, Кузбасс).

На месторождениях, где геологический разрез характеризуется частой перемежаемостью, при бурении гидроударниками с полустабилизированным низом интенсивность зенитного искривления возрастает. Так, на месторождении Западный Каражал, где геологический разрез представлен часто перемежающимися пластами аргиллитов, песчаников и известняков мощностью от 1 см до 1...2 м, интенсивность искривления составила $2...2,25^0/100$ м и превысила требуемые нормы геологической службы. В связи с этим был применен снаряд со стабилизированным низом типа СНГ-1. Общая длина снаряда в зависимости от длины колонковой трубы и УБТ-89 составила 22...30 м, вес — 650...800 даН, что значительно превышает величину осевой нагрузки при гидроударном бурении. Результаты сравнения приводятся в табл.1.

Из табл.1 видно, что снаряд СНГ-1 обеспечивает бурение скважин практически без зенитного искривления.

В этих же работах делается вывод о независимости интенсивности искривления скважин от глубин; некоторое уменьшение или увеличение зенитного угла ставится в зависимость от крепости пород. В частности, при проходке мягких пород независимо от глубины зенитный угол уменьшается (скважина выкручивается) и объясняется это "маятниковым усилием" или "эффектом от веса".



- 1 – коронка диаметром 115 мм;
- 2 – колонковая труба диаметром 108 мм;
- 3 – переходник – центратор диаметром 113 – 115 мм;
- 5 – гидроударник диаметром 89 мм;
- 6 – кожух гидроударника диаметром 108 мм;
- 7 – шлицевой разъем;
- 8 – утяжеленные бурильные трубы диаметром 89 мм;
- 9 – бурильная труба диаметром 63,5 мм

Рис.1.Схемы компоновок низа колонны бурильных труб при гидроударном бурении (по А.Т. Киселёву и О.В. Смирнову):

- а) нестабилизированный низ;
- б) полустабиллизированный низ;
- в) стабилизированный низ – СНГ – 1:

Таблица 1

Зенитное искривление скважин на месторождении Западный Каражал
(Центральный Казахстан)

Способ бурения	Глубина скважины, м							
	100	200	300	400	500	600	700	800
	Зенитный угол скважины, градусы							
Гидроударное бурение с СНГ-1	2	1,25	1	1,5	2	1,5	2	2,5
Дробовое бурение	3	6,3	11,3	17,5	22,5	27,5	33,1	38

Такого же мнения придерживаются В.И. Журнист, С.В.Шаравин, М.И. Исаев, В.Г. Вартыкян и др. [13-16]. Ю.Т. Морозов рассматривает этот вопрос, ставя интенсивность и направление зенитного искривления в зависимость от величины зенитного угла, выкручивание на интервалах гидроударного бурения происходит с большей интенсивностью в породах более низких категорий по буримости. При равных условиях наблюдается увеличение интенсивности выкручивания в диапазоне малых зенитных углов. Объясняется это тем, что при небольших зенитных углах происходит постоянное внедрение коронки в лежащую стенку скважины, а при углах от 30^0 и выше корпус гидроударника ложится на эту же стенку, и внедрение коронки происходит не более, чем на выпуск резцов по наружному диаметру на интервале не менее половины длины гидроударника. Отсюда можно сделать вывод, что применение специальных компоновок с включением в них гидроударных или пневмоударных машин может обеспечить направленную проходку скважин в соответствии с расчетным профилем как в сторону выполаживания, так и в сторону выкручивания.

В условиях месторождений Южного Казахстана известен опыт [5,8,17] применения гидроударного бурения как средства сохранения прямолинейности скважин, в частности, Чатыркульского месторождения. Породы, слагающие основную зону месторождения, представлены различными разновидностями гранитов. В центральной и южной части встречаются крупно- и среднезернистые граниты, часто сильно измененные, VII-IX категорий по буримости, а на восточном фланге - дайки мелкозернистых гранитов X категории. Граниты, как известно, - хрупкие горные породы, разрушение которых при ударном воздействии весьма эффективно. Однако их высокая абразивность вызывает интенсивный износ и затупление резцов коронок, что, в свою очередь, снижает эффек-

тивность гидроударного бурения. Кроме того, крутое падение рудных тел и необходимость обеспечения углов встречи скважин не менее 35° обуславливают проектную интенсивность выполаживания скважин не менее $3^{\circ}/100$ м, чего не удается достичь при бурении гидроударниками. Поэтому для выполаживания скважин приходится переходить на дробовое бурение с применением специальных снарядов. Так, например, при бурении одной из скважин Чатыркульского месторождения было получено резкое выполаживание (дробовое бурение) в интервале 100...130 м, дальнейшая углубка была проведена с применением гидроударных машин Г-3А с минимальной интенсивностью $0,5...1^{\circ}/100$ м и выведена в проектную точку подсечения рудного тела на глубине 277 м (табл.2).

Таблица 2

Характер искривления скважин на месторождении Чатыркуль
(Южный Казахстан)

Глубина скважины, м	Зенитный угол, град	Азимутальный угол, град	Глубина скважины, м	Зенитный угол, град	Азимутальный угол, град
100	15	115	137	26,5	110
125	24	115	183	26,5	—
130	26	105	235	27,0	120
135	26,5	—	277	27,0	—

Анализируя результаты бурения гидроударниками на месторождениях Южного Казахстана, А.Б. Уваков [5] приходит к заключению, что при гидроударном бурении ствол скважины сохраняет заданное направление независимо от элементов залегания и крепости пород.

Прямолинейность скважин при гидроударном бурении наблюдалась и на других объектах Южного Казахстана. Причём, если на предыдущем месторождении эта особенность использовалась как положительный фактор, то в условиях Жанатасской геологоразведочной партии она оказалась нежелательным явлением и, следовательно, возникла проблема выполаживания скважин. Для её решения была применена компоновка, предложенная Ю.Г.Тузовым и Ю.Ф. Степановым [18], основанная на использовании шарнирного действия шлицевых разъемов гидроударника (рис.2).

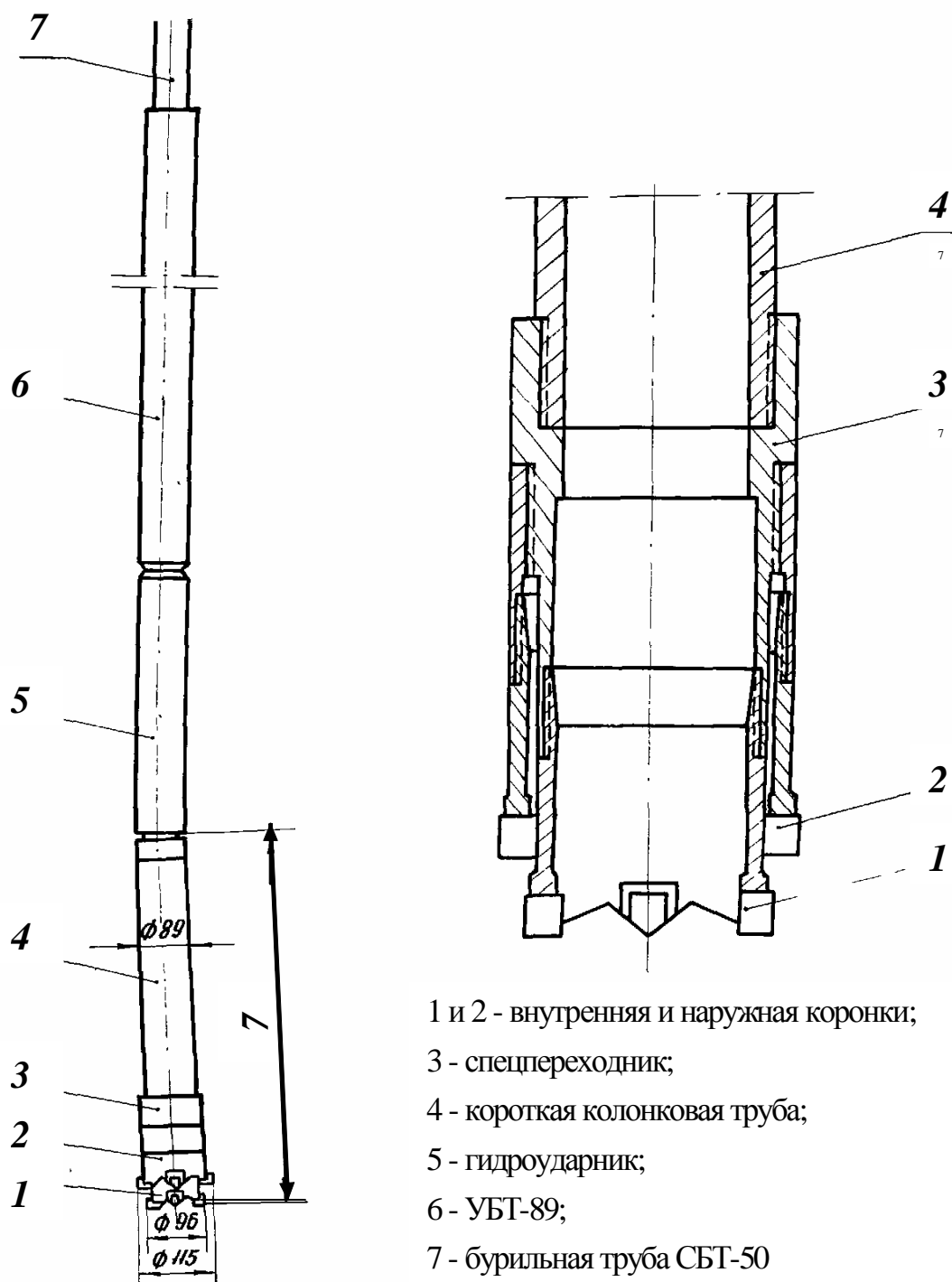


Рис. 2. Снаряд для выполнения гидроразрыва скважин гидроударниками

В геологическом строении месторождения Аксай, где применялась указанная компоновка, принимают участие отложения нижнего и среднего кембрия. Вдоль южной стороны месторождения, где для бурения скважин применялись гидроударники Г-7, с юго-востока на северо-запад залегают породы нижнего кембрия, представленные кремнисто-глинистыми сланцами, доломитизированными известняками с включениями зерен кварца и кремня, горизонтом сланцево-карбонатных с линзами кремней и кремнистыми сланцами. Северо-западная оконечность месторождения и северная его сторона представлены породами, состоящими из доломитов разной окраски с различной степенью окремнённости и трещиноватости. Встречаются линзы кремней. Породы имеют крутое падение пластов на юго-восток под углом 85° . Геологический разрез, где бурение проводилось гидроударниками Г-5А, представлен пластом окремнённых тонкозернистых доломитов с прослоем тонкокристаллического кремня и слоями крупно- и тонкозернистых трещиноватых доломитов.

Возвращаясь к вышеописанной методике и компоновке, следует заметить, что применение этой компоновки вызывало перекокс породоразрушающего инструмента относительно оси скважины и приводило в процессе бурения к выполаживанию её ствола.

На месторождениях Восточного Казахстана гидроударное бурение с начала внедрения (1963 г.) применяется в качестве средства направленного бурения преимущественно для сохранения прямолинейности глубоких разведочных скважин.

Изучая закономерности естественного искривления скважин в этом районе, В.И. Журнист [13,19,20] уделяет значительное внимание гидроударно-направленному бурению скважин большого диаметра. В частности, им установлено, что при гидроударном бурении наблюдается увеличение интенсивности выполаживания скважин с увеличением зенитного угла. Так, на месторождениях Горной Шории [9,14,15,21] в условиях Восточного Казахстана наблюдаются случаи как выполаживания, так и выкручивания скважин. Если в условиях Горной Шории, где геологический разрез характеризуется частой перемежаемостью, выкручивание скважин преобладает над выполаживанием в интервалах с малыми зенитными углами (до 8°) и в слабых породах VII-VIII категории буримости, то на месторождениях Восточного Казахстана подобная зависимость

не установлена. В.И. Журнистом установлено, что первопричиной искривления скважин являются структурно-геологические особенности района (Лениногорского, Рудный Алтай) и, главным образом, - анизотропия физико-механических свойств слагающих его пород. В геологическом строении района принимают участие самые разнообразные вулканогенно-осадочные породы. Наибольшее распространение получили туффиты смешанного состава и туфогенные песчаники, известняки и кремнистые алевролиты, порфириты, туфы и лавы порфиритов, кварцевые альбитофиры. Простираение пород в районе - северо-западное $300...320^0$, падение крутое с углами $80...85^0$. Для большинства пород района характерно моноклиналиное залегание. Структуры района осложнены многочисленными тектоническими нарушениями.

Исследования пород района позволили определить показатели анизотропии для наиболее распространенных пород, которые характеризуются следующими величинами: кварц-хлорит-серицитовые сланцы - 1,62; глинистые сланцы - 1,45; кварцевые альбитофиры и кварциты - 1,01. Показатель анизотропии для каждой породы района при бурении является величиной постоянной, угол же встречи оси колонкового снаряда с плоскостью напластования или рассланцевания - величиной переменной, изменение которой в огромной степени влияет на интенсивность искривления скважин.

Исследованиями В.И. Журниста, проведенными в районе Тишинского месторождения (Лениногорский район, Рудный Алтай), впервые было установлено влияние рассланцевания и угла встречи оси колонкового снаряда с рассланцеванием на интенсивность искривления геологоразведочных скважин. Это влияние характеризуется увеличением интенсивности искривления (выполаживания) с увеличением класса рассланцевания и угла встречи (табл. 3).

А.С. Юшков, В.И. Журнист и др. [19] в результате анализа интенсивности зенитного искривления скважин гидроударного бурения по сравнению с дробовым способом в резко различных структурно-геологических условиях пришли к выводу о том, что интенсивность "дробовых" скважин в значительной мере зависит от структурно-геологических факторов: в крутопадающих структурах интенсивности в 4,4 раза выше, чем при пологом залегании пород. При гидроударном же бурении интенсивности зенитных искривлений в обоих случаях практически одинаковы. Близость значений интенсивностей зенитного искривления в разных геологических районах позволила предположить, что структур-

Таблица 3

Влияние рассланцевания и угла встречи оси колонкового снаряда
на интенсивность искривления скважин на Тишинском месторождении
(Рудный Алтай)

Класс рассланцевания пород	Углы встречи, град		
	10 - 20	25 - 45	50 - 70
	Интенсивность искривления скважин, град/10 м		
I	0,70	1,00	1,47
II	1,28	1,34	1,96
III	-	1,63	2,20
IV	1,65	1,92	2,54

ные геологические факторы не оказывают решающего влияния на интенсивность зенитного искривления скважин при гидроударном бурении.

Некоторая противоречивость в выявленных В.И. Журнистом закономерностях искривления при гидроударном бурении, очевидно, объясняется тем, что при анализе не были дифференцированы исходные данные по видам гидроударных машин: ГБМС-5М, ГМД-2 - одношлицевые, Г-3А и Р-3М – двухшлицевые. Как известно, машины Г-3А и Р-3М в случае износа нижних и верхних шлицевых разъемов, становятся подобными двухшарнирному снаряду для выкручивания скважин [22].

По данным С.В. Шаравина и др.[9,14,15,21] на месторождениях Кузбасса искривление скважин при гидроударном бурении имеет следующие особенности (рис. 3):

а) в породах X-XII категорий скважины преимущественно выполаживаются, в породах менее крепких - выкручиваются; при бурении машинами Г-3А скважины по азимуту отклоняются только влево, Г-7 - только вправо, а ГМД-2 - азимут преимущественно выдержан с незначительными отклонениями вправо; по мере увеличения крепости пород величины приращений азимутальных углов снижаются;

б) с увеличением зенитных углов скважин (рис. 4) приращения азимутальных углов снижаются по близкой к прямолинейной зависимости; средние

приращения зенитных углов имеют наибольшую положительную величину при $\theta = 15...20^{\circ}$;

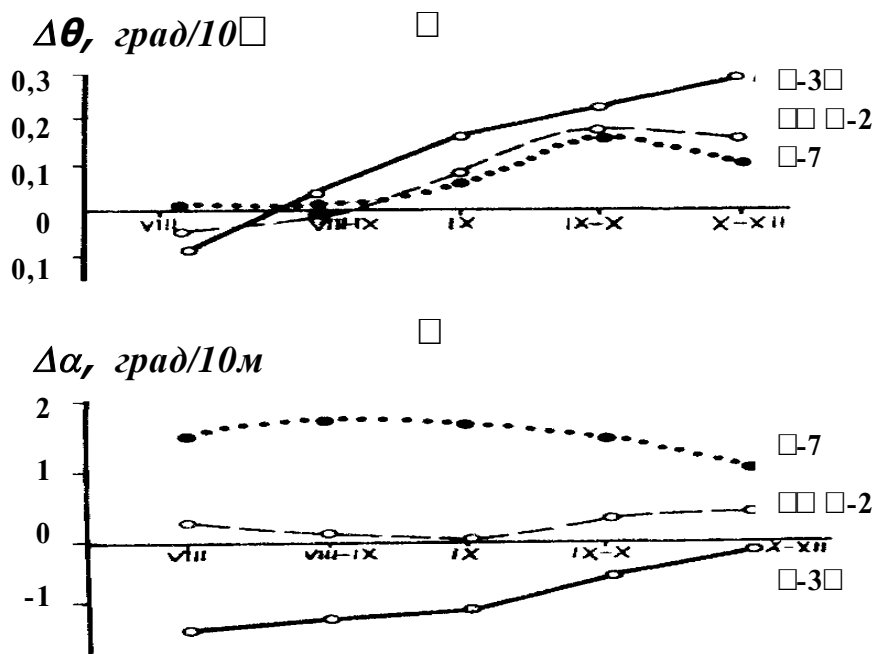


Рис. 2. Зенитное и азимутальное искривление скважин

при гидроударном бурении от крепости пород (по С.В. Шаравину, 1974):

а) зенитное искривление; б) азимутальное искривление

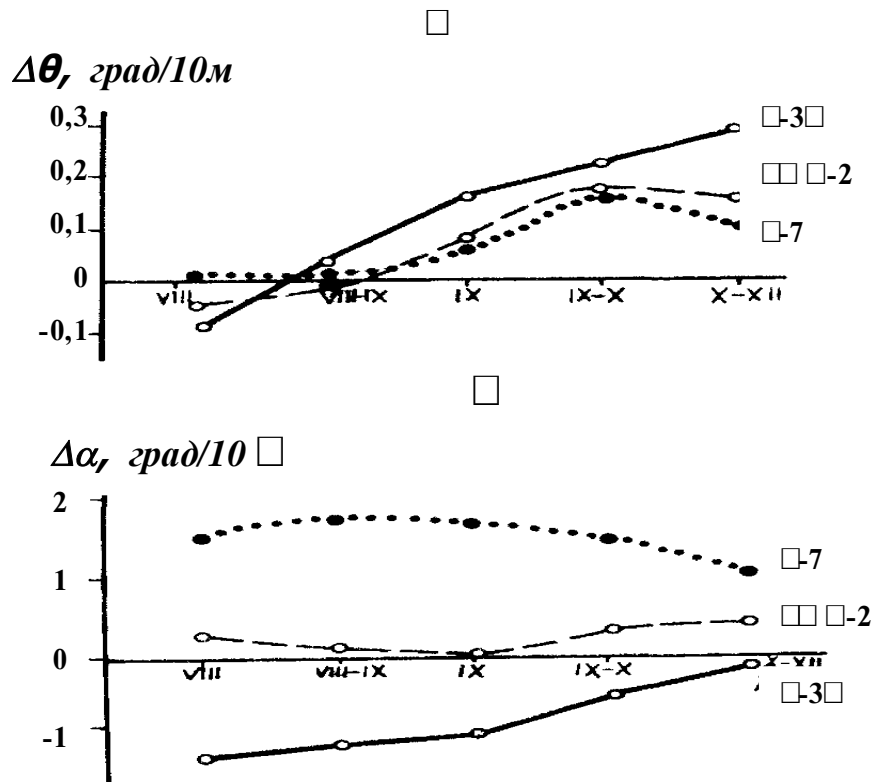


Рис. 4. Интенсивность искривления скважин при бурении гидроударниками Г-7 в зависимости от зенитного угла (по С.В. Шаравину, 1974):

а) зенитное искривление; б) азимутальное искривление

- в) с увеличением длины колонковой трубы уменьшаются приращения зенитных углов (Г-3А и Г-7); возрастают приращения азимутальных углов (Г-7);
- г) с увеличением диаметра центраторов, устанавливаемых в верхнем сечении колонковых труб, возрастает частота выкручивания скважин, и несколько увеличиваются средние значения приращений азимутальных углов вправо.

При всей многосторонности эти исследования имеют отдельные недостатки. Как известно, при корреляционном анализе значения как прямого, так и косвенного показателей должны быть величинами физическими, имеющими точно установленные единицы измерения: угол (градус, минута), глубина (метр), твёрдость (даН/см²) и т.д. В работе С.В. Шаравина и др. при анализе закономерностей зенитного и азимутального искривления скважин в качестве косвенного показателя принята категория буримости пород. Она количественно оценивается для каждого способа разрушения по-разному и в зависимости от принятой методики приборного её определения.

К выводам относительно зависимостей интенсивностей зенитного и азимутального искривления от углов наклона скважины следует подходить осторожно. При группировке исходных данных, в частности, углов наклона (см. рис. 4) интервал $4...25^0$ разбит на 5 групп, а интервал $25...60^0$ объединен в одну вместо требуемых семи в первоначально принятом масштабе, в результате чего графики зависимостей приведены в явно искажённом виде. Надо полагать, что в действительности формы кривых зависимостей соответствуют кривым иного порядка.

На примере Таштагольского месторождения, уже известного по предыдущим исследованиям, С.С. Сулакшин и др.[9], применяя разработанную ими же методику исследований с использованием ЭВМ, получают более стройную картину об особенностях искривления при гидроударном бурении, по всей вероятности, большого диаметра.

Основные их выводы сводятся к следующему:

в зенитной плоскости скважины как выполаживаются, так и выкручиваются в среднем с одинаковой интенсивностью (рис. 5), мало изменяющейся с глубиной скважин;

при бурении в мягких породах VI-VII категории по буримости преобладает выкручивание скважин, а в более твёрдых - выполаживание;

интенсивность зенитного искривления колеблется в значительных пределах, но в среднем составляет небольшую величину около $0,025...0,005$ $^0/м$;

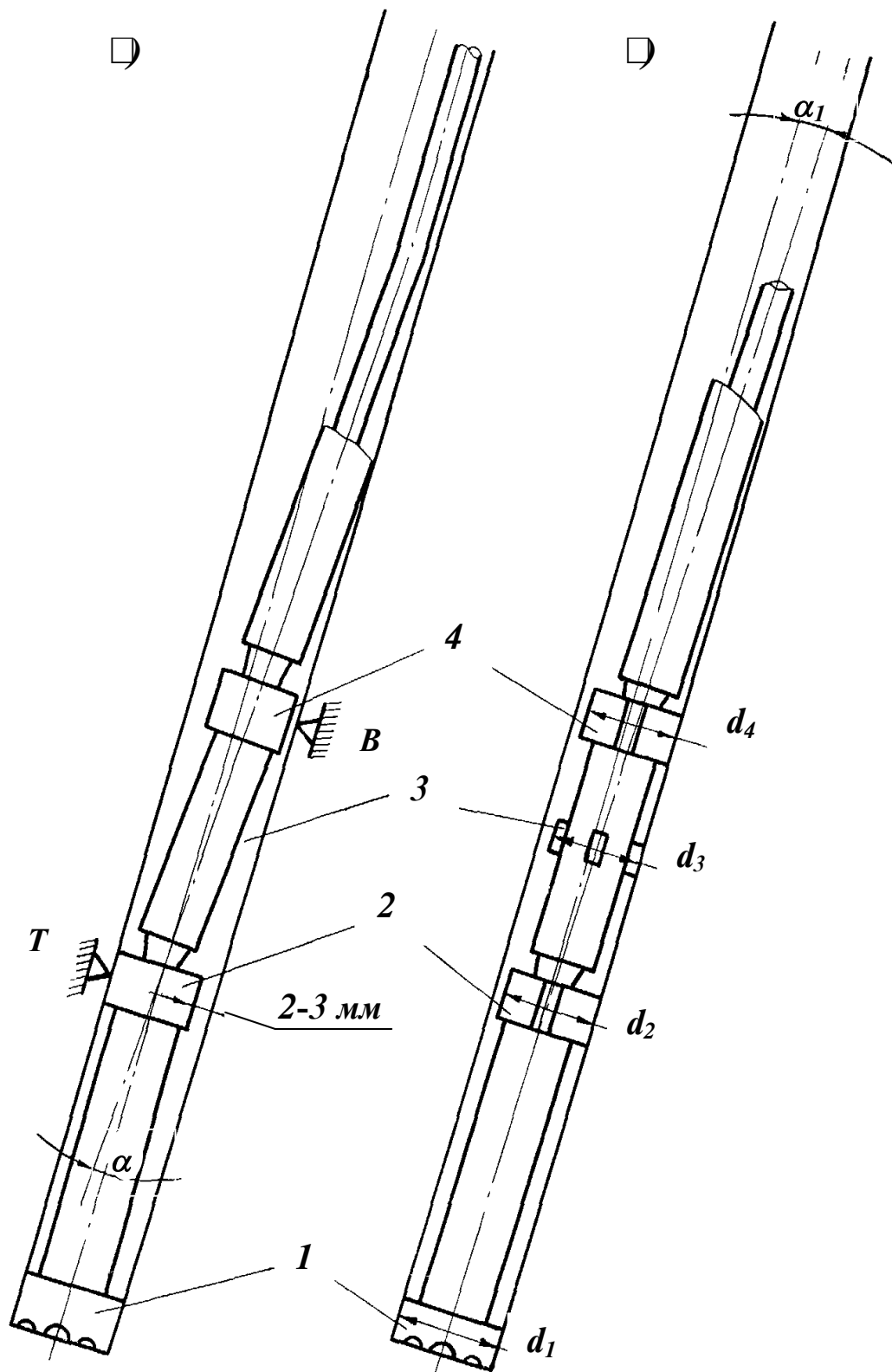


Рис. 5. Зависимость интенсивности зенитного искривления скважин от зенитных углов (по С.С. Сулакшину, 1966)

скважины по азимуту искривляются преимущественно влево с довольно значительной интенсивностью, достигающей в среднем на месторождениях Горной Шории - $0,13...0,28^{\circ}/м$.

По данным корреляционного анализа для зависимости характерна очень слабая нелинейная связь: коэффициент корреляции $r = 0,018$, доверительные границы $0,097 < r < 0,205$ ниже значений корреляционных отношений $\eta_{y/x} = 0,29$ и $\eta_{x/y} = 0,30$. Очевидно, исходные данные также не были дифференцированы по видам машин. Как известно [15], на Таштагольском месторождении применялись машины Г-3А (двухшлицевая) и ГМД-2 (одношлицевая), которые по степени влияния на искривление скважин имеют различные показатели.

Вышеотмеченные работы посвящены, в основном, вопросам зенитного искривления скважин при гидроударном бурении. Отдельные работы [9,14,15,21] содержат информацию о характере азимутального искривления скважин в тех или иных условиях. Например, Таштагольское месторождение. Оно входит в Кондомскую железорудную группу и приурочено к контакту пород метаморфической толщи с сиенитами. В состав метаморфической толщи входят осадочные и эффузивные образования, превращенные в результате динамометаморфизма в сланцы различного состава. В осадочную толщу включены горизонты конгломератов или линзы известняков.

Месторождение приурочено к Таштагольской синклинали складке асимметричного строения с падением восточного крыла под углом $70...80^{\circ}$ и западного - под углом $50...60^{\circ}$ и осложнено дизъюнктивными дислокациями различного характера и направления. Все скважины задаются наклонно.

Скважины на Таштагольском месторождении по азимуту отклоняются в основном вправо и реже - влево, при этом более пологие скважины проходят с меньшим азимутальным искривлением. Скважины стремятся занять направление в крест простирания слоев пород и против их падения. Интенсивность азимутального искривления здесь составляет $0,08^{\circ}/м$ при отклонении вправо и $0,05^{\circ}/м$ - при отклонении влево [21]. Данные по азимутальному искривлению А.Г. Калинин приводит и для других железорудных месторождений Горной Шории (табл.4).

Для выяснения одной из возможных причин азимутальных искривлений скважин при ударно-вращательном бурении в анизотропных переслаивающихся

Таблица 4

Характер азимутального искривления скважин на месторождениях
Горной Шории (Кузбасс) (по А.Г. Калинину)

Месторождение	Интенсивность искривления, град/м				Количество скважин, отклонившихся	
	зенитного		азимутального		вправо	влево
	до 1956 г.	после 1956 г.	вправо	влево		
Таштагольское	0,05-0,06	0,03-0,04	0,08	0,06	51	16
Шерегешевское	0,05	0,023	0,04	0,023	59	18
Темиртауское		0,05	0,01-0,02		11	2
Абаканское		0,067	0,5	0,05	-	-

ся породах высоких категорий по буримости И.Н. Страбыкин и др.[23] рассматривают процесс углубки забоя, используя основные положения теории разрушения с учётом совместного влияния геологических и технологических факторов: твёрдости, слоистости и анизотропии пород, частоты и силы ударов, осевой нагрузки и числа оборотов бурового снаряда.

При небольшом усилии (осевой нагрузки 200...700 даН) разрушение забоя не может происходить путём резания (сдвига), а значит главную роль играет разрушение, происходящее под действием ударной нагрузки (скол). Таким образом, углубка скважины происходит благодаря последовательному разрушению единичных объёмов под резцами. Взаиморасположение единичных объёмов разрушения зависит в основном от числа резцов породоразрушающего инструмента, частоты ударов гидроударной машины и числа оборотов бурового снаряда (рис.6).

Анализируя характер расположения единичных объёмов разрушения на забое, пересекающем контакт различных по твёрдости пород, можно видеть, что в зависимости от положения мест каждого последующего удара резцов по отношению к единичным объёмам разрушения, возникшим в результате предыдущих ударов, реакция породы в момент удара может иметь различное направление. По мнению автора, это и определяет направление азимутального искривления скважины.

Н а п р а в л е н и е в р а щ е н и я

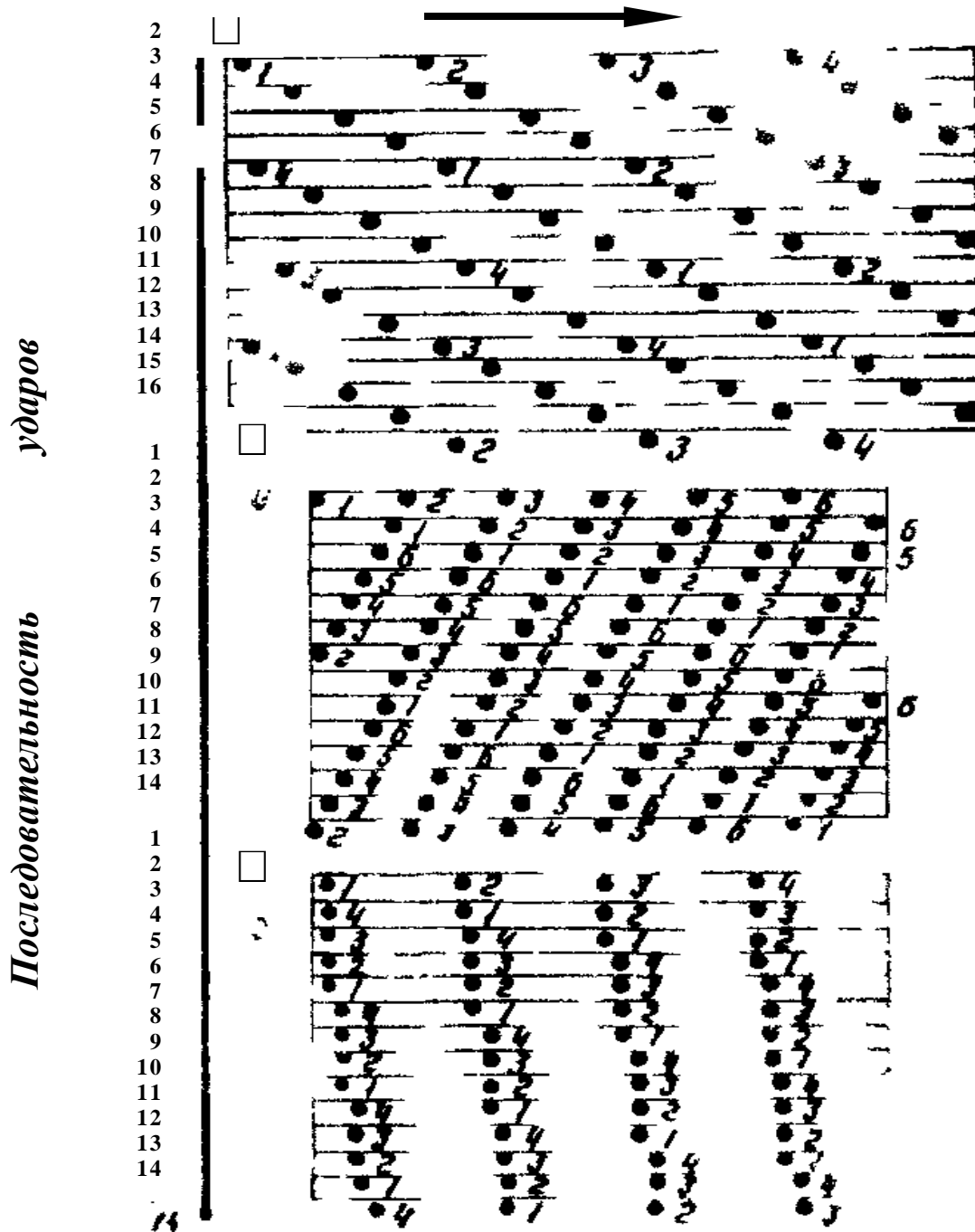


Рис. 6. Диаграмма последовательного расположения единичных объёмов разрушения на развёртке забоя скважины (по данным И.Н. Страбыкина):

- а) за половину оборота твёрдосплавной коронки ГПИ-74 МВ при 30 об/мин и гидроударнике Г-7;
- б) за один оборот твёрдосплавной коронки ГПИ-2 при 70 об/мин и гидроударнике Г-3А;
- в) за один оборот твёрдосплавной коронки К-19 М4 при 70 об/мин и гидроударнике Г-3А

В доказательство рассматриваются возможные варианты (рис.7).

Если при серии последовательных ударов единичные объёмы разрушения располагаются (рис.7а) так, что каждый последующий будет удалён от предыдущего на расстояние, меньше его глубины, то реакция породы забоя при каждом ударе будет направлена по оси скважины, и азимутального искривления не происходит.

Если каждый последующий удар будет располагаться в непосредственной близости к предыдущему, справа (рис.7с) или от него (рис.7б), то реакция будет направлена или влево или вправо, а значит, ствол скважины на интервале пересечения контакта получит в первом случае - левое, во втором - правое азимутальное искривление.

Направление вращения

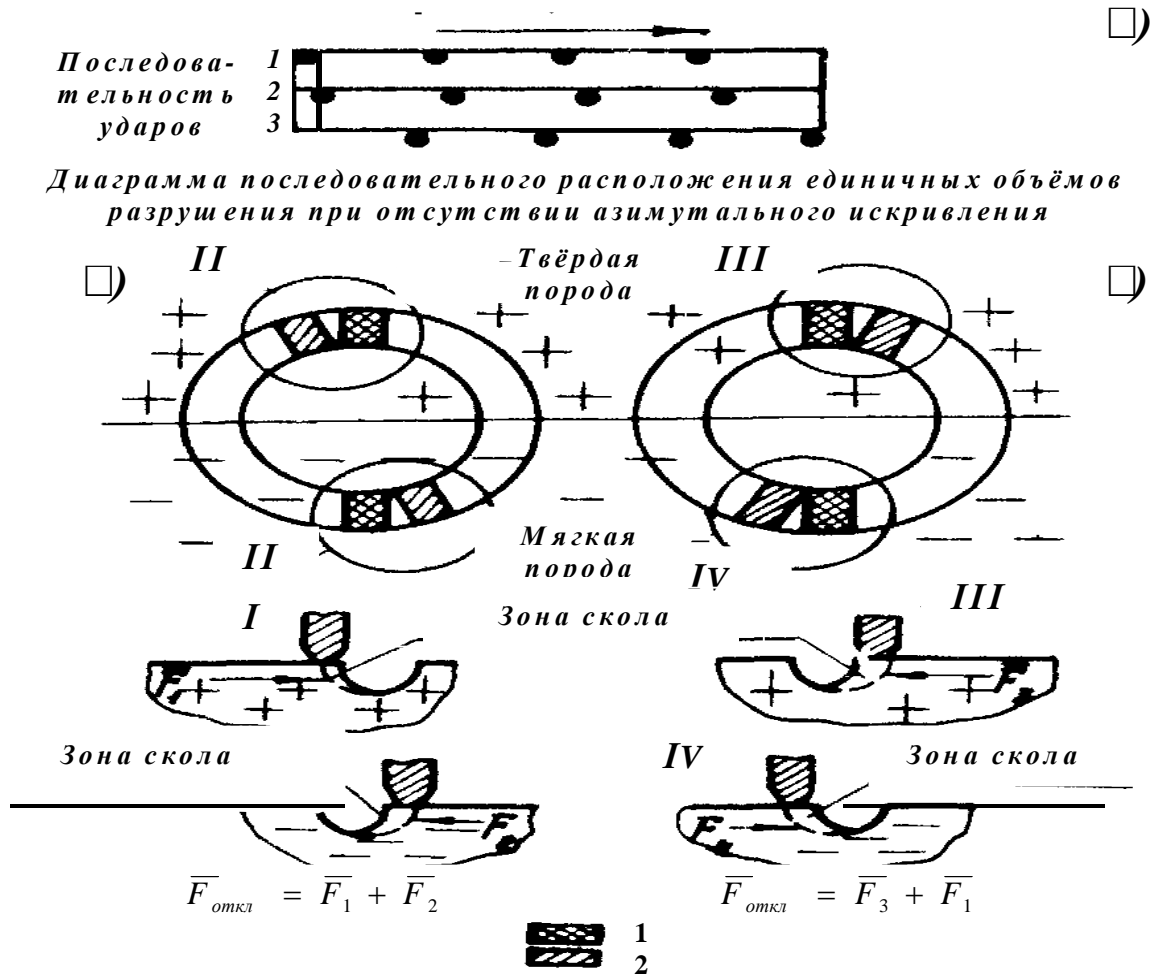


Рис. 7. Схема азимутального искривления (по И.Н Страбыкину):

1 и 2 - зоны первоначального и последующего внедрения резца

Обзор известных исследований показывает, что теория и практика направленного бурения с применением гидроударных машин обогащается новыми данными и аналитическими решениями. Однако вследствие произошедшей в процессе развития самого способа бурения смены поколений гидроударной техники, а также появления качественно нового направления - гидроударно-алмазного, - этих данных и решений недостаточно для решения актуальных конкретных задач сегодняшнего дня и ближайшего будущего.

С промышленным освоением и внедрением в геологоразведочное производство отечественных разведочных пневмоударников типа РП, разработанных Тульским отделением экспериментальных исследований ЦНИГРИ, становится не менее актуальным вновь возникшее направление - направленное бурение.

По данным И.В. Куликова и др. [24,25,26] пневмоударный способ позволяет бурить скважины, в основном, с наименьшим отклонением от заданного направления. Это объясняется, главным образом, небольшими осевыми нагрузками и малыми оборотами бурового снаряда.

Опыт пневмоударного бурения наклонных скважин показывает, что скважины, как правило, выкручиваются. Объясняется это следующими причинами. Пневмоударное бурение ведётся с небольшим усилием подачи, в результате с глубины 50 метров бурение выполняется уже с разгрузкой. Это приводит к тому, что в наклонной скважине бурильная колонна, спокойно вращаясь вокруг своей оси, прижимается под действием собственного веса к лежащей стенке (рис.8). Поскольку разница в диаметрах бурильных труб и верхнего переходника машины 4 значительная (~ 60 мм), то нижняя свеча, имея больший вес, нежели пневмоударная машина с колонковой трубой, перевешивает относительно опорной точки B . Так как колонковый набор в точке T имеет люфт, а диаметры опорных протекторов 2 и 4 одинаковые, но меньше диаметра скважины на $2\div 3$ мм, то в этой точке происходит “перелом” и нижний переходник машины 2 прижимается в точке T к висячей стенке скважины, тем самым создавая условия для выкручивания скважины.

Для предупреждения выкручивания необходимо, чтобы боковые поверхности всех опорных протекторов 2 и 4 , коронки 1 (рис.8б) находились в процессе бурения на одной прямой - на лежащей стенке. Форма снаряда по боковым опорным выступам должна представлять конус при вершине $2\cdot\alpha_1$. Причём, для

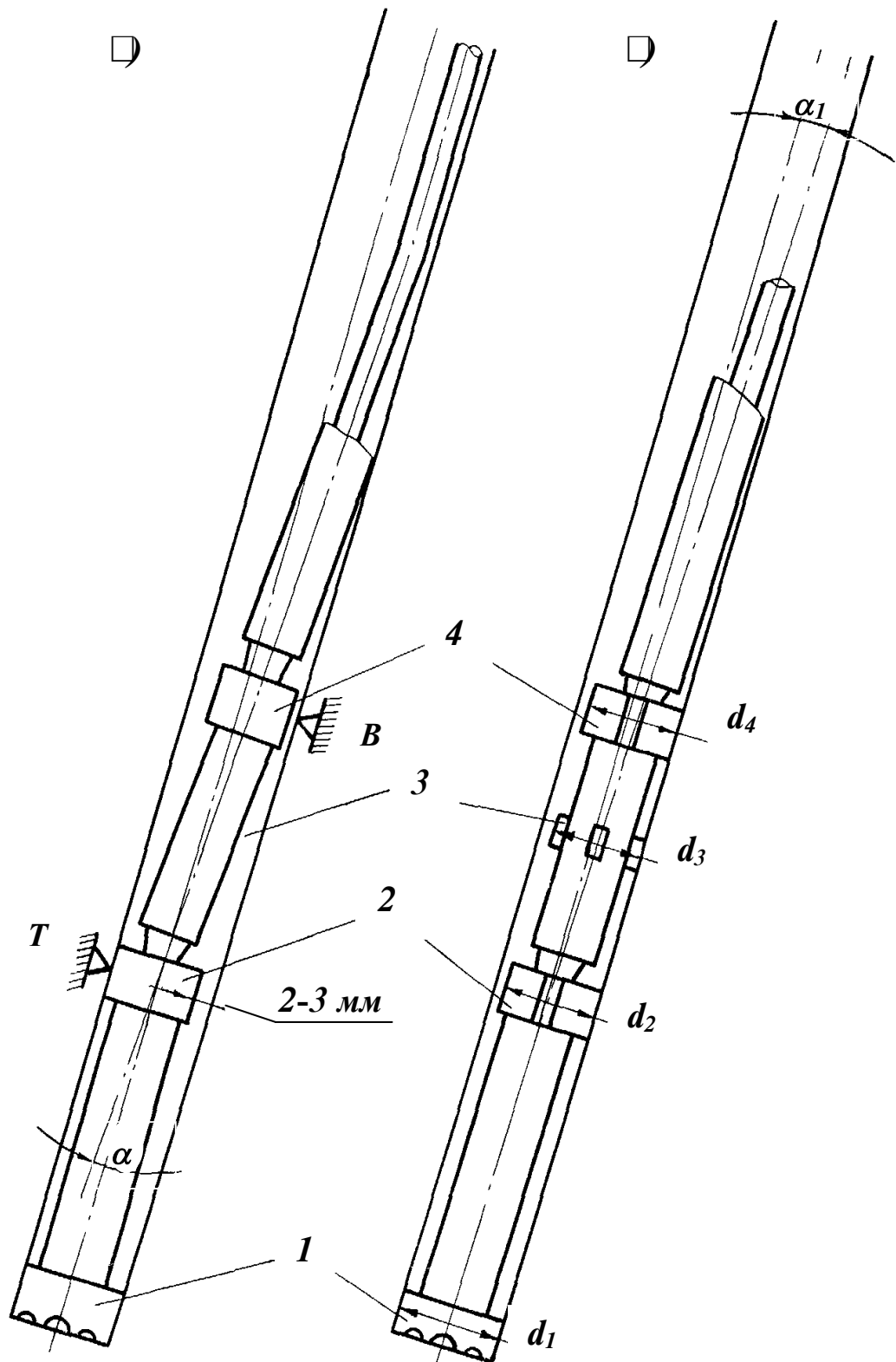


Рис. 8. Схема расположения пневмоударной компоновки в наклонной скважине (по И.В. Куликову и др.):

а – без использования опорных протекторов;

б – с использованием опорных протекторов

обеспечения прямолинейности скважины необходимо иметь следующие диаметры протекторов

$$d_1=113\text{мм}; \quad d_2=109\text{ мм}; \quad d_3=108\text{ мм}; \quad d_4=107\text{ мм}.$$

С целью выполаживания скважины с интенсивностью $0,015\dots 0,02^0/\text{м}$ необходимо иметь

$$d_1=113\text{мм}; \quad d_2=106,7\text{ мм}; \quad d_3=105\text{ мм}; \quad d_4=103\text{ мм}.$$

Несмотря на важность научного содержания и практическую ценность отмеченных выше работ в рамках разработанных разделов общей теории, не получают объяснения многие факторы их самопроизвольного искривления в определённых геологических условиях.

Вкратце рассмотрим некоторые известные подходы к проблеме зенитного искривления скважин.

С.С. Сулакшиным (1960) впервые была предложена схема, в которой величина отклоняющего усилия N определяется действием горизонтальной составляющей N_0 , осевого усилия G_0 и центробежных сил P_u :

$$N = G_0 \cos (90^0 - \delta) + 0,0056 \cdot q \cdot f_0 \cdot l \cdot n^2, \quad (1)$$

где δ – угол отклонения оси снаряда;

q – вес единицы длины бурильных труб;

f_0 – стрела прогиба бурильных труб;

n – число оборотов вращения бурового снаряда.

В данной схеме отклоняющие усилия действуют и на нижний конец колонкового снаряда по направлению к лежащей стенке скважины, и на забой – в направлении висячей стенки.

Позднее (1966, 1987 гг.) С.С. Сулакшиным эта схема повторяется, но с некоторыми уточнениями и дополнениями. Так, принимается во внимание ещё несколько факторов: зенитный угол скважины θ , длина l_2 , равная расстоянию от переходника колонковой трубы до центра тяжести колонкового набора, и вес q_c колонковой трубы, усилие, затрачиваемое на упругую деформацию. А самое главное, – одна из отклоняющих сил переносится из верхнего конца колонковой трубы (как было в схеме 1966 г.) в точку касания гребня полуволны бурильных труб (схема 1987г.). Теперь отклоняющая сила в зависимости от того – гребень полуволны касается висячей или лежащей стенки – будет меняться согласно выражению

$$N = \frac{l_1}{l} \left\{ [G_0 \cdot \sin \delta \pm Q \cdot \sin(\theta \pm \delta)] + 5,1 \cdot 10^{-4} \cdot q \cdot l \cdot n^2 \cdot f_0 \right\} - \frac{\pi \cdot E \cdot J}{(\mu_0 \cdot l)^2} \pm l_2 \cdot q_c \cdot \sin(\theta \pm \delta). \quad (2)$$

При всей своей полноте представленных в данной схеме факторов (параметров) зенитного искривления, за исключением, может быть, лишь таких, как вес керна, плотность пород, вес забойной машины и т. п., формула (2) вряд ли отражает действительную картину механизма искривления и реальное соотношение сил, так как в ней не учитываются прогиб колонковой трубы, её перекося в скважине и центробежные силы. В результате чего автор приходит к выводам, ставшим впоследствии чуть ли не аксиомой в отечественной практике направленного бурения: в наклонной скважине отклоняющаяся сила действует интенсивно в сторону висячей стенки скважины (выполаживание), если составляющая веса колонкового набора незначительна (лёгкий, т.е. короткий колонковый набор), а если вес колонкового набора имеет значительную величину (длинный набор, т.е. тяжёлый), то действие нормальной составляющей будет значительным, и буровой наконечник начнёт интенсивно подрабатывать лежащую стенку скважины (выкручивание).

На практике, как известно, это положение не только не подтвердилось, но и давало обратные результаты, особенно, при алмазном бурении скважин малых диаметров.

Справедливости ради следует отметить, что предложенная С.С. Сулакшиным концептуальная схема зенитного искривления, несмотря на имеющиеся неточности и пробелы, послужила основой для дальнейших поисков в установлении действительного влияния нижней (колонковый набор с керном, забойная машина и т.п.) и верхней (нижняя свеча) частей КНБК (компоновки низа бурильной колонны) с учётом режимных параметров на зенитное искривление скважин.

Однако в последующих исследованиях эта концепция не получила дальнейшего развития. Более того, был “потерян” главный ориентир - это необходимость первоочередного установления в любом исследовании искривления скважин, направления (плюс - неполаживание, минус - выкручивание или ноль – стабилизация зенитного угла) и величины отклоняющей силы. Исключением можно считать работы Ю.Т. Морозова по определению характера изменения отклоняющего усилия на интервале перехода алмазной коронкой контакта от мягкой породы к твёрдой.

Ещё на ранних стадиях исследований А.Г. Калинина, В.П. Зиненко, С.С. Сулакшина и Ю.Т. Морозова было установлено, что бурильная колонна

вращается вокруг оси скважины или вокруг своей оси. Более детальному изучению этих форм движения посвящены работы В.Н. Алексеева, И.Н. Страбыкина [27,28] для вертикальных скважин, Г.А. Воробьёва, Б.А. Новожилова, Ю.В. Кодзаева, В.П. Крикшюнаса, М.Н. Щербакова [29,30] - для горизонтальных скважин. Предполагалось, что если добиться вращения колонны вокруг оси скважины, можно обеспечить стабилизацию зенитного угла, так как вращение вокруг собственной оси вызывает ориентированный перекося снаряда в скважине, вследствие чего - соответственно искривление скважины.

В вышеуказанных исследованиях не были получены стабильные результаты возникновения стандартных форм движения в чистом виде.

Ю.В. Кодзаев [31] приходит к выводу, что вращения колонкового набора вокруг оси скважины не должно быть, в то же время В.П. Крикшюнас и М.Н. Щербаков [32,33] экспериментально подтверждают обратное. Видимо, ещё рано говорить об окончательных выводах по этим и аналогичным работам в контексте искривления скважин, так как за исключением Ю.В. Кодзаева часть из этих работ касается только бурильной колонны без учёта колонкового набора, часть - только лишь колонкового набора без учёта бурильной колонны. Причём, во всех этих работах имеется несколько очевидных изъянов, которые не могли не отразиться на конечных выводах и результатах: во-первых, полу-волна бурильной колонны рассчитывается не по Г. Вудсу и А. Лубинскому, а по Г.М. Саркисову, где, как известно, не учитывается один из важнейших факторов - это зенитный угол скважины; во-вторых, весьма ограничен диапазон зенитных углов – $0...90^0$; в-третьих, не установлены факторы и не описаны условия перехода одной формы динамического равновесия и не определены условия возникновения того или иного вида движения, что позволило бы не только управлять процессом, но и прогнозировать направления искривления скважины.

Анализируя результаты ранее проведённых исследований, следует вывод о том, что они касались незначительной части из всего многообразия направленных скважин и, были нацелены на решение одной - единственной задачи – снижения интенсивности зенитного искривления, причём, в условиях естественного выполаживания. Последнее по общепринятой классификации Ю.Т. Морозова относится лишь к одной группе скважин - выполаживающихся в направлении вектора анизотропии меньшего сопротивления $r_{ан.м.}$ - назовём ус-

ловно этот вид естественного искривления, точнее, это направление - положительным вектором ($+ r_{ан.м.}$); на практике возникает необходимость решения более сложных, чем снижение интенсивности, задач - это профилактика негативного выполаживания путём полной стабилизации заданного угла, т.е. обеспечение нулевой интенсивности зенитного искривления скважины; это необходимость коррекции или выведения отклонившейся трассы на проектную путём выкручивания зенитного угла. За редким исключением, в поле исследователей попадают не менее распространённые группы скважин: выкручивающихся в направлении отрицательного вектора ($-r_{ан.м.}$), не выполаживающихся и не выкручивающихся в направлении параллельного вектора ($\parallel r_{ан.м.}$).

Таким образом, вопрос этот весьма сложен, до последнего времени практически изучен недостаточно и потребовал постановки и решения трёх следующих задач:

1) методов стабилизации зенитного угла как самовыполаживающихся, так и самовыкручивающихся скважин, т.е. скважин как с положительным, так и с отрицательным векторами;

2) методов выкручивания самовыполаживающихся скважин, т.е. скважин естественного искривления с положительным и параллельными векторами;

3) методов выполаживания не самовыполаживающихся и не самовыкручивающихся скважин, т.е. скважин с параллельным и отрицательным векторами.

Контрольные вопросы

- 1. Известные подходы к проблеме зенитного искривления скважин при вращательном бурении.*
- 2. Известные подходы к проблеме зенитного искривления скважин при ударно-вращательном бурении.*
- 3. Возможности управления искривлением скважин при вращательно-ударном бурении.*

2. ОБЩАЯ МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ СТАБИЛИЗИРУЮЩЕЙ ДЛИНЫ КОЛОНКОВОГО НАБОРА

2.1 Основные принципы формирования модели

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

Как отмечают А.А. Погарский, К.А. Чефранов и О.П. Шишкин [34], *“...речь идёт не об абсолютной важности того или иного элемента системы, а об относительной важности его в сравнении с другими, быть может, ещё более важными элементами, на фоне которых он может выглядеть малозначимым, второстепенным. Тот, кто требует учёта всех элементов, в действительности следует не системному, а огульному подходу, не делает различия между элементами, придерживается “уровниловки” в их оценке”*.

Е.А. Козловский, В.М. Питерский и М.А. Комаров [35] 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 комплексом ССК).

Вместе с тем, в моделях не находит своего отражения главный геологический фактор, определяющий направление (знак) искривления, - это анизотропность горных пород. Прежде всего, не столько потому, что многие попытки формализовать связи между интенсивностью искривления и анизотропией привели к априорным выводам в виде приближённых зависимостей, а только потому, что анизотропность как элемент математической модели не отвечает и даже противоречит основным принципам системного подхода – управляемости, измеримости 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 породо-разрушающий инструмент - создаётся сжатой частью бурильной колонны.

Исследованию динамики бурильной колонны уделялось большое внимание. За последние годы результаты расчётов компоновки нижней части колонны в странах СНГ (М.М. Александров, В.Г. Григулецкий, К.М. Солодкий, Б.З. Султанов и др.) и за рубежом (Г. Вудс, А. Лубинский) 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. Лубинского с использованием номограммы Б.З. Султанова [36,37]. Отказ в данном случае от формул Г.М. Саркисова, А.Н. Динника, Б.И. Воздвиженского, М.Г. Васильева и др. вполне закономерен, потому что ими не учитывается один из важнейших факторов искривления скважин - зенитный угол скважины.

До настоящего времени отсутствуют практические расчёты компоновок, в частности, длины полуволн для бурильных труб нового российского стандарта, а также импортных типа *BQ*, *NQ* и *HQ* (США), получающих всё большее распространение на предприятиях минерально-сырьевого комплекса страны. Весьма актуальны эти вопросы для колонн нефтяного стандарта.

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

2.2 Форма изогнутой бурильной колонны

Если скважина прямолинейна и осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент (долото) отсутствует, бурильная колонна также прямолинейна [36]. При достаточно малой нагрузке на долото колонна остаётся прямолинейной. Осевая нагрузка по мере увеличения достигает критического значения, при котором бурильная колонна изгибается и соприкасается со стенкой скважины - это явление называется продольным изгибом первого порядка. При дальнейшем увеличении осевой нагрузки она приобретает новое критическое значение, при котором бурильная колонна изгибается вторично - это изгиб второго порядка. При ещё больших нагрузках происходит изгиб третьего и высших порядков.

Форма изогнутой бурильной колонны при критическом значении осевой нагрузки показана на рис.9. Каждая кривая на рисунке представляет ось бурильной колонны. Точка O соответствует нижнему концу бурильной колонны, где находится долото (при роторном бурении), переходник колонкового набора (при вращательном колонковом бурении) или верхний переходник забойной машины (гидроударника или пневмоударника). 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 рис.9а точка N_1 показывает положение нейтрального сечения (1,94 безразмерной единицы над долотом или переходником); точка T_1 является

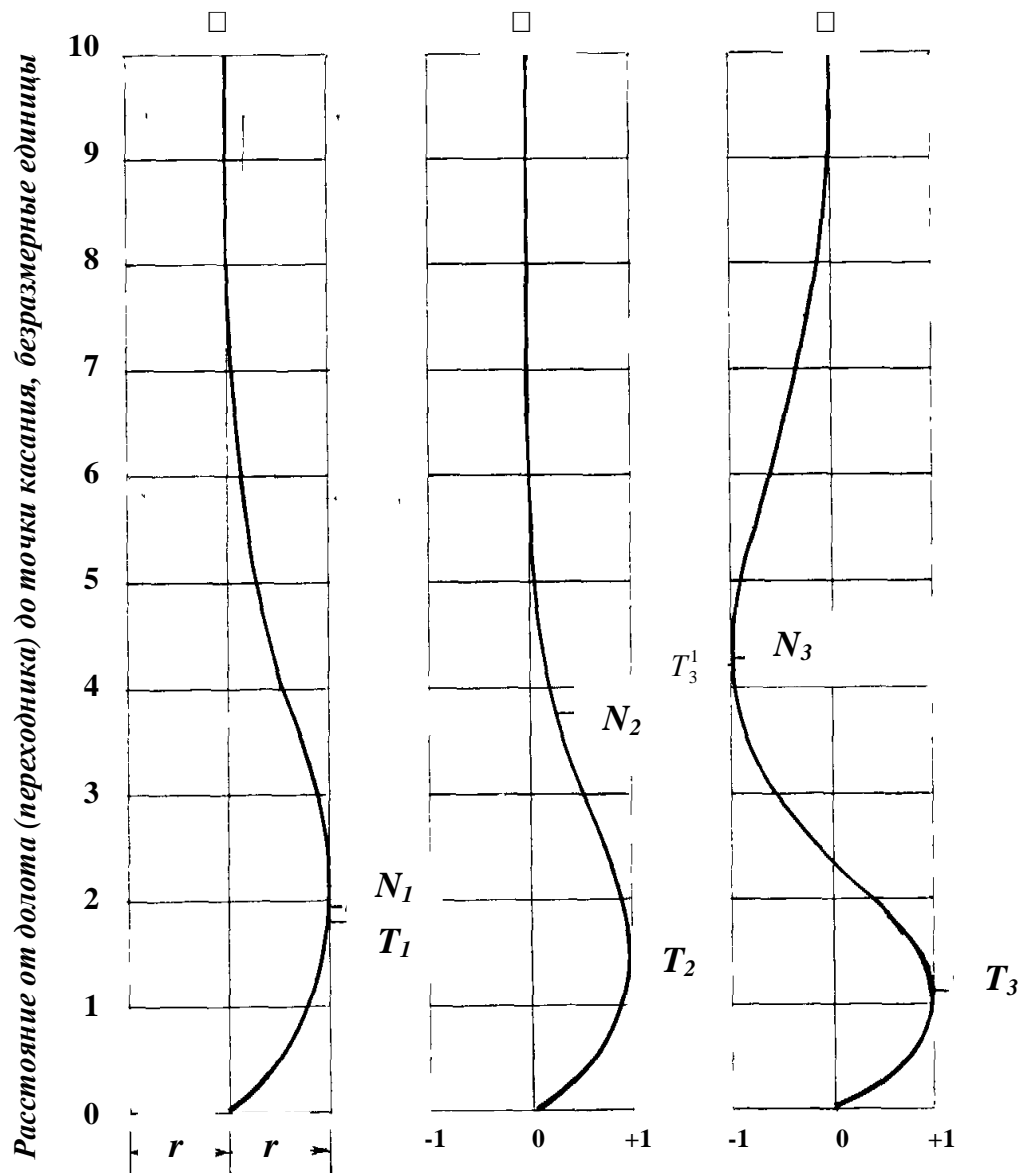


Рис. 9. Форма изогнутой бурильной колонны при критическом значении осевой нагрузки:

a - 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

точкой касания. Положение нейтрального сечения определяется следующими условиями.

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

По мере увеличения осевой нагрузки от критического значения первого порядка до второго порядка форма оси бурильной колонны постепенно изменяется от кривой 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 долота или переходника, изгибается всё больше, в то же время как часть колонны, расположенная выше точки касания, постепенно выпрямляется.

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

2.3. Критические условия

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

Г. Вудсом и А. Лубинским было установлено, что продольный изгиб первого и второго порядков происходит тогда, когда расстояние от нейтрального сечения до долота или переходника составляет соответственно 1,94 и 3,75 безразмерных единиц. Длина одной безразмерной единицы (б.е.) веса в метрах определяется следующим выражением:

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

где E - модуль Юнга для стали в даН /см² ;

I - момент инерции поперечного сечения бурильной трубы в см⁴ ;

P_T - вес 1 м бурильной трубы в промывочной жидкости в даН/ м.

Например, по формуле (3) определим значения m для бурильной трубы снаряда со съёмным керноприёмником ССК-59:

$$m = 10^{-2} \sqrt[3]{\frac{2,2 \cdot 10^6 \cdot 3,14 \cdot (5,5^4 - 4,5^4)}{10^{-2} \cdot 6 \cdot 64}} = 9,55 \text{ м.}$$

Вес отрезка бурильной трубы ССК-59 в 1 безразмерную единицу равен

$$m P_T = 9,55 \cdot 6 = 57,2 \text{ даН,}$$

следовательно, критическая нагрузка первого порядка для колонны ССК-59 равна

$$1,94 \cdot 57,2 = 110 \text{ даН,}$$

критическая нагрузка второго порядка

$$3,75 \cdot 57,2 = 214 \text{ даН.}$$

2.4. Определение длины нижней полуволны

Длина нижней полуволны L_T зависит от осевой нагрузки, зенитного угла скважины θ и определяется соотношением

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

где θ - зенитный угол скважины;

m - уже известная величина;

r - кажущийся радиус ствола скважины в метрах.

Под кажущимся радиусом ствола подразумевается стрела прогиба колонны в скважине определенного диаметра. Величина кажущегося радиуса скважины r определяется из выражения

$$r = \frac{D_c - d_T}{2}, \text{ м,}$$

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

Для нагрузок от $0,8 \cdot m p_T$ до $8 \cdot m p_T$ и величина $\frac{\theta \cdot m}{r} \leq 1000$ расстояние L_T в безразмерных единицах представлено номограммой А. Лубинского и Г. Вудса (рис.10); отличием аналогичной номограммы Б.З. Султанова (рис.11) является то, что она подсчитана для нагрузок 1; 5 и $10 \cdot m p_T$ и при $\frac{\theta \cdot m}{r} \geq 1000$.

В табл. 5 автором приводится величина L_T для больших зенитных углов $\frac{\theta \cdot m}{r} \leq 5000$ и осевых нагрузок $0,8 - 20 \cdot m p_T$. При соотношении $\frac{\theta \cdot m}{r} \geq 5000$ рекомендуется пользоваться номограммой Б.З. Султанова (рис.11).

2.5. Примеры расчета длины полуволны бурильных колонн

2.5.1. Расчет длины полуволны утяжеленных бурильных труб УБТ - 178

Исходные данные: диаметр скважины $D_c = 216$ мм, вес 1 м УБТ – 178 в воздухе 156 даН, плотность глинистого раствора $\rho_{б,р} = 1,25$ г/см³.

Требуется рассчитать длины полуволн УБТ – 178 для зенитных от $1 \dots 45^\circ$ и осевых нагрузок 100...200 кН.

Решение. Длина безразмерной единицы веса УБТ – 178 в глинистом растворе

$$m = 10^{-2} \cdot \sqrt[3]{\frac{E \cdot I}{10^{-2} \cdot k \cdot p_T}} = 10^{-2} \cdot \sqrt[3]{\frac{2,1 \cdot 10^6 \cdot 3,14 \cdot (17,8^4 - 8,0^4)}{10^{-2} \cdot 0,84 \cdot 156 \cdot 64}} = 19,64 \text{ м,}$$

где k – коэффициент, зависящий от материала труб и плотности промывочной жидкости (табл. 6).

Вес одной безразмерной единицы

$$m \cdot p_T = 19,64 \cdot 0,84 \cdot 156 = 2572 \text{ даН} = 25,7 \text{ кН.}$$

Заданные осевые нагрузки: $100 \text{ кН} : 25,7 \text{ кН} = 4 \text{ б.е.}$

$150 \text{ кН} : 25,7 \text{ кН} = 6 \text{ б.е.}$

$200 \text{ кН} : 25,7 \text{ кН} = 8 \text{ б.е.}$

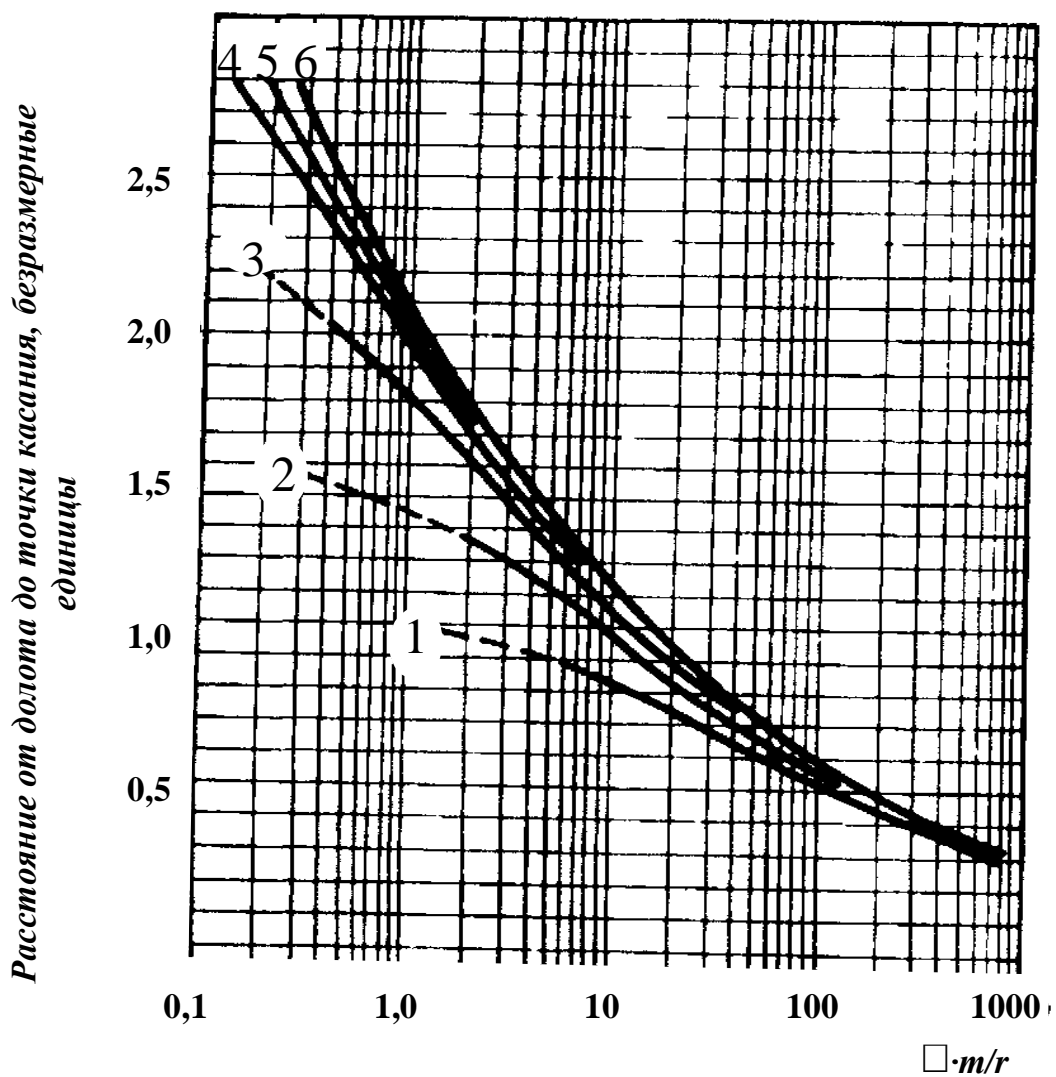


Рис. 10. Положение точки касания (по А. Лубинскому и Г. Вудсу, 1960):

- 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.

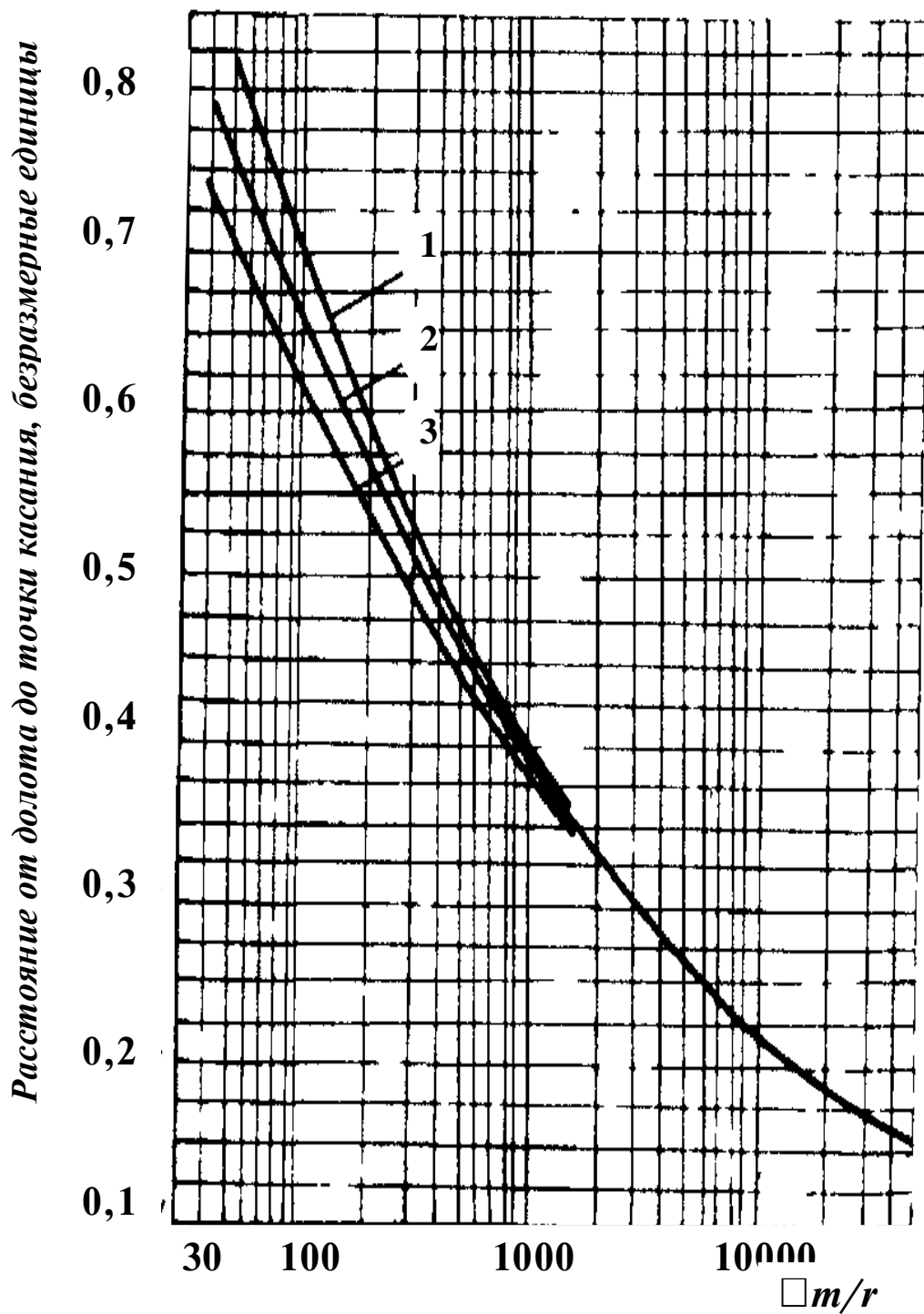


Рис. 11. Положение точки касания (по Б.З. Султанову, 1991):

1 – нагрузка 1,0 б.е.;

2 – 5 б.е.;

3 – 10 б.е.

Таблица 5

Длина полуволны L_T , безразмерные единицы

$\frac{\theta \cdot m}{r}$	Осевая нагрузка в безразмерных единицах			
	0,8-2	4	8	12
10	1,208	0,970	0,900	0,890
20	1,046	0,870	0,845	0,820
30	0,950	0,830	0,800	0,770
40	0,880	0,800	0,765	0,730
50	0,829	0,770	0,735	0,700
60	0,788	0,740	0,705	0,670
70	0,755	0,720	0,685	0,650
80	0,726	0,700	0,665	0,630
90	0,703	0,680	0,645	0,610
100	0,681	0,660	0,630	0,599
110	0,667	0,650	0,620	0,588
120	0,653	0,640	0,610	0,578
130	0,640	0,630	0,600	0,568
140	0,629	0,620	0,590	0,559
150	0,619	0,610	0,580	0,550
160	0,608	0,600	0,570	0,542
170	0,598	0,590	0,560	0,536
180	0,590	0,580	0,550	0,530
190	0,581	0,570	0,545	0,525

$\frac{\theta \cdot m}{r}$	Осевая нагрузка в безразмерных единицах					
	0,8-2	4	8	12	16	20
1	2	3	4	5	6	7
200	0,580	0,565	0,540	0,520	0,500	0,461
210	0,572	0,558	0,535	0,515	0,494	0,458
220	0,565	0,552	0,528	0,510	0,488	0,455
230	0,559	0,546	0,523	0,506	0,483	0,452
240	0,553	0,541	0,519	0,500	0,479	0,450
250	0,548	0,536	0,515	0,496	0,475	0,447
260	0,543	0,531	0,510	0,492	0,470	0,445
270	0,538	0,527	0,507	0,488	0,466	0,442
280	0,533	0,523	0,504	0,485	0,463	0,440
290	0,529	0,519	0,501	0,482	0,461	0,438
300	0,525	0,516	0,498	0,479	0,459	0,436
320	0,514	0,508	0,490	0,473	0,452	0,432
340	0,505	0,501	0,484	0,467	0,446	0,426
360	0,498	0,496	0,479	0,462	0,442	0,423
380	0,492	0,490	0,474	0,458	0,438	0,420
400	0,488	0,486	0,470	0,454	0,435	0,416
420	0,480	0,480	0,466	0,449	0,431	0,412
440	0,476	0,476	0,461	0,445	0,427	0,410
460	0,471	0,471	0,457	0,441	0,424	0,409

Продолжение табл. 5

1	2	3	4	5	6	7
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	0,396
600	0,449		0,436	0,420	0,408	0,395
620	0,446		0,432	0,418	0,405	0,392
640	0,443		0,428	0,415	0,401	0,389
660	0,441		0,427	0,413	0,400	0,386
680	0,438		0,425	0,411	0,398	0,385
700	0,437		0,423	0,410	0,397	0,383
740	0,431		0,418	0,405	0,392	0,379
800	0,425		0,412	0,399	0,387	0,375
850	0,419		0,408	0,395	0,383	0,371
900	0,414		0,404	0,391	0,379	0,367
950	0,409		0,398	0,387	0,376	0,364
1000	0,401		0,391	0,381	0,371	0,361
1050	0,396		0,386	0,377	0,366	0,355
1100	0,391		0,381	0,373	0,361	0,350
1150	0,386		0,376	0,369	0,357	0,346
1200	0,381		0,372	0,365	0,353	0,342
1250	0,376		0,368	0,361	0,350	0,339
1300	0,372		0,365	0,358	0,347	0,336
1350	0,368		0,361	0,354	0,344	0,333
1400	0,364		0,358	0,351	0,341	0,330
1450	0,361		0,355	0,348	0,338	0,327
1500	0,358		0,352	0,345	0,336	0,324
1550	0,355		0,350	0,343	0,333	0,322
1600	0,352		0,348	0,341	0,331	0,320
1650	0,349		0,346	0,338	0,329	0,318
1700	0,346		0,344	0,336	0,327	0,316
1750	0,343		0,341	0,333	0,325	0,314
1800	0,340		0,339	0,321	0,323	0,312
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	0,291	0,284

Продолжение табл. 5

1	2	3	4	5	6	7
3100		0,296		0,295	0,291	0,284
3200		0,294		0,294	0,290	0,284
3300		0,292			0,288	0,282
3400		0,290			0,287	0,281
3500		0,288			0,284	0,279
3600		0,286			0,282	0,277
3800		0,282			0,280	0,275
4000		0,278			0,278	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

Таблица 6

Коэффициент k

Тип буровой трубы	Плотность промывочной жидкости, г/см ³					
	Вода	Глинистый раствор				
		1,0	1,10	1,20	1,25	1,30
СБТ	0,87	0,86	0,85	0,84	0,83	0,83
ЛБТ	0,70	0,67	0,64	0,62	0,61	0,59

Результаты расчетов L_T для УБТ – 178 приводятся в табл. 7.

Таблица 7

Длина полуволны УБТ-178 в наклонно-направленной скважине
диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ		$\frac{\theta \cdot m}{r}$	Осевая нагрузка в безразмерных единицах						
			4		6		8		
		$\frac{m}{r} = 1034$	в килоньютонах (кН)						
			4·25,7 = 102,8		6·25,7=154,2		8·25,7=205,6		
				Длина полуволны					
гра- дусы	радиан	б.е. по табл. 5		м		б.е. по табл. 5		м	
1	0,0174	18	0,890	17,5	0,872	17,1	0,855	16,8	
3	0,0524	54	0,758	14,9	0,741	14,5	0,723	14,2	
5	0,0873	90	0,680	13,3	0,663	13,0	0,645	12,7	
10	0,1745	180	0,580	11,4	0,565	11,1	0,550	10,8	
15	0,2618	271	0,527	10,3	0,517	10,1	0,507	40,0	
20	0,3491	361	0,496	9,7	0,488	9,6	0,479	9,4	
25	0,4363	451	0,474	9,3	0,467	9,2	0,459	9,0	
30	0,5236	541	0,457	9,0	0,450	8,8	0,443	8,7	
35	0,6109	631	0,444	8,7	0,437	8,6	0,430	8,4	
40	0,6981	722	0,434	8,5	0,427	8,4	0,420	8,2	
45	0,7854	812	0,424	8,3	0,418	8,2	0,411	8,1	

2.5.2. Расчет длины полуволны бурильных труб СБТ – 54

Исходные данные: диаметр скважины $D_c = 59$ мм, вес 1 м СБТ – 54 с учетом замковых соединений в воздухе 8,04 даН, бурение осуществляется водой.

Требуется рассчитать длины полуволн СБТ – 54 для осевых нагрузок 750...1250 даН в диапазоне зенитных $1...45^\circ$.

Решение. Длина безразмерной единицы веса СБТ – 54 в воде

$$m = 10^{-2} \cdot \sqrt[3]{\frac{2,1 \cdot 10^6 \cdot 3,14 \cdot (5,4^4 - 4,4^4)}{10^{-2} \cdot 0,87 \cdot 8,04 \cdot 64}} = 8,88 \text{ м.}$$

Вес одной безразмерной единицы

$$m \cdot p_T = 8,88 \cdot 0,87 \cdot 8,04 = 62 \text{ даН.}$$

Заданные осевые нагрузки: 750 даН : 62 даН \approx 12 б.е.

$$1000 \text{ даН} : 62 \text{ даН} \approx 16 \text{ б.е.}$$

$$1250 \text{ даН} : 62 \text{ даН} \approx 20 \text{ б.е.}$$

Соотношение
$$\frac{m}{r} = \frac{8,88 \cdot 2}{0,059 - 0,054} = 3552.$$

Результаты расчетов L_T для СБТ – 54 приводятся в табл. 8.

Таблица 8

Длина полуволны СБТ – 54 в наклонно – направленной скважине
диаметром 59 мм

Зенитный угол скважины θ , град		$\frac{\theta \cdot m}{r}$	Осевая нагрузка в безразмерных единицах						
			12		16		20		
		$\frac{m}{r} = 3552$	в деканьютонах (даН)						
			θ – в радианах	750		1000		1250	
		Длина полуволны							
гра-дусы	радиан		б.е. по табл. 5	м	б.е. по табл. 5	м	б.е. по табл. 5	м	
1	0,0174	62	0,665	5,9	-	-	-	-	
5	0,0873	310	0,476	3,3	0,456	3,2	0,434	3,0	
10	0,1745	620	0,418	2,9	0,405	2,8	0,392	2,7	
15	0,2618	630	0,389	2,7	0,377	2,6	0,365	2,5	
20	0,3491	1211	0,364	2,5	0,352	2,5	0,341	2,4	
25	0,4363	1550	0,343	2,4	0,333	2,3	0,322	2,2	
30	0,5236	1860	0,428	2,3	0,320	2,2	0,310	2,2	
35	0,6109	2170	0,318	2,2	0,311	2,2	0,301	2,1	
40	0,6981	2480	0,308	2,2	0,303	2,1	0,293	2,0	
45	0,7854	2790	0,300	2,1	0,295	2,1	0,287	2,0	

2.5.3. Расчет длины полуволны бурильной колонны NQ (Лонгир, США)

Исходные данные: диаметр скважины $D_c = 75,8$ мм, вес 1 м бурильной трубы 7,93 даН в воздухе; бурение осуществляется водой.

Требуется рассчитать длины полуволн бурильной колонны NQ для осевых нагрузок 1000, 1300 и 1600 даН в диапазоне зенитных углов направленной скважины $3...45^\circ$.

Решение. Длина безразмерной единицы веса бурильной колонны NQ в воде

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

Вес одной безразмерной единицы

$$m \cdot p_T = 11,86 \cdot 0,87 \cdot 7,93 = 82 \text{ даН.}$$

Заданные осевые нагрузки: 1000 даН : 82 даН \approx 12 б.е.

1300 даН : 82 даН \approx 16 б.е.

1600 даН : 82 даН \approx 20 б.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 табл. 9.

Таблица 9

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 деканьютонах (даН)						
		1000		1300		1600		
		Длина полуволны						
гра- дусы	радиан		б.е. по табл. 5	м	б.е. по табл. 5	м	б.е. по табл. 5	м
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
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

2.5.4. Расчет длины полуволны бурильной колонны BQ (Лонгир, США)

Исходные данные: диаметр скважины $D_c = 60$ мм, вес 1 м бурильной трубы 6,1 даН в воздухе, промывочная жидкость - вода.

Требуется рассчитать длины полуволн для осевых нагрузок 800...1100 даН в диапазоне зенитных углов скважины $3...45^\circ$.

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

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

Вес одной безразмерной единицы

$$m \cdot p_T = 6,1 \cdot 0,87 \cdot 10,2 = 54 \text{ даН.}$$

Заданные осевые нагрузки: (800-900) даН : 54 даН = 16 б.е.

$$1100 \text{ даН} : 54 \text{ даН} = 20 \text{ б.е.}$$

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

Результаты расчетов L_T для бурильной колонны BQ приводятся в табл. 10.

Таблица 10

Длина полуволны бурильной трубы BQ

Зенитный угол скважины θ , град		$\frac{\theta \cdot m}{r}$	Осевая нагрузка в безразмерных единицах			
			16		20	
		$\frac{m}{r} = 4636$	в деканьютонах (даН)			
			800...900		1100	
				Длина полуволны		
гра- дусы	ра- дианы		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

Аналогичным образом нами рассчитаны длины полуволн для наиболее распространенных колонн СБТ, ЛБТ, УБТ и ССК (табл. 11, рис. 12, 13).

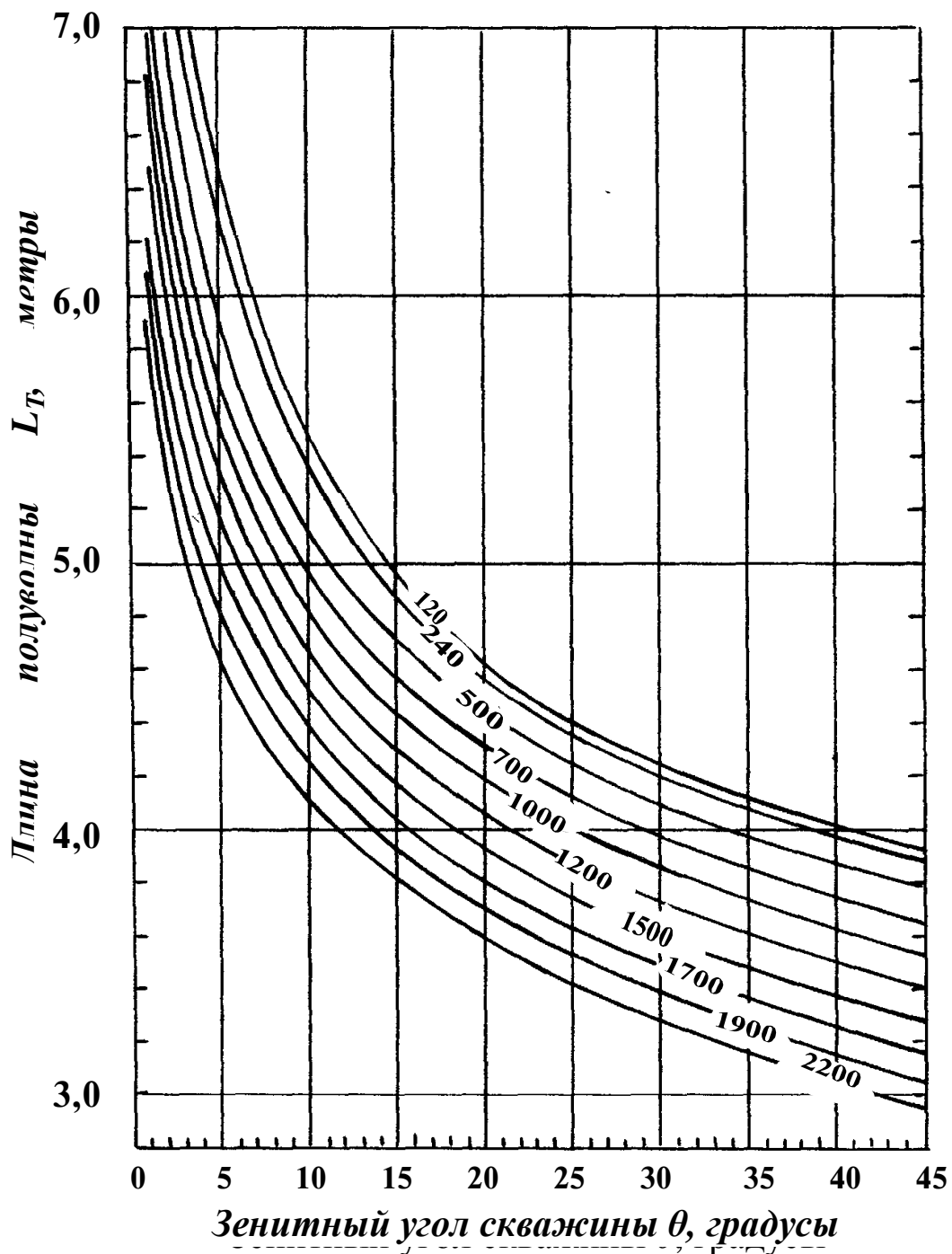


Рис. 12. Номограмма длины полуволокн бурильной колонны СБТ-50/42 при бурении скважин диаметром 76 мм:
 120, 240...2200 – осевая нагрузка, даН.
 Промывочная жидкость - вода

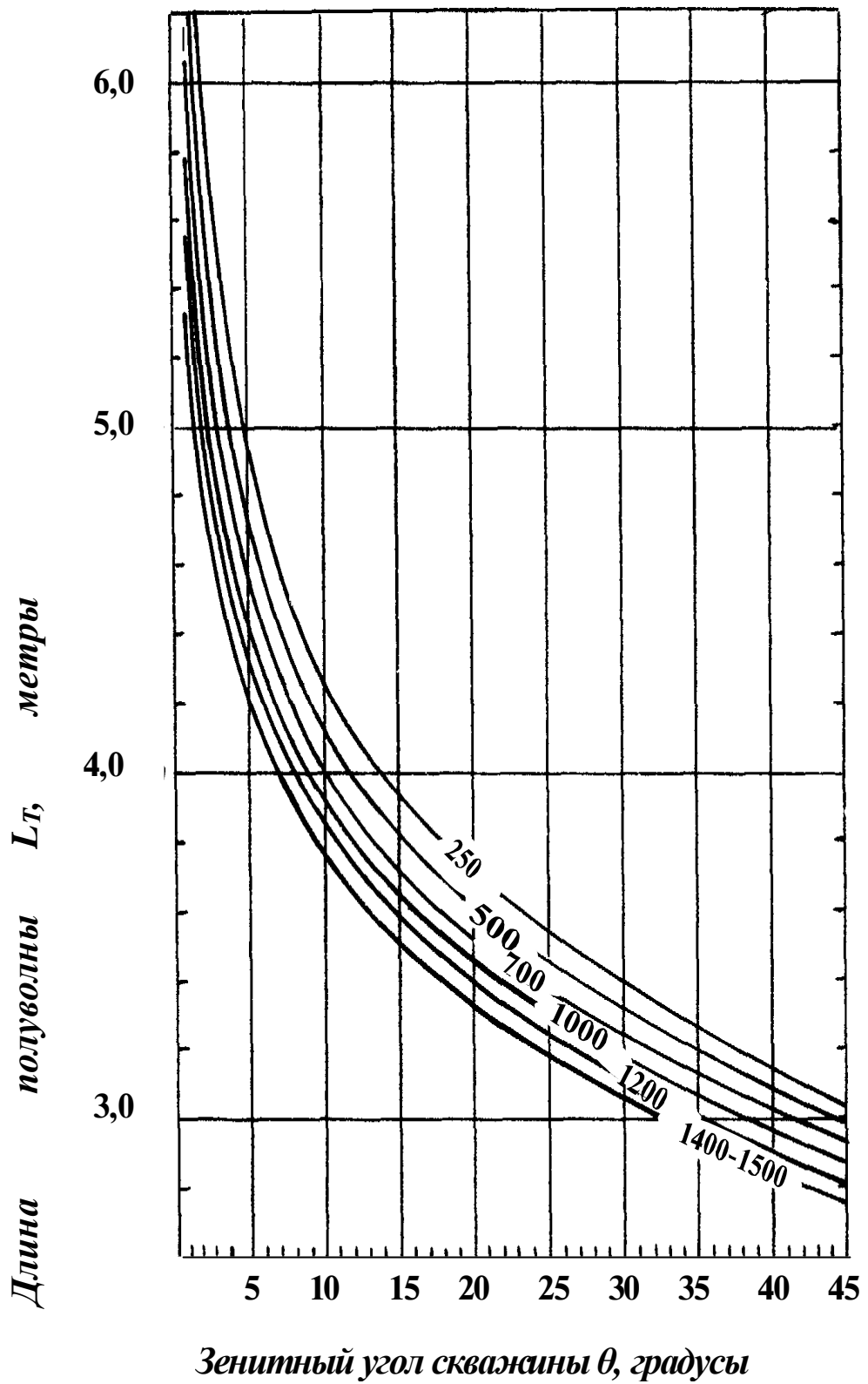


Рис.13. Номограмма длины полуволокн бурильной колонны СБТ-50/42 при бурении скважин диаметром 59 мм:
 250, 500...1500 – осевая нагрузка, даН.
 Промывочная жидкость – вода

Таблица 11

Длина полуволны L_T (м)

Осевая нагрузка, даН	Зенитный угол скважины, градусы								
	1	5	10	15	20	25	30	35	40
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
А. Бурильные трубы СБТН – 50									
Диаметр скважины 132 мм									
250	-	8,14	6,92	6,36	6,01	5,69	5,46	5,27	5,11
500	-	3,71	6,46	5,98	5,63	5,30	5,15	5,0	4,88
Диаметр скважины 112 мм									
250	9,76	7,64	6,52	6,61	5,62	5,32	5,12	4,94	4,94
500	8,0	6,97	6,11	5,65	5,29	5,04	4,89	4,74	4,61
700	7,5	6,51	5,86	5,49	5,20	4,99	-	-	-
1000	7,0	6,06	5,62	5,34	5,12	4,65	4,79	4,65	4,52
Диаметр скважины 93 мм									
250	9,0	7,05	6,08	5,55	5,20	5,0	4,71	4,52	4,39
500	7,7	6,82	5,72	5,23	4,94	4,73	4,56	4,52	4,28
700	7,2	6,08	5,48	5,10	4,87	4,67	-	-	-
Диаметр скважины 76 мм									
120	9,71	6,62	5,48	4,96	4,62	4,48	4,26	4,12	3,99
250	7,94	6,32	5,38	4,88	4,56	4,35	4,18	4,07	3,97
500	7,77	5,84	5,17	4,70	4,42	4,24	-	-	-
700	7,48	5,70	4,97	4,57	4,32	4,12	3,97	3,85	3,75
1000	7,02	5,53	4,82	4,43	4,19	4,0	3,86	3,74	3,63
1200	6,84	5,36	4,68	4,3	4,06	3,87	3,73	3,62	3,50
1500	6,52	5,08	4,46	4,1	3,87	3,68	3,55	3,43	3,32
1700	6,32	5,01	4,38	4,05	3,82	3,63	3,49	3,37	3,26
2100	5,76	4,66	4,12	3,82	3,59	3,42	3,29	3,17	3,06
Диаметр скважины 59 мм									
500	6,56	4,75	4,11	3,82	3,60	3,47	3,33	3,17	3,08
700	6,20	4,57	4,02	3,74	3,74	3,37	3,25	3,14	3,03
1000	5,9	4,45	3,92	3,65	3,65	3,30	3,18	3,08	2,97
1200	5,6	4,33	3,85	3,57	3,57	3,24	3,12	3,01	2,91
1500	5,3	4,23	3,77	3,51	3,51	3,18	3,06	2,96	2,86
Б. Бурильные трубы СБТН- 42									
Диаметр скважины 132 мм									
150	-	7,66	6,37	5,86	5,55	5,27	-	-	-
300	-	6,68	5,91	5,49	5,19	4,95	-	-	-
Диаметр скважины 112 мм									
150	-	7,14	6,05	5,57	5,24	4,98	-	-	-
300	-	6,42	5,65	5,24	4,92	4,68	-	-	-
Диаметр скважины 76 мм									
150	8,18	6,01	5,20	4,74	4,44	4,18	4,06	3,91	3,81
300	7,40	5,82	5,05	4,62	4,33	4,12	3,98	3,85	3,73
500	6,60	5,39	4,75	4,39	4,12	3,93	3,80	-	-
800	6,10	5,13	4,55	4,15	3,91	3,75	3,62	-	-
1000	5,92	5,04	4,44	4,06	3,83	3,66	3,54	-	-
1200	5,72	4,90	4,33	3,96	3,72	3,54	3,41	3,29	3,18
1500	5,56	4,77	4,19	3,80	3,54	3,37	3,25	3,13	3,05

Продолжение табл. 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Диаметр скважины 59 мм									
1000	4,74	4,36	3,80	3,50	3,29	3,16	3,04	2,94	2,85
1300	4,52	4,18	3,64	3,35	3,15	3,01	2,91	2,82	2,74
1500	4,30	3,98	3,48	3,20	3,02	2,38	2,78	2,70	2,62
В. Бурильные трубы ЛБТН –54									
Диаметр скважины 76 мм									
250	7,50	5,92	5,18	4,78	4,55	4,36	4,25	4,11	4,02
1200	6,42	5,64	4,97	4,59	5,35	4,16	4,01	3,90	3,81
Диаметр скважины 59 мм									
1200	5,20	4,26	3,69	3,40	3,23	3,09	2,99	2,90	2,84
Г. Бурильные трубы СБТ –63,5									
Диаметр скважины 76 мм									
250	9,33	6,29	5,43	4,90	4,64	4,46	4,29	4,11	3,96
1100	7,69	5,88	4,94	4,59	4,34	4,15	4,03	3,91	3,79
1500	7,21	5,82	4,73	4,40	3,21	4,05	3,93	3,81	3,66
СБТ –63,5 (отражатель ПО – 76)									
Диаметр скважины 76 мм									
250	8,39	5,65	4,88	4,40	4,12	3,97	3,83	3,70	3,57
Д. Утяжеленные бурильные трубы УБТ –73									
Диаметр скважины 76 мм									
1000	6,54	4,65	3,95	3,67	3,26	3,09	2,96	2,84	2,71
1500	6,36	4,53	3,89	3,26	3,26	3,09	2,96	2,84	2,71
2000	6,19	4,52	3,85	3,26	3,26	3,09	2,96	2,84	2,71
Е. Бурильные трубы ССК –76 (КССК – 76)									
Диаметр скважины 76 мм									
700	7,53	5,41	4,72	4,39	4,06	3,86	3,71	3,59	3,49
1000	7,30	5,22	4,53	4,27	3,98	3,79	3,62	3,52	3,44
1400	7,06	4,99	4,43	4,15	3,86	3,68	3,53	3,44	3,39
Ж. Бурильные трубы ССК –59									
Диаметр скважины 59 мм									
700	4,92	4,06	3,67	3,44	3,24	3,12	2,97	2,86	2,75
1000	4,76	4,00	3,58	3,35	3,17	3,02	2,87	2,75	2,65
З. Бурильные трубы ССК –46									
Диаметр скважины 46 мм									
400	5,09	3,63	3,19	2,95	2,76	2,62	2,51	2,44	2,39
550	4,93	3,46	3,09	2,87	2,68	2,56	2,45	2,39	2,35
700	4,14	3,31	2,99	2,80	2,60	2,47	2,38	2,32	2,27
И. Бурильные трубы СБТ – 54									
Диаметр скважины 59 мм									
500	5,47	3,46	3,02	2,80	2,60	2,45	2,35	2,26	2,18
750	4,23	3,33	2,93	2,72	2,55	2,50	2,30	2,23	2,15
1000	3,99	3,19	2,83	2,64	2,46	2,33	2,24	2,18	2,12
1300	3,74	3,04	2,74	2,55	2,39	2,25	2,17	2,11	2,05

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
К. Утяжеленные бурильные трубы УБТ – 57									
Диаметр скважины 76 мм									
1250	9,96	6,40	5,34	4,54	4,28	4,11	3,97	3,87	3,81
1500	9,76	6,24	5,22	4,45	2,21	4,04	3,91	3,81	3,73
1750	9,56	6,04	5,12	4,35	4,09	3,96	3,83	3,74	3,68
2000	9,36	5,84	5,02	4,25	4,02	3,87	3,75	3,69	3,63
2500	9,16	5,64	4,92	4,00	3,84	3,70	3,63	3,56	3,51
Диаметр скважины 59 мм									
1250	6,18	3,61	3,08	2,80	2,63	2,52	2,39	2,29	2,29
1500	6,07	3,55	3,05	2,78	2,63	2,52	2,39	2,29	2,29
1750	6,00	3,50	3,01	2,76	2,61	2,52	2,39	2,29	2,29
2000	5,95	3,44	2,96	2,74	2,59	2,50	2,37	2,29	2,29
2500	5,90	3,33	2,86	2,64	2,53	2,45	2,35	2,29	2,29

2.6. Стабилизирующая длина колонкового набора

На рис.14 схематически изображен снаряд, состоящий из гидроударника (пневмоударника) 1, колонкового набора 2, а также бурильной колонны 3. При этом гидроударник соединен с колонковой трубой шарниром 4.

Рассмотрим эту компоновку в прямолинейной, но не вертикальной скважине. В непосредственной близости от машины бурильная колонна не соприкасается со стенками скважины. Она соприкасается с ними на некотором расстоянии L_T от верхнего переходника машины в “точке касания” T . Выше точки касания колонна находится на лежащей стенке скважины.

Благодаря наличию в забойной компоновке шарнирного шлицевого разъёма, машина своим нижним переходником касается или стремится коснуться висячей стенки, и колонковая труба ориентируется с перекосом в сторону выкручивания скважины. В действительности эта тенденция имеет место в строго определенных условиях и зависит от соотношения сил, действующих на компоновку в целом: нормальных^{*)} составляющих веса колонковой трубы Q'_k , керна $Q'_{k.m}$ и машины Q'_m .

Однако нужно учесть, что при отсутствии осевой нагрузки единственной внешней силой, действующей на компоновку, является нормальная составляющая Q'_T собственного веса отрезка, так называемой “длины полуволны” L_T ,

*) – относительно оси скважины

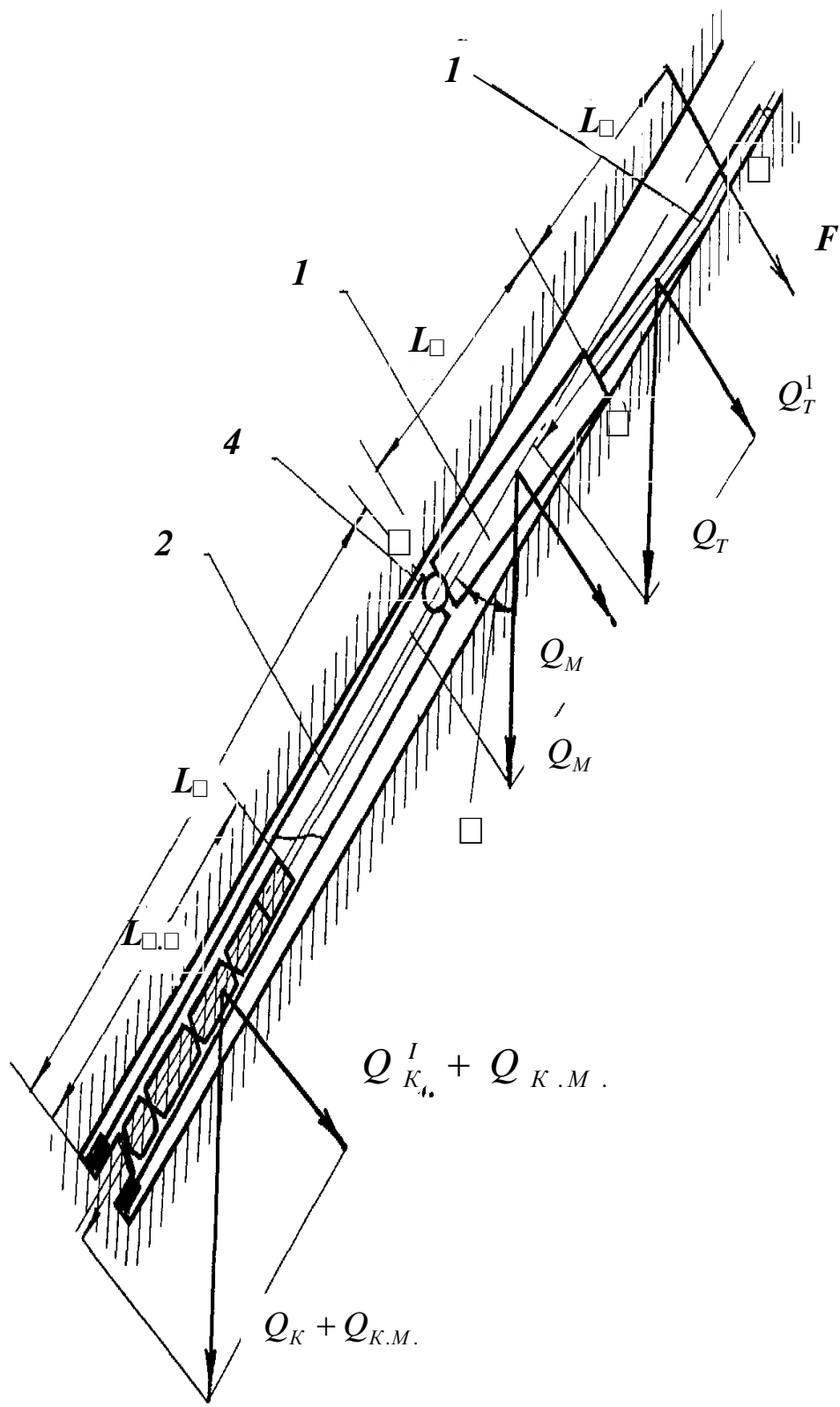


Рис. 14. Силы, обуславливающие ориентацию забойной компоновки в наклонной скважине

колонны между машиной и точкой касания T .

Если создать осевую нагрузку, на компоновку будет действовать и другая сила – сила давления F колонны на стенку скважины в точке T . Теперь на компоновку действует одновременно несколько сил: F - сила давления колонны на стенку скважины, Q'_T - нормальная составляющая веса полутолны – с одной стороны (относительно точки O); $Q'_k, Q'_{k.m}, Q'_m$ - с другой. Причем силы Q'_k и $Q'_{k.m}$, благодаря эффекту отвеса, создают перелом компоновки в точке B - в шарнирном шлицевом соединении машины с колонковой трубой.

В зависимости от соотношения указанных сил $F, Q'_T, Q'_m, Q'_k, Q'_{k.m}$ возможны три принципиально различных положения компоновки:

1) точки T и O находятся на лежащей стенке скважины. При этом точка B занимает в апсидальной плоскости промежуточное положение выше оси скважины, ориентируя ось колонковой трубы в направлении уменьшения зенитного угла;

2) в результате накатывания машины и буровой колонны на стенку скважины в направлении, противоположном вращению, точки T и O смещаются относительно апсидальной плоскости, занимают промежуточное положение между висячей и лежащей стенками. Точка B при этом занимает тоже промежуточное положение – ниже оси скважины (в апсидальной плоскости), ориентируя ось колонковой трубы в направлении увеличения зенитного угла скважины;

3) независимо от положения точек T и O точка B занимает такое положение, при котором ось колонковой трубы в апсидальной плоскости совпадает с осью скважины. Такая ориентация компоновки соответствует стабилизирующей длине L_{CT} колонковой трубы, определяющей такое равновесие забойной компоновки, при котором, благодаря соосности колонковой трубы и скважины, обеспечиваются условия для стабилизации зенитного угла и сохранения прямолинейности ствола скважины. Для каждой совокупности факторов, влияющих на механизм искривления, зенитного угла, осевой нагрузки, диаметров скважины и буровой колонны, типа проходимых пород и т.п. существует строго определенная по своей длине колонковая труба, при бурении которой обеспечивается прямолинейность ствола скважины, т. е. стабилизация зенитного угла скважины.

Рассмотрим связь между указанными параметрами и величиной стабилизирующей длины колонковой трубы с учетом следующих допущений:

1) бурильная колонна при вращении находится на лежащей стенке скважины. Справедливость такого предположения в реальных условиях доказана теоретически и экспериментальным путем Г. Вудсом и А. Лубинским;

2) вращение колонны бурильных труб и забойной компоновки происходит вокруг собственной оси. Правомерность этого предположения обосновывается в работах ряда зарубежных и отечественных исследователей.

Для определения математической зависимости равновесия забойной компоновки рассмотрим последнюю как составную балку AT , лежащую на двух опорах A и O и состоящую из двух балок AB и BT шарнирно соединенных в точке B (рис. 15).

$$\text{К балке } AB \text{ в точке } K \text{ приложена сила } Q'_o = Q'_k + Q'_{k.m} = (Q_k + Q_{k.m}) \sin \theta.$$

К балке BT в точка M , C и T приложены соответственно силы Q'_m , Q'_T и F .

$$\text{Плечи } BM = MO = 0,5 \cdot L_m; \quad OC = CT = 0,5 \cdot L_T,$$

где Q_o - суммарный вес колонковой трубы и керна, даН;

Q_k - вес колонковой трубы, $Q_k = p_k \cdot L_k$, даН;

$Q_{k.m}$ - вес керна материала, даН, $Q_{k.m} = p_{k.m} \cdot L_{k.m}$;

L_o - расстояние, определяющее положение приведенного центра масс колонковой трубы и керна, м.

$$L_o = L_k \cdot \frac{p_k + k^2 \cdot p_{k.m}}{2 \cdot (p_k + k \cdot L_{k.m})}, \quad (5)$$

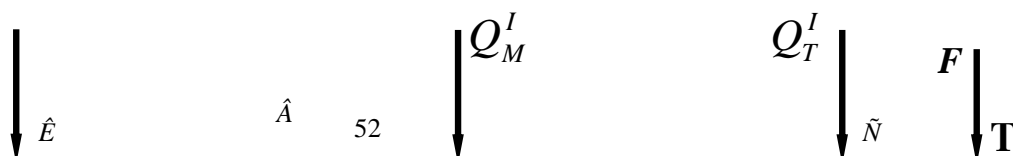
где $k = \frac{L_{k.m}}{L_k}$ - коэффициент наполнения колонковой трубы кернавым материалом, $k = 0 \dots 1$;

$L_T, L_{k.m}$ - длина полутолны (табл. 11) и длина керна, м;

Q_T - вес полутолны L_T , даН;

$p_k, p_{k.m}, L_m, \theta, F$ - известные величины.

Для составления уравнения равновесия системы, системы изображенной на рис.16, принимаем распространенный в теоретической механике принцип возможных перемещений [38].



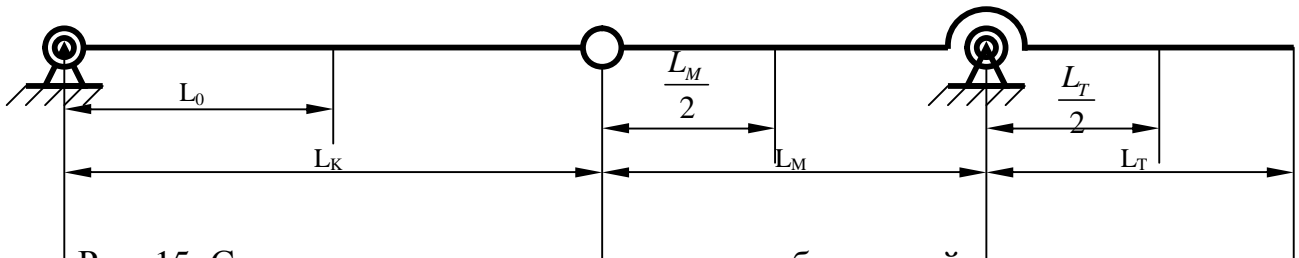


Рис. 15. Схема равновесия компоновки низа буровой колонны при ударно-вращательном бурении

$$Q_K^i + Q_{K.M.}^I = Q_O^I$$

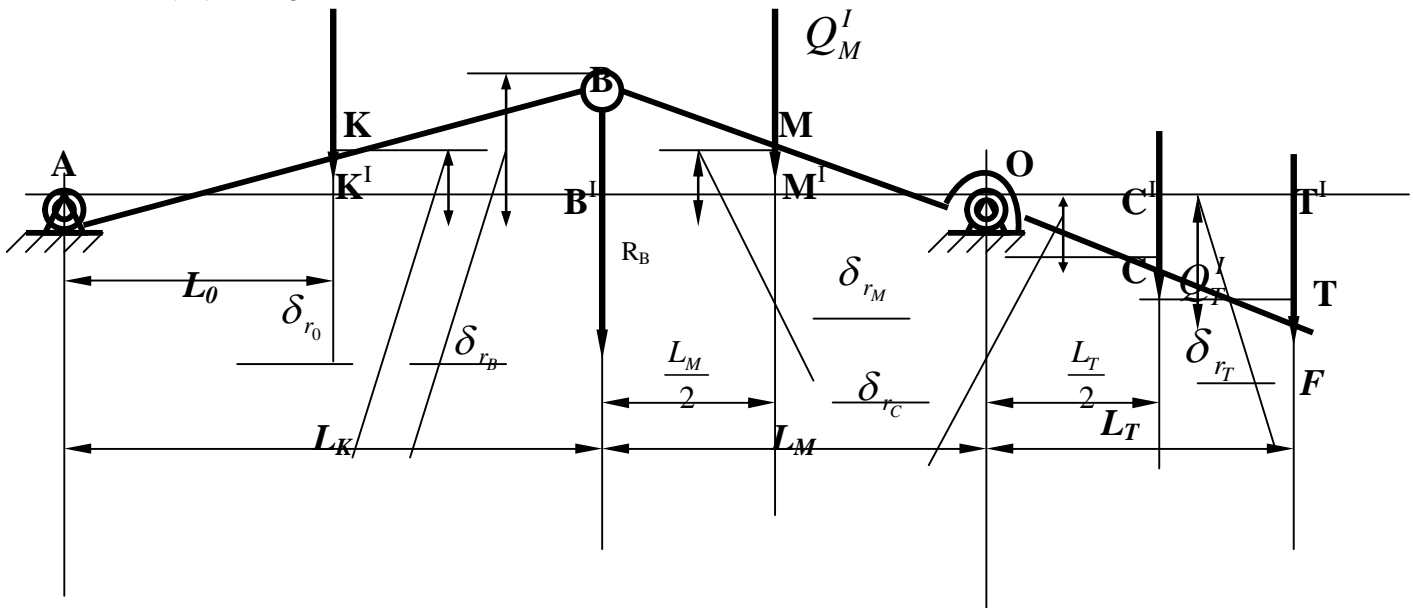


Рис. 16. Схема расчёта L_{CT} – стабилизирующей длины колонкового набора ударно-вращательного бурения

Дадим возможное перемещение δ_{r_T} точке T , тогда точка B получит возможное перемещение δ_{r_B} (ориентация компоновки в сторону выкручивания скважины). Реакцию стенки скважины в точке B обозначим через R_B . Заметим, что силы F и R_B относительно точки O имеют всегда противоположные знаки. Обозначим через $\delta_{r_0}, \delta_{r_M}, \delta_{r_C}$ возможные перемещения точек приложения K, M и C сил Q'_O, Q'_M и Q'_T . Выразим, воспользовавшись подобием треугольников ABB' и AKK' , BOB' и MOM' , TOT' и COC' , зависимость между возможными линейными перемещениями

$$\delta_{r_B} = \frac{L_k}{L_0} \cdot \delta_{r_0} = 2 \cdot \delta_{r_M} = 2 \cdot \frac{L_M}{L_T} \delta_{r_C} = \frac{L_M}{L_T} \cdot \delta_{r_T} \quad (6)$$

Применив принцип возможных перемещений, приравняем сумму работ всех задаваемых сил и силы реакции R_6 на соответствующих возможных перемещениях нулю:

$$-R_6 \cdot \delta_{r_6} - Q'_o \cdot \delta_{r_o} - Q'_m \cdot \delta_{r_m} + Q'_T \cdot \delta_{r_c} + F \cdot \delta_{r_T} = 0. \quad (7)$$

Воспользовавшись формулой (6), после почленного сокращения уравнения (7) на δ_{r_6} находим

$$-R_6 - \frac{L_o}{L_k} (Q_k + Q_{k.m.}) \cdot \sin \theta - 0,5 \cdot Q_m \cdot \sin \theta + 0,5 \cdot \frac{L_T}{L_m} \cdot Q_T \cdot \sin \theta + \frac{L_T}{L_m} \cdot F = 0. \quad (8)$$

Выразив силы Q_k , $Q_{k.m.}$ и Q_T через соответствующие линейные размеры, получим:

$$-R_6 - 0,5 \cdot L_k \cdot (p_k + k^2 \cdot p_{k.m.}) \cdot \sin \theta - 0,5 \cdot Q_m \cdot \sin \theta + 0,5 \frac{L_T^2}{L_m} \cdot p_T \cdot \sin \theta + \frac{L_T}{L_m} \cdot F = 0. \quad (9)$$

Из (9) следует, что величина и направление реакции R_6 зависят от значений четырех переменных – зенитного угла скважины θ , длины колонковой трубы L_k , керна $L_{k.m.}$ и силы давления на стенку скважины F в точке T .

Решая уравнение (9) при $R_6 = 0$, найдем стабилизирующие значения L_{CT} – длины колонковой трубы для различных значений θ , L_T и F , при которых точка B шарнирного соединения машины и колонковой трубы находится на оси скважины, и компоновка ориентируется в направлении стабилизации зенитного угла скважины.

Значения R_6 могут быть как положительными, так и отрицательными. Как уже указывалось, сила F и реакция R_6 имеют всегда противоположные знаки, - это является основным признаком определения направления ориентации колонковой трубы:

- при $R_6 < 0$ и $F > 0$ колонковая труба ориентируется в сторону выкручивания скважины;
- при $R_6 > 0$ и $F < 0$ колонковая труба занимает положение, соответствующее выполаживанию скважины.

Сила давления F колонны на стенки скважины при осевой нагрузке 200...250 даН составляет 0,19 даН, поэтому в дальнейших расчетах величиной F можно пренебречь. С учетом вышесказанного стабилизирующая длина колонкового набора для ударно – вращательного бурения находится из выражения (9)

$$L_{CT} = \frac{p_T \frac{L_T^2}{L_m} - Q_m}{p_k + k^2 \cdot p_{k.m.}}. \quad (10)$$

На рис. 17 представлена номограмма стабилизирующей длины колонкового набора для гидроударников Г-7 (Г-76У) и разведочных пневмоударников РП-94, РП-111 и РП-130, составленная по формуле (10) с учётом данных табл.12.

Для определения стабилизирующей длины колонкового набора при высокооборотном вращательном и вращательно-ударном бурении следует перейти к динамической модели, полагая, что колонна при этом в отли-

чие от низкооборотного ударно – вращательного может вращаться как жесткое тело вокруг оси скважины или как гибкий вал – вокруг своей собственной оси. Следовательно, необходимо учитывать силы инерции, прибегая к методу кинестатики [38].

При установившемся вращении забойная компоновка движется с постоянной угловой скоростью ω по стенке скважины. Схематизируя КНБК (рис. 18)

в виде однородного круглого диска с точечной массой Q и радиуса r , равного половине диаметра колонкового набора, определим динамические реакции

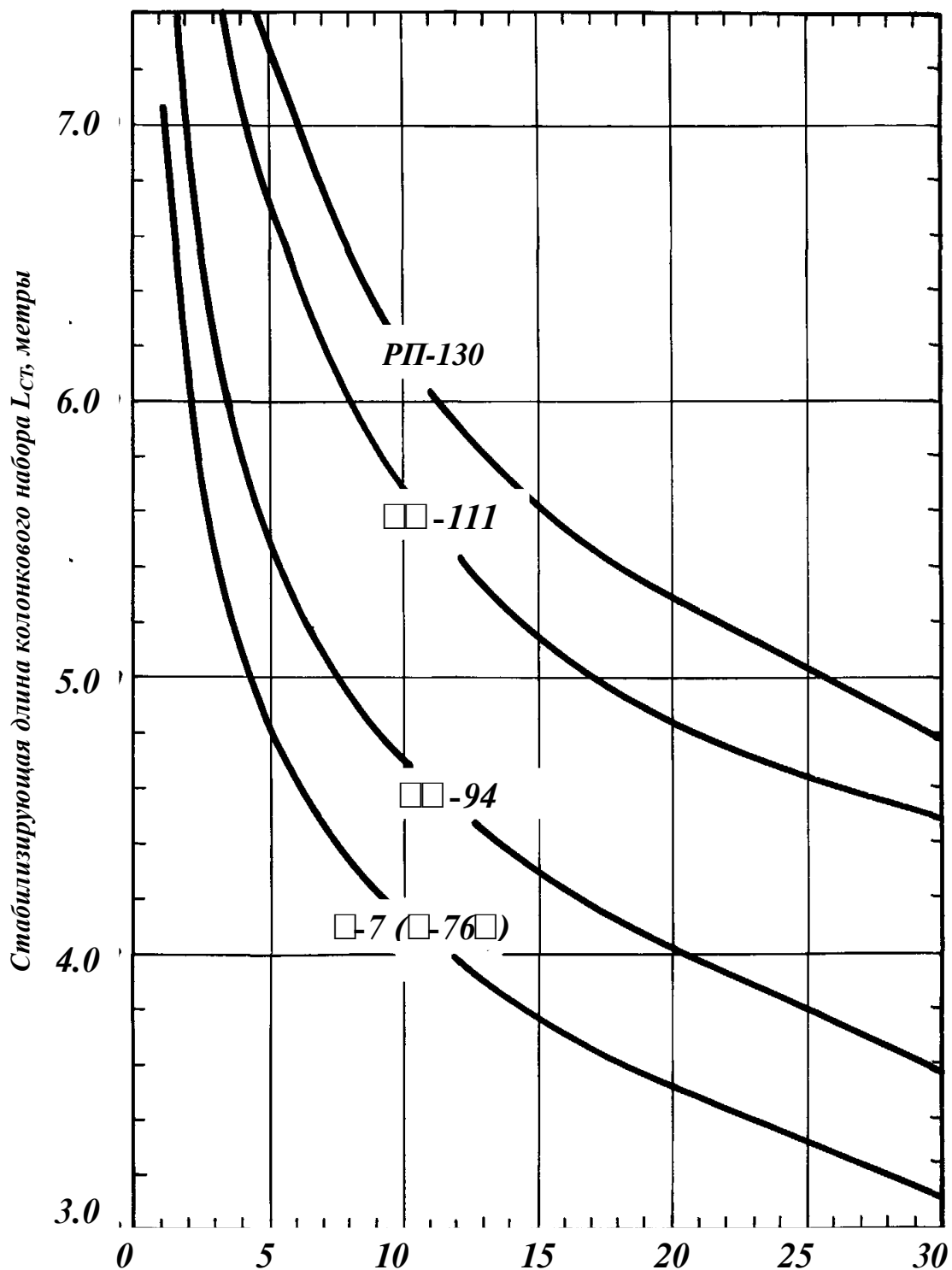


Рис. 17. Номограмма стабилизирующей длины колонкового набора
 для гидроударников Г-7 Г-76 У) и разведочных

пневмоударников РП-94, РП-111 и РП-130

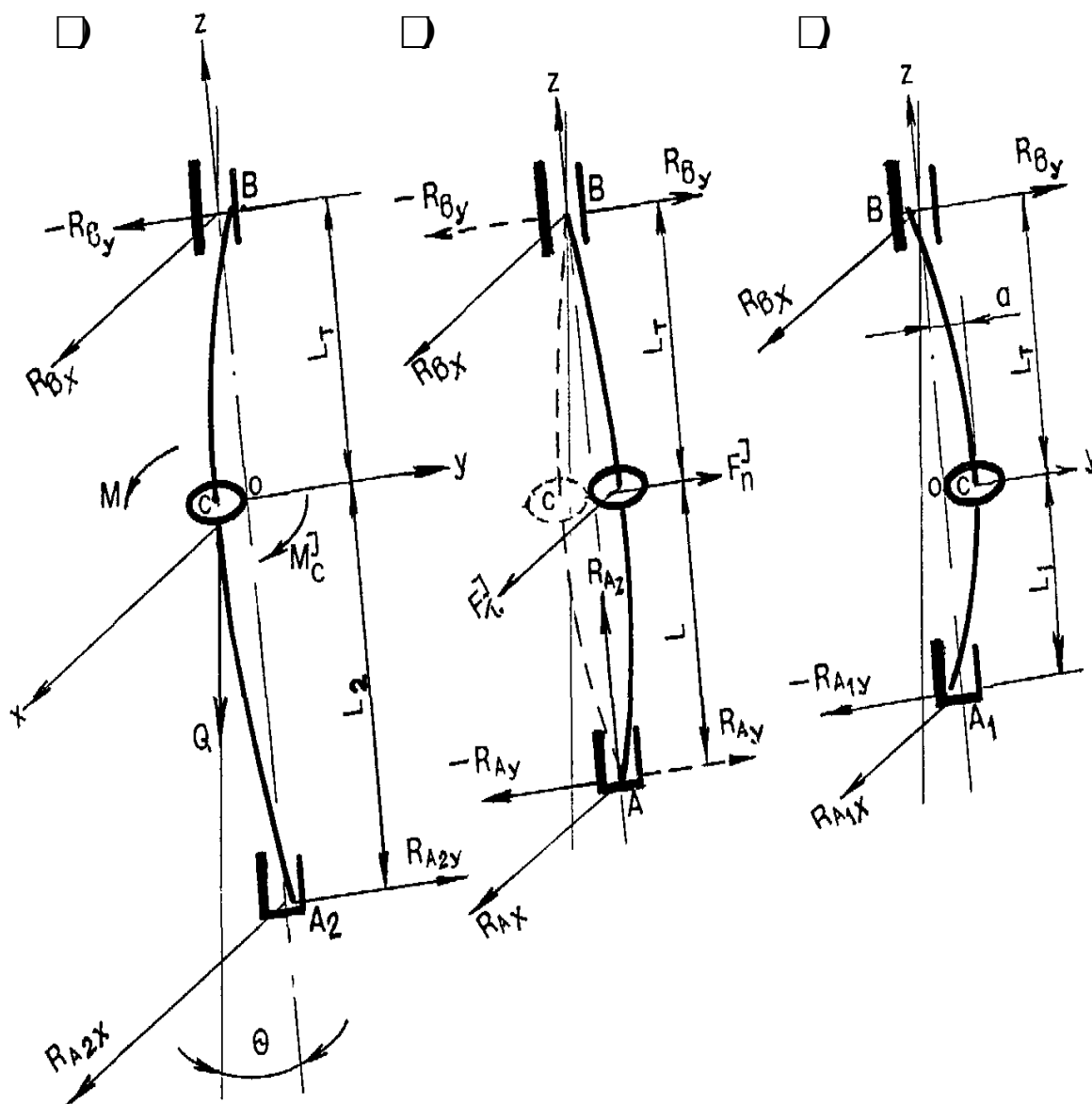


Рис. 18. Схема динамических сил, действующих на систему

“скважина – вращающаяся КНБК”:

- а) выколаживание скважины;
- б) стабилизация скважины;
- в) выкручивание скважины;

———— - висячая стенка скважины;

———— - лежачая стенка скважины

Таблица 12

Основные параметры в математических моделях

зенитного искривления скважины

P_T - вес 1 м нижней свечи бурильной колонны, даН

УБТ		СБТ				ЛБТ	Отражатель		ССК-59	КССК	NQ
73	57	63,5	54	50	42	54	ПО-76	ПО-59			
24,9	14,1	8,8	76	75	5,2	4	13,5	8,1	6,0	7,78	7,93

P_K - вес 1 м колонкового набора, даН

Диаметр скважины (вид бурения), мм									
112	93	76	59	46	РП-130	РП-111	РП-94	Г-7 (Г-76)	ССК-59
10,9	8,4	6,4	5,22	4,0	19,8	13,1	8,4	9,4	10,05

$P_{K.M.}$ - вес 1 м кернового материала, даН (плотность пород 2700 даН/м³)

112	93	76	59	46	РП-130	РП-111	РП-94	Г-7 (Г-76)	ССК-59
18,23	11,66	7,4	3,81	2,1	23,06	16,85	9,4	9,4	2,4

L_M, L_{II} - длина машины и подшипниковой подвески, м

ГВ-5	Г-7	Г-76	Г-59	РП-130	РП-111	РП-94	ССК-59	КССК-76	NQ
1,4	2,0	1,85	1,82	1,125	1,08	1,125	0,68	0,79	0,82

Q_M, Q_{II} - вес машины и подшипниковой подвески, даН

ГВ-5	Г-7	Г-76	Г-59	РП-130	РП-111	РП-94	ССК-59	КССК-76	NQ
30	50	39	23	62	48	38	5,9	8,6	9,5

подпятника R_{Ay} (забой скважины) и подшипника R_{By} (точка касания нижней свечи бурильной колонны стенок скважины), если $OA = L$ – длина колонкового набора и $OB = L_T$ – длина полутолны. Центр тяжести диска C отстоит от оси вращения на расстоянии $OC = a$. ZOY – апсидальная плоскость; ось X – азимут

простираения пород, θ – зенитный угол скважины; висячая и лежачая стенки показаны на рис. 18.

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:

$$F_n^{(I)} = \frac{Q}{g} a \cdot \omega^2; \quad (11)$$

$$F_\tau^{(I)} = \frac{Q}{g} a \cdot \alpha; \quad (12)$$

$$M_c^{(I)} = -\frac{Q \cdot r^2}{2 \cdot g}, \quad (13)$$

составляем уравнения “равновесия”

$$\sum F_{k_x} = R_{A_x} + R_{B_x} + F_\tau^{(I)} = 0; \quad (14)$$

$$\sum F_{k_y} = R_{A_y} + R_{B_y} + F_n^{(I)} = 0; \quad (15)$$

$$\sum F_{k_z} = R_{A_z} - Q = 0; \quad (16)$$

$$M_x(F_K) = -Q \cdot a + R_{A_y} \cdot L - R_{B_y} \cdot L_T = 0; \quad (17)$$

$$M_y(F_K) = -R_{A_x} \cdot L + R_{B_x} \cdot L_T = 0; \quad (18)$$

$$M_z(F_K) = M + M_c^{(I)} - F_\tau^{(I)} \cdot a = 0. \quad (19)$$

Подставив сюда значения $F_n^{(I)}$, $F_\tau^{(I)}$, $M_c^{(I)}$ и решив систему уравнений (14- 19), получим

$$R_{A_x} = -\frac{L_T}{L_T + L} \cdot \frac{Q}{g} \cdot a \cdot \alpha; \quad (20)$$

$$R_{A_y} = \frac{Q \cdot a - \frac{Q}{g} \cdot a \cdot \omega^2 \cdot L_T}{L_T + L}; \quad (21)$$

$$R_{A_z} = 0; \quad (22)$$

$$R_{B_x} = -\frac{Q \cdot a \cdot \alpha \cdot L}{g \cdot (L_T + L)}; \quad (23)$$

$$R_{B_y} = -\frac{Q \cdot (a \cdot g + a \cdot \omega^2 \cdot L)}{g \cdot (L_T + L)}; \quad (24)$$

$$M = \frac{Q}{g} \cdot (r^2 + 2 \cdot a^2) \cdot \alpha . \quad (25)$$

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

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

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:

- 1) составляющая опорной реакции подпятника R_{Az} не зависит от движения диска, т.е. остается неизменной как при покое, так и при вращении диска;
- 2) если составляющие динамических опорных реакций R_{By} и R_{Ay} по модулю не равны, то они имеют всегда противоположные направления. Имея в виду, что реакция R_{Ay} - не что иное, как отклоняющая сила, и если сориентировать ее по направлению к лежащей стенке скважины или к висячей, то можно добиться соответственно выкручивания или выполаживания скважины. При этом должны быть непременно соблюдены два условия:
 - в первом случае (выкручивание) – первая точка касания нижней свечи бурильной колонны должна находиться на лежащей стенке (реакция $+ R_{By}$);
 - во втором случае (выполаживание) – точка касания нижней свечи должна находиться на висячей стенке (реакция $- R_{By}$).

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

Отсюда механизм зенитного искривления наклонной скважины сводится к следующему:

если колонковый набор тяжелее полуvolны нижней свечи, то точка касания последней находится на висячей стенке (рис.18а) и реакция R_{By} направлена в сторону лежащей стенки, соответственно отклоняющая сила $R_{A_{2y}}$ вызывает разрушение висячей стенки забоя, т.е. выполаживание скважины;

если колонковый набор легче полуvolны, то точка касания последней находится на лежащей стенке, реакция $+ R_{By}$ направлена в сторону висячей стенки, соответственно отклоняющая сила $- R_{A_{1y}}$ вызывает разрушение лежащей стенки забоя, т.е. выкручивание скважины (рис. 18в);

если колонковый набор и полуvolны уравновесить, то составляющие динамических опорных реакций тоже будут равны (по модулю) $|R_{Ay}| = |R_{By}|$, при этом КНБК оказывается в условиях динамического равновесия - плоскость, проходящая через эти реакции, совершает круговое движение, перпендикулярное оси

скважины и меняет свое положение, поворачиваясь на 360^0 , и коронка равномерно разрушает поверхность забоя тоже перпендикулярно оси, т.е. стабилизирует зенитный угол скважины (рис. 18 б).

Расчетная или выбранная длина колонкового набора, обеспечивающего равновесие КНБК, соответственно стабилизацию угла, - эта длина и есть стабилизирующая длина колонкового набора.

На рис. 19 схематически показано равновесие КНБК для ССК (рис. 19 а), высокочастотного гидроударника (рис. 19 б) и для обычного вращательного бурения (рис. 19 в). Причём во всех трёх вариантах показана КНБК с одной ($m=1$, m - количество полуволен) полуволенной L_T и соответственно – первой стабилизирующей длиной колонкового набора $L=L_{CT1}$.

Представим себе второй вариант, когда КНБК будет состоять из двух ($m=2$) полуволен, т.е. когда $2L_T$ нижней свечи бурильной колонны – с одной стороны (относительно переходника как опорной точки) и в противовес им – с другой стороны будет соответственно – вторая стабилизирующая длина колонкового набора $L=L_{CT2}$;

третий вариант – когда КНБК будет состоять из трёх ($m=3$) полуволен ($3L_T$) нижней свечи бурильной колонны и соответственно – третьей стабилизирующей длины колонкового набора $L=L_{CT3}$.

Рассматривая компоновку низа бурильной колонны (колонковый набор с керном и полуволенна нижней свечи) как балку и исходя из условия равновесия системы относительно опорной точки (переходника), находим в зависимости от способа или вида бурения величину L_{CT} – стабилизирующую длину колонкового набора:

для вращательного бурения с ССК (рис. 19а)

$$L_{CT} = \left(\frac{m^2 \cdot P_T \cdot L_T^2 - Q_{II} \cdot L_{II} - P_H \cdot L_{II}^2}{P_{KH}} + L_{II}^2 \right)^{0,5}; \quad (26)$$

для вращательного обычного (рис. 19 в)

для вращательно-ударного бурения (рис. 19 б)

$$L_{CT} = m \cdot L_T \frac{P_T^{0,5}}{P_{к.н.}^{0,5}} \quad (27)$$

$$L_{CT} = \left(L_M^2 - Q_M \frac{L_M}{P_{к.н.}} + m^2 L_T^2 \frac{P_T}{P_{к.н.}} \right)^{0,5} - L_M, \quad (28)$$

где $P_{к.н.}$ - вес колонкового набора вместе с керном:

$$P_{к.н.} = P_K + K_{Ц} \cdot K_{в.к.} \cdot P_{к.м.}; \quad (29)$$

$K_{Ц}$ и $K_{в.к.}$ - коэффициенты соответственно длины цикла (рейса) и выхода керна; $K_{Ц} = 0...1$, $K_{в.к.} = 0...1$.

Значения уже известных параметров P_T , P_K , $P_{к.м.}$, L_M , L_{II} , Q_M и Q_{II} - в табл.12.

Имея, таким образом, количественное значение главного критерия – стабилизирующей длины колонкового набора, 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 уравновешен одной ($1 \cdot L_T$) или двумя ($2 \cdot L_T$), или тремя ($3 \cdot L_T$) полуволенами нижней свечи бурильной колонны, т.е. длина колонкового набора адекватна соответственно первой (L_{CT1}), второй (L_{CT2}) или третьей (L_{CT3}) стабилизирующим длинам.

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

к выполаживанию, если длина колонкового набора колеблется в пределах $L_{CT1} < L < L_{CT2}$ или $L_{CT2} < L < L_{CT3}$;

к выкручиванию скважины, если длина колонкового набора менее первой стабилизирующей, т.е. $0,5 \cdot L_{CT_1} < L < L_{CT_1}$.

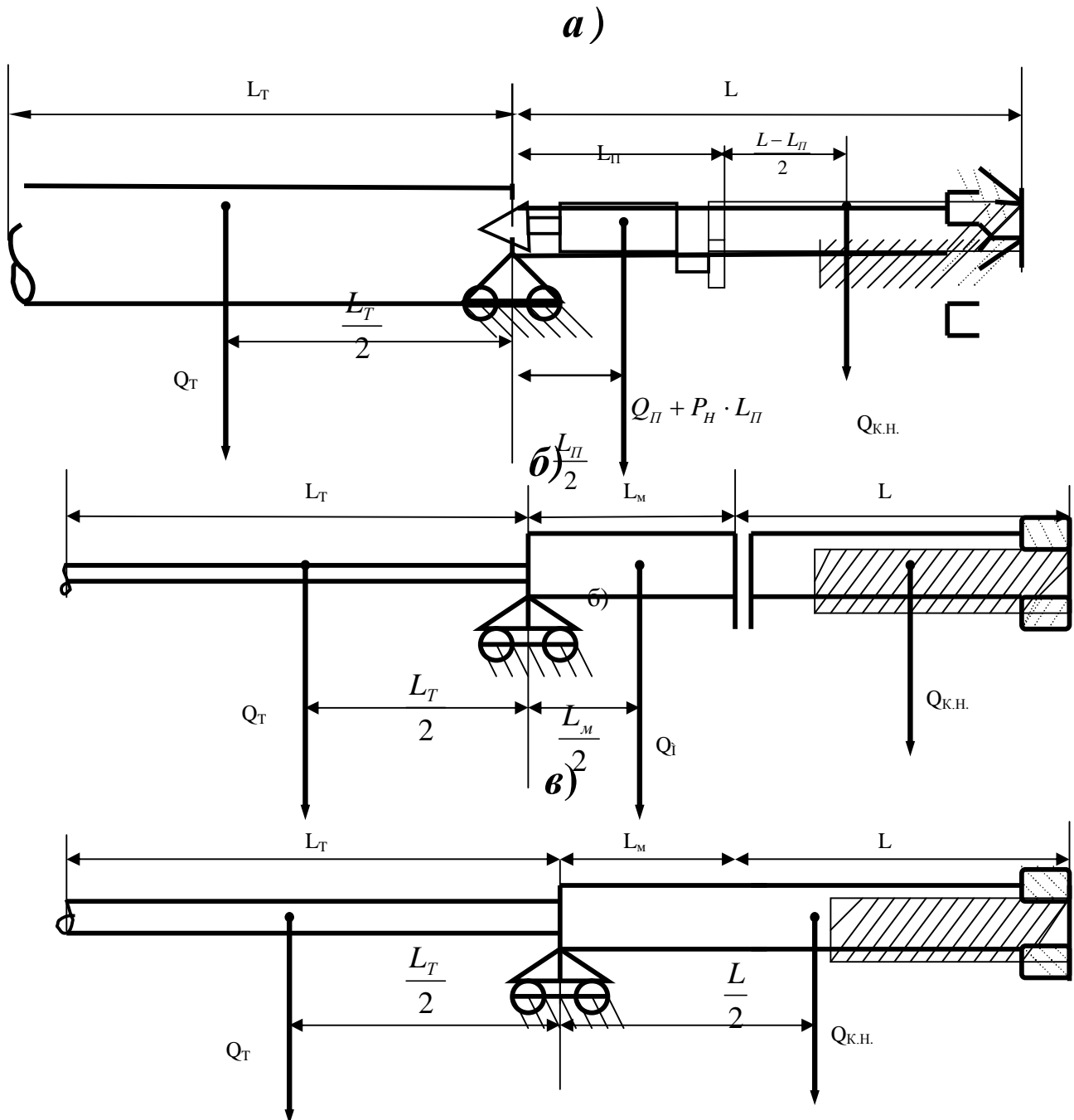


Рис. 19. Схема для расчёта стабилизирующей длины колонкового набора:

а – ССК; б – вращательно-ударного; в – обычного способа бурения

Напомним, что эти положения действительны только для скважин с поло-жительным вектором анизотропии, т.е. для геологических условий с тенден-цией к естественному выполаживанию скважин ($+r_{\text{ан.м.}}$).

Контрольные вопросы

4. Условия равновесия колонкового набора и полуолны нижней свечи.
5. Понятия "выкручивание", "выполаживание" и "стабилизация" скважины.

6. Модификации КНБК по способам бурения.
7. Схема ориентации гибкой компоновки в наклонной скважине в зависимости от длины колонковой трубы.
8. Свойства стабилизирующей длины колонкового набора.
9. Вывод формулы стабилизирующей длины колонкового набора.
10. Известные подходы к проблеме зенитного искривления скважин при вращательно-ударном бурении.
11. Вывод формулы стабилизирующей длины колонкового набора ССК-59.
12. Модификации КНБК при бурении снарядами ССК.
13. Модификации КНБК при бурении снарядами КССК.
14. Модификации КНБК при бурении снарядами ВQ.
15. Силы, обуславливающие ориентацию забойной компоновки в наклонной скважине.
16. Модификации КНБК при бурении снарядами NQ.
17. Схема равновесия компоновки низа бурительной колонны при ударно-вращательном бурении.
18. Модификации КНБК при бурении снарядами HQ.
19. Принцип возможных перемещений.
20. Метод кинестатики.
21. Динамические реакции подпятника (забой скважины) и подшипника (точка касания нижней свечи бурительной колонны стенок скважины).
22. Система уравнений "равновесия".

2.7. Примеры расчёта стабилизирующей длины колонкового набора

2.7.1. Расчёт стабилизирующей длины колонкового набора ССК-59

Исходные данные: осевая нагрузка 1000 даН, длина полуволны нижней свечи бурительной колонны рассчитывается по формуле (3) и табл. 11; величины P_T , $P_{К.М.}$, Q_{II} , L_{II} принимаются по табл. 12; вес 1 м колонкового набора ССК-59

$$P_{к.н.} = P_K + P_B + K_{II} \cdot K_{в.к.} \cdot P_{к.м.},$$

где $P_H = 6$ даН; $P_B = 2$ даН; $P_{К.М.} = 2,4$ даН – вес 1 м соответственно наружной и внутренней труб, а также кернового материала для пород с объёмным весом 2700 даН/м³;

$K_{II} \approx K_{в.к.} \approx 0,7$ – средние значения коэффициентов длины цикла и выхода керна.

Требуется рассчитать стабилизирующие длины колонкового набора ССК-59 в диапазоне зенитных углов $1...45^0$ для двух вариантов нижней свечи: из серийных бурительных труб СБТ-55 ($P_T = 6$ даН/м) и опытно-экспериментальной свечи со съёмным утяжелителем УБТ-55 ($P_T = 16$ даН/м).

Решение. По формуле (26) первая стабилизирующая длина колонкового набора ССК-59 с нижней свечой СБТ-55 ($m=1$)

$$L_{СТ1} = \sqrt{\frac{P_T \cdot m^2 \cdot L_T^2 - P_H \cdot L_{II}^2 - Q_{II} \cdot L_{II}}{P_{к.н.}}} + L_{II}^2 =$$

$$= \sqrt{\frac{6 \cdot 1 \cdot L_T^2 - 6 \cdot 0,68^2 - 5,9 \cdot 0,68}{9,2}} + 0,68^2 = \sqrt{0,65 \cdot L_T^2 - 0,28}, \text{ м};$$

вторая стабилизирующая длина ($m=2$) колонкового набора

$$L_{CT2} = \sqrt{0,65 \cdot 2^2 \cdot L_T^2 - 0,28} = \sqrt{2,6 \cdot L_T^2 - 0,28}, \text{ м};$$

третья стабилизирующая длина ($m=3$) колонкового набора

$$L_{CT3} = \sqrt{0,65 \cdot 3^2 \cdot L_T^2 - 0,28} = \sqrt{5,85 \cdot L_T^2 - 0,28}, \text{ м}.$$

Результаты расчётов даны в табл. 13.

Таблица 13

Стабилизирующая длина колонкового набора ССК-59

с нижней свечой СБТ-55

Зенитный угол скважины θ , градусы	Длина полутолны нижней свечи L_T , м	Стабилизирующая длина колонкового набора, м		
		Первая, L_{CT1}	Вторая, L_{CT2}	Третья, L_{CT3}
1	4,76	3,80	7,66	11,51
5	4,00	3,19	6,43	9,66
10	3,58	2,84	5,75	8,64
15	3,35	2,65	5,38	8,09
20	3,17	2,51	5,08	7,65
25	3,02	2,38	4,84	7,29
30	2,87	2,26	4,59	6,92
35	2,75	2,16	4,40	6,63
40	2,65	2,08	4,24	6,39
45	2,55	1,98	4,08	6,14

По формуле (26) первая стабилизирующая длина ($m=1$) колонкового набора ССК-59 с утяжелённой нижней свечой УБТ-55

$$L_{CT1} = \sqrt{\frac{16 \cdot 1 \cdot L_T^2 - 6 \cdot 0,68^2 - 5,9 \cdot 0,68}{9,2}} + 0,68^2 = \sqrt{1,74 \cdot L_T^2 - 0,28}, \text{ м};$$

вторая стабилизирующая длина ($m=2$) колонкового набора

$$L_{CT2} = \sqrt{1,74 \cdot 2^2 \cdot L_T^2 - 0,28} = \sqrt{6,96 \cdot L_T^2 - 0,28}, \text{ м};$$

третья стабилизирующая длина ($m=3$) колонкового набора

$$L_{CT3} = \sqrt{1,74 \cdot 3^2 \cdot L_T^2 - 0,28} = \sqrt{15,66 \cdot L_T^2 - 0,28}, \text{ м}.$$

Результаты расчётов приведены в табл. 14.

Таблица 14

Стабилизирующая длина колонкового набора ССК-59

с утяжелённой свечой УБТ-55

Зенитный угол скважины θ , градусы	Длина полутолны нижней свечи L_T , м	Стабилизирующая длина колонкового набора, м		
		Первая, L_{CT1}	Вторая, L_{CT2}	Третья, L_{CT3}

1	4,76	6,26	12,55	18,83
5	4,00	5,25	10,54	15,82
10	3,58	4,69	9,43	14,16
15	3,35	4,39	8,82	13,25
20	3,17	4,15	8,35	12,53
25	3,02	3,95	7,95	11,94
30	2,87	3,75	7,55	11,35
35	2,75	3,59	7,24	10,87
40	2,65	3,46	6,97	10,47
45	2,55	3,32	6,71	10,08

**2.7.2. Расчёт стабилизирующей длины колонкового набора
при вращательно-ударном бурении гидроударником Г-76В**

Исходные данные: осевая нагрузка 1500 даН, длина полуволны нижней свечи принимается по табл. 11; величины P_T , $P_{к.м.}$, Q_m , L_m - по табл. 12; $k_{ц} \sim k_{в.к.} \sim 0,7$ – средние значения коэффициентов длины рейса и выхода керна для пород с объёмным весом 2700 даН/м³.

Требуется рассчитать $L_{СТ}$ в диапазоне зенитных углов 1...45° для пяти вариантов нижней свечи: СБТ-50, УБТ-54, УБТ-57, УБТ-73 и СБТ-63,5.

Решение. По формуле (28) первая стабилизирующая длина ($m=1$) колонкового набора диаметром 73 мм с нижней свечой СБТ-50

$$L_{СТ_1} = -1.85 + \sqrt{1.85^2 - 39 \frac{1.85}{10.1} + \frac{6.75 \cdot L_T^2}{10}} = -1,85 + \sqrt{0,67 \cdot L_T^2 - 3,72}, \text{ м};$$

вторая стабилизирующая длина ($m=2$) колонкового набора

$$L_{СТ_2} = -1.85 + \sqrt{0.67 \cdot 2^2 \cdot L_T^2 - 3,72} = -1,85 + \sqrt{2,67 \cdot L_T^2 - 3,72}, \text{ м};$$

$$L_{СТ_2} = -1.85 + \sqrt{0.67 \cdot 2^2 \cdot L_T^2 - 3,72} = -1,85 + \sqrt{2,67 \cdot L_T^2 - 3,72}, \text{ м};$$

третья стабилизирующая длина ($m=3$) колонкового набора

$$L_{СТ_3} = -1.85 + \sqrt{6.01 \cdot L_T^2 - 3,72}, \text{ м}.$$

Результаты расчётов даны в табл. 15.

Таблица 15

**Расчёт стабилизирующей длины колонкового набора
при вращательно-ударном бурении гидроударником Г-76В
с бурильной колонной СБТ-50**

Зенитный угол скважины θ , градусы	Длина полуволны нижней свечи L_T , м	Стабилизирующая длина колонкового набора, м		
		Первая, $L_{СТ_1}$	Вторая, $L_{СТ_2}$	Третья, $L_{СТ_3}$

1	6,52	3,13	8,63	14,02
5	5,08	1,83	6,22	10,45
10	4,46	1,25	5,18	8,91
15	4,10	0,90	4,57	8,01
20	3,87	0,66	4,17	7,44
25	3,68	0,46	3,84	6,96
30	3,55	0,32	3,62	6,64
35	3,43	0,19	3,41	6,33
40	3,32	0,06	3,22	6,06
45	3,22	0	3,04	5,80

Первая стабилизирующая длина колонкового набора диаметром 73 мм при бурении гидроударником Г-76В с нижней свечой из УБТ-54 ($P_T = 10$ даН/м)

$$L_{CT_1} = -1,85 + \sqrt{0,99 \cdot L_T^2 - 3,72} \text{ , м;}$$

вторая стабилизирующая длина колонкового набора

$$L_{CT_2} = -1,85 + \sqrt{3,96 \cdot L_T^2 - 3,72} \text{ , м;}$$

третья стабилизирующая длина колонкового набора

$$L_{CT_3} = -1,85 + \sqrt{8,91 \cdot L_T^2 - 3,72} \text{ , м.}$$

Результаты расчётов приведены в табл. 16.

Таблица 16

Стабилизирующая длина колонкового набора
диаметром 73 мм при бурении гидроударником Г- 76В
с нижней свечой из УБТ-54

Зенитный угол скважины θ , градусы	Длина полутолны нижней свечи L_T , м	Стабилизирующая длина колонкового набора, м		
		Первая, L_{CT_1}	Вторая, L_{CT_2}	Третья, L_{CT_3}
1	12,5	10,44	22,95	
5	9,75	7,66	17,46	
10	8,21	6,09	14,37	
15	7,34	5,19	12,63	
20	6,77	4,60	11,48	
25	6,35	4,17	10,63	
30	6,06	3,86	10,05	
35	5,84	3,63	9,61	
40	5,65	3,43	9,23	
45	5,48	3,25	8,88	14,39

Первая стабилизирующая длина колонкового набора диаметром 73 мм при бурении гидроударником Г-76В с нижней свечой из УБТ-57 ($P_T = 14,1$)

$$L_{CT_1} = -1,85 + \sqrt{1,4 \cdot L_T^2 - 3,72} \text{ , м;}$$

вторая стабилизирующая длина колонкового набора

$$L_{CT_2} = -1,85 + \sqrt{5,58 \cdot L_T^2 - 3,72} \text{ , м;}$$

третья стабилизирующая длина колонкового набора

$$L_{CT_3} = -1,85 + \sqrt{12,56 \cdot L_T^2 - 3,72} \text{ , м.}$$

Результаты расчётов даны в табл. 17.

Таблица 17

Стабилизирующая длина колонкового набора диаметром 73 мм

при бурении гидроударником Г- 76В с нижней свечой из УБТ-57

Зенитный угол скважины θ , градусы	Длина полутолны нижней свечи L_T , м	Стабилизирующая длина колонкового набора, м		
		Первая, L_{CT_1}	Вторая, L_{CT_2}	Третья, L_{CT_3}
1	9,76	9,53	21,12	
5	6,24	5,28	12,76	
10	5,22	4,02	10,33	
15	4,45	3,05	8,48	
20	4,21	2,74	7,90	12,94
25	4,04	2,52	7,49	12,34
30	3,91	2,35	7,18	11,87
35	3,81	2,22	6,94	11,51
40	3,73	2,12	6,75	11,23
45	3,67	2,04	6,60	11,01

Стабилизирующие длины колонкового набора с Г-76В и УБТ-73:

$$L_{CT_1} = -1,85 + \sqrt{2,46 \cdot L_T^2 - 3,72} \text{ ,}$$

$$L_{CT_2} = -1,85 + \sqrt{9,84 \cdot L_T^2 - 3,72} \text{ ,}$$

$$L_{CT_3} = -1,85 + \sqrt{22,14 \cdot L_T^2 - 3,72} \text{ .}$$

Расчёты даны в табл. 18.

Таблица 18

Стабилизирующая длина колонкового набора диаметром 73 мм

при бурении гидроударником Г- 76В с нижней свечой из УБТ-73

Зенитный угол скважины θ , градусы	Длина полутолны нижней свечи L_T , м	Стабилизирующая длина колонкового набора, м		
		Первая, L_{CT_1}	Вторая, L_{CT_2}	Третья, L_{CT_3}
1	6,36	7,94	18,01	
5	4,58	5,07	12,39	
10	3,89	3,94	10,20	
15	3,64	3,52	9,40	15,17
20	3,26	2,88	8,19	13,37
25	3,09	2,60	7,65	12,56
30	2,96	2,37	7,23	11,94
35	2,84	2,16	6,85	11,37
40	2,71	1,94	6,43	10,75
45	2,60	1,74	6,07	10,23

Стабилизирующие длины колонкового набора диаметром 73 мм при бурении гидроударником Г-76В с нижней свечой из СБТ-63,5 ($P_T = 8,8$ даН/м)

первая — $L_{CT_1} = -1,85 + \sqrt{0,87 \cdot L_T^2 - 3,72}$, м;

вторая — $L_{CT_2} = -1,85 + \sqrt{3,48 \cdot L_T^2 - 3,72}$, м;

третья — $L_{CT_3} = -1,85 + \sqrt{7,83 \cdot L_T^2 - 3,72}$, м.

Результаты расчётов даны в табл. 19.

Таблица 19

Стабилизирующая длина колонкового набора диаметром 73 мм

при вращательно-ударном бурении гидроударником Г- 76В

с нижней свечой из СБТ-63,5

Зенитный угол скважины θ , градусы	Длина полутолны нижней свечи L_T , м	Стабилизирующая длина колонкового набора, м		
		Первая, L_{CT_1}	Вторая, L_{CT_2}	Третья, L_{CT_3}
1	7,21	4,59	11,46	
5	5,82	3,22	8,83	14,32
10	4,73	2,12	6,76	11,24
15	4,40	1,77	6,13	10,31
20	4,21	1,57	5,76	9,77
25	4,05	1,40	5,45	9,32
30	3,92	1,26	5,20	8,95
35	3,81	1,13	4,99	8,63
40	3,66	0,97	4,70	8,21
45	3,56	0,85	4,50	7,92

2.7.3. Расчёт стабилизирующей длины колонкового набора при вращательно-ударном бурении гидроударником Г-59В

Исходные данные: осевая нагрузка 1500 даН, длина полутолны нижней свечи принимается по табл. 11; величины P_T , $P_{к.м.}$, Q_m , L_m - по табл. 12; $k_{ц} \sim k_{в.к.} \sim 0,7$ – средние значения коэффициентов длины рейса и выхода керна.

Требуется рассчитать L_{CT} в диапазоне зенитных углов $1...45^0$ для двух вариантов нижней свечи: УБТ-54 и УБТ-57.

Решение. По формуле (28) первая стабилизирующая длина ($m=1$) колонкового набора диаметром 57 мм с нижней свечой УБТ-54 ($P_T = 10$ даН/м)

$$L_{CT_1} = -1,82 + \sqrt{1,82^2 - \frac{23 \cdot 1,82 - 10 \cdot L_T^2}{7,125}} = -1,82 + \sqrt{1,4 \cdot L_T^2 - 2,56};$$

вторая стабилизирующая длина ($m=2$)

$$L_{CT_2} = -1,82 + \sqrt{5,6 \cdot L_T^2 - 2,56};$$

третья стабилизирующая длина ($m=3$)

$$L_{CT_3} = -1,82 + \sqrt{12,6 \cdot L_T^2 - 2,56}.$$

Результаты расчётов даны в табл. 20.

Таблица 20

Стабилизирующая длина колонкового набора

при вращательно-ударном бурении гидроударником Г- 59В

с применением нижней свечи из УБТ-54

Зенитный угол скважины θ , градусы	Длина полуволны нижней свечи L_T , м	Стабилизирующая длина колонкового набора, м		
		Первая, L_{CT_1}	Вторая, L_{CT_2}	Третья, L_{CT_3}
1	9,03	8,74	19,21	
5	6,58	5,80	13,67	
10	5,51	4,50	11,12	
15	4,33	3,05	8,30	
20	4,09	2,75	7,72	
25	3,93	2,55	7,34	
30	3,81	2,39	7,05	
35	3,73	2,29	6,86	
40	3,64	2,18	6,64	11,0
45	3,57	2,09	6,47	10,75

Первая стабилизирующая длина ($m=1$) колонкового набора диаметром 57 мм с нижней свечой УБТ-57 ($P_T = 14,1$ даН/м)

$$L_{CT_1} = -1,82 + \sqrt{1,98 \cdot L_T^2 - 2,56},$$

$$L_{CT_2} = -1,82 + \sqrt{7,92 \cdot L_T^2 - 2,56},$$

$$L_{CT_3} = -1,82 + \sqrt{17,81 \cdot L_T^2 - 2,56}.$$

Результаты расчётов даны в табл. 21.

Таблица 21

Стабилизирующая длина колонкового набора при вращательно-ударном

бурении гидроударником Г- 59В с применением нижней свечи из УБТ-57

Зенитный угол скважины θ , градусы	Длина полуволны нижней свечи L_T , м	Стабилизирующая длина колонкового набора, м		
		первая, L_{CT_1}	вторая, L_{CT_2}	третья, L_{CT_3}

2	4,33	4,06	10,26	
5	3,64	3,04	8,30	
10	3,09	2,22	6,73	
15	2,80	1,78	5,89	9,90
20	2,64	1,53	5,43	9,20
25	2,50	1,31	5,03	8,61
30	2,36	1,09	4,63	8,01
35	2,27	0,94	4,36	7,62
40	2,16	0,76	4,04	7,15
45	2,12	0,70	3,93	6,98

2.7.4. Расчёт стабилизирующей длины колонкового набора NQ

Исходные данные: осевая нагрузка 1000 даН, длина полуволны нижней свечи рассчитывается по формуле (3) и табл. 11; величины P_T , $P_{к.м.}$, Q_{II} и L_{II} - принимаются по табл. 12; вес 1 м колонкового набора

$$P_{к.н.} = P_n + P_6 + K_{ц} \cdot K_{в.к.} \cdot P_{к.м.},$$

где $P_n = 11,8$ даН; $P_6 = 3,64$ даН; $P_{к.м.} = 3,4$ даН – вес 1 м соответственно наружной и внутренней труб, а также кернового материала для пород с объёмным весом 2700 даН/м³;

$k_{ц} \sim k_{в.к.} \sim 0,7$ – средние значения коэффициентов длины цикла и выхода керна.

Требуется рассчитать стабилизирующие длины колонкового набора в диапазоне зенитных углов 1...45°.

Решение. По формуле (26) первая стабилизирующая длина колонкового набора NQ ($m = 1$)

$$L_{CT_1} = \sqrt{\frac{P_T \cdot m^2 \cdot L_T^2 - P_n \cdot L_{II}^2 - Q_{II} \cdot L_{II}}{P_{к.н.}}} + L_{II} =$$

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

вторая стабилизирующая длина ($m = 2$) колонкового набора

$$L_{CT_2} = \sqrt{0,46 \cdot 2^2 \cdot L_T^2 - 0,25} = \sqrt{1,84 \cdot L_T^2 - 0,25}, \text{ м};$$

третья стабилизирующая длина ($m = 3$) колонкового набора

$$L_{CT_3} = \sqrt{0,46 \cdot 3^2 \cdot L_T^2 - 0,25} = \sqrt{4,14 \cdot L_T^2 - 0,25}, \text{ м}.$$

Результаты расчётов даны в табл. 22.

Таблица 22

Стабилизирующая длина колонкового набора NQ

Зенитный угол скважины θ , градусы	Длина полуволны нижней свечи L_T , м	Стабилизирующая длина колонкового набора, м		
		Первая, L_{CT_1}	Вторая, L_{CT_2}	Третья, L_{CT_3}
Осевая нагрузка 1000 даН				

3	6,1	4,1	8,26	12,40
5	5,5	3,69	7,44	11,18
10	4,9	3,29	6,63	9,96
15	4,5	3,01	6,08	9,14
20	4,2	2,81	5,68	8,53
25	3,9	2,59	5,27	7,92
35	3,7	2,46	4,99	7,51
45	3,5	2,32	4,72	7,10
Осевая нагрузка 1300 даН				
3	5,9	3,97	7,99	11,99
5	5,3	3,56	7,17	10,77
10	4,7	3,15	6,36	9,55
15	4,3	2,87	5,81	8,73
20	4,0	2,67	5,40	8,12
25	3,8	2,53	5,13	7,72
35	3,6	2,39	4,86	7,31
45	3,4	2,25	4,58	6,89
Осевая нагрузка 1600 даН				
3	5,4	3,63	7,31	10,98
5	5,0	3,35	6,76	10,16
10	4,5	3,01	6,08	9,14
15	4,2	2,80	5,68	8,53
20	3,9	2,59	5,27	7,92
25	3,7	2,46	4,99	7,51
35	3,5	2,32	4,72	7,10
45	3,4	2,25	4,58	6,89

Значения стабилизирующей длины колонковой трубы при вращательно-ударном и вращательном бурении приводятся в виде графиков-номограмм (прил. А).

Контрольные вопросы

23. Главные требования, предъявляемые к факторам при построение математической модели процесса искривления скважин.
24. Основные принципы формирования модели искривления скважины.
25. Форма изогнутой бурильной колонны.
26. Критические условия изогнутой бурильной колонны.
27. Определение длины нижней полувогни бурильной колонны.
28. Построение номограммы длин полувогни.

3. УПРАВЛЕНИЕ ИСКРИВЛЕНИЕМ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ СТАБИЛИЗИРУЮЩЕЙ ДЛИНЫ КОЛОНКОВОГО НАБОРА

Адекватность формулы, определяющая степень её точности, проверяют обычно так называемым активным экспериментом, т.е. непосредственным воздействием исследователя на входы реального объекта и наблюдением за реакцией последнего. Рассмотрим методы выкручивания и стабилизации в условиях с резко выраженной тенденцией к естественному или самопроизвольному выполаживанию, т.е. скважин с положительным вектором анизотропии на месторождениях Восточный Жайрем (Центральный Казахстан) и Новоленинское (Рудный Алтай, Восточный Казахстан), а также метод выполаживания - на месторождении Старый Атабай (Центральный Казахстан).

3.1. Выполаживание скважин с применением колонкового набора длиной, превышающей стабилизирующую

Для апробации этого положения было предложено месторождение Старый Атабай (Карагайлинская ГРЭ ПГО “Центрказгеология”), т.к. этот объект традиционно считался трудным для выполаживания скважин. Рассмотрим некоторые особенности искривления скважин на этом месторождении на примере ранее пробуренных - с.210 и с.202 (рис.20).

Месторождение Старый Атабай имеет блоковое строение, осложнённое тектоническими нарушениями с трещиноватыми породами и глубоким развитием зоны окисления коры выветривания.

Породы крутопадающие и представлены углисто - глинистыми сланцами, интенсивно пиритизированными с кварц - кальцитовыми прожилками, трещиноватыми кварцитами и туффитами, гравелитами, скарнами.

При бурении скважин в этих условиях возникают самые различные геологические осложнения: поглощение промывочной жидкости, обвалы стенок скважины, кавернообразование. В породах повышенной трещиноватости, особенно в рудных зонах, выход керна при бурении обычным способом очень низкий – 25...35%.

Таким образом, исходя из довольно сложных геологических условий месторождения Старый Атабай и необходимости обеспечения самого главного требо-

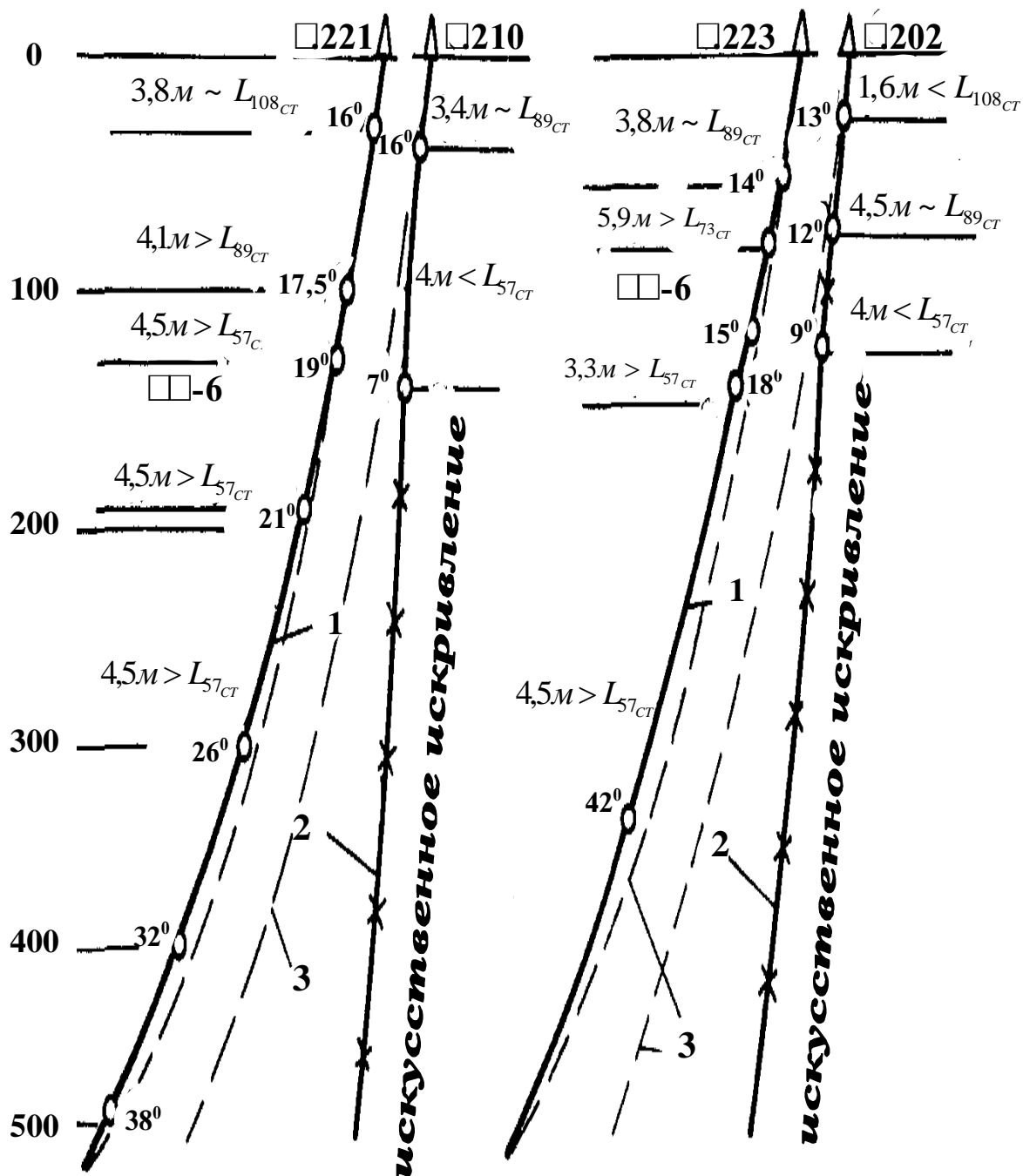


Рис. 20. Трассы скважин, пройденных по бесклиновой технологии (1) и с применением отклонителей (2) на месторождении Старый Атабай;

3 – проектная трасса

вания - достижения хотя бы минимально необходимого угла встречи рудных тел, все скважины проектировались наклонными. Причем, углы заложения, как начальный, так и конечный, находились в крайне неблагоприятном диапазоне - в пределах зенитных углов $13...16^0$. Скважины проходились в два этапа:

- бурение скважин диаметром 112 и 93 мм по рыхлым отложениям и коре выветривания с последующим креплением трубами диаметром 108 или 89 мм;
- оставшая часть скважины (после обсадной колонны) до проектной глубины - алмазным и твёрдосплавным инструментом диаметром 76 или 59 мм.

Анализ ранее пробуренных скважин позволил установить главную причину, приводящую к выкручиванию скважин - применение “короткого” колонкового набора при переходе скважины с большего диаметра (112 или 93 мм) на меньший (76 или 59 мм), что, как правило, вызывает резкое отклонение в сторону выкручивания скважины (с.202).

Поясним, что означает “короткий набор” диаметром 57 мм в наклонной скважине диаметром 93 мм.

Рассчитаем стабилизирующую длину колонкового набора, исходя из следующих параметров:

- нижняя свеча из бурильных труб СБТ-50/42;
- осевая нагрузка 700 даН;
- зенитный угол скважины 15^0 ;
- вес 1 м керна 3,82 даН/м при плотности пород 2700 даН/м^3 ;
- длина полуволны по табл.11 составляет 5,1 м.

По формуле (27) определяем, что стабилизирующая длина в начале рейса ($K_y = 0$)

$$L_{CT_1} = 5,1 \cdot 6,75^{0,5} \cdot 5,22^{-0,5} = 5,8 \text{ м,}$$

в среднем, в течение рейса ($K_y = 0,5$)

$$L_{CT_1} = 5,1 \cdot 6,75^{0,5} \cdot (5,22 + 0,5 \cdot 3,81)^{-0,5} = 4,65 \text{ м.}$$

Для того чтобы выположить скважины, необходимо и достаточно было применить колонковый набор длиной, превышающей значение расчетной; оптимальная длина в нашем случае должна быть более 5,8 м или по меньшей мере, превышать величину 4,65 м.

Исходя из основных положений бесклиновой технологии, нами при бурении вновь забуренных наклонных скважин с.221, 223 (рис.20) применялись удлиненные наборы (более $L_{ст_1}$):

- диаметром 108 мм длиной 5,8 м - с.223,
- диаметром 89 мм длиной 5,3 м - с.221,
- диаметром 73 мм длиной 5,9 м - с.223

и таким образом была не только исключена возможность выкручивания ствола, но и обеспечено необходимое по проекту выполаживание, - целиком исключив ранее применявшееся искусственное искривление.

В дальнейшем, при бурении этих скважин диаметром 59 мм задача их выполаживания решалась в строгом соответствии с бесклиновой технологией применением наборов длиннее стабилизирующей как при вращательном бурении, так и с использованием высокочастотных гидроударников ГВ-6 [51, 52, 53, 60].

Рассмотрим некоторые особенности управления трассой скважин по новой методике при ударно-вращательном бурении на примере наклонно-направленных и вертикально-направленных скважин в различных геологических условиях - Северо-Востока, Северной Камчатки, Северной Карелии, Северного и Восточного Казахстана и др.

На объектах Карамкенской ГРЭ ПГО “Севвостгеология” и Северо-Камчатской ГРЭ ПГО “Камчатгеология” бурение наклонно-направленных скважин глубиной до 350 м осуществляют разведочными пневмоударниками РП-130 и РП-111. Характер искривления скважин в этих районах один и тот же - постоянное выкручивание: начальные зенитные углы от 10...15⁰ до 25⁰, конечные (на забое скважин) снижаются до 4,5...8⁰. Если учитывать, что (рис.17) для выполаживания таких скважин следует бурить наборами 5,5...6 м, превышающими стабилизирующие длины, то становится очевидным влияние технологических факторов, т.к. в указанных районах бурят колонковыми наборами

не более 2,5 м. Парадоксален этот факт тем, что, с одной стороны, геолого-структурные условия (вектор $+r_{ан.м.}$) весьма благоприятны для выполаживания скважин, с другой, казалось бы (по традиционной теории) короткие трубы должны вызывать тоже выполаживание скважин. Однако указанные факты, не укладываясь в рамки традиционной теории, говорят об обратном. Вместе с тем, эти факты являются убедительными примерами подтверждения новой теории, нового подхода.

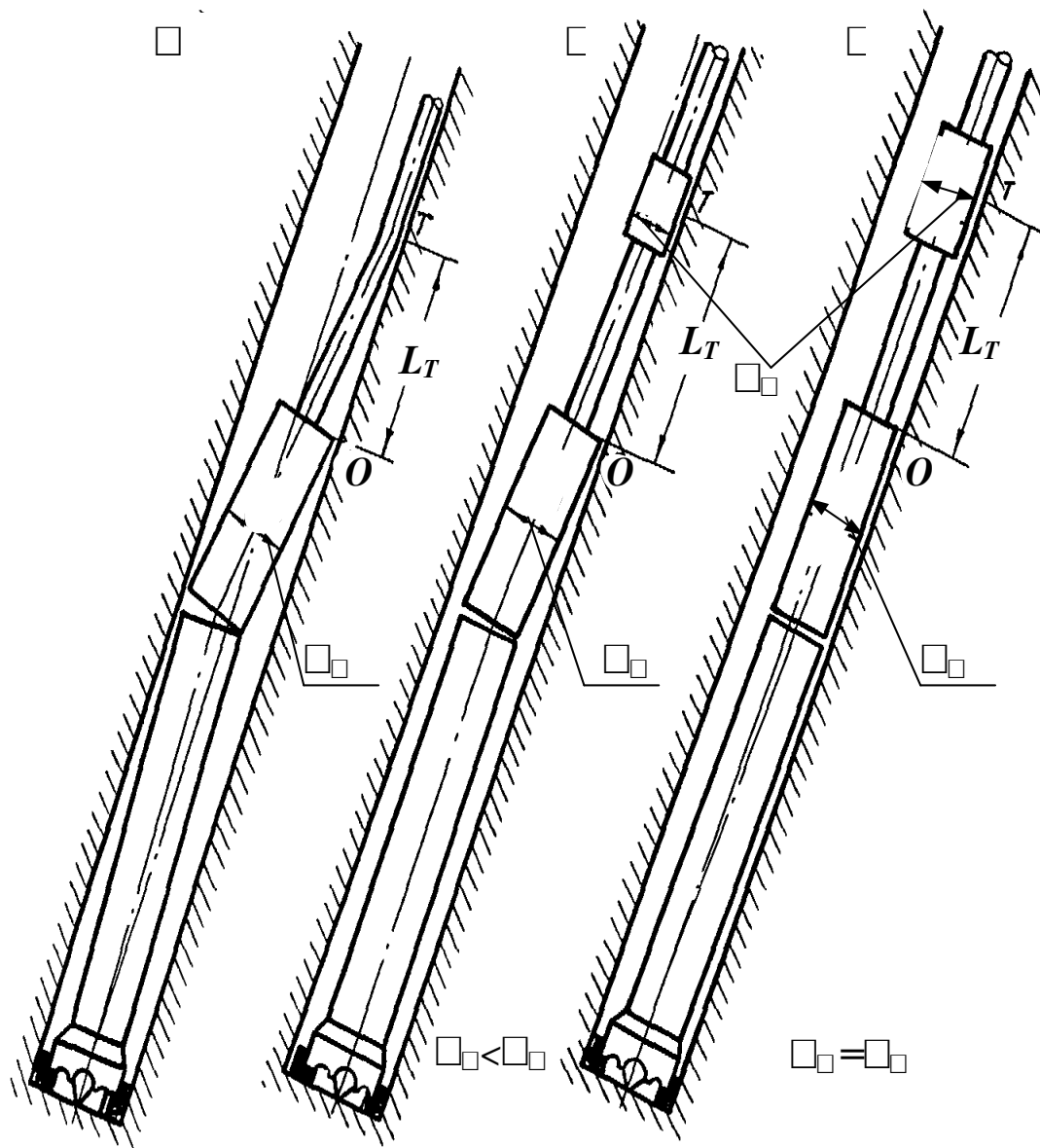
Как бороться с выкручиванием скважин при пневмоударном бурении и как перевести технологию в режим выполаживания? Здесь несколько методов. Первый, как видно на номограмме (рис.17), - достаточно пустить в работу колонковый набор более 6 метров, т.к. эта длина превышает величину стабилизирующей длины при зенитных углах $10...25^{\circ}$.

Второй метод - поставить над пневмоударником центратор.

В табл. 23 приводятся результаты выполаживания скважин пневмоударниками РП-111 и РП-94 с центратором в условиях Северного и Восточного Казахстана.

На рис. 21 показана схема ориентации ударно - вращательной компоновки с гладкой свечой (рис. 21а), с полуцентратором (рис. 21б) и с полноразмерным центратором (рис. 21в) в точке касания T .

При бурении пневмоударниками и гидроударниками (последние - в случае их использования только лишь в ударном режиме) без центраторов, с так называемой гладкой колонной, как мы уже знаем, скважины выкручиваются тем интенсивнее, чем короче применяемая колонковая труба. Установка центратора или полуцентратора над машиной приводит к ослаблению сил, ориентирующих компоновку в направлении выкручивания. В качестве полноразмерного центратора может служить колонковая труба, полуцентратора - для РП-111, например, автомаслѐнка АМП-89 или колонковая труба диаметром 89 мм; для Г-7 или Г-76У - УБТ-73 (центратор), полуцентратор - обычное муфтово-замковое соединение бурильной колонны СБТМ-50, а также СБТМ-63,5. Последнее было использовано нами при проведении основного ствола глубокой (3167 м) скважины СГ-1 в Северном Казахстане на месторождении Косачиное (ПГО "Степгеология").



T – точка касания полуволны стенки скважины;

L_T – длина полуволны;

D_c – диаметр центратора или полуцентратора;

D_m – диаметр машины

Рис.21. Схема ориентации ударно-вращательной компоновки
в наклонной скважине:

Таблица 23

Сравнительные результаты выколаживания скважин при пневмоударном бурении с отбором керна с применением центраторов в различных геологических условиях Казахстана

Глубина скважины, м	Зенитный угол скважины, градусы							
	РП-III				РП-94			
	Месторождение, район							
	Тишинское		Зыряновское		Снегирёвское		Кумдыколь	
	Рудный Алтай				Северный Казахстан			
	с.710	С.711	С.2270	с.1835	с.45	с.38	с.41	
10	-	-	2,5	0,5	-	-	-	
30	1	1	3,5	1,5	18	16	6,5	
60	2	1,5	4,5	1,5	20	16,5	9	
90	3	2	5	2	21,5	18	11	
120	4	2,5	5,5	-	-	18,5	12,5	

О сложности геологических условий, в которых осуществляется бурение СГ-1, можно судить по характеру искривления ранее пробуренных соседних скважин с.1 и с.2 (рис.22).

Применение колонны СБТМ-50 при бурении гидроударником Г-7 привело к выколаживанию скважины с.2 в интервале 30...600 м с 3 до 12⁰, а также основного ствола СГ-1 в интервале 240...390 м с 2,8 до 4,5⁰. В интервале 390...440 м бурение скважины СГ-1 осуществлялось гидроударником Г-7 с нижней свечой СБТН-50, т.е. с “гладкой” свечой и колонковым набором длиной 3 м - в результате намечавшееся перед этим выколаживание было “приостановлено”. Однако наличие в напорной линии ниппельного соединения явилось негативным фактором для работы гидроударника. В связи с этим свеча из СБТН-50 была заменена трубами СБТН-63,5 с достаточным проходным сечением. Вместе с тем такая замена свечи давала возможность не только надёжной стабилизации угла, но и выкручивания. Благодаря применению такой КНБК, скважина не только стабилизировалась, но и был обеспечен “возврат” угла к первоначальному: на глубине 1000 м зенитный угол составил 2,5⁰.

Рис. 22. Трассы с. СГ-1, С –1, С.2:

- - интервал бурения алмазным способом;
- - интервал бурения комплексом КССК - 76;
- - - интервал бурения гидроударниками Г -7 и Г - 76У;

76:СБТМ - 50 - алмазное бурение

с применением бурильной колонны СБТМ - 50 с муфтово - замковым соединением;

76:Г - 7:СБТН - 63,5 - бесклиноватая технология

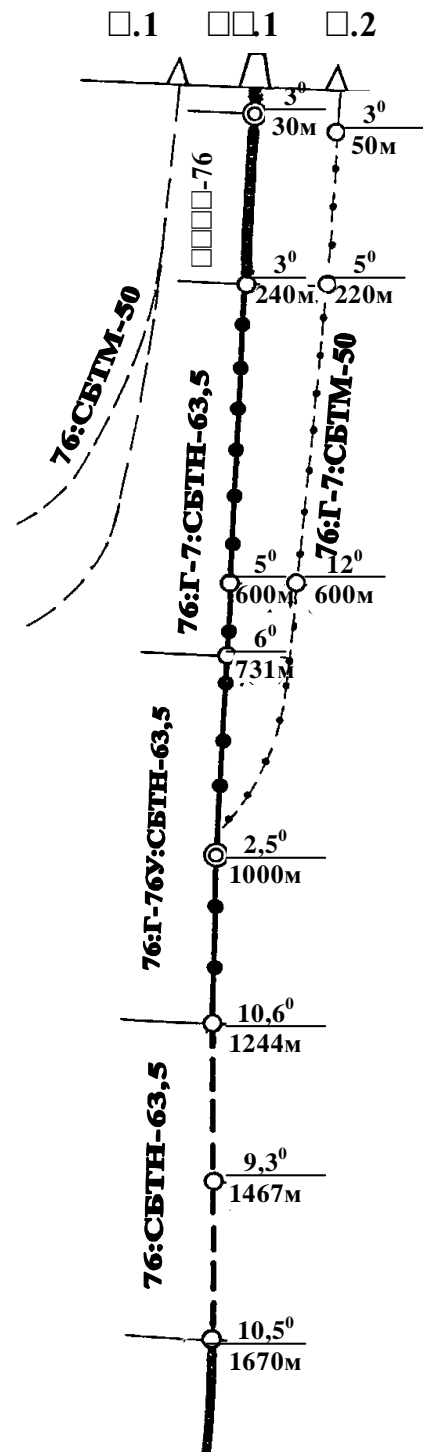
бурения скважины диаметром 76 мм с применением Г - 7, нижней свечой СБТН - 63,5 и основной колонной КССК-76;

76:Г-76У:СБТН-63,5 - то же самое, только

с Г-76У;

76:СБТН-63,5 - то же самое, только без

гидроударника



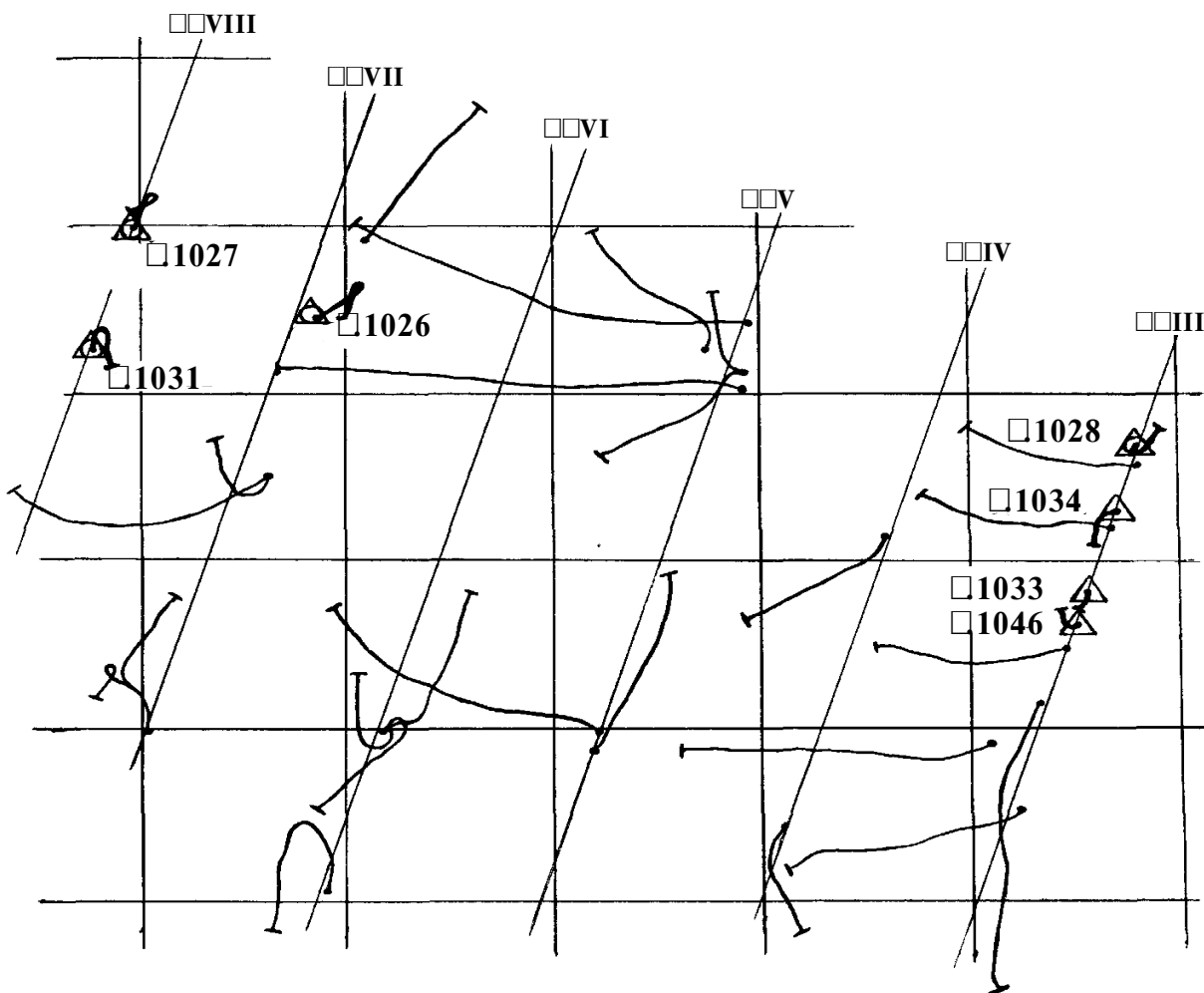
Эти задачи ставились преимущественно на больших глубинах, при самых разных углах (больших и малых), различных диаметрах и разнообразных геологических условиях на месторождениях Западного, Восточного, Южного и Центрального Казахстана.

Приводим два примера стабилизации заданного угла скважин в разных районах, но с использованием одного и того же метода – применением стабилизирующей длины колонкового набора.

Так, на месторождении Верхнее Кайракты (Центральный Казахстан) при бурении с.616а на протяжении 100 м с глубины 150...250 м был выдержан стабильно угол 4° . Компоновка при этом состояла из гидроударника ГВ-5 с СБТ-50/42 и колонкового набора 3,7 м, соответствующего 1- стабилизирующей длине.

Месторождение Западный Каражал (Центральный Казахстан) приурочено к северному крылу Джаильминской синклинали и характеризуется сложно-складчатой структурой и крутым, вплоть до вертикального, залеганием пород. Угол падения пород колеблется $0...90^{\circ}$ и в среднем составляет $40...50^{\circ}$. Геологическое строение месторождения характеризуется сложным взаимодействием пород терригенно-обломочной и вулканогенно-осадочной фации с породами карбонатной фации. Рудное тело представляет собой сложную пластовую залежь, в строение которой принимают участие три пласта магнетитовых руд и восемь пластов яшм. Разрез месторождения представлен перемежающимися слоями песчаников и аргиллитов, кремнистыми известняками, углесто-карбонатными породами нижнего карбона и верхнего девона, прорезанными интрузиями диоритовых порфиритов.


С применением колонкового набора первой стабилизирующей длины пробурены скважина 1026 (в интервале 525...581 м, зенитный угол 5° , гидроударная машина Г-7); скважина 1027 (в интервале 185...203 м, зенитный угол $9,25^{\circ}$; в интервале 330...370 м, угол $2...2,5^{\circ}$) тоже Г-7; скважина 1028 в интервале 125...285 м, угол 5° , Г-7 с твердосплавной коронкой, в интервале 285...426 м, угол $5...6,5^{\circ}$ Г-7 и ГВ-5 с алмазной коронкой (рис.23), во всех случаях достигнута нулевая интенсивность зенитного искривления.



Проекция разведочных скважин на горизонтальную плоскость. Профили XXIII–XXVIII:

 - ранее пробуренные скважины;

○ - скважины, пройденные ЦКПГО с участием ВИТР;

 - то же с применением бесклиновой технологии при непосредственном участии автора (1978 г.);


 - скважины, пройденные ЦКПГО с применением бесклиновой технологии при непосредственном участии автора

Рис. 23. Месторождение Западный Каражал

3.3. Выкручивание скважин с применением колонкового набора длиной, меньше первой стабилизирующей

Выкручивание - это уменьшение зенитного угла, - почти всегда связано с преодолением естественного выполаживания и необходимостью “возврата” отклонившейся трассы. По данной методике выкручивание скважины производится применением колонкового набора, длиной, меньше стабилизирующей, но больше половины последней

$$0,5 \cdot L_{ст_1} < L_K < L_{ст_1}.$$

Этот метод всегда является предметом споров и дискуссий, т.к. в его основе – применение относительно “короткого” колонкового набора, особенно, для бурильных колонн СБТ, ССК и ТБС-71, за исключением утяжелённых бурильных труб УБТ-73 и УБТ-57. Бурение “короткими” колонковыми труба-ми, как известно, традиционно вызывало только выполаживание скважин [7, 39, 41], хотя с уверенностью можно сказать, что оно было правомерно лишь применительно к дробовому способу.

Необходимо, однако, убедиться, что относительно короткие наборы действительно дают выкручивание, причем, что особенно важно, - скважин с положительным вектором анизотропии. На стадии экспериментов это не так просто было сделать, т.к. укорочение рейса вызывало снижение производительности.

По данной методике в интервалах 390...415 м с.3381 и 400... 458 м с.3394 на месторождении Восточный Жайрем (Центральный Казахстан) (рис.24), 780...805 м с.1727а на Новоленингорском месторождении (Рудный Алтай) (рис.25) выкручивание скважин проведено колонковыми наборами, разными по длине, но адекватными половине стабилизирующей длины.

В интервалах 720...750 м с.1577, 480..500 м и 770...783 м с.1730 (рис.25) выкручивание скважин достигнуто благодаря использованию колонковых наборов, длиной, меньшей стабилизирующей, но большей ее половины. Как видим, во всех случаях метод выкручивания связан с применением сравнительно коротких (1,5...3 м) колонковых наборов.

Благодаря надёжности плавного отклонения, данный метод, с одной стороны, привлекает своей простотой, с другой - он проигрывает в скорости – укороченные рейсы, продолжительность цикла отклонения или коррекции угла

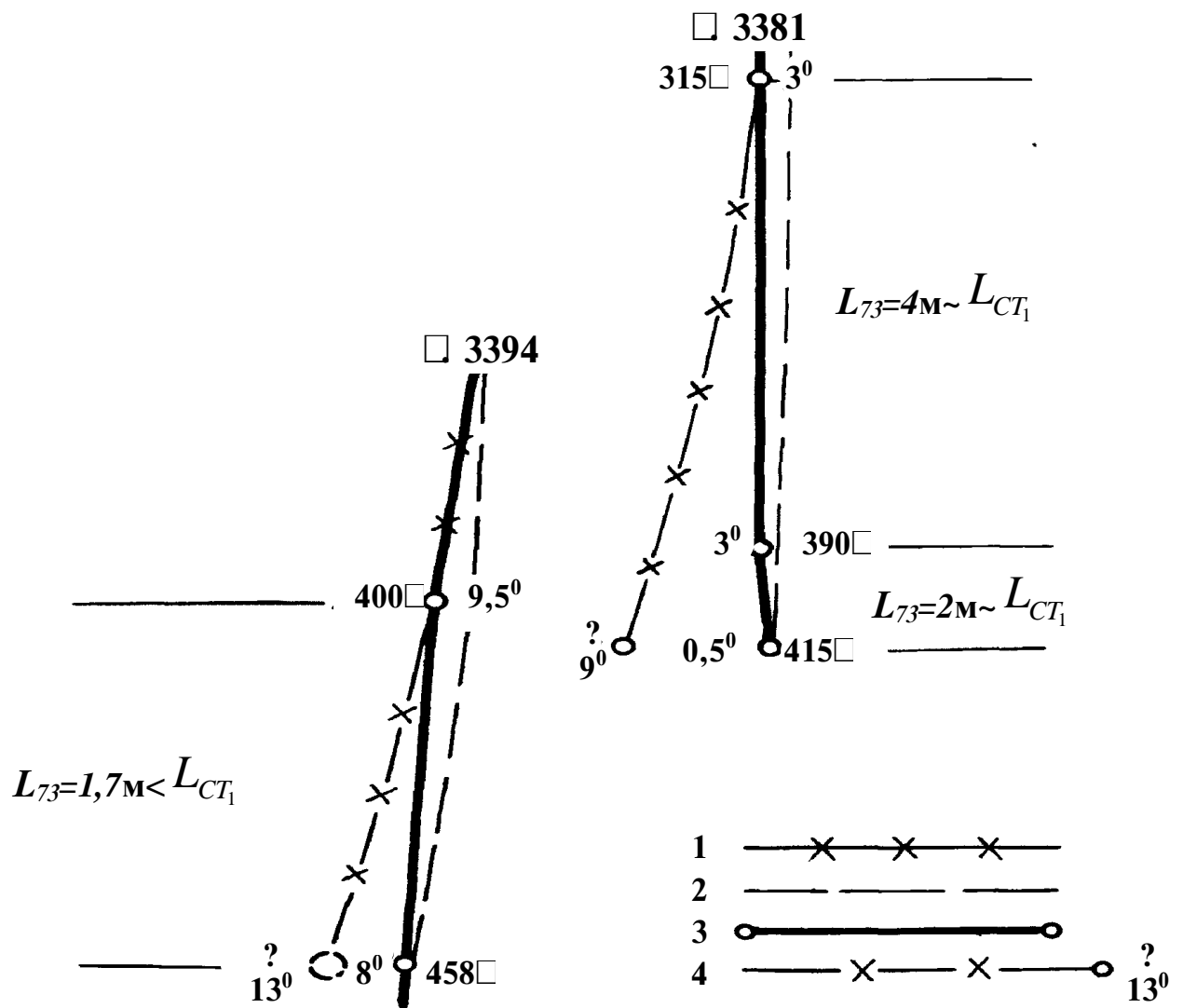


Рис. 24. Схема выведения отклонившейся (I) трассы на проектную (2) методом выкручивания по бесклиновой технологии на месторождении Восточный Жайрем
(3 - участок выведения, 4 - предполагаемая трасса с ожидаемым зенитным углом по старой технологии)

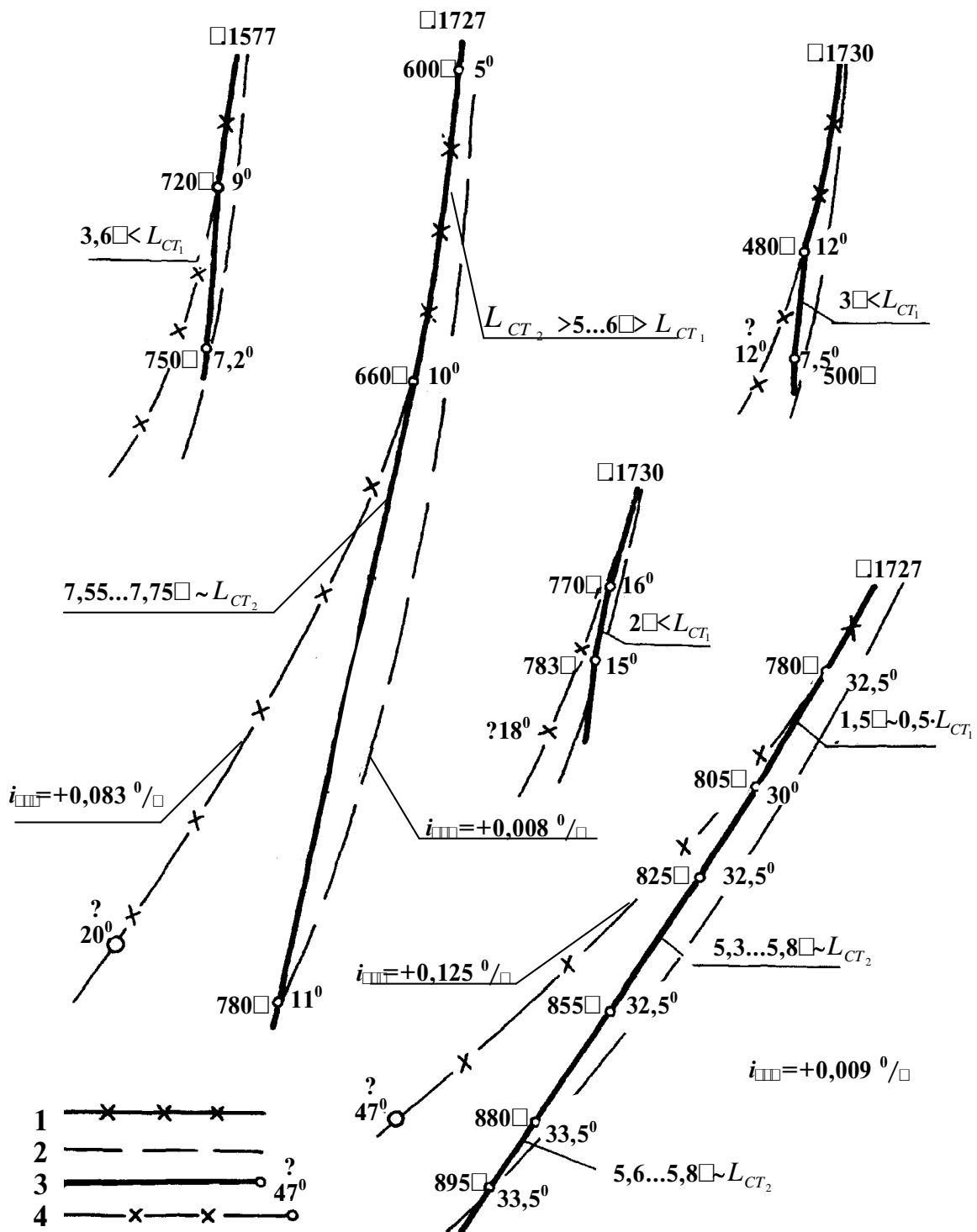


Рис.25.Схема выведения отклонившейся (1) трассы на проектную (2) методами выкручивания и стабилизации по бесклиновой технологии на Новоленинском месторождении

(3 - участок выведения, 4 - предполагаемая трасса с ожидаемым зенитным углом по старой технологии)

на участке как минимум 15...20 метров и т.д. Поэтому данный метод с использованием колонн, как указывалось выше типа СБТ (не имея для этих целей

УБТ в составе КНБК), рекомендуется применять как крайнюю меру и то лишь в исключительных случаях, когда все остальные средства исчерпаны.

Контрольные вопросы

29. *Что такое "бесклиновая технология"?*

30. *Что такое "стабилизация"?*

31. *Что такое "выполаживание скважины"?*

32. *Управление искривлением скважин на основе стабилизирующей длины колонкового набора при обычном вращательном бурении.*

4. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ИНТЕНСИВНОСТИ ЗЕНИТНОГО ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН

Исходя из основного параметра, определяющего направление искривления скважины - длины колонкового набора - переходим к построению в общем виде математической модели интенсивности зенитного искривления скважины для ударно-вращательного, вращательного и вращательно-ударного способов бурения. Расчёт ведётся для скважин с положительным вектором анизотропии.

Для математического описания необходимо определить функциональную зависимость кривизны скважины в апсидальной плоскости от параметров, определяющих механизм искривления.

Основные факторы, влияющие на искривление скважины при ударно-вращательном бурении, нами объединены и выражены через уже известную величину стабилизирующей длины, определяемую по формуле (10). Напомним, что физический смысл стабилизирующей длины заключается в том, что при применении колонковой, меньшей по длине, чем стабилизирующая, происходит выкручивание скважины, а при большей - выполаживание, и самое главное, - всё это справедливо для скважин с положительным вектором анизотропии.

Допустим, бурение наклонной скважины диаметром D при зенитном угле θ производится ударно-вращательной компоновкой (рис.26) угол перекося колонкового набора длиной L , определяется по формуле:

$$\operatorname{tg} \varphi^I = 0,5 (D - d) \cdot L^{-1} \quad (31)$$

где d - диаметр соединения забойной машины с колонковой трубой, т.е. диаметр машины по протекторам, м.

По А.Г. Калинину [21,42] при бурении абсолютно жёсткой компоновкой величина набора кривизны скважины φ определяется уравнением:

$$\Delta\varphi = 2\varphi \quad (32)$$

или иначе говоря, ствол скважины искривляется по дуге окружности с радиусом

$$R = 0,5 \cdot L \cdot \operatorname{tg}^{-1} \varphi. \quad (33)$$

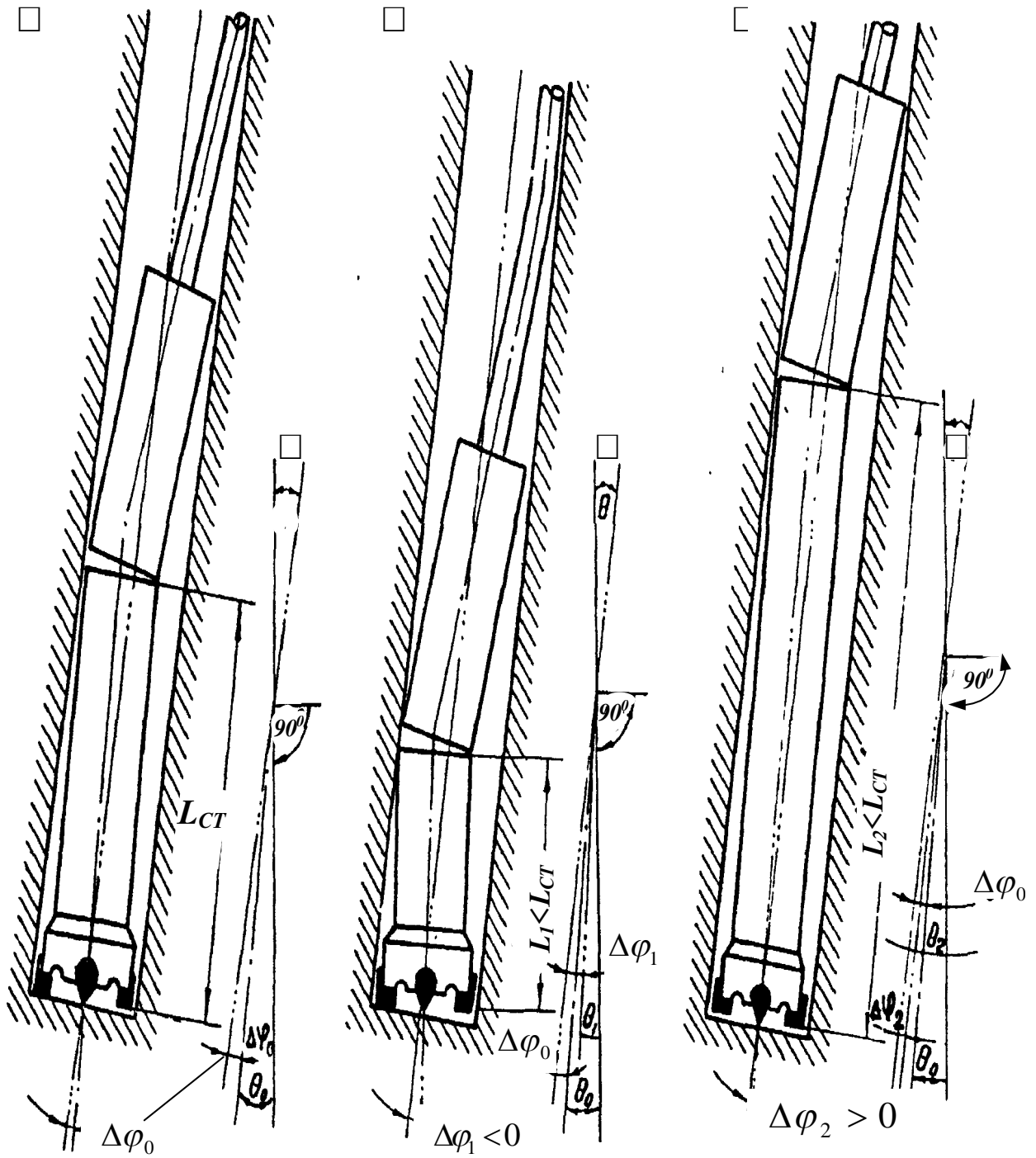


Рис.26. Схема ориентации ударно-вращательной компоновки в наклонной скважине в зависимости от длины колонковой трубы:
 а – стабилизация скважины при $L=L_{CT}$;
 б – выкручивание скважины при $L_1 < L_{CT}$;
 в – выполаживание скважины при $L_2 > L_{CT}$.

Имея в виду, что $R = 57,3 \cdot i^{-1}$ и преобразовывая формулу (33), получим зависимость интенсивности зенитного искривления скважины

$$i = 57,3 \cdot (D - d) \cdot L^{-2}, \text{ град/м.} \quad (34)$$

Рассмотрим, как изменится набор кривизны скважины с изменением длины колонковой трубы.

Пусть $L_1 = L_{CT} - \Delta L_{CT}$. Как видно из рис. 26 б компоновка располагается с ориентацией в сторону выкручивания скважины, - приращение угла

$$\Delta\varphi_{1-0} = -(\theta_0 - \theta_1) \text{ или } \Delta\varphi_{1-0} = -(\Delta\varphi_1 - \Delta\varphi_0), \text{ т.е.}$$

$$\Delta\varphi_{1-0} = \Delta\varphi_0 - \Delta\varphi_1. \quad (35)$$

Переходя к интенсивностям, выражение (35) на основании (32) и (34) примет вид:

$$i_{1-0} = 57,3 \cdot (D - d) \cdot (L_{CT}^{-2} - L_1^{-2}) \quad (36)$$

Пусть $L_2 = L_{CT} + \Delta L_{CT}$ (рис. 26 в). При этом компоновка имеет тенденцию к увеличению зенитного угла θ_0 . Относительное приращение угла в этом случае

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

или

$$i_{2-0} = 57,3 \cdot (D - d) \cdot (L_{CT}^{-2} - L_2^{-2}). \quad (38)$$

Из (36) и (38) следует, что для любого значения $L \neq L_{CT}$ имеем

$$i_{n-0} = 57,3 \cdot (D - d) \cdot (L_{CT}^{-2} - L^{-2}), \quad (39)$$

т.е. для множества значений L существует постоянная величина L_{CT} - стабилизирующая длина колонкового набора. Имея в виду, что L - есть заданная или фактическая длина колонкового набора, получаем основное уравнение зенитного искривления скважины при ударно - вращательном бурении:

$$i = 57,3 \cdot (D - d) \cdot (L_{CT}^{-2} - L^{-2}), \quad (40)$$

Программная реализация основного уравнения (40) позволила дать количественную и качественную картину зенитного искривления скважин при ударно-вращательном бурении в виде номограмм для соответствующей марки машины и типа бурильных труб, из которых составлена нижняя свеча (рис. Б.1–Б.6); входными параметрами являются - зенитный угол $1...45^0$, осевая нагрузка не более 300 даН, частота вращения менее 250 об/мин.

Возвращаясь ещё раз к модели А.Г. Калинина (32), переходим к унифицированным моделям для наиболее распространённых способов бурения: вращательного и вращательно-ударного. Формирование модели в дальнейшем осуществляется с учётом специфики этих способов: если при ударно-вращатель-

ном бурении отсутствует продольный изгиб колонковой и КНБК вращается вокруг собственной оси, то при вращательном и вращательно-ударном бурении участвуют обе формы движения - вокруг оси скважины и собственной оси, - и решающим фактором искривления скважины является продольный изгиб колонковой трубы.

Допустим, бурение наклонной скважины диаметром D при зенитном угле θ производится колонковым набором длиной L и диаметром d (рис.27). При применении жёсткой шарнирной компоновки (рис.27 а) начальный угол перекоса находят по формуле (31).

Если вместо жёсткой поставить гибкую (рис.27 б), 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 $R=57,3/i$, $\operatorname{tg}\varphi''=2\cdot\operatorname{tg}\varphi'$ и $L_{CT} = L/4$ и преобразовав формулу (33), получим зависимость интенсивности зенитного искривления скважины (для гибкой компоновки):

$$i = 458,4 (D-d) \cdot L^{-2}, \text{ град/м.} \quad (41)$$

Рассмотрим (рис. 28), как изменится набор кривизны скважины при ничтожно малом приращении ($\pm \Delta L_{CT}$) стабилизирующей длины колонкового набора.

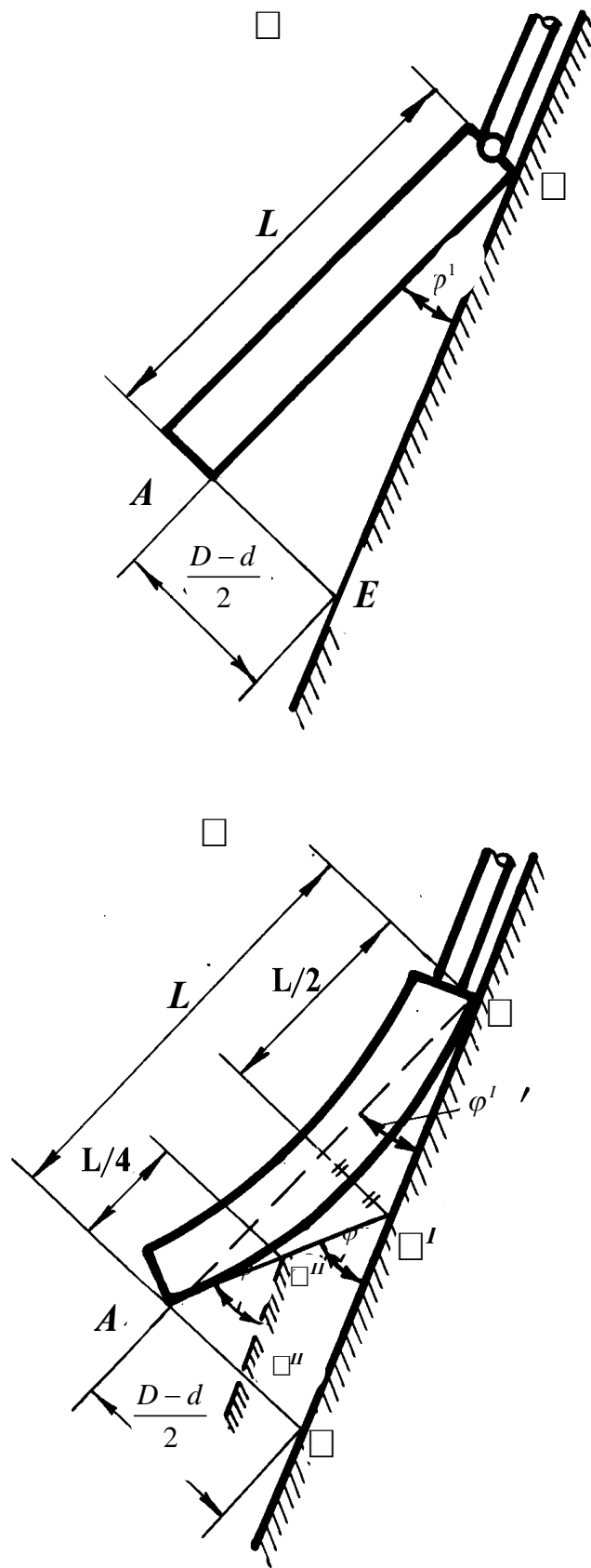


Рис.27. Угол перекося жёсткой *a* и гибкой *b* компоновки

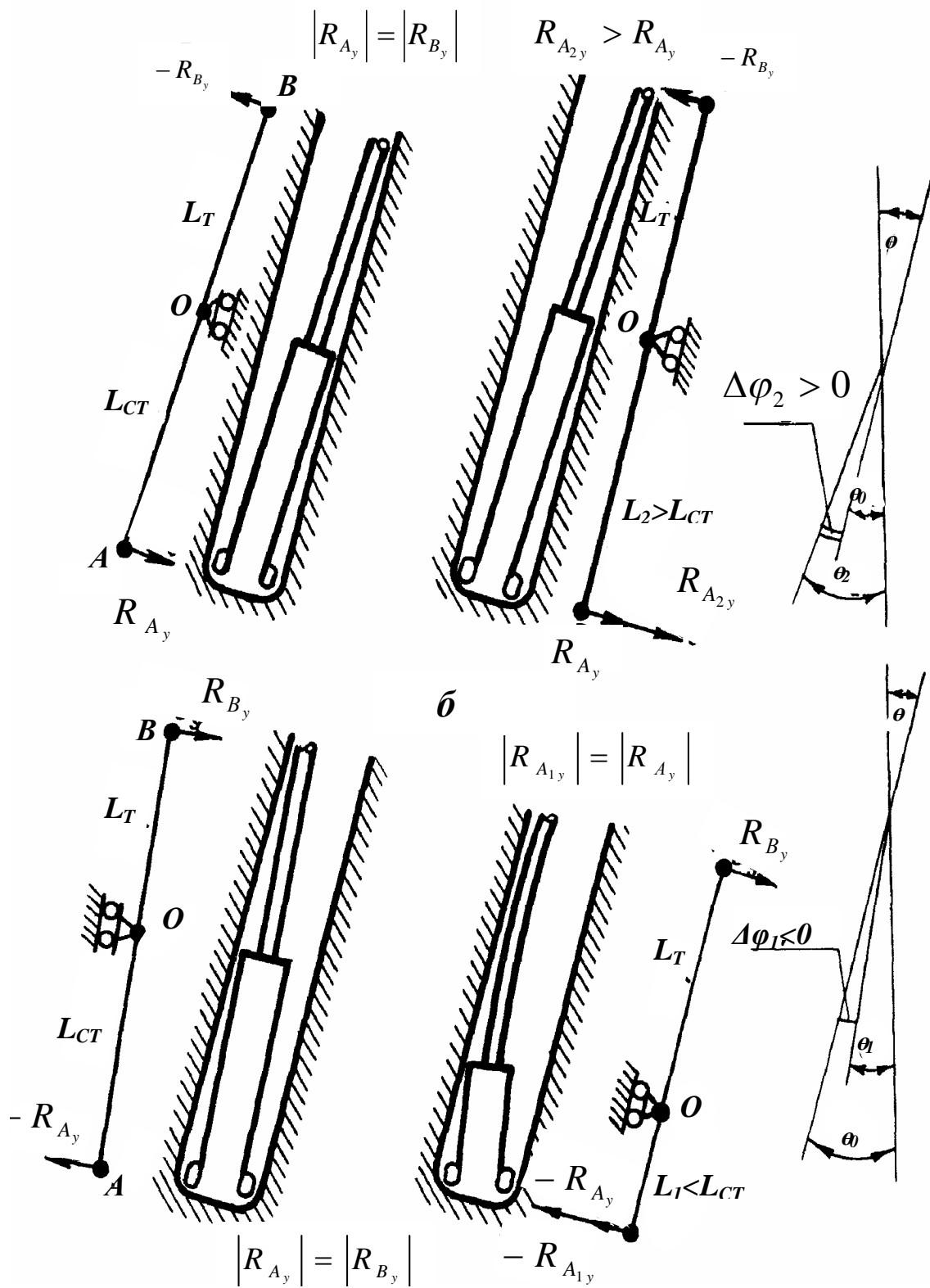


Рис.28.Схема ориентации гибкой компоновки в наклонной скважине в зависимости от длины колонковой трубы

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 $L_1 = L_{CT} - \Delta L_{CT}$. Как видно из рис. 28 б компоновка имеет тенденцию к уменьшению зенитного угла ($\theta_1 < \theta_0$), т.е. величина набора кривизны

$$\Delta\varphi_{1-0} = -(\theta_0 - \theta_1) \quad \text{или} \\ \Delta\varphi_{1-0} = -(\Delta\varphi_1 - \Delta\varphi_0) = \Delta\varphi_0 - \Delta\varphi_1. \quad (42)$$

Переходя к интенсивностям, выражение (42) на основании (33) и (41) принимает вид

$$i_{1-0} = 458,4 \cdot (D - d) \cdot (L_{CT}^{-2} - L_1^{-2}). \quad (43)$$

Пусть $L_2 = L_{CT} + \Delta L_{CT}$ (см. рис. 28 а). При этом компоновка имеет тенденцию к увеличению угла θ_0 . Относительное приращение угла в этом случае

$$\Delta\varphi_{2-0} = \theta_2 - \theta_0 = \Delta\varphi_0 - \Delta\varphi_2 \quad (44)$$

или

$$i_{2-0} = 458,4 \cdot (D - d) \cdot (L_{CT}^{-2} - L_2^{-2}). \quad (45)$$

Из (43) и (45) следует, что для любого значения $L \neq L_{CT}$ имеем

$$i_{n-0} = 458,4 \cdot (D - d) \cdot (L_{CT}^{-2} - L^{-2}), \quad (46)$$

т.е. для множества значений L существует постоянная величина L_{CT} - уже известная стабилизирующая длина колонкового набора. Имея в виду, что L - есть заданная (фактическая) длина колонкового набора, получаем основное уравнение зенитного искривления скважины при вращательном и вращательно - ударном бурении скважин с положительным вектором анизотропии меньшего сопротивления:

$$i = k_q \cdot 458,4 \cdot (D - d) \cdot (L_{CT}^{-2} - L^{-2}), \quad (47)$$

где L_{CT_1} - первая стабилизирующая длина колонкового набора,

k_q - коэффициент частоты вращения КНБК.

Уравнение (47) действительно в диапазоне зенитных углов, меньших второго стабилизирующего угла $1^0 \leq \theta \leq \theta_{CT_2}$, т.е. при $0,5 L_{CT_1} \leq L \leq L_{CT_2}$. Имея в виду основное свойство стабилизирующей длины колонкового набора: $i_\theta = 0$ при $L = L_{CT_1}, L_{CT_2}, L_{CT_3}$ или соответственно при $\theta = \theta_{CT_1}, \theta_{CT_2}, \theta_{CT_3}$, уравнение (47) в диапазоне углов более высокого порядка, т.е. при

$\theta_{CT_2} \leq \theta \leq \theta_{CT_3}$ или $L_{CT_2} \leq L \leq L_{CT_3}$ принимает вид:

$$i = k_u \cdot 458,4 \cdot (D - d) \cdot (L_{CT_2}^{-2} - L^{-2}), \quad (48)$$

при $\theta_{CT_3} \leq \theta \leq 45^\circ$ или $L_{CT_3} \leq L$

$$i = k_u \cdot 458,4 \cdot (D - d) \cdot (L_{CT_3}^{-2} - L^{-2}). \quad (49)$$

Ввиду отсутствия надёжных количественных связей функциональных зависимостей многих выявленных факторов с частотой вращения КНБК, определение коэффициента частоты k_u в моделях (47-49) осуществляется исключительно эмпирическим путём на основе большого объёма фактического материала. В результате сравнительного анализа статистических данных и наблюдений (прил. В) 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 $1: 2^{-1}: 3^{-1}$.

Контрольные вопросы

33. Зависимость интенсивности зенитного искривления скважины для гибкой компоновки.
34. Влияние частоты вращения колонны.
35. Определение угла перекоса колонкового набора заданной длины.
36. Величина набора кривизны скважины по А.Г.Калинину при бурении абсолютной жесткой компоновкой.

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

5.1. Комплекс технологических методов управления зенитным искривлением

Качественную и количественную картину зенитного искривления скважин получаем в виде номограмм, являющихся графическим отображением общей математической модели интенсивности применительно к конкретному способу или виду бурения - ударно-вращательному (40), вращательному или вращательно-ударному (47-49). Основным назначением математической модели процесса является выявление управляемых режимных параметров θ , P и n , при которых достигается выбранный критерий L_{CT} , а также прогнозирование оптимальных показателей L , i_θ . При прогнозировании искривления скважины нами вводится один из важнейших критериев – это угол стабилизации - зенитный угол, соответствующий первой ($\theta_{CT_1} \rightarrow L_{CT_1}$) или второй ($\theta_{CT_2} \rightarrow L_{CT_2}$), или третьей ($\theta_{CT_3} \rightarrow L_{CT_3}$) критическим длинам колонкового набора. Рассмотрим это на следующем примере: диаметр скважины 59 мм, осевая нагрузка 1500 даН, длина колонкового набора диаметром 57 мм. Из номограмм (рис.29 и 30) видно, что пятиметровый набор на протяжении всей трассы наклонной скважины в диапазоне $1...45^\circ$ не приведёт ни к одному углу стабилизации, если нижняя свеча составлена из бурильных труб СБТН-50 (СБТ-50/42), а если нижнюю свечу заменить на СБТН-42, - этот же набор, дойдя до угла 16° , приведёт к полной стабилизации ствола скважины, т.к. при данном угле первая стабилизирующая длина L_{CT_1} (см. прил. А) составляет 2,5 м. Следовательно, принятый нами набор 5 м переходит после угла 16° качественно в следующее состояние – во вторую стабилизирующую длину $L_{CT_2} = 2L_{CT_1}$. На номограмме это обозначается звёздочкой или штрих-пунктирной кривой.

Перейдя к номограмме для СБТ-54 (рис.31) для тех же условий получим соответствующий угол стабилизации 9° .
Поставим теперь более конкретную задачу: имея возможность выбора в качестве нижней свечи любые трубы - СБТН-50, СБТН-42 и СБТ-54, какой длины поставить набор, чтобы стабилизировать скважину (на тех же режимных

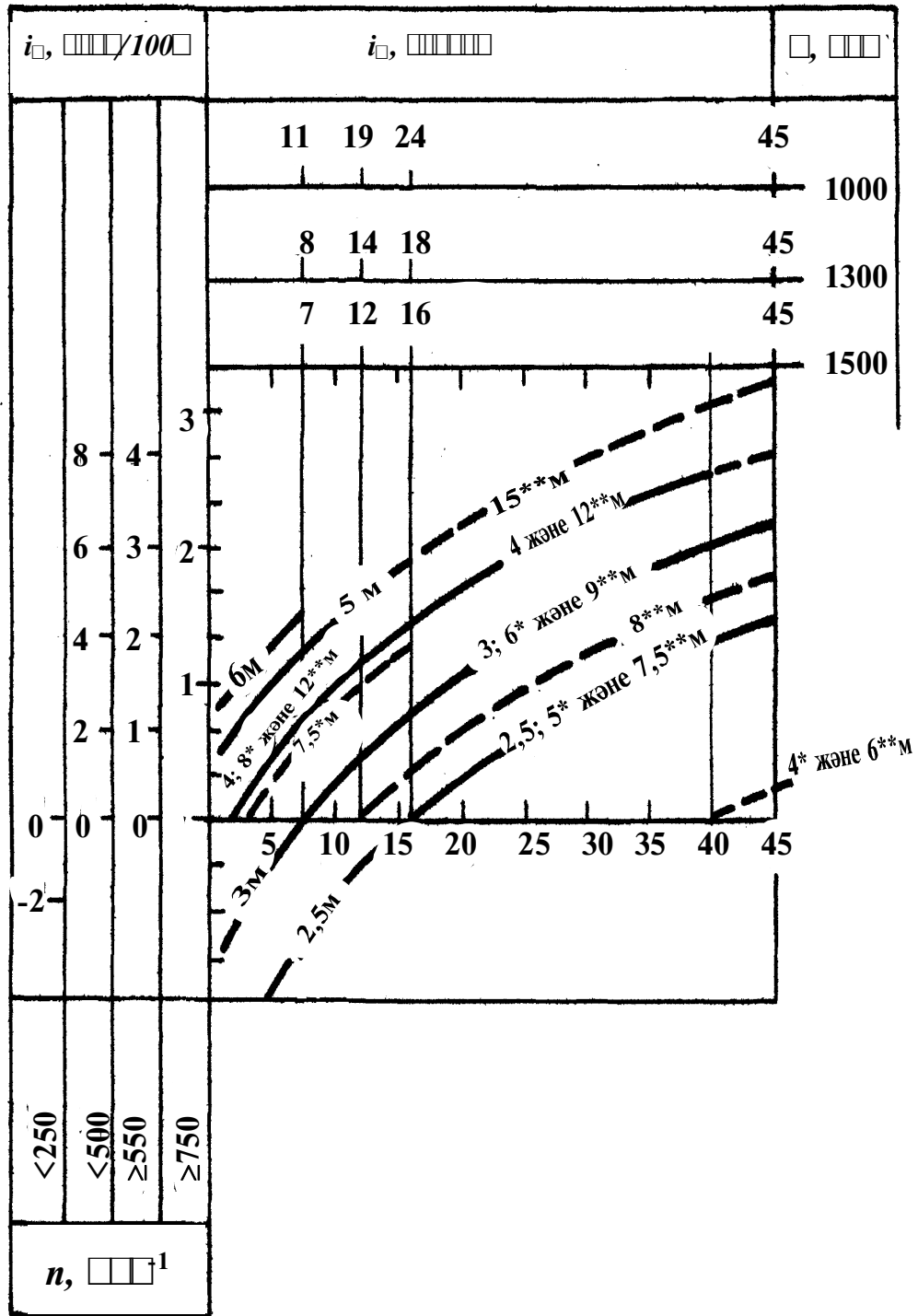


Рис. 29. Номограмма интенсивности зенитного искривления скважин диаметром 59 мм при вращательном бурении с применением нижней свечи из буровых труб СБТН-50 или СБТ-50/42

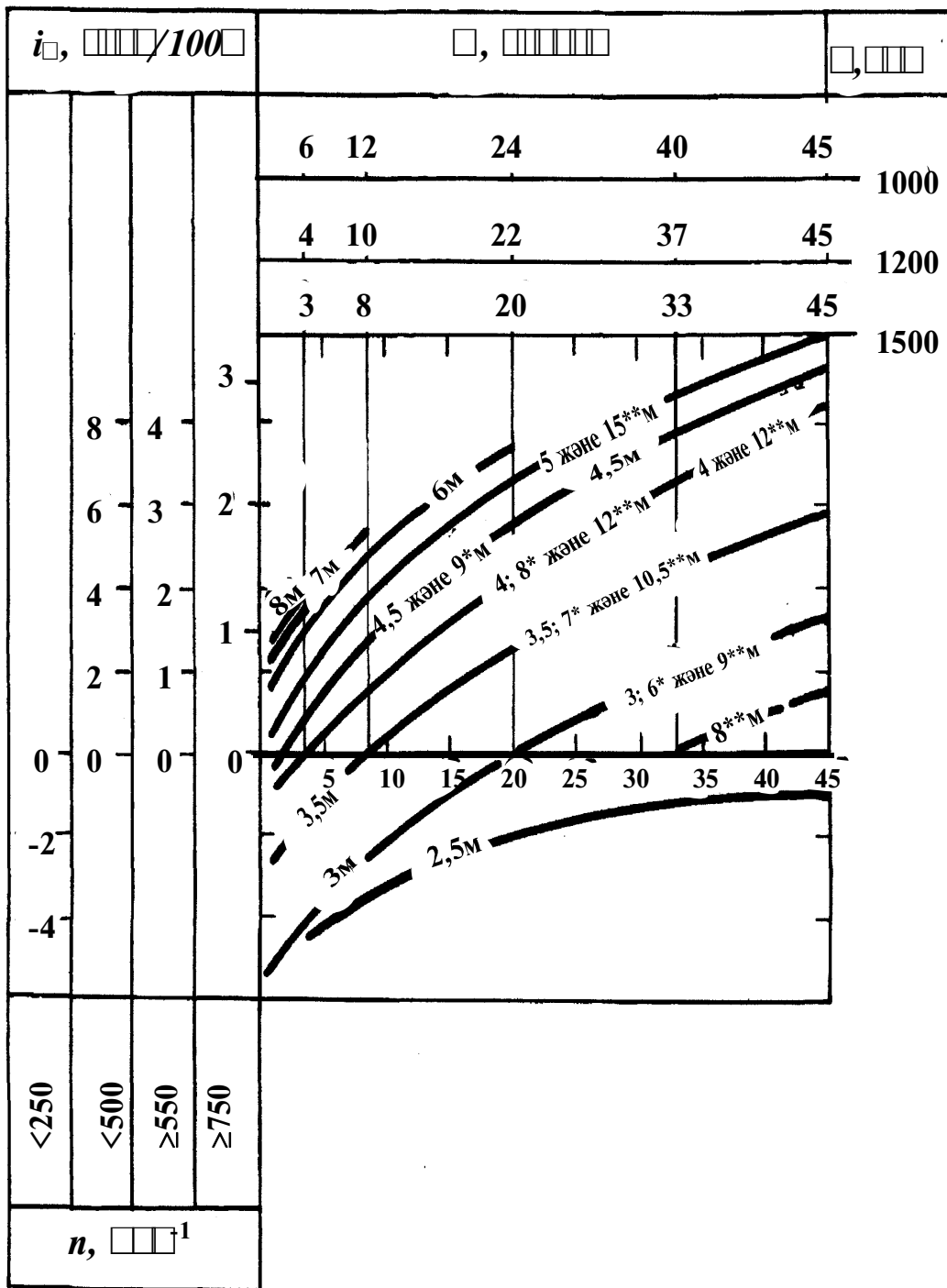


Рис. 30. Номограмма интенсивности зенитного искривления скважин диаметром 59 мм при вращательном бурении с применением нижней свечи из бурильных труб СБТН-42

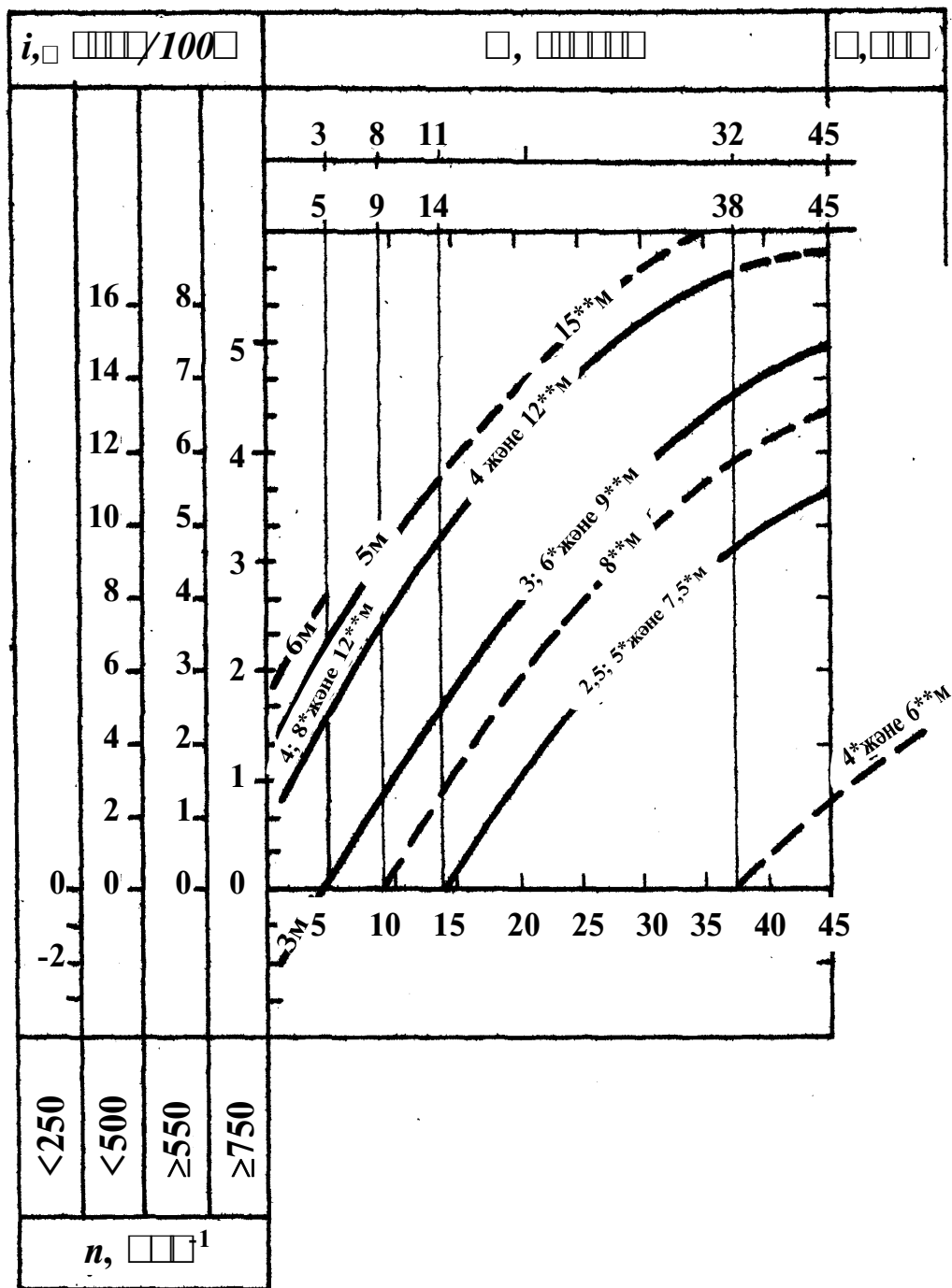


Рис.31. Номограмма интенсивности зенитного искривления скважин диаметром 59 мм при вращательном бурении с применением нижней свечи из бурильных труб СБТН-54

параметрах, как и в предыдущем примере) при угле 10^0 ?

Возвращаясь к уже известному принципу регуляции зенитного искривления скважины, для решения данной задачи, фактическая длина колонкового набора, в зависимости от типоразмера нижней свечи, принимается одной из представленных ниже величин, взятых из прил. А.:

Стабилизирующая длина колонкового набора, м	Нижняя свеча		
	СБТН - 50	СБТН - 42	СБТН - 54
первая $L_{ст_1}$	3,5	2,8	2,4
вторая $L_{ст_2}$	7,0	5,6	4,8
третья $L_{ст_3}$	10,5	8,4	7,2

Отсюда следует, что при обычном бурении (для несбалансированных колонн) эффект стабилизации зенитного угла - это процесс вполне управляемый, причём в довольно широком диапазоне углов и технически очень просто - достаточно поставить колонковый набор расчётной длины.

Что касается комплексов со съёмным кернаприёмником, 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 - 2,47; 3,97 и 5,47 м, КССК-76 - лишь один - 6,81 м, ССК - 46 - комплект оснащён тоже всего тремя-четырьмя наборами - 3,8; 5,7; 6,5 и 7,4 м. Отсюда и узкий диапазон углов, при которых возникает эффект стабилизации.

Рассмотрим “поведение” самых распространённых колонковых наборов ССК-59 (рис.32) длиной 3,97 м и 5,47 м. Во-первых, оба набора не имеют первых углов стабилизации; четырёх-метровый набор имеет лишь второй угол стабилизации - в узком диапазоне $11...14^0$ при осевых нагрузках 1000...1400 даН;

Колонковый набор длиной 5,47 м имеет два угла стабилизации: второй при осевой нагрузке 1000... 1400 даН находится в диапазоне $2...3^0$, третий угол стабилизации - в диапазоне $17...21^0$.

Что же происходит вне пределов этих значений, не равных углам стабилизации, т.е. когда заданная или расчётная длина колонкового набора не адекватна ни одной из стабилизирующих длин?

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

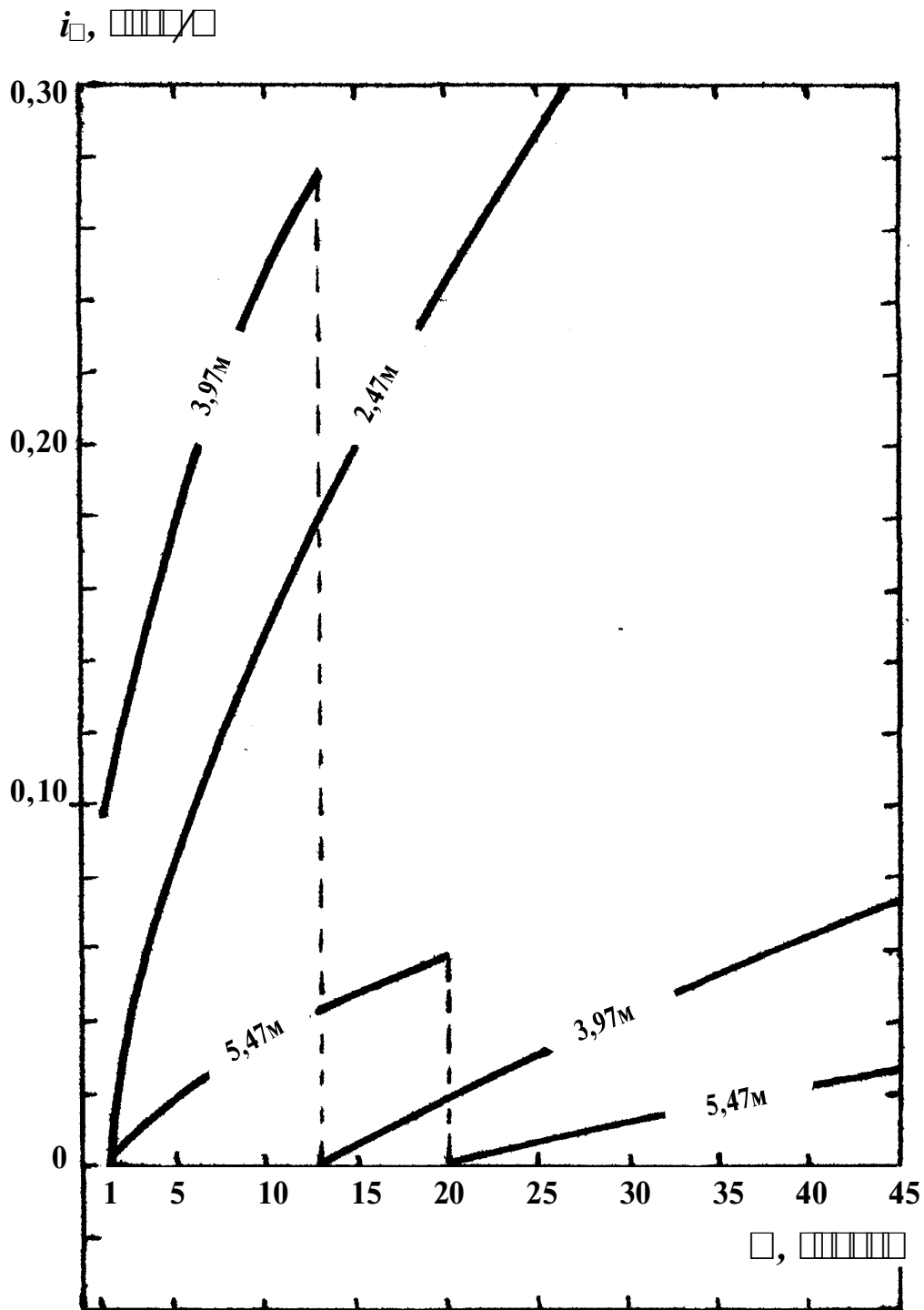


Рис.32. Номограмма интенсивности зенитного искривления скважин диаметром 59 мм при вращательном бурении с применением ССК-59

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 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? По-

тому, что после угла стабилизации 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, 8 – метровый набор (рис.33) при нагрузке 1500 даН и частоте 550 об/мин после второго угла стабилизации 4^0 “развивает” сравнительно малую интенсивность, то же самое - после третьего угла стабилизации, начиная с 30^0 . Все аналогичные диапазоны для других наборов показаны на номограмме звёздочкой или штрих - пунктиром (геологический полуцикл) и сплошной линией - диапазон главенствующего влияния механических сил (технологический полуцикл).

Таким образом, нами сделана попытка, связать расчёты на основе стабилизирующей длины 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 диаметром от 112...113 мм до минимального 46 мм с применением отечественного ряда бурильных колонн - СБТ, ЛБТ, УБТ, ССК и КССК, а также - BQ, NQ и HQ (США).

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 [50,61-64]. 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, выполняющихся в направлении положительного вектора, т.е. вектора меньшего сопротивления.

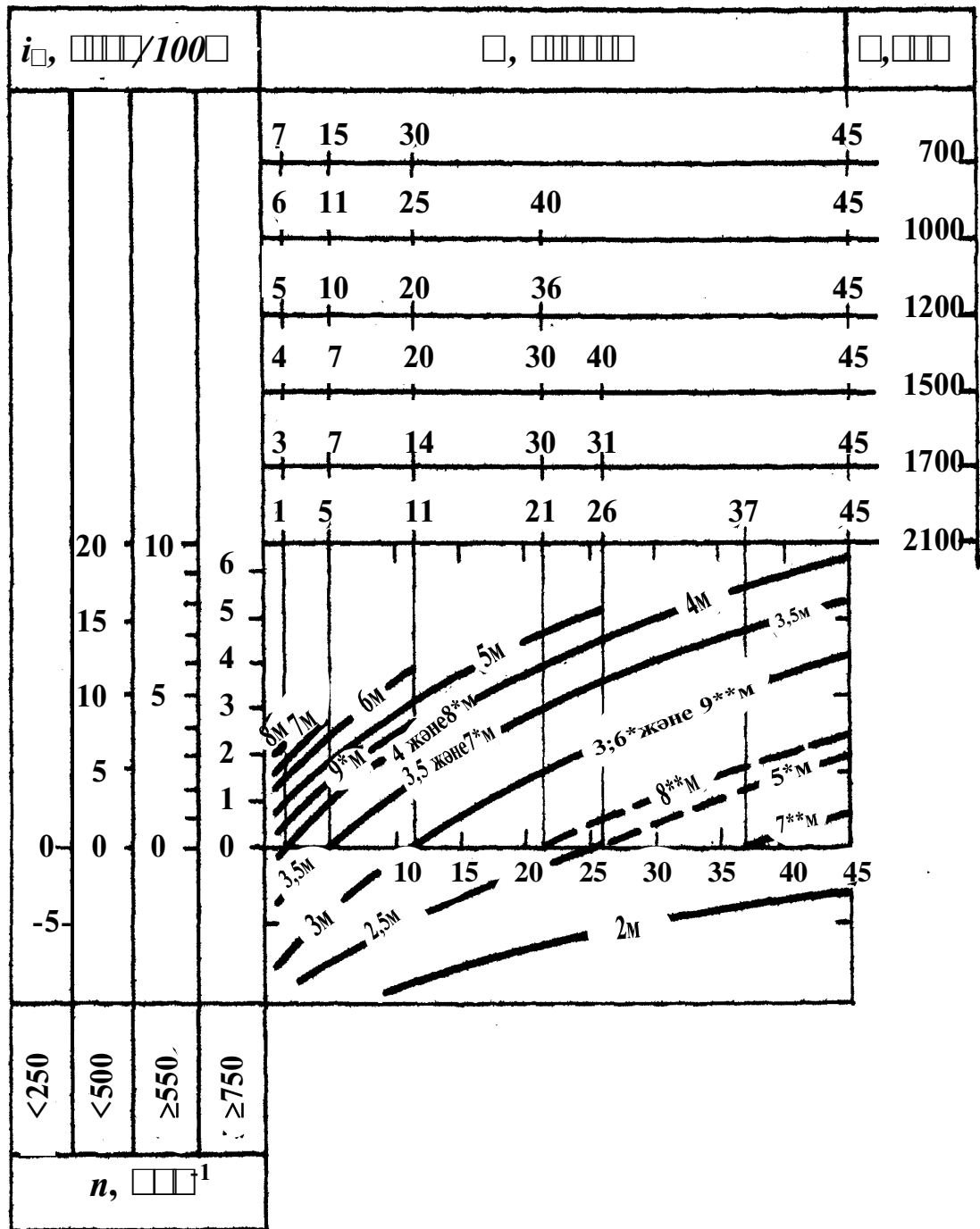


Рис. 33. Номограмма интенсивности зенитного искривления скважин диаметром 76 мм при вращательном бурении с применением нижней свечи из бурильных труб СБТ - 50/42

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.

Приведём здесь для примера только несколько задач управления или регуляции заданного зенитного угла в геологических условиях с ярко выраженной тенденцией к самопроизвольному естественному выполаживанию скважин с положительным вектором.

Например: бурение скважины диаметром 59 мм осуществляется колонковым набором длиной 5 м, бурильная колонна вся из СБТН-50 (СБТ-50/42), осевая нагрузка 1500 даН, число оборотов 750 мин, зенитный угол 17^0 .

Задача 1.

Не меняя режим бурения, предотвратить выполаживание скважины и стабилизировать заданный угол 17^0 .

Решение имеет несколько вариантов:

первый - поставить колонковый набор длиной 6,5 или 10м (см. рис.29), для которого расчетная интенсивность при зенитном угле 17^0 равна нулю;

второй - поставить набор длиной 8м и гидроударник Г-59В (рис.34);

третий - если применяется жесткий отражатель ПО-59 над гидроударником Г59В (рис.35), то длина колонкового набора должна быть 4,3 м или 7,5 м;

четвёртый - заменить нижнюю свечу и поставить СБТН-42 вместо прежней СБТН-50, сохранив первоначальные параметры набора (см. рис.30);

пятый - заменить нижнюю свечу и поставить УБТ-57, выбрав колонковый набор из трёх величин - 3,75 м, 7,5м или 11м (рис.36);

шестой - под УБТ-57 поставить гидроударник Г-59В с колонковым набором 1,7; 5,7; или 9,6 м (рис.37 или см. табл. 21).

Попутно заметим, что последние два варианта (пятый и шестой) позволяют решать стабилизацию одновременно зенитного и азимутального угла скважины.

Задача 2.

Интенсифицировать выполаживание скважины.

Решение данной задачи имеет несколько вариантов:

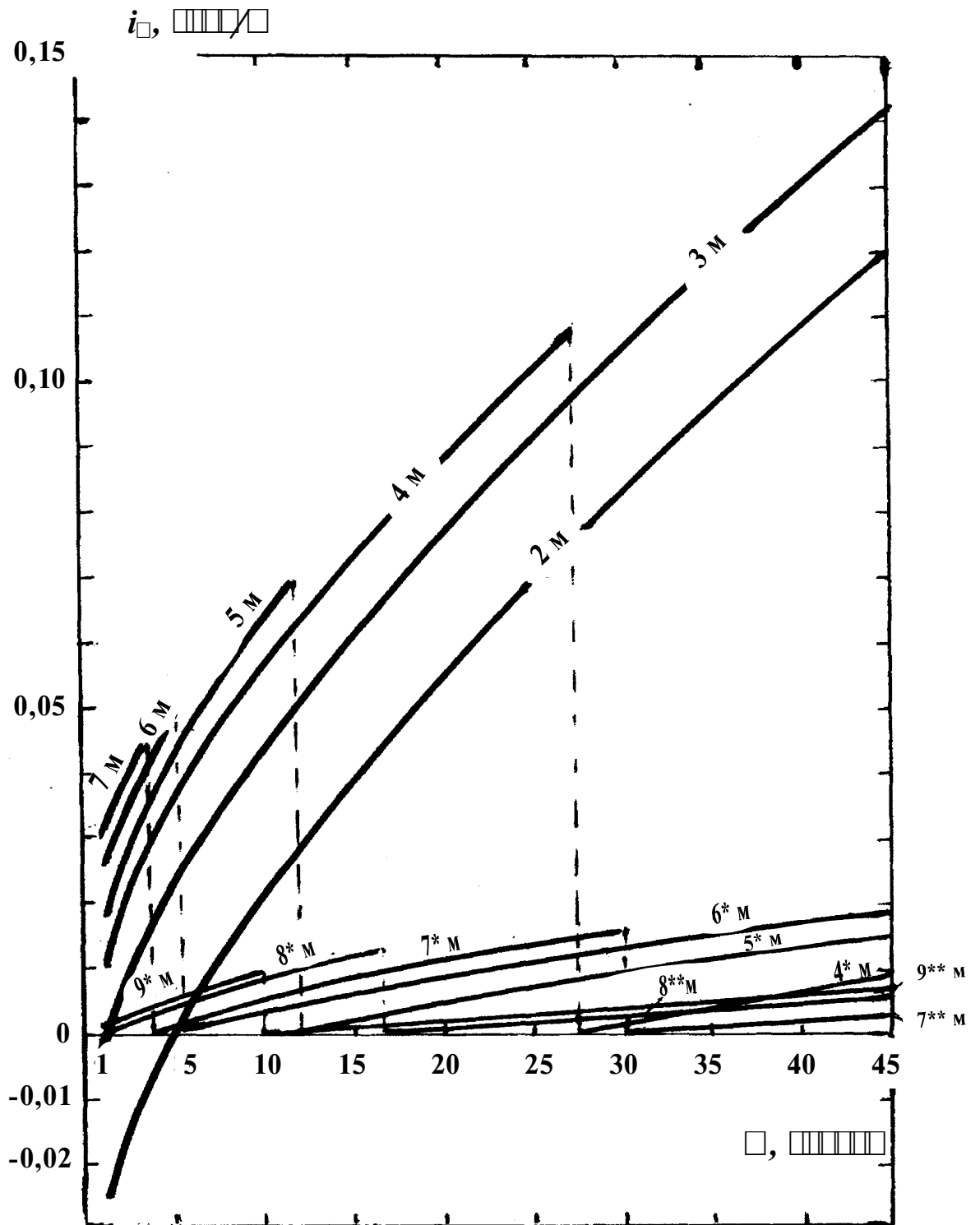


Рис.34. Номограмма интенсивности зенитного искривления скважин диаметром 59 мм при вращательно-ударном бурении гидроударниками Г-59В с применением нижней свечи СБТ-50/42 (осевая нагрузка 1500 даН, частота вращения $n \leq 500 \text{ мин}^{-1}$)

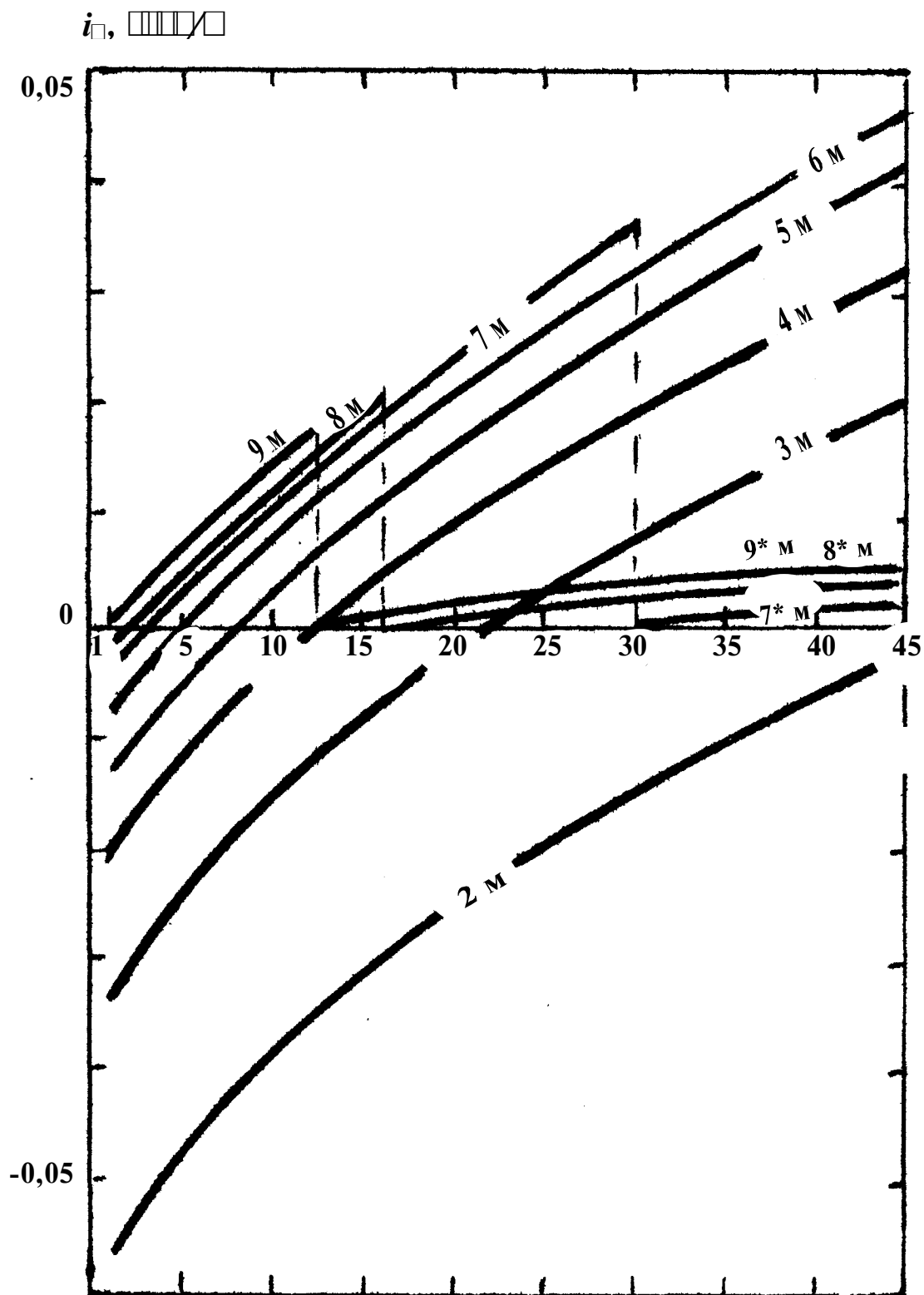


Рис.35. Номограмма интенсивности зенитного искривления скважин диаметром 59 мм при вращательно-ударном бурении гидроударниками Г-59В с применением в качестве нижней свечи отражателя ПО-59 (осевая нагрузка 1500 даН, частота вращения $n \leq 500 \text{ мин}^{-1}$)

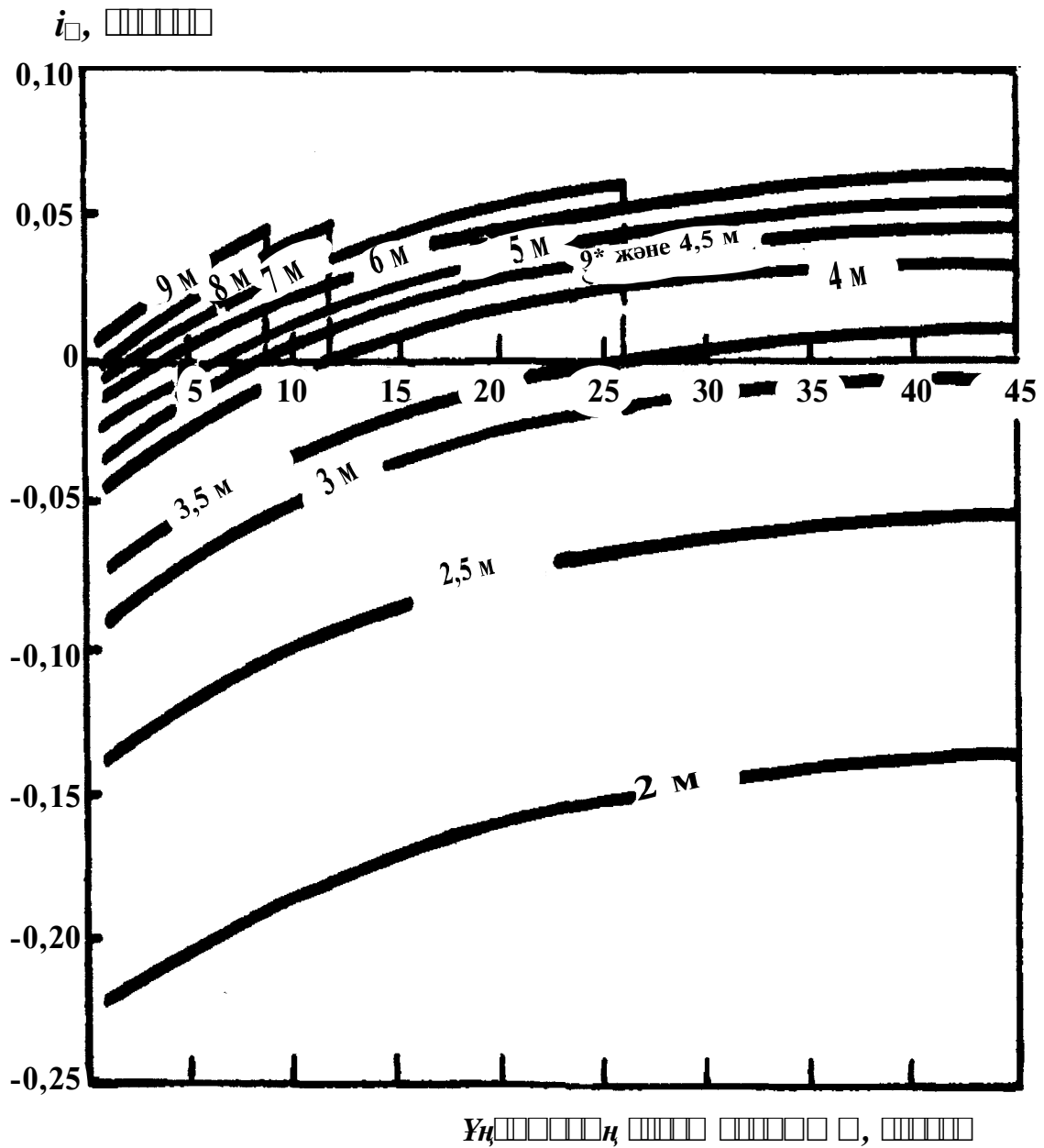


Рис.36. Номограмма интенсивности зенитного искривления скважины диаметром 59 мм при вращательном бурении с применением нижней свечи УБТ - 57 (осевая нагрузка 1500 даН, частота вращения $n \leq 500 \text{ мин}^{-1}$).

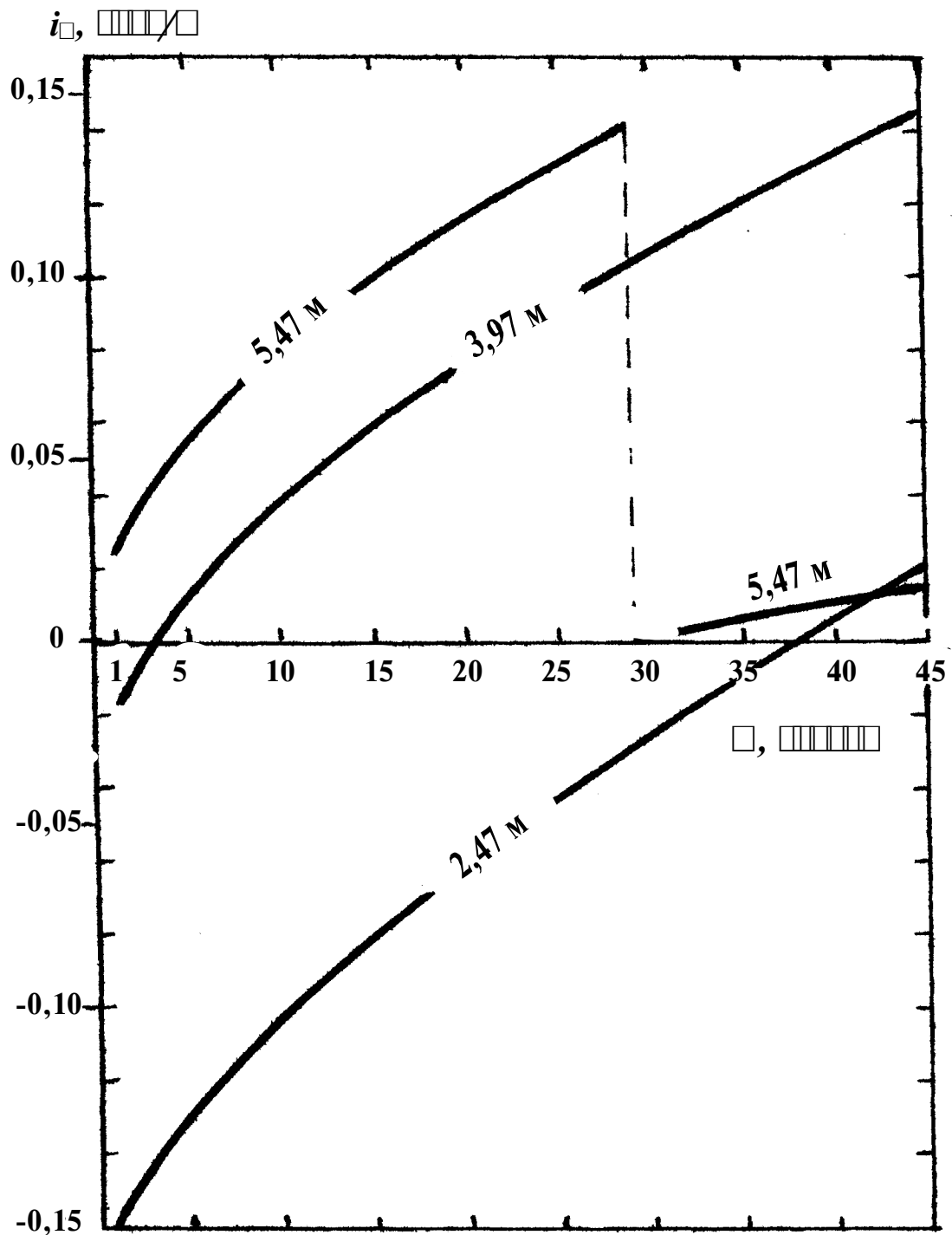
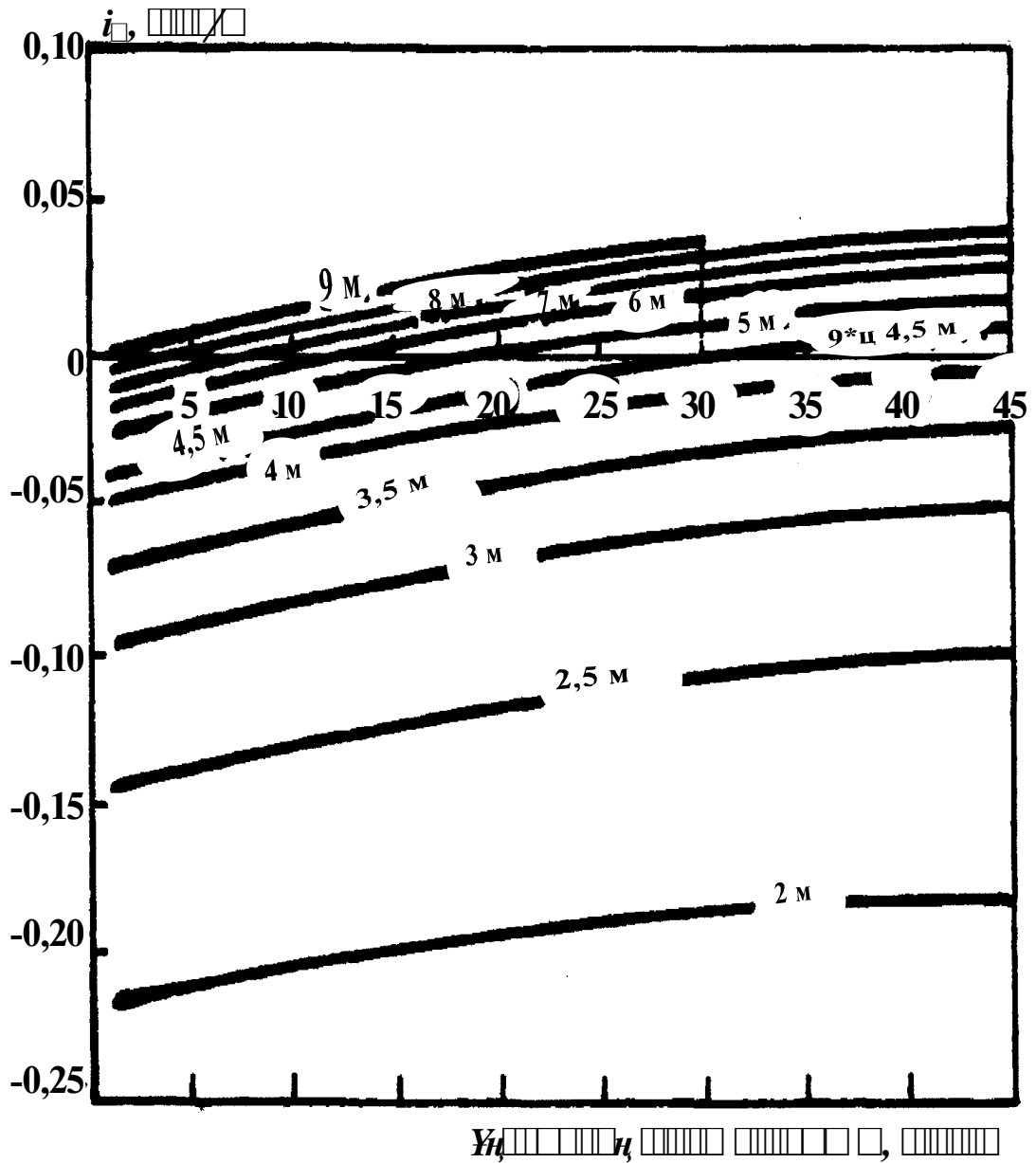


Рис. 37. Номограмма интенсивности зенитного искривления скважин диаметром 59 мм при бурении комплексом ССК - 59 с применением нижней свечи УБТ - 55

(осевая нагрузка 1500 даН, частота вращения $n \leq 500 \text{ мин}^{-1}$)



38. 59

(осевая нагрузка 1500 даН, частота вращения $n \leq 500 \text{ мин}^{-1}$)

6. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ УПРАВЛЕНИЯ ИСКРИВЛЕНИЕМ СКВАЖИН

6.1. Технология направленного бурения высокочастотными машинами

Рассмотрим на конкретных примерах как решаются задачи обеспечения прямолинейности наклонных и вертикальных скважин, выкручивания скважин с положительным вектором, а также выполаживания скважин с отрицательным вектором вращательно-ударными КНБК на основе управляющих номограмм, не нарушая при этом общепринятых режимных параметров - осевых нагрузок и частоты вращения.

При бурении с.653 на месторождении Шалкия в Южном Казахстане применением колонкового набора длиной 7...7,5 м (вторая стабилизирующая длина при осевой нагрузке 700...800 даН) с гидроударником Г-76В (СБТ-50/42) в интервале 260...358 м была обеспечена стабилизация зенитного угла 4^0 . Скважины здесь относятся к группе выполаживающихся в направлении положительного вектора.

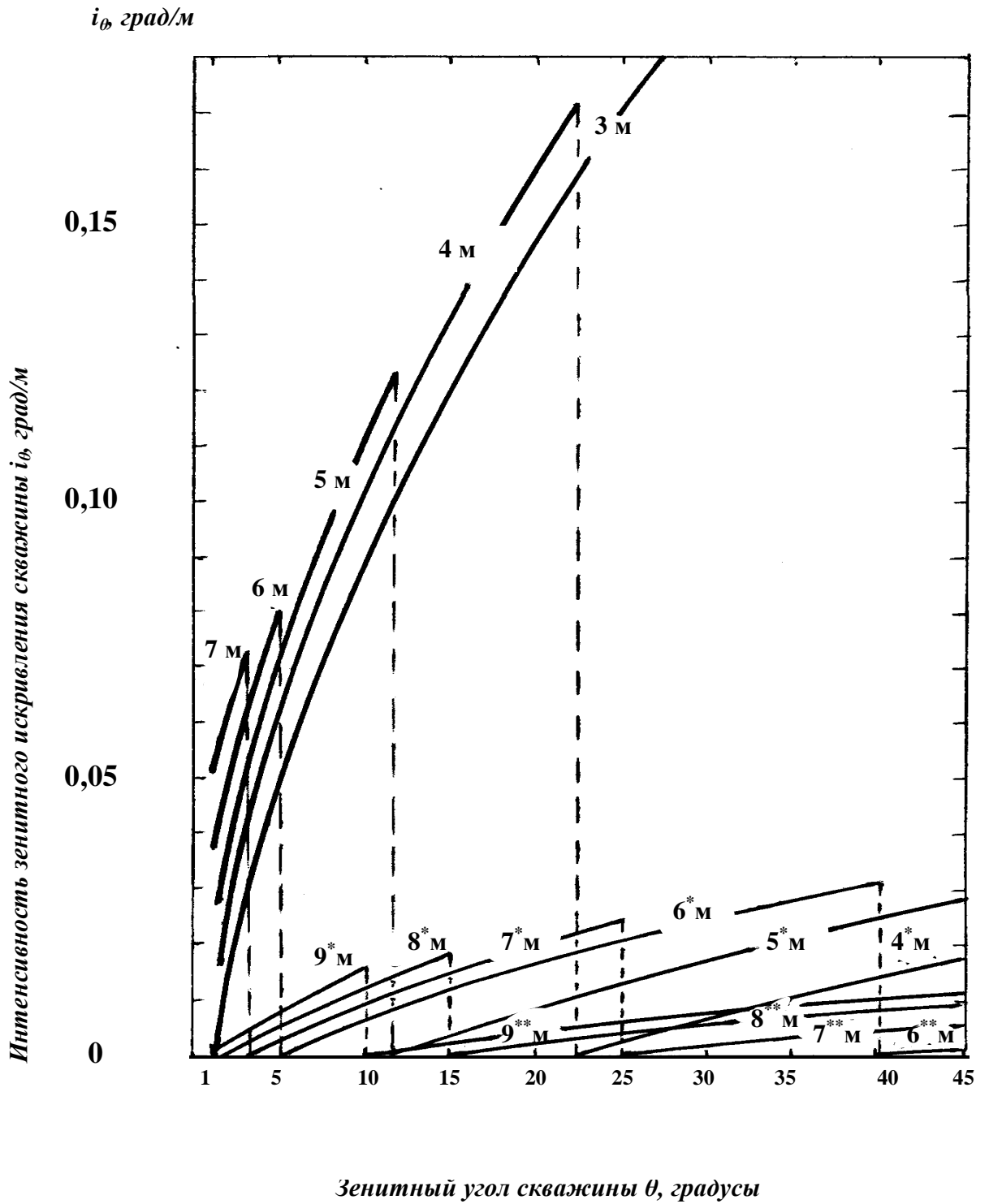
Методы выкручивания:

при вращательно-ударном бурении скважин с положительным вектором, заключающиеся в использовании коротких колонковых наборов, меньших критической длины, - для СБТ - 50 (рис.34 - 49) длина этих наборов не превышает 2 м, а диапазон зенитных углов менее 5^0 ;

для УБТ-57 или УБТ-73 (рис. 49) оптимальная длина наборов и диапазон зенитных углов несколько выше, тем не менее, эти методы нельзя считать экономичными.

Поэтому при необходимости выкручивания скважин более рациональными следует считать компоновки с нижней свечой из УБТ-54 (рис. 50).

По настоящей методике выполаживание скважин производится применением колонкового набора длиной, превышающей полутора кратную величину первой критической, но не превышающей второй стабилизирующей длины, - эти методы являются наиболее распространенными для скважин с положительным вектором (см. прил. В). В скважинах с отрицательным и параллельным векторами анизотропии пород выполаживание осуществляется только двумя



□□□.48. □□□□□□□□□□ □□□□□□□□□□□□ □□□□□□□□□□
 □□□□□□□□□□ □□□□□□ □□□□□□□□□□ 76 □□ □□□ □□□□□-
 □□□□□□-□□□□□□ □□□□□□ □□□□□□□□□□□□□□□□ □-76 □ □
 □□□□□□□□□□□□ □□□□□□ □□□□□ □□□-50/42

(осевая нагрузка 1500 даН, частота вращения $n \leq 500 \text{ мин}^{-1}$)

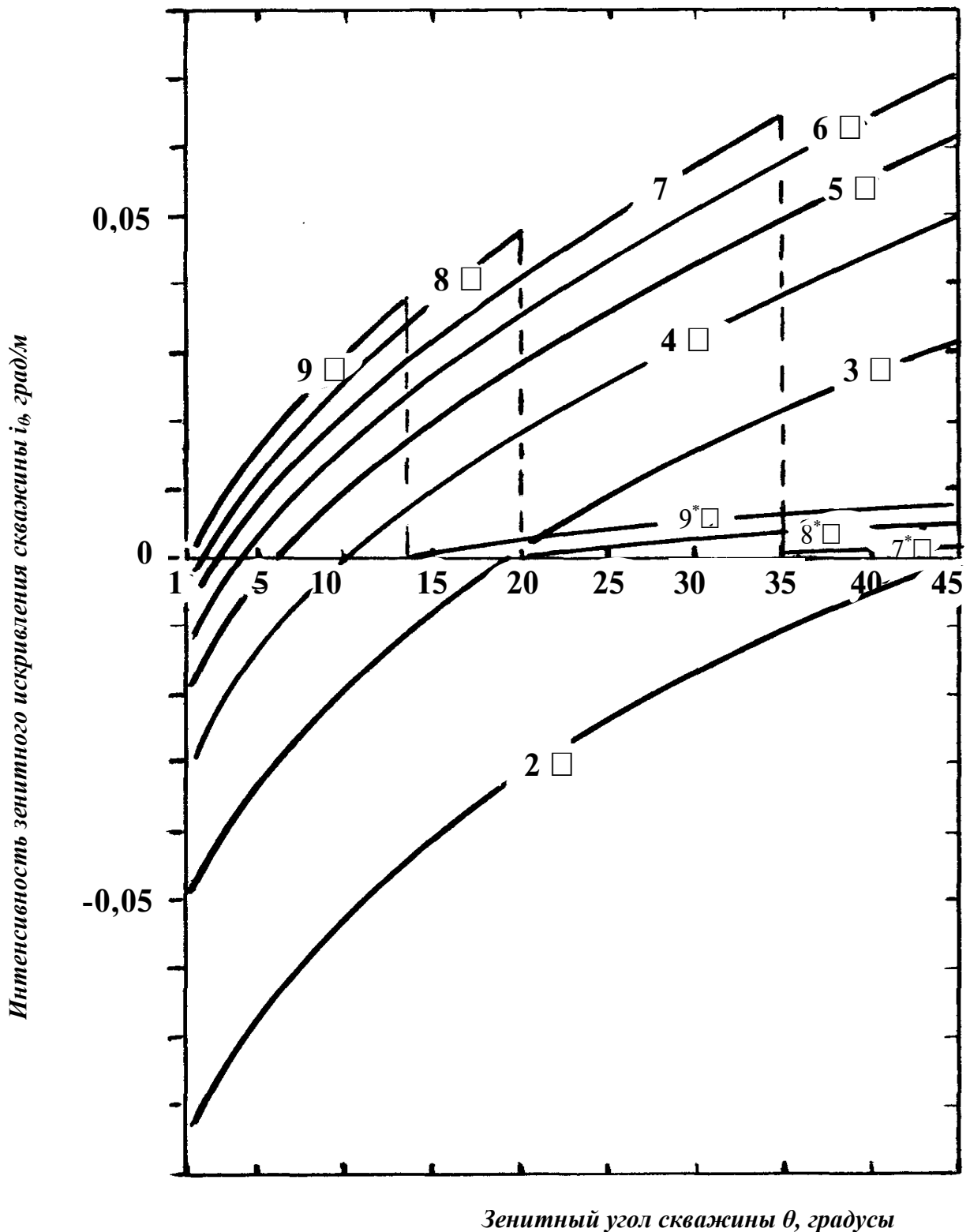


Рис. 49. Номограмма интенсивности зенитного искривления скважин диаметром 76 мм при вращательно-ударном бурении гидроударниками Г-76В с применением нижней свечи УБТ-73 или УБТ-57

(осевая нагрузка 1500 даН, частота вращения $n \leq 500 \text{ мин}^{-1}$)

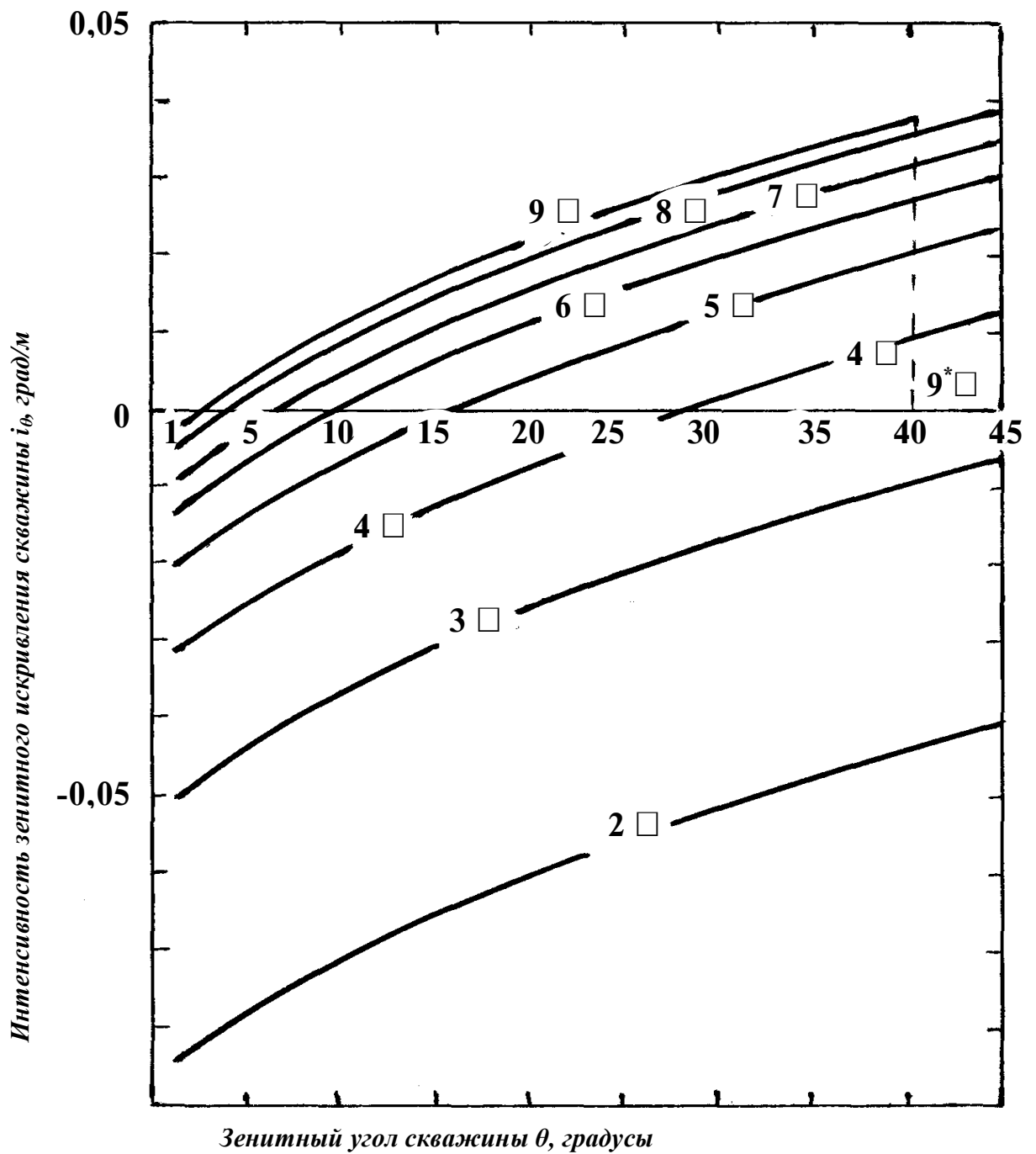


Рис.50. Номограмма интенсивности зенитного искривления скважин диаметром 76 мм при вращательно-ударном бурении гидроударниками Г-76В с применением нижней свечи УБТ-54
(осевая нагрузка 1500 даН, частота вращения $n \leq 500 \text{ мин}^{-1}$)

методами бесклиновой технологии:

- полноразмерными компоновками Г-76В и Г-59В с нижней свечой из утяжелённых бурильных труб УБТ-73 или УБТ-57;

-ступенчатыми компоновками Г-76В и Г-59В с УБТ-73 или УБТ-57 и колонковыми наборами соответственно меньшего диаметра, 59 или 46 мм. Например, в Северной геологической экспедиции ПГО "Севзапгеология" на месторождении Малиновая Варакка искривление скважин считается проблемой одной из сложных и трудных для направленных, так как заведомо наклонённые под зенитными углами $25...40^{\circ}$ скважины самопроизвольно и интенсивно "уходят под себя" т.е. выкручиваются. Наклонное бурение здесь преследует одну цель - необходимость подсечения в проектных точках путём стабилизации или интенсификации начального зенитного угла, т.е. выполаживания. В обоих случаях требуется преодоление естественной тенденции к выкручиванию. Так, если поставить колонковый набор длиной 6 м, применяя Г-76В с СБТН-50 (см. рис. 48), то интенсивность выполаживания точнее "разрешающая способность" выполаживать в диапазоне углов,- превышающих 30° , составляет $+2...+3^{\circ}/100$ м: этого не достаточно для того, чтобы компенсировать прямо противоположное естественное искривление, соответствующее $-3...-5^{\circ}/100$ м. Посмотрим, какова "разрешающая способность" выполаживания для той же длины колонкового набора с нижней свечой из УБТ-73 (см. рис. 49): в этом же диапазоне углов расчётная ("разрешающая") интенсивность уже составляет $+5...+7^{\circ}/100$ м, следовательно, данная компоновка позволяет преодолеть естественное выкручивание и вывести трассу в режим стабилизации угла. Таким методом достигнута стабилизация с.2357 в интервале 124...200 м (рис.51).

Для того, чтобы перевести технологию в режим заметного выполаживания ($+ 4...+ 6^{\circ}/100$ м), нужно применять колонковые наборы длиной 5,5...6 м с УБТ-73 или УБТ-57 (см. рис.49). К увеличению длины набора надо подходить осторожно, т.к. при длине 7 м и более искривление скважины из режима стабилизации переходит в режим естественного (в данном случае - выкручивания) искривления (на номограммах это показано звёздочкой или пунктиром), что, в свою очередь, может сыграть негативную роль в процессе дальнейшего ведения трассы скважины.

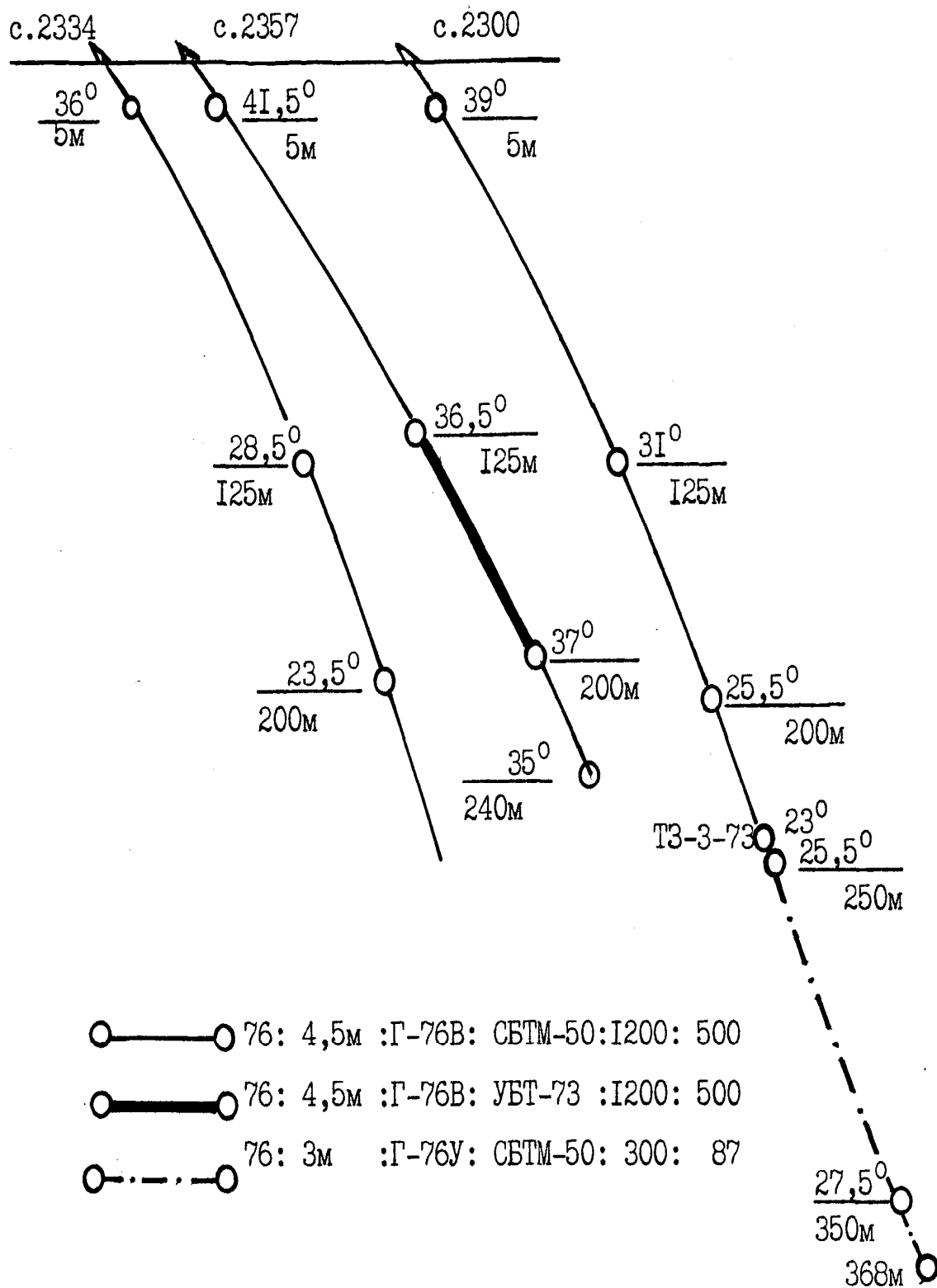


Рис. 51.-Трассы скважин, пробуренных по бесклиновой технологии на месторождении Малиновая Варакка (Северная Карелия)

Чтобы перевести трассу вновь в режим выкручивания достаточно поставить СБТ-50 вместо УБТ: скважина в интервале 200...250 м выкрутилась с 37 до 35⁰. Чередованием нижней свечи - СБТ-50 или УБТ, - не меняя, прочих параметров режима, осуществляется систематическая коррекция трассы.

Таким образом, мы показали один из наиболее эффективных методов технологии, который позволяет не только устойчиво преодолевать геологическую тенденцию, но и обеспечивать расчётный темп кривизны, когда все другие варианты, по своим характеристикам, не могут до конца решать эту задачу. Такие варианты, связанные, как правило, с использованием высокочастотных гидроударников вместе с УБТ, - нами названы экстренными [61-64].

Одним из экстренных является метод коррекции зенитного угла (выполаживания) с помощью ступенчатой компоновки. Она обеспечивает выполаживание скважины на относительно коротком участке и, самое главное, - достаточно плавно и с высокой интенсивностью. Сущность технологии заключается в том, что, например, в скважине диаметром 76 мм ступенчатой компоновкой Г-76В с УБТ и колонковым набором длиной 3...3,5 м диаметром 59 мм отбуривается пилот-скважина и после каждого рейса производится её расширение шарошечным долотом диаметром 76 мм.

Такой компоновкой проведено выполаживание скважины 3963 на месторождении Зырянское Рудный Алтай в интервале 142...162м (таб. 24), причём данная скважина относится к выкручивающимся.

Таблица 24

Результаты коррекции зенитного угла с.3963

Глубина скважины, м	Зенитный угол, м	Азимутальный угол, град	Глубина скважины, м	Зенитный угол, м	Азимутальный угол, град
Компоновка Г-76В с СБТ-50 (длина набора Ø76 = 4..4,6 м)			Компоновка Г-76В с УБТ-73 (длина набора Ø59 = 3..3,5 м)		
40	12	260	142	8	285
60	10,5	265	144	9	285
80	10	263	147	10	285
110	9	267	149	11	285
142	8	285	162	12,5	285

6.2. Комплекс технологических методов управления зенитным искривлением скважин компоновками со съёмным керноприемником

подавляющее большинство из всего комплекса бесклиновой технологии приходится на вращательное бурение и охватывает практически весь нормальный ряд породоразрушающего инструмента 112...46 мм, и бурильных колонн - УБТ, СБТ, ЛБТ, ССК и КССК.

В настоящем разделе рассматриваются альтернативные и наиболее экономичные методы выкручивания и стабилизации скважин для несбалансированных колонн, а также методы выколаживания при высокооборотном бурении. Как уже отмечалось выше, при выкручивании скважин диаметрами 76 и 59 мм с бурильной колонной СБТН-50 или СБТ-50/42 требуется применять короткие колонковые наборы - 1,8...2,5 м, что, в свою очередь, крайне отрицательно сказывается на производительности бурения. Для того, чтобы устранить этот недостаток, при необходимости оперативной коррекции трассы скважины, связанной с её выкручиванием, следует переходить к так называемым экстренным вариантам бесклиновой технологии с использованием в качестве нижней свечи УБТ-73 или УБТ-57 (рис.52), или СБТН-63,5 (рис.53) в скважинах диаметром 76 мм, или УБТ-57 или УБТ-54 в скважинах диаметром 59 мм (см. рис.36 и 38), - позволяющим применять колонковые наборы нормальной длины - 3,5...4,5 м.

Так, при бурении глубокой скважины 1690 (СГ-2) Лениногорской ГРЭ (Восточный Казахстан) на глубине 1855 м при зенитном угле 14° с целью выкручивания были проведены несколько постановок отклонителя ТЗ-3-73. Однако поставленная задача не была решена - на глубине 1879 метров угол достиг недопустимой величины - $16,5^{\circ}$. Поэтому в интервале 1879...1893,5 м был применен экстренный вариант - компоновка с УБТ-57 и колонковым набором 3,7...3,9 м, - в результате чего достигнуто уменьшение зенитного угла с $16,5^{\circ}$ до 14° . При бурении глубокой скважины СГ-1 (ПГО "Степгеология") комплексом КССК-76 необходимо было выкрутить ствол с глубины 1255 м при зенитном угле $10,9^{\circ}$. Как известно (см. рис.41), решить эту задачу собственно компоновкой КССК-76 не реально, поэтому нижняя свеча ТБС-71 была заменена на СБТН-63,5 с обычным колонковым набором длиной 3,7 м (см. рис.53).

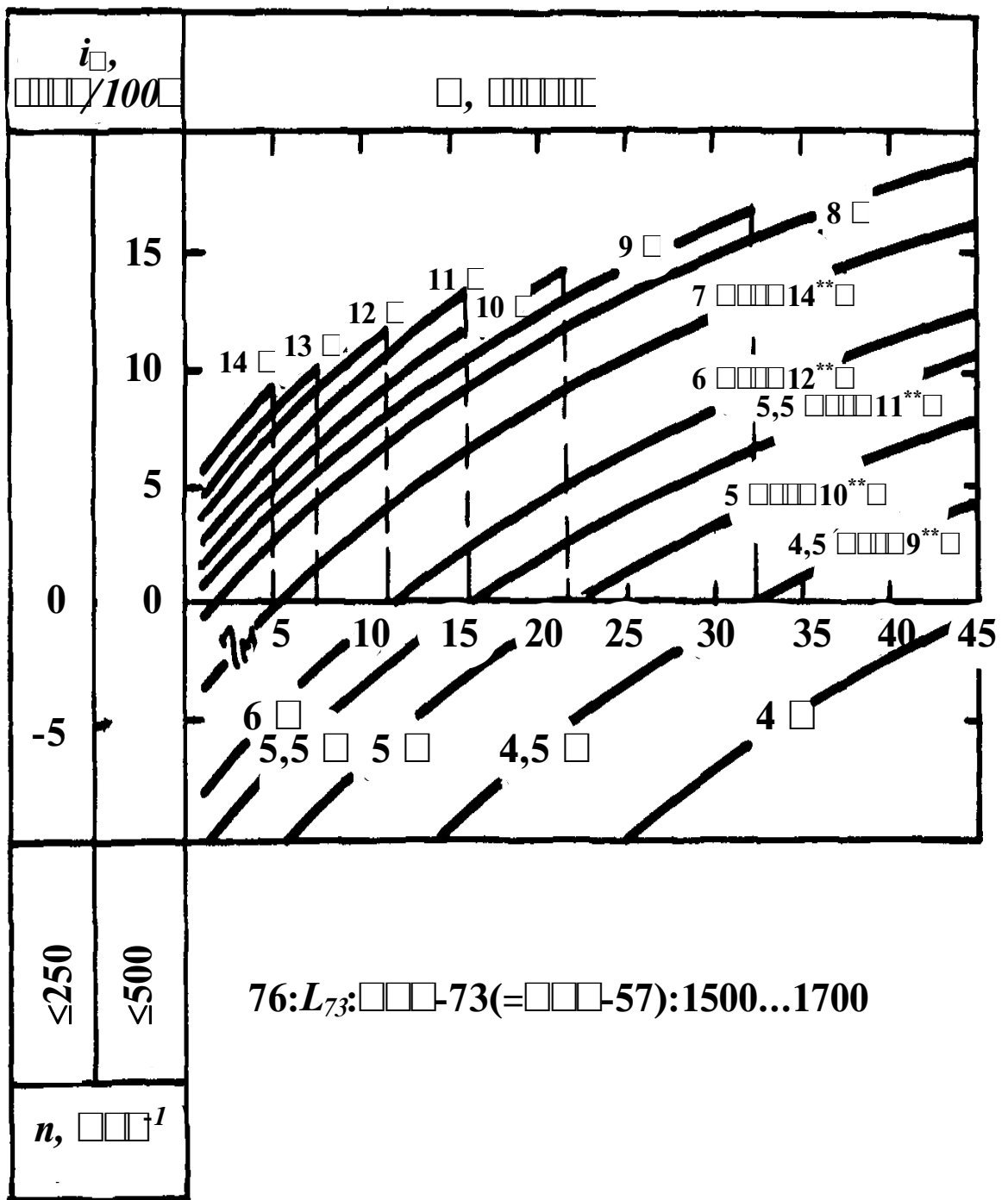


Рис. 52. Номограмма интенсивности зенитного искривления скважин диаметром 76 мм при вращательном бурении с применением нижней свечи из УБТ-57 или УБТ-73 (осевая нагрузка 1500...1700 даН, $n \leq 250\dots500$ мин⁻¹)

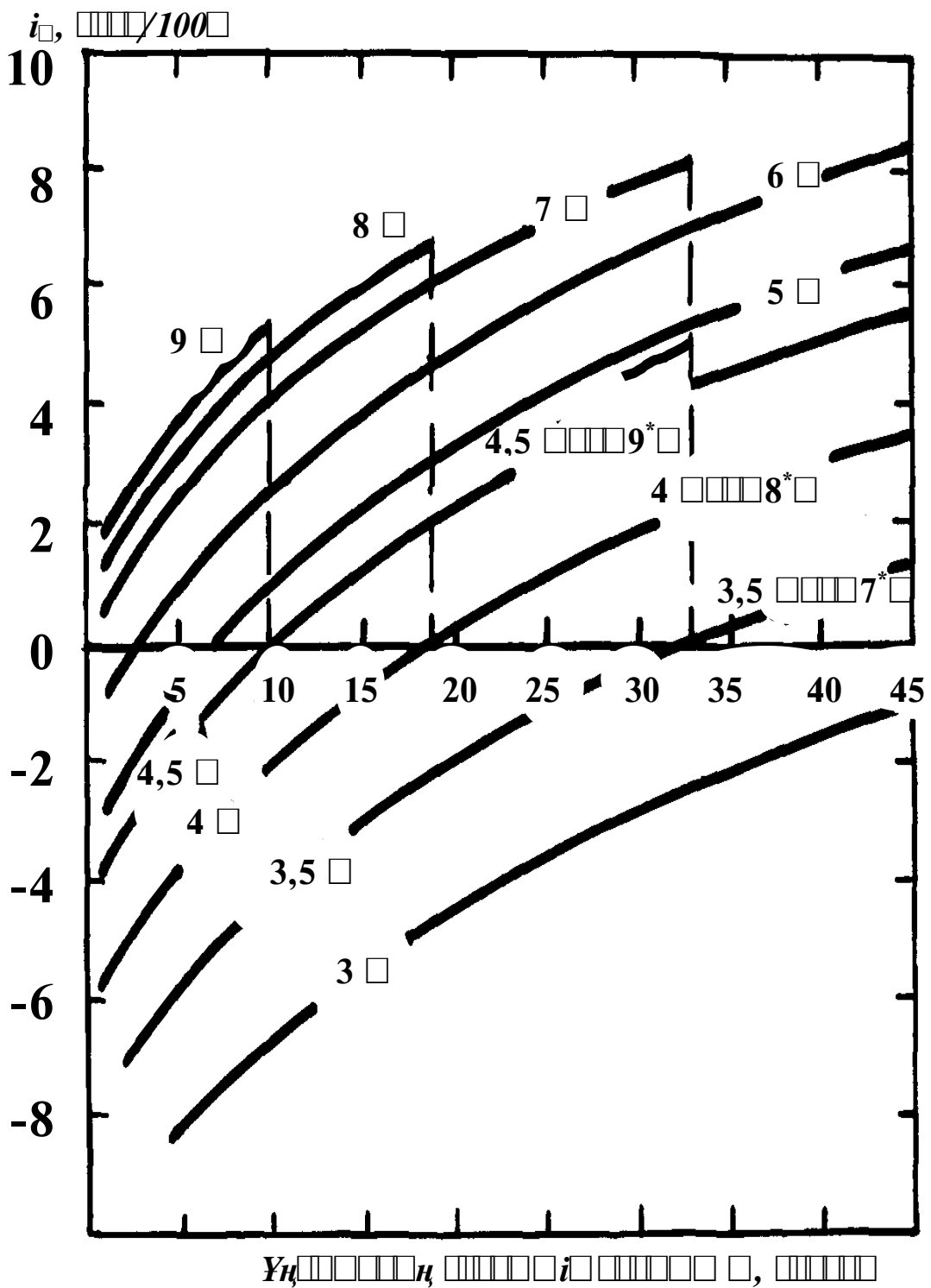


Рис.53. Номограмма интенсивности зенитного искривления скважин диаметром 76 мм при вращательном бурении с применением нижней свечи из буровых труб СБТН-63,5 (осевая нагрузка 1300...1500 даН, частота вращения $n \leq 500 \text{ мин}^{-1}$)

Благодаря этому скважина была выкручена почти на 2° и на глубине 1285 м зенитный угол составил 9° (см. рис. 22).

Бесклиновая технология управления зенитным искривлением при высокооборотном бурении ($750...800 \text{ мин}^{-1}$ и более) с применением бурильных колонн СБТ-54 и ЛБТ-54 по данной методике предусматривает решение следующих задач:

- кратное снижение интенсивности естественного искривления;
- полная стабилизация угла или многократное снижение интенсивности зенитного искривления скважины;
- интенсивное выполаживание скважины без снижения частоты вращения бурильной колонны.

Рассмотрим, как решаются эти задачи на примере одного из объектов ПГО "Кировгеология".

При бурении скважины 1158 (рис.54) в интервале 120...240 м скважина выполаживалась с $6,2^{\circ}$ до $8,1^{\circ}$ при длине набора 7,3 м. Заметим, что фактическая интенсивность $+ 0,016^{\circ}/\text{м}$ в точности соответствует расчётной по номограмме для СБТ-54 (см. рис. 31).

Применяя традиционную технологию с использованием съёмного отклонителя СНБ-КО-57 скважина в интервале 240...270 м была достаточно плавно ("падающая технология" [65]) выкручена с $8,1^{\circ}$ до 6° .

С целью предупреждения дальнейшего выполаживания скважины нами была применена следующая технология: не меняя режимных параметров (осевая нагрузка 1300...1500 даН, частота вращения 800 мин^{-1} и длины колонкового набора 7,3 м, нижняя свеча СБТ-54 была заменена свечой из СБТН-42.

При этом скважина в интервале 270...401 м выполаживалась на 1° т.е. интенсивность снижена в 2 раза, что соответствует расчётной для СБТН-42 (см. рис.30). Этот эффект был бы адекватен, если поставить свечу из СБТН-50 и ту же длину колонкового набора (см. рис.29).

Для полной стабилизации угла или многократного снижения интенсивности зенитного искривления скважины нужно подобрать колонковый набор такой длины, чтобы соответствующая её кривая на номограмме пересекла ось абсцисс в точке заданного зенитного угла.

Так, скважина 1-87 в интервале 500...572 м выполаживалась с интенсивностью $+ 0,008^{\circ}/\text{м}$ с $17,1^{\circ}$ до $17,7^{\circ}$ (СБТ-54, длина колонкового набора 8,2 м, осевая на-

грузка около 1200 даН, частота вращения 800 мин⁻¹): расчётная и фактическая интенсивности - весьма близки.

Применив данный метод, скважина 1-87 в интервале 572...728 м была пройдена с использованием нижней свечи СБТН-42 и была не только стабилизирована, но и выкручена с угла 17,7⁰ до 15,8⁰. Попутно заметим, что для решения этой же задачи, в случае постановки нижней свечи из СБТН-50, в практике управления трассой скважины при высокооборотном бурении часто возникает необходимость более интенсивного выполаживания. В таких случаях рекомендуется применять СБТ-54, но с сравнительно короткими колонковыми наборами 3,5...5 м, - расчётную длину удобнее и точнее выбрать по номограмме в зависимости от осевой нагрузки и зенитного угла.

Так, в скважине 2337 возникла необходимость интенсивного выполаживания на глубине 71 м, при зенитном угле 15,5⁰. Для этого была поставлена колонковая труба длиной 3,5 м (СБТ-54, осевая нагрузка 1000...1200 даН, частота вращения 800 мин⁻¹), что позволило выположить зенитный угол с 15,5⁰ до 16,5⁰ в интервале 71...110 м с интенсивностью + 0,026⁰/м, что тоже соответствует расчётной номограмме для СБТ-54.

Применительно к условиям ПГО "Кировгеология" к внедрению в производство принят только метод стабилизации зенитного угла с использованием труб СБТН-42 в качестве нижней свечи бурильной колонны СБТ-54 и ЛБТН-54.

Вместе с тем, метод выкручивания, заключающийся в необходимости применения сравнительно коротких (1,5...2 м) колонковых наборов и малых оборотов, был справедливо отвергнут и признан негативным как фактор, вызывающий снижение производительности бурения. В действительности, если имеется простая и доступная технология с СБТН-42, если имеется возможность надёжной стабилизации угла и предупреждения самопроизвольного негативного выполаживания, характерного для условий Кировского ПГО, то нет необходимости в выкручивании скважин.

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

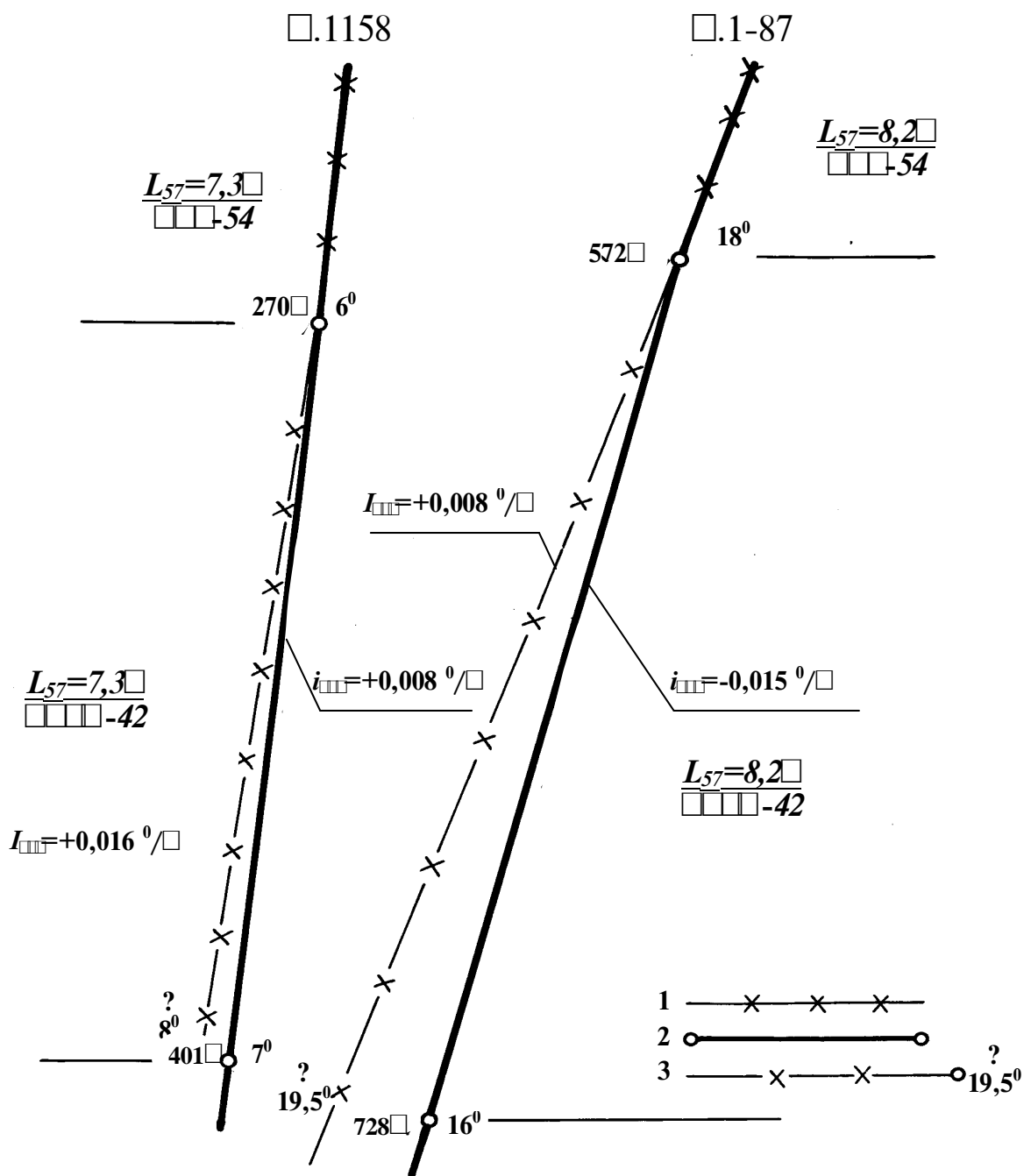


Рис.54. Схема выведения отклонившейся (1) трассы на проектную (2) (3-предполагаемая трасса с ожидаемым углом – по старой технологии)

В подтверждение этого приведём два типичных примера попытки выведения скважин при бурении снарядом ССК-59 на проектную трассу с помощью тра-

диционных средств искусственного искривления на примере Малеевского месторождения, Рудный Алтай (табл.25).

Таблица 25

Искусственное искривление скважины при бурении снарядами ССК-59

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 табл. 25 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 $5,4 \times 37 = 200$ 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.[26,33,36,39]. 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); Косачинное (Северный Казахстан); Итауз, Джекказган, 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 (см. рис.38-46), на рис. 55 и 56 показаны аналогичные модели для двух месторождений Центрального Казахстана - Майкаин и Верхнее Кайракты,- с применением и без применения жёсткой компоновки ЖК ССК-59 конструкции КазИМСа [26,33,36]. Оказалось, что в обоих случаях применение жёсткой компоновки даёт двухкратное снижение интенсивности зенитного искривления, особенно, при углах более 15° .

В результате сравнительного анализа эффективности других известных компоновок - ЖК-5 конструкции ПГО "Востказгеология", винтовых (ПРО "Ташкентгеология"), ССК-59НБ и ССК-46НБ с двумя и тремя центраторами (ВИТР) получен практически везде однозначный результат - это кратное снижение интенсивности зенитного искривления скважин (рис. Г.1 - Г.8).

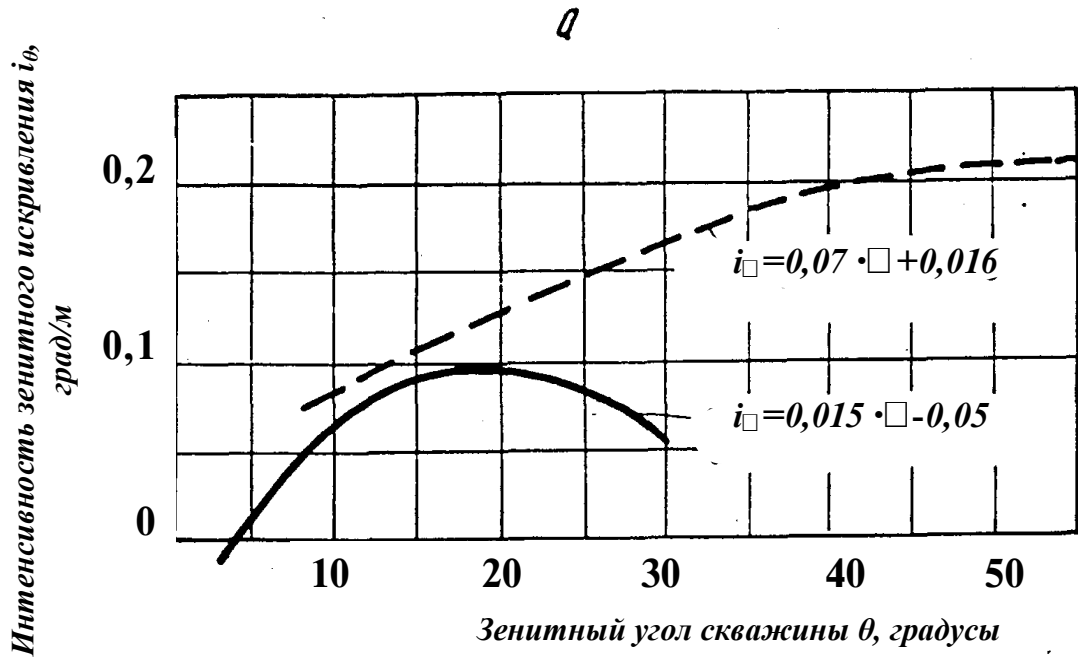


Рис.55. Статистические модели интенсивности зенитного искривления скважин при бурении ССК-59 на месторождении Майкаин (Центральный Казахстан) с применением (штрих - пунктирная линия) жёсткой компоновки ЖССК-59 и без её применения (сплошная линия)

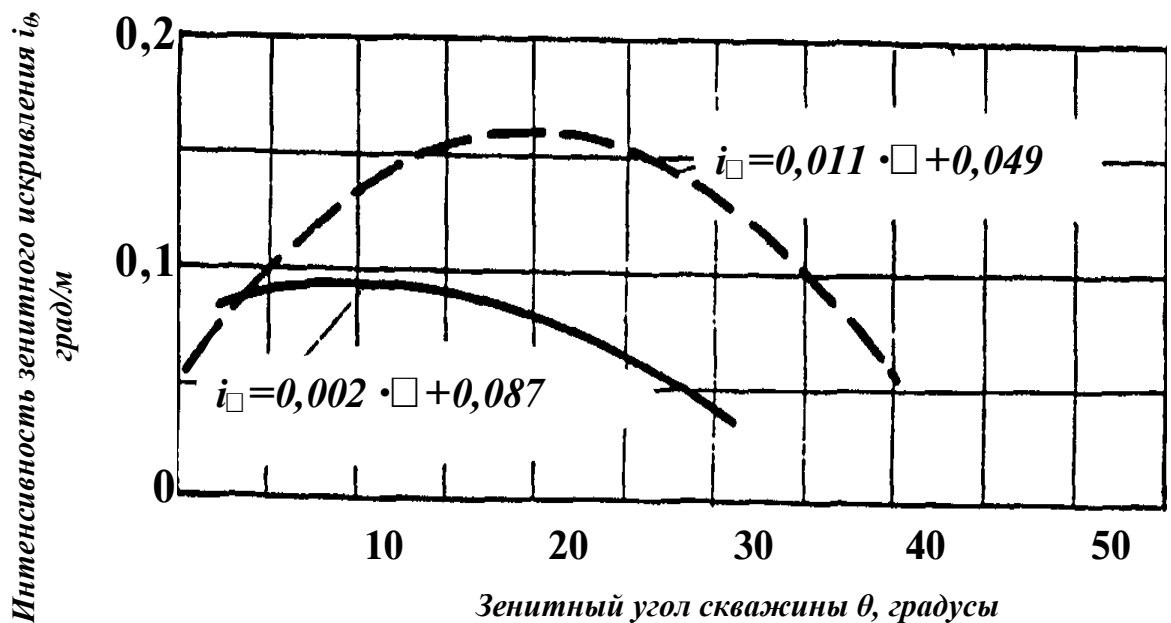


Рис. 56 Статистические модели интенсивности зенитного искривления скважин при бурении ССК-59 на месторождении Верхнее Кайракты (Центральный

Казахстан) с применением (штрих - пунктирная линия) жёсткой компоновки ЖССК-59 и без её применения (сплошная линия)

Провели мы и другой анализ, задавшись целью выяснить, как влияет на характер искривления так называемый эксцентричный стабилизатор [55], полагая, что с его помощью можно добиться вращения компоновки вокруг оси скважины, т.е. искусственно создать вид вращения по В.Н. Алексееву [27] или по И.Н. Страбыкину [28], 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 3,97 м, одна сторона которого не выступает за контур колонковой трубы, а противоположная имеет эксцентриситет (3 мм), равный разности диаметров коронки (59 мм) и колонковой трубы (56 мм). В табл.26 приводятся некоторые результаты применения эксцентричного стабилизатора СЭ-ССК на примере месторождения Малеевское Зырянского района (Рудный Алтай).

Таблица 26.

Результаты применения эксцентричного стабилизатора СЭ-ССК

Глубина скважины, м	Зенитный угол, град	Азимутальный угол, град	Глубина скважины, м	Зенитный угол, град	Азимутальный угол, град
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
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 табл. 26. 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 он 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 бесклиновых 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 про-

цессе управления и, прежде всего,- выкручивания скважины. Для того, чтобы избежать выкручивания скважин с отрицательным вектором анизотропии пород, необходимо программирование искривления скважины на основе оптимизации ее трассы.

Контрольные вопросы

- 37. Модификации КНБК при вращательно-ударном бурении.*
- 38. Возможности управления искривлением скважин при вращательно-ударном бурении.*
- 39. Возможности управления искривлением скважин при ударно-вращательном бурении.*
- 40. Номограммы интенсивности зенитного искривления скважин при бурении машинами Г- 76В с применением нижней свечи из бурильных труб УБТ-73. Области их применения.*
- 41. Номограммы интенсивности зенитного искривления скважин при бурении машинами Г- 76В с применением нижней свечи из бурильных труб УБТ-57. Области их применения.*
- 42. Номограммы интенсивности зенитного искривления скважин при бурении машинами Г- 76В с применением нижней свечи из бурильных труб УБТ-54. Области их применения.*
- 43. Номограммы интенсивности зенитного искривления скважин при бурении машинами Г- 59В с применением нижней свечи из бурильных труб УБТ-57. Области их применения.*
- 44. Номограммы интенсивности зенитного искривления скважин при бурении машинами Г- 59В с применением нижней свечи из бурильных труб УБТ-54. Области их применения.*
- 45. Методы стабилизации, выполаживания или выкручивания зенитных углов скважин d 76 и 59 мм при вращательно-ударном бурении.*
- 46. Номограммы интенсивности зенитного искривления скважин при бурении комплексами КССК-76, ССК-76, ВQ, NQ и HQ, (Лонгир, США).*

7. 剛体の角速度と角加速度のベクトル表示

剛体の角速度ベクトル $\boldsymbol{\omega}$ は、剛体の任意の点 P に対する位置ベクトル \boldsymbol{r}_P と、その点の速度ベクトル \boldsymbol{v}_P との関係 $\boldsymbol{v}_P = \boldsymbol{\omega} \times \boldsymbol{r}_P$ を満たす。この関係を満たすベクトル $\boldsymbol{\omega}$ が、剛体の角速度ベクトルである。

剛体の角速度ベクトル $\boldsymbol{\omega}$ は、剛体の任意の点 P に対する位置ベクトル \boldsymbol{r}_P と、その点の速度ベクトル \boldsymbol{v}_P との関係 $\boldsymbol{v}_P = \boldsymbol{\omega} \times \boldsymbol{r}_P$ を満たす。この関係を満たすベクトル $\boldsymbol{\omega}$ が、剛体の角速度ベクトルである。また、角速度ベクトル $\boldsymbol{\omega}$ は、剛体の任意の点 P に対する位置ベクトル \boldsymbol{r}_P と、その点の速度ベクトル \boldsymbol{v}_P との関係 $\boldsymbol{v}_P = \boldsymbol{\omega} \times \boldsymbol{r}_P$ を満たす。この関係を満たすベクトル $\boldsymbol{\omega}$ が、剛体の角速度ベクトルである。

角速度ベクトル $\boldsymbol{\omega}$ と角加速度ベクトル $\boldsymbol{\alpha}$ の関係は、 $\boldsymbol{\alpha} = \dot{\boldsymbol{\omega}}$ である。ここで、 $\dot{\boldsymbol{\omega}}$ は角速度ベクトル $\boldsymbol{\omega}$ の時間微分である。また、角速度ベクトル $\boldsymbol{\omega}$ と角加速度ベクトル $\boldsymbol{\alpha}$ の関係は、 $\boldsymbol{\alpha} = \dot{\boldsymbol{\omega}}$ である。ここで、 $\dot{\boldsymbol{\omega}}$ は角速度ベクトル $\boldsymbol{\omega}$ の時間微分である。

$$\boldsymbol{S}_{\Delta\theta} = \boldsymbol{i}_\theta^{-1} \cdot \Delta\boldsymbol{\theta} \quad ,$$

(61)

ここで $\Delta\boldsymbol{\theta}$ は、角変位ベクトル $\Delta\boldsymbol{\theta}$ の時間微分 $\dot{\Delta\boldsymbol{\theta}}$ である。

\boldsymbol{i}_θ は、角速度ベクトル $\boldsymbol{\omega}$ と角変位ベクトル $\boldsymbol{\theta}$ の関係 $\boldsymbol{\omega} = \boldsymbol{i}_\theta \cdot \dot{\boldsymbol{\theta}}$ を満たすベクトルである。

角速度ベクトル \boldsymbol{i}_θ と角変位ベクトル $\boldsymbol{S}_{\Delta\theta}$ の関係は、 $\boldsymbol{S}_{\Delta\theta} = \boldsymbol{i}_\theta^{-1} \cdot \Delta\boldsymbol{\theta}$ である。

□□□□□□□□□□ □□□□□□□□; □□□□ □□□□□ □□□□□□□□□ □ □□-
□□□□□□□□□□ □□□□□□□ □ □□□□□□□□□□□□□□ □□□□□□□□, □□
□□□□□□□□□□ □□□□□□□□□□□□□□□□ □□□□□□□□□□ □□□□□□-
□□□□□;

$$i = i_p + i_c, \quad (62)$$

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 [50]: осевых нагрузок 500...1000 даН, частоты вращения 500...800 мин⁻¹, колонковых наборов длиной 2,5...10 м и компоновок жёстких, а также с одним или двумя центраторами (рис.Г.1.- Г.8) 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 (рис.57).

Трудности с профилактикой искривления связаны с толщиной 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 стабилизирующей длины колонкового набора ССК (26) меняются сразу два решающих параметра – вес и длина подшипникового узла керноприёмника, что, в свою очередь, приводит к количественным изменениям в модели (48). На рис.58 показана номограмма для ССК-59 с применением вибратора ВСК конструкции И.М. Городецкого (КазИМС), получившего широкое распространение в отрасли. Если сравнить номограммы для колонкового набора длиной 4 (3,97)м с вибратором ВСК и без него (см. рис.32), можно убедиться, что в одних и тех же условиях, скажем при осевой нагрузке 700 даН 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”) –рис.59.

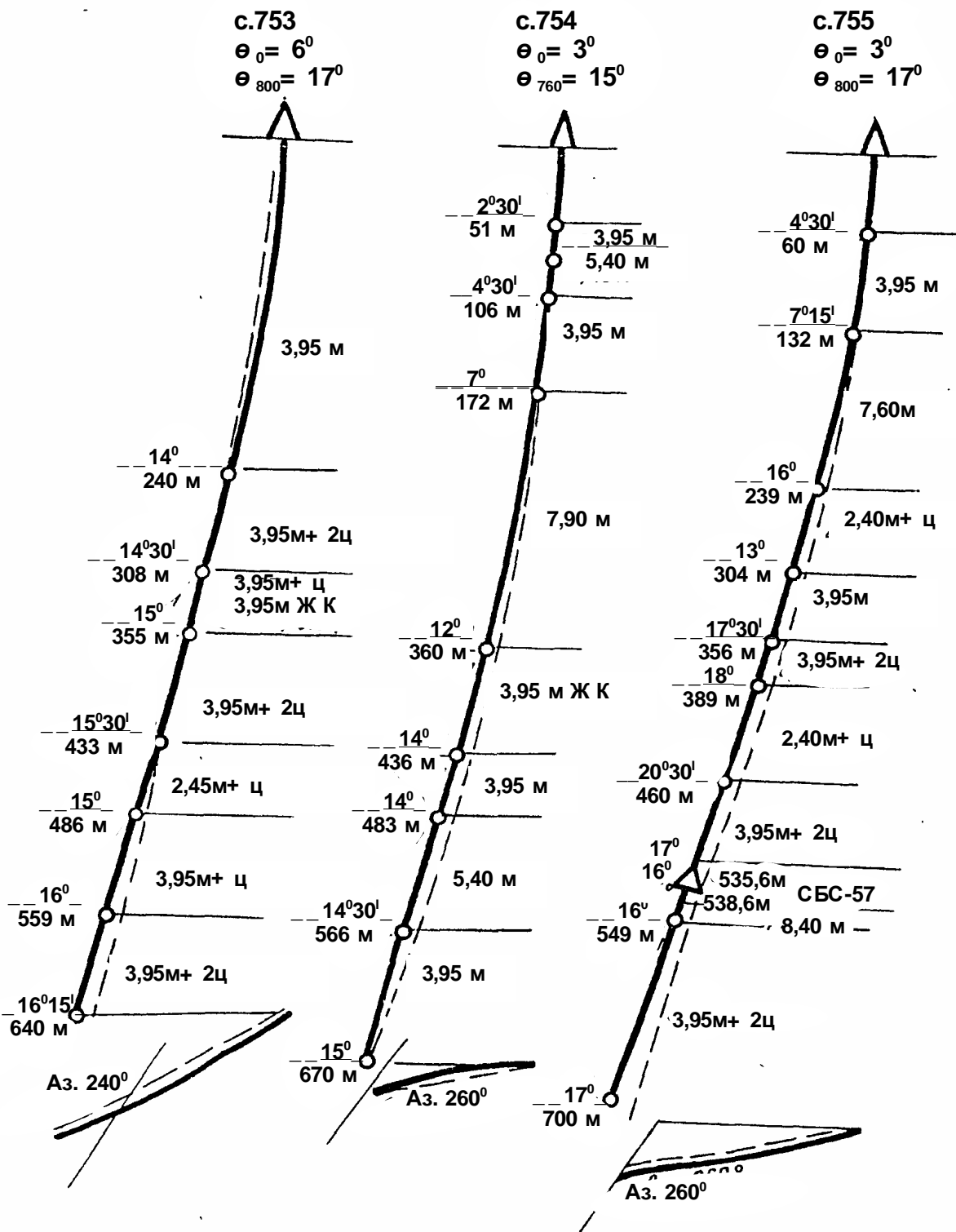


Рис.57. Расчётные (пунктирная линия) и фактические (сплошная) трассы скважин, пройденных ССК-59 по методике бесклиновой технологии на месторождении Шалкия (Южный Казахстан)

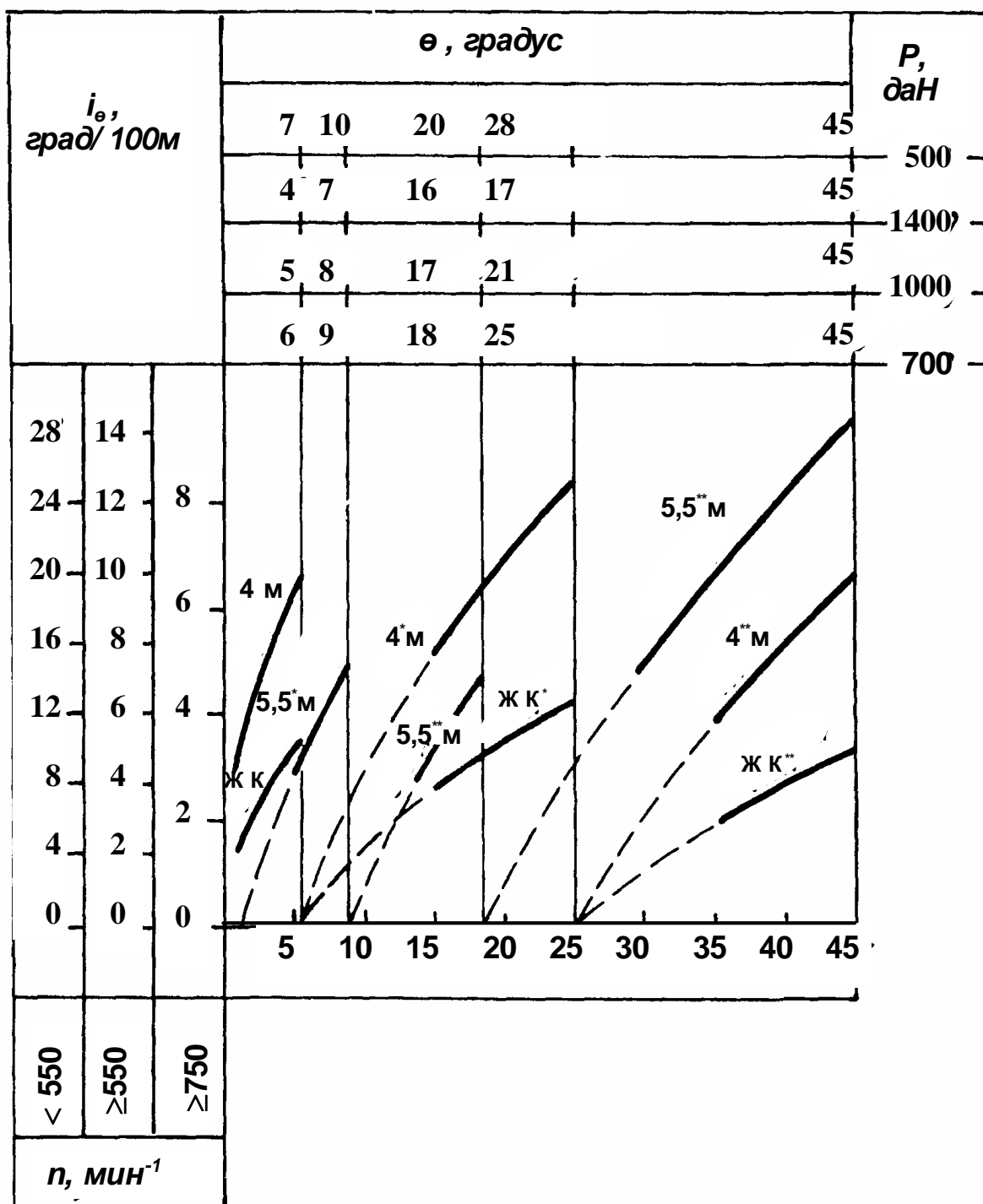


Рис.58. Номограмма i_θ для ССК-59 с применением вибратора ВСК конструкции И.М. Городецкого

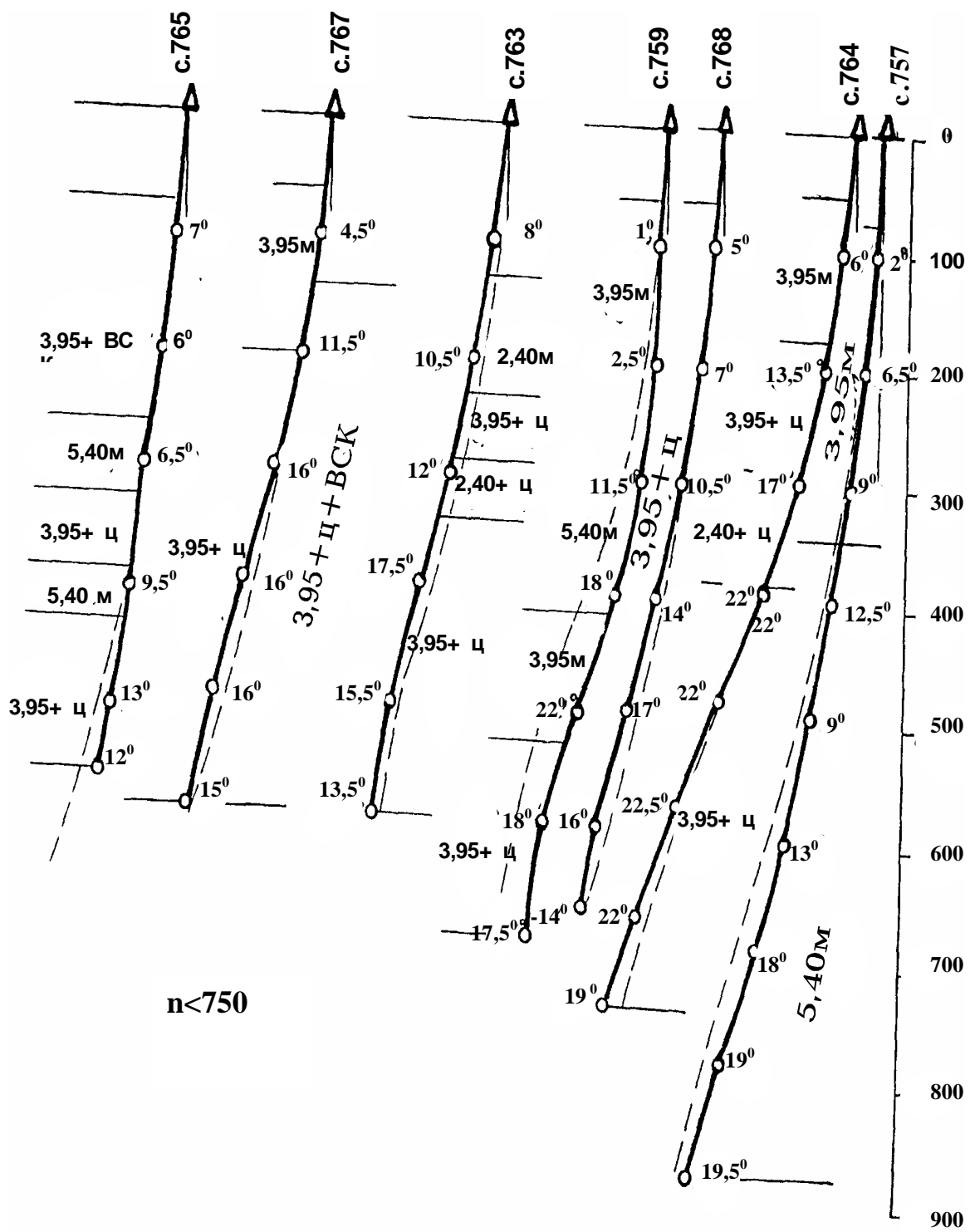


Рис.59. Расчётные (пунктирная линия) и фактические (сплошная линия) трассы скважин, пройденных ССК-59 по бесклиновой технологии на месторождении Шалкия (Южный Казахстан)

Как видно на рис.57 и 59, 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 наборов с центраторами с.753, 755 – см. рис. 57, с. 764, 763 – см. рис.59 и без них – с. 754, 759, 757 и 767, но пройденных на высоких оборотах – менее 750, но более 550 об/мин.

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 жесткую компоновку, 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 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 и более производительным является проектирование на графопостроителе Атлас-5, на котором (с помощью ЭВМЕС-1035) нами выполнен *атлас рабочих палеток* трасс направленных скважин на основе *методики бесклиновой технологии* [61-64].

Атлас состоит из палеток для вращательного бурения скважин диаметром 112 и 93 мм (1-часть), 76 мм (2-часть) и 59 мм (4часть), а также для вращательно-ударного бурения Г-76В и Г-59В (соответственно 3 – и 5 – части).

На рис.60 представлена рабочая палетка в масштабе 1:5000 для технологии вращательно-ударного бурения гидроударником Г-76В с применением колонкового набора длиной 4,5 м при осевой нагрузке 1500 даН и частоте вращения 500 об/мин.

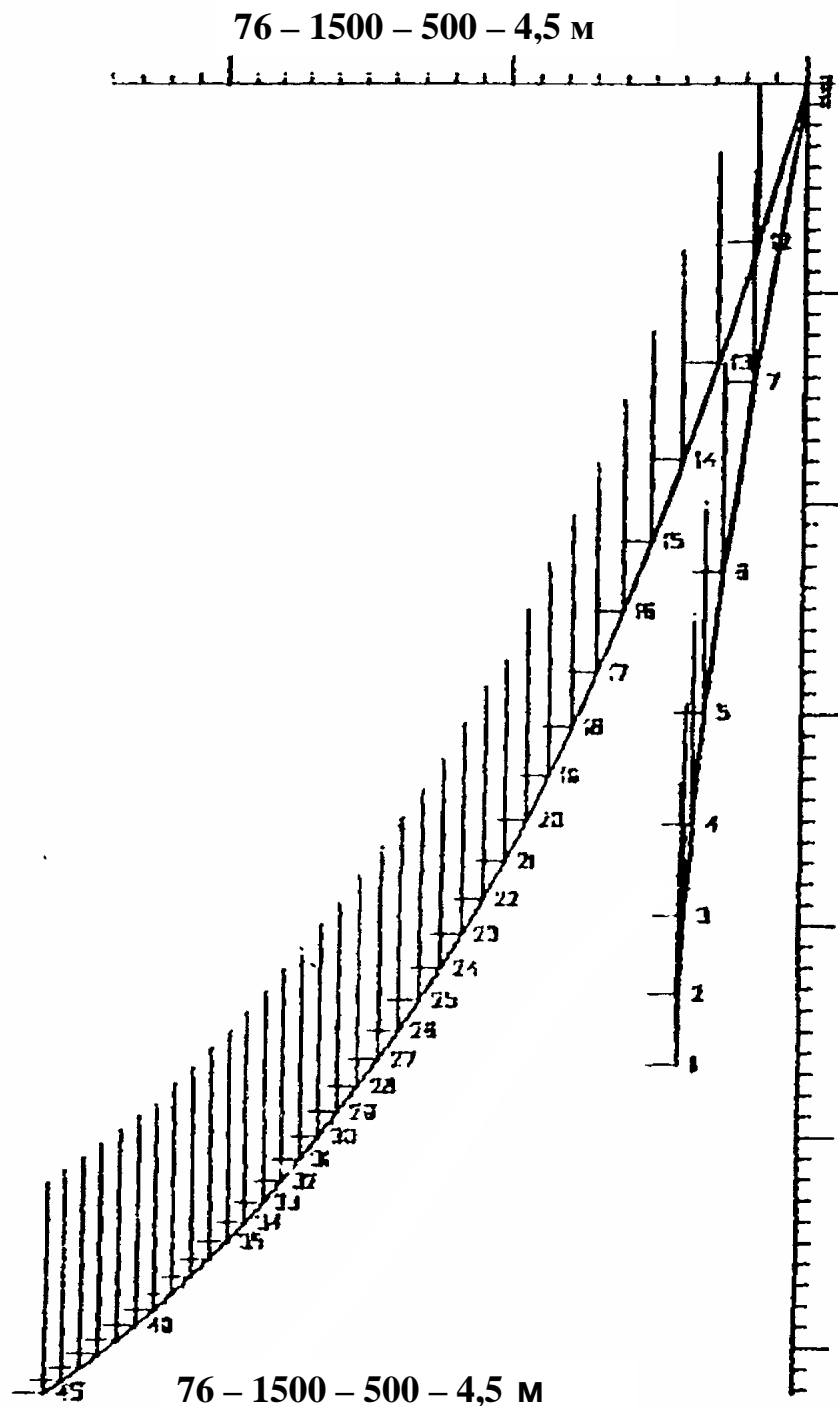


Рис. 60. Рабочая палетка, выполненная графопостроителем Атлас-5
в масштабе 1:5000

Индекс или штамп палетки располагается сверху над горизонтальной шкалой, а также – внизу – на уровне 45^0 – отметки собственно палетки. Палетка может иметь положительную или отрицательную (или обе вместе, как показано на рис.60) ветви.

Положительная ветвь (выполаживание) начинается с наименьшего значения зенитного угла (на рис.60 - 11^0), с которого трасса, по мере искривления, получает криволинейную форму, достигнув наибольшего значения зенитного угла, но не выше 45^0 ; отрицательная (выкручивание) – наоборот, с наибольшего значения угла (8^0), с которого трасса выкручивается и сходит на нет, - параллельно вертикальной шкале. Отсутствующие или “выпавшие” из нормального ряда – $1...45^0$ – значения углов имеют (см. рис.60) весьма малые интенсивности искривления $0,001...0,006$ $^0/м$, - 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.

Контрольные вопросы

- 47. Особенности искривления скважин комплексами ССК-59 при использовании утяжелителей и вибраторов.*
- 48. Методика построения на графопостроителе АТЛАС-5 палеток трасс направленных скважин.*
- 49. Перспектива и пути дальнейшего совершенствования технологии и техники бурения направленных и многозабойных скважин .*

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Исходя из основных принципов системного подхода и главных требований, предъявляемых к факторам при построении математической модели процесса, - требований управляемости, однозначности, совместимости и независимости, - на процесс зенитного искривления скважин влияют, в основном, технологические и технические факторы: осевая нагрузка, длина колонкового набора, диаметры скважины и компоновки, частота вращения, жёсткость колонны и свя-

занная с ней длина полуволны. Анизотропность горных пород – один из главных геологических факторов, определяющих направление (знак) искривления, в данном случае не является элементом математической модели, так как она не отвечает вышеотмеченным принципам системного подхода.

2. Длина нижней полуволны изогнутой (под действием осевой нагрузки) колонны зависит от зенитного угла скважины, жёсткости бурильных труб и диаметра скважины. Бытующее мнение о том, что утяжелённые трубы - “жёсткие” или “меньше изгибаются” – ошибочно. Более того, при одной и той же нагрузке, зенитном угле и диаметре скважины, длина полуволны СБТ-50 значительно превышает длину полуволны УБТ-73, т.е. последние больше изгибаются.

3. Силой давления на стенку скважины в условиях активного применения смазки, учитывая ничтожно малую величину, в расчётах можно пренебречь.

4. Длина колонкового набора, при которой компоновка ориентируется в направлении стабилизации зенитного угла скважины, называется стабилизирующей. Для каждой совокупности факторов, влияющих на механизм искривления, - способа бурения, типа машины, осевой нагрузки, диаметров скважины и бурильной колонны, типа проходимых пород и т.п. – существует строго определённая по своей длине колонковая труба, при использовании которой обеспечивается прямолинейность ствола, т.е. стабилизация зенитного угла скважины.

5. Для определения стабилизирующей длины при ударно-вращательном бурении машинами Г-7, Г-76У, РП-111 и др. используется метод возможных перемещений, при вращательном и вращательно-ударном бурении машинами Г-76В, Г-59В и др. – метод кинестатики.

6. Если составляющие динамических опорных реакций в точке касания нижней свечой бурильной колонны стенок скважины и на забое скважины – отклоняющая сила – по модулю не равны, то они имеют всегда противоположные направления. Если сориентировать отклоняющую силу в направлении к лежащей стенке скважины или к висячей, то можно добиться соответственно выкручивания или выполаживания скважины.

7. Стабилизация зенитного угла скважин, стремящихся к самовыполаживанию, достигается путём сохранения динамического равновесия компоновки низа бурильной колонны; выкручивание скважины – если колонковый набор вместе с кернавым материалом легче верхней части КНБК.

8. Задачи стабилизации и выполаживания самовыкручивающихся скважин решаются колонковыми наборами с использованием гидроударных или пневмоударных машин с утяжелёнными бурильными трубами.

9. В результате программно-математического обеспечения для компьютерного моделирования и прогнозирования процесса искривления скважин создан комплект номограмм стабилизирующей длины колонкового набора для каждого способа и для каждого вида механического колонкового бурения – ударно-вращательного, вращательно-ударного и вращательного, включая ССК и КССК, *BQ* и *NQ* (США) – с использованием в качестве нижней свечи нормального ряда отечественных и зарубежных бурильных труб.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сагадиев К.А. Научно-технический суверенитет Казахстана и задачи Национальной Академии наук. Алматы:Тылым,1995. 34 с.
2. Киселёв А.Т., Меламед Ю.А. Гидроударное бурение - итоги и перспективы./Разведка и охрана недр. 1996. №9. С. 19-22.
3. Морозов Ю.Т. Методика и техника направленного бурения на твёрдые полезные ископаемые. - Л.: Недра, 1987. 221 с.
4. Граф Л.Э., Закиров-Зиев А. Уменьшение интенсивности искривления геологоразведочных скважин при бурении гидроударными машинами. //Направленное бурение, инклинометрия и кернометрия в геологоразведочных организациях Казахстана. Алма-Ата, 1963. С.28-35.
5. Киселёв А.Т., Смирнов А.В. Результаты и перспективы внедрения гидроударных машин конструкции СКБ для бурения разведочных скважин.//Опыт бурения гидроударниками в Казахстане. Алма-Ата, 1966. С.70-75.
6. Киселёв А.Т., Алеутский Е.В., Граф Л.Э. и др. Основные закономерности искривления скважин при гидроударном бурении. Геология и разведка, 1966. №9. С.130-134.
7. Сулакшин С.С. Закономерности искривления и направленного бурения геологоразведочных скважин. - М.: Недра, 1966. 293 с.
8. Уваков А.Б., Туякбаев Н.Т. Результаты бурения гидроударниками в Южно-Казахстанском геологическом управлении.//Опыт бурения гидроударниками в геологоразведочных организациях Казахстана. Алма-Ата, 1963. С. 103-105.
9. Латыпов А.С., Морозов А.Д. Результаты опытной эксплуатации гидроударников в Березовской ГРЭ ВКТГУ и Чатыркульской ГРП ЮКТГУ.//Опыт бурения гидроударниками в Казахстане. Алма-Ата, 1966. С. 105-107.
10. Куликов И.В., Воронов В.Н., Николаев И.И. и др. Методические указания по пневмоударному бурению разведочных скважин. - Тула, ЦНИГРИ, 1975. 74с.
11. Музапаров М.Ж. Механизм искривления скважин при ударно-вращательном бурении //Техника и технология разведочного бурения. Вып. 5. Алма-Ата: КазИМС, 1978. С. 32-39.

12. Музапаров М.Ж. Вывод основного уравнения зенитного искривления скважин при ударно-вращательном бурении.//Техника и технология разведочного бурения. Вып. 5. Алма-Ата: КазИМС,1978. С. 39-44.
13. Журнист В.И., Коваленко А.И. Опыт бурения направленных и многозабойных скважин и достигнутые технико-экономические показатели их проходки. - М.:ВИЭМС,1968.
14. Шаравин С.В. Искривление скважин при дробовом и ударно-вращательном способах бурения. - Разведка и охрана недр, 1967. №1. С.32-35.
15. Шаравин С.В., Митюшин И.С., Чекалкин А.Т. Влияние компоновки бурового снаряда на искривление скважин при различных способах бурения. - Новокузнецк: ППТИ Зап.-Сиб.ГУ, 1974.
16. Исаев М.И., Морозов Ю.Т., Вартыкян В.Г. и др. Комбинированный метод бурения в сложных геологических условиях. - Разведка и охрана недр. 1965. №11. С. 22-26.
17. Штрассер В.В., Уваков А.Б., Иткин Л.Д. Опыт бурения гидроударниками в Южно-Казахстанском геологическом управлении.//Опыт бурения гидроударниками в Казахстане. Алма-Ата, 1966. С. 49-55.
18. Тузов Ю.Г., Степанов Ю.Ф. Некоторые результаты по выполаживанию скважин с применением гидроударников.//Техника и технология разведочного бурения. Алма-Ата, 1973. Вып.1. с. 82-86.
19. Юшков А. С., Журнист В.И., Кичигин В.А. и др. Особенности искривления скважин алмазного и гидроударного бурения в условиях Восточного Казахстана. -М.: ВИЭМС,1968. №36. С. 12.
20. Вааль П.А., Марьин А.А., Сорокин А.А., Юшков А.С. Опыт бурения гидроударниками в Восточно-Казахстанском геологическом управлении.//Опыт бурения гидроударниками в Казахстане. Алма-Ата, 1966. С.55-62.
21. Калинин А.Г. Закономерности искривления скважин на железорудных месторождениях Горной Шории.//Геология и разведка. 1959. №11. С. 108-117.
22. Матросов В.М., Спиридонов В.И. Анализ работы шарнирных отклонителей.//Изв. вузов. Сер. геология и разведка. 1964. №2. С. 132-136.
23. Страбыкин И.Н., Бобылёв Ф.А., Серебренников И. Д. Определение условий бурения прямолинейных скважин.//Техника и технология разведочного бурения. Вып. 1. Алма-Ата: КазИМС,1973.

24. Куликов И.В., Воронов В.Н., Николаев И.И. Пневмоударное бурение разведочных скважин. - М.: Недра, 1977. 196 с.
25. Коваль Г.Д., Дыдзинский В.В., Компаниец Л.К. Влияние технических факторов на интенсивность искривления буровых скважин.//Горнорудное производство. Кривой Рог, 1974.
26. Кабдулов С.З., Музапаров М.Ж., Абдильдинов К.Н. Пневмоударное бурение как средство предотвращения естественного искривления скважин.//Достижения научно-технического прогресса —в практику геологоразведочных работ. Тез. докл. участников Республиканской школы молодых учёных и специалистов Министерства геологии Казахской ССР 18-25 ноября 1979 года. Алма-Ата, 1979. С. 134-136.
27. Алексеев В.Н. Исследование устойчивости движения бурильной колонны на стенде.//Методика и техника разведки. Л.: ОНТИ ВИТР.1979. Вып. 131.С.17-23.
28. Страбыкин И.Н. Управление процессом искривления разведочных скважин малых диаметров. Автореф. докт. дис. М.: МГРИ,1986.
29. Воробьёв Г.А. Оптимизация работы сжатой зоны бурильной колонны. Автореф. дис. канд. техн. наук. -М., 1984.
30. Новиков Г.П., Буглов Н.А., Новожилов Б.А., Воробьёв Г.А., Козловский А.Е., Карпиков А.В. Основные принципы оптимизации параметров нижней части бурильной колонны при алмазном бурении геологоразведочных скважин в анизотропных породах. - М., 1990. С. 71.: ил. - Техн. и технол. и орг. геол. - развед. работ. Обзор/ВИЭМС. -Библиогр.: С. 69-71. (36 назв.).
31. Кодзаев Ю.В. Разведка месторождений твёрдых полезных ископаемых многоствольными горизонтальными скважинами. -М.: Недра, 1989. 200 с.: ил.
32. Крикшюнас В.П., Щербаков М.Н. Исследование потерь осевой нагрузки при бурении ССК горизонтальных скважин вследствие трения колонны бурильных труб об их стенки.// Исследование технологии и техники бурения ССК и повышение эффективности их внедрения. - Л.: ВИТР, 1988. С. 15-25.
33. Блинов Г.А., Щербаков М.Н., Крикшюнас В.П. Комплекс инструмента для бурения горизонтальных скважин ССК. - Разведка и охрана недр, 1986. №11. С. 32-35.
34. Погарский А.А., Чефранов К.А., Шишкин О.П. Оптимизация процессов глубокого бурения. -М.: Недра, 1981. 296 с.

35. Козловский Е.А., Питерский В.М., Комаров М.А. Кибернетика в бурении. - М.: Недра, 1982. 298с.
36. Вудс Г., Лубинский А. Искривление скважин при бурении. - М.: Гостоптехиздат, 1960. 162с.
37. Султанов Б.З. Управление устойчивостью и динамикой бурильной колонны. -М.: Недра, 1991. 208с.
38. Бать М.И., Джанелидзе Г.Ю., Кельзон А.С. Теоретическая механика в примерах и задачах. Т. 2. - М.: Наука, 1972. С. 624.
39. Новитченко В.И. К вопросу об искривлении скважин.//Разведка недр, 1935. №13. С. 33-35.
40. Лиманов Е.Л. Страбыкин И.Н., Елизаров М.И. Направленное бурение геологоразведочных скважин. - М.: Недра, 1978. 221 с.
41. Сулакшин С.С., Калинин А.Г., Спиридонов В.И. Техника и технология направленного бурения скважин. - М.: Недра, 1967.
42. Калинин А.Г. Искривление скважин. -М.: Недра, 1974. 304 с.
43. Основы и практика управления трассой скважин с помощью гидроударников. Методическое руководство./Музапаров М.Ж., Скобочкин Б.Е., Абдильдинов К.Н. и др. - Алма-Ата: КазИМС, 1980. 55 с.
44. Музапаров М.Ж. Что такое "оптимальный диаметр" и как на его основе прогнозировать направление искривления скважины.// Техника и технология разведочного бурения. Алма-Ата: КазИМС, 1980. С.81-88.
45. Музапаров М.Ж., Скобочкин Б.Е. Методы сохранения прямолинейности скважин с помощью гидроударников Г-7 и ГВ-5.//Техника и технология разведочного бурения. Алма-Ата: КазИМС, 1980. С.77-81.
46. Музапаров М.Ж., Эрендженев С.Д., Смагулов Б.Р. Опыт выполаживания скважин с помощью гидроударников - Алма-Ата: КазНИИТИ, 1983. 6 с.
47. Музапаров М.Ж. Комплекс технологических методов управления зенитным искривлением скважин. - Алма-Ата: КазИМС, 1985. 8 с. с ил.
48. Музапаров М.Ж. Новая система управления трассой скважин. - Алма-Ата: КазИМС, 1988. 6 с.
49. Музапаров М.Ж., Донбаев Д.Д., Пеща В.В. и др. Технология управления зенитным искривлением скважин диаметром 76 мм при бурении гидроударни-

ками Г-7, Г-76У и комплексом КССК-76 (методическое руководство). - Алма-Ата, 1988. 19с.

50. Музапаров М.Ж., Дюзбаев Д.И., Донбаев Д.Д. и др. Автоматизированное проектирование и технология управления трассой скважин при бурении комплексом ССК-59 (методическое руководство). - Алма-Ата, 1988. 33 с.

51. Музапаров М.Ж., Бакиров А.Е. Сервисная технология управления трассой скважин (методическое руководство). - Алма-Ата, 1988. 44 с.

52. Музапаров М.Ж. Технология стабилизации и изменения зенитного угла в условиях естественного искривления скважин.//Материалы Всесоюзной научно-технической конференции "Направленное бурение геологоразведочных скважин". - Чита, 1989. С. 56-64.

53. Музапаров М.Ж., Бакиров А.Е., Стеблов Б.Е. и др. Управление трассой скважин по бесклиновой технологии. - М.: ВИЭМС, 1989. 7 с.

54. Музапаров М.Ж., Березюк А.М. Регулирование трассы скважин при высокооборотном бурении по бесклиновой технологии. - М.: ВИЭМС, 1989. 4 с.

55. Музапаров М.Ж., Дюзбаев Д.И. Бурение направленных скважин ССК-59 по бесклиновой технологии. - М.:ВИЭМС, 1989. 5 с.

56. Музапаров М.Ж., Тесленко А.И., Пеша В.В. и др. Бурение сверхглубокой скважины по бесклиновой технологии. - М.: ВИЭМС, 1989. 5 с.

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

58. Музапаров М.Ж. Технологические методы управления трассой скважин.//Разведка и охрана недр, 1983. №10. С. 37-40.

59. Музапаров М.Ж. Теоретические основы разработки технологических параметров направленного бурения скважин с применением компоновок гидродарных и пневмоударных машин. Дис. на соиск. уч. степ. докт. техн. наук. - Караганда: Фонды КарПТИ, 1994.

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

61. Атлас рабочих палеток трасс направленных скважин М 1:2000. Части 1-3 / Музапаров М.Ж., Музапарова Г.М. - Алма-Ата, НПК "Зенит", 1990. 124 с.

62. Атлас рабочих палеток трасс направленных скважин М 1:2000. Части 4-5 / Музапаров М.Ж., Музапарова Г.М. - Алма-Ата, НПК "Зенит", 1990. 92 с.
63. Атлас рабочих палеток трасс направленных скважин М 1:5000. Части 2-3 / Музапаров М.Ж., Музапарова Г.М. - Алма-Ата, НПК "Зенит", 1990. 125 с.
64. Атлас рабочих палеток трасс направленных скважин М 1:5000. Части 4-5 / Музапаров М.Ж., Музапарова Г.М. - Алма-Ата, НПК "Зенит", 1990. 102 с.
65. Мельничук И.П. Бурение направленных скважин малого диаметра.- М., Недра, 19с.
66. Определение длины полуволны бурильной колонны в наклонно направленной скважине. Методическое руководство-/ Музапаров М.Ж. - Алматы, КазНТУ, 1998. С. 1-23.
67. Музапаров М.Ж. Управление искривлением скважин. Учебное пособие.- Алматы, КазНТУ, 2000. С. 1-101.

СОДЕРЖАНИЕ

Принятые термины, определения и обозначения.....	3
Введение.....	6
1. Состояние вопроса.....	7
2. Общая математическая модель стабилизирующей длины колонкового набора.....	29
2.1. Основные принципы формирования модели.....	29
2.2. Форма изогнутой бурильной колонны.....	31
2.3. Критические условия.....	33
2.4. Определение длины нижней полуволны.....	34
2.5. Примеры расчёта длины полуволны бурильных колонн.....	35
2.5.1. Расчёт длины полуволны утяжелённых бурильных труб УБТ-178.....	35
2.5.2. Расчёт длины полуволны бурильных труб СБТ-54.....	41
2.5.3. Расчёт длины полуволны бурильной колонны <i>NO</i> (Лонгир, США).....	42
2.5.4. Расчёт длины полуволны бурильной колонны <i>BO</i> (Лонгир, США).....	43
2.6. Стабилизирующая длина колонкового набора.....	48
2.7. Примеры расчёта стабилизирующей длины колонкового набора	64
2.7.1. Расчёт стабилизирующей длины колонкового набора ССК-59.....	64
2.7.2. Расчёт стабилизирующей длины колонкового набора при вращатель- но-ударном бурении гидроударником Г-76В	66
2.7.3. Расчёт стабилизирующей длины колонкового набора при вращательно-ударном бурении гидроударником Г-59В.....	69
2.7.4. Расчёт стабилизирующей длины колонкового набора <i>NO</i>	71
3. Управление искривлением скважин на основе стабилизирующей длины колонкового набора.....	74

3.1. Выполаживание скважин с применением колонкового набора длиной, превышающей стабилизирующую.....	74
3.2. Сохранение или стабилизация зенитного угла скважины с применением колонкового набора длиной, равной стабилизирующей.....	82
3.3. Выкручивание скважин с применением колонкового набора длиной, меньше первой стабилизирующей.....	84
4. Математическая модель интенсивности зенитного искривления скважин.....	88
5. Оптимизация процесса и прогнозирование зенитного искривления скважин на основе номограмм.....	96
5.1. Комплекс технологических методов управления зенитным искривлением.....	96
5.2. Проверка адекватности математических моделей зенитного искривления скважин.....	112
6. Технологические методы управления искривлением скважин.....	126
6.1. Технология направленного бурения высокочастотными машинами.....	126
6.2. Комплекс технологических методов управления зенитным искривлением скважин компоновками и снарядами со съёмным кернаприёмником.....	133
7. Автоматизированное проектирование трасс направленных скважин.....	145
Заключение.....	152
Список литературы.....	155
Содержание.....	160
Приложение А. Номограммы стабилизирующей длины колонкового набора при вращательном и вращательно-ударном бурении.....	163
Приложение Б. Номограммы интенсивности зенитного искривления скважин при ударно-вращательном бурении	171
Приложение В. Результаты идентификации входных и выходных параметров бесклиновой технологии управления зенитным искривлением скважин на месторождениях России, Украины и Казахстана.....	177

Приложение Г. Палетки для проектирования трасс направленных скважин снарядами ССК-59 на основе методики бесклиновой технологии.....196

Приложение А

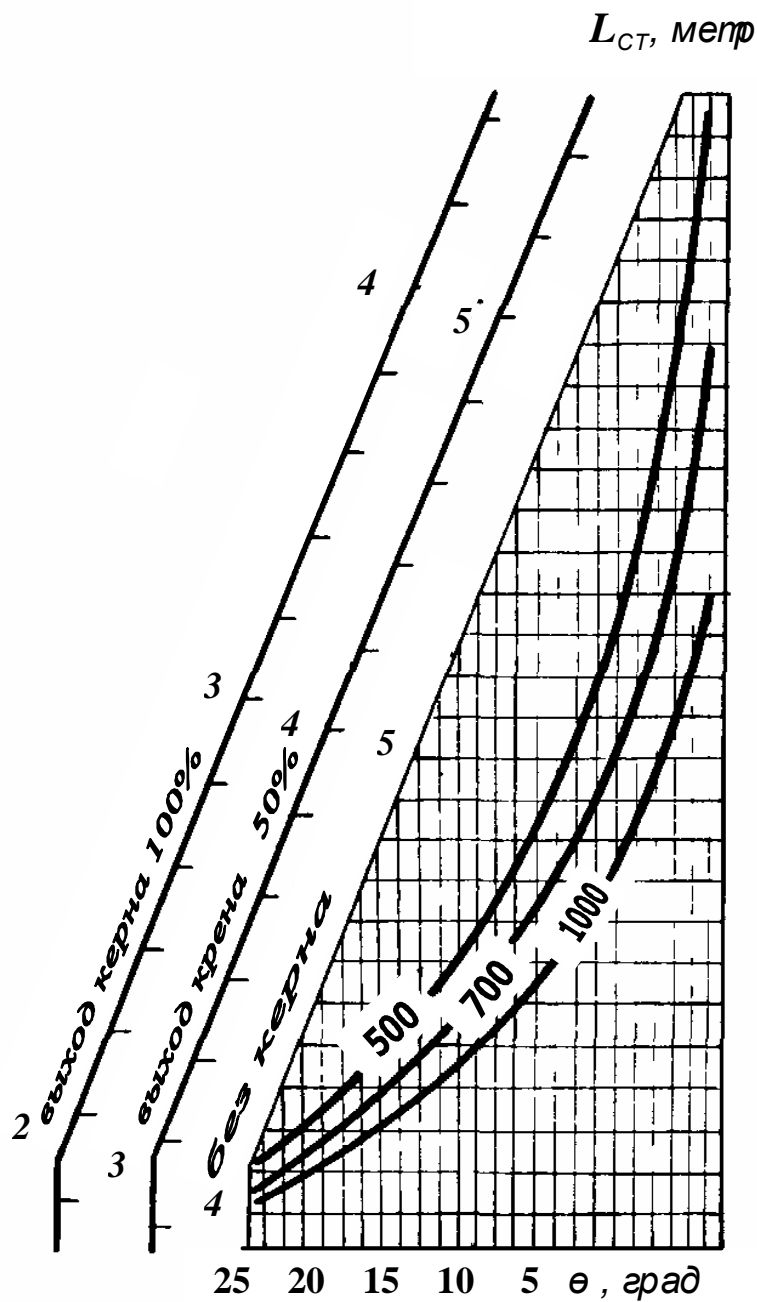


Рис. А.1. Номограмма стабилизирующей длины L_{CT_1} колонкового набора диаметром 108 мм при вращательном бурении скважин диаметром 112 мм с нижней свечой СБТ-50 (осевая нагрузка 500...1000 даН, $\gamma = 2700$ даН/м³)

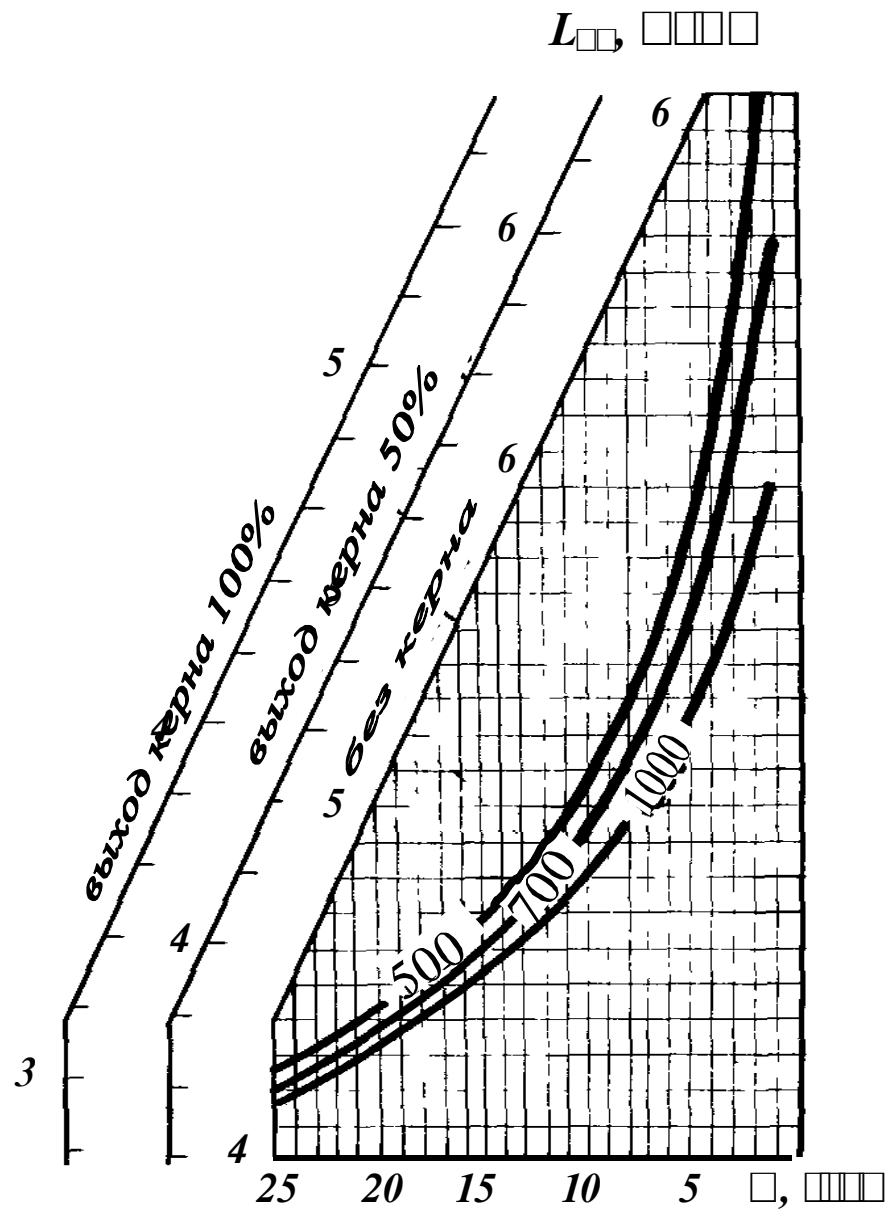


Рис. А.2. Номограмма стабилизирующей длины L_{ct_1} колонкового набора диаметром 89 мм при вращательном бурении скважин диаметром 93 мм с нижней свечой СБТ-50 (осевая нагрузка 500...1000 даН, $\gamma = 2700 \text{ даН/м}^3$)

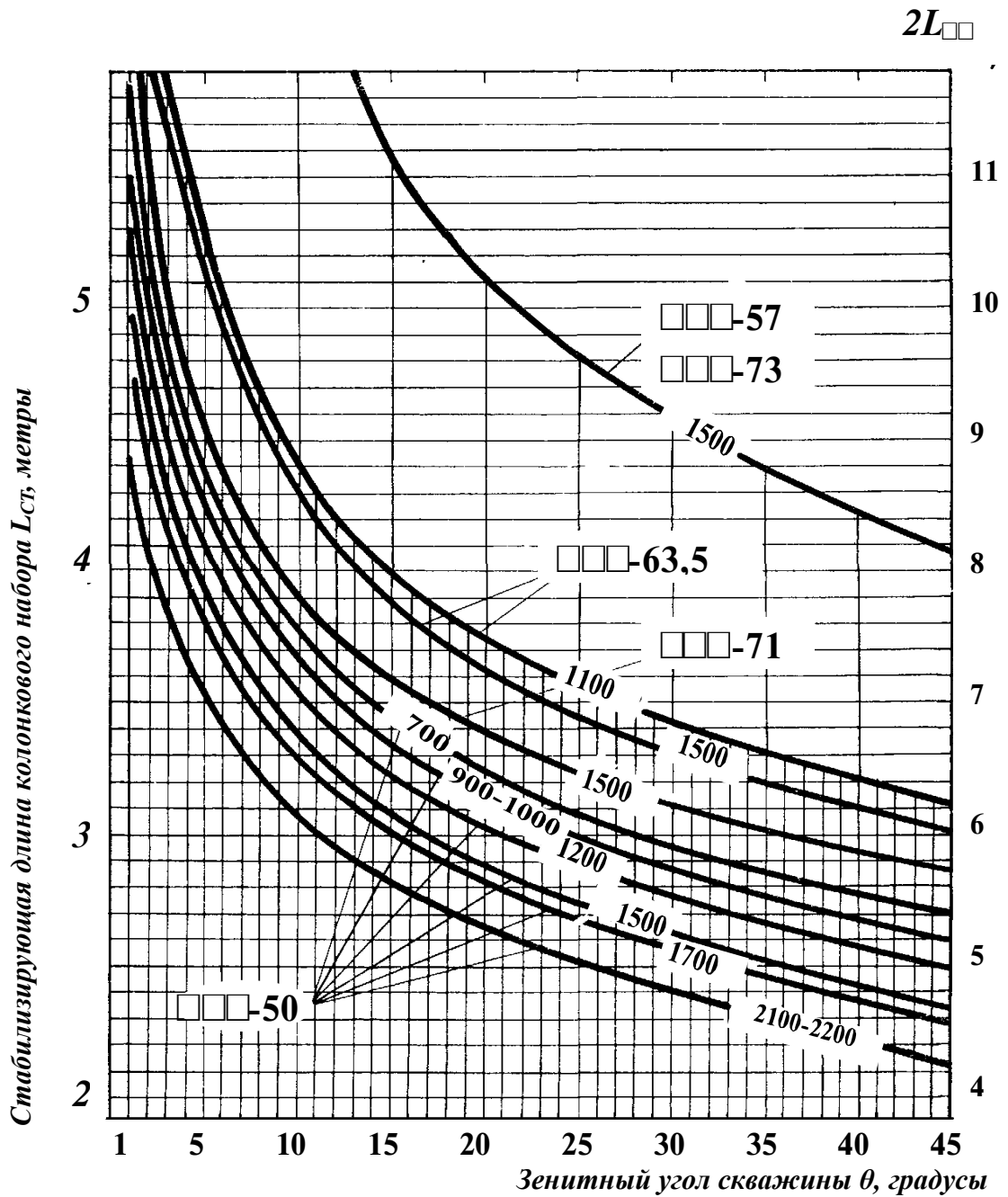


Рис. А.3. Номограмма стабилизирующей длины $L_{ст}$ колонкового набора диаметром 73 мм при вращательном бурении скважин диаметром 76 мм с нижней свечой УБТ-73; УБТ-57; ТБС-71; СБТ-63,5; СБТ-50 (осевая нагрузка 700...2200 даН, $\kappa_{в.к.}=0,7$, $\gamma = 2700 \text{ даН/м}^3$)

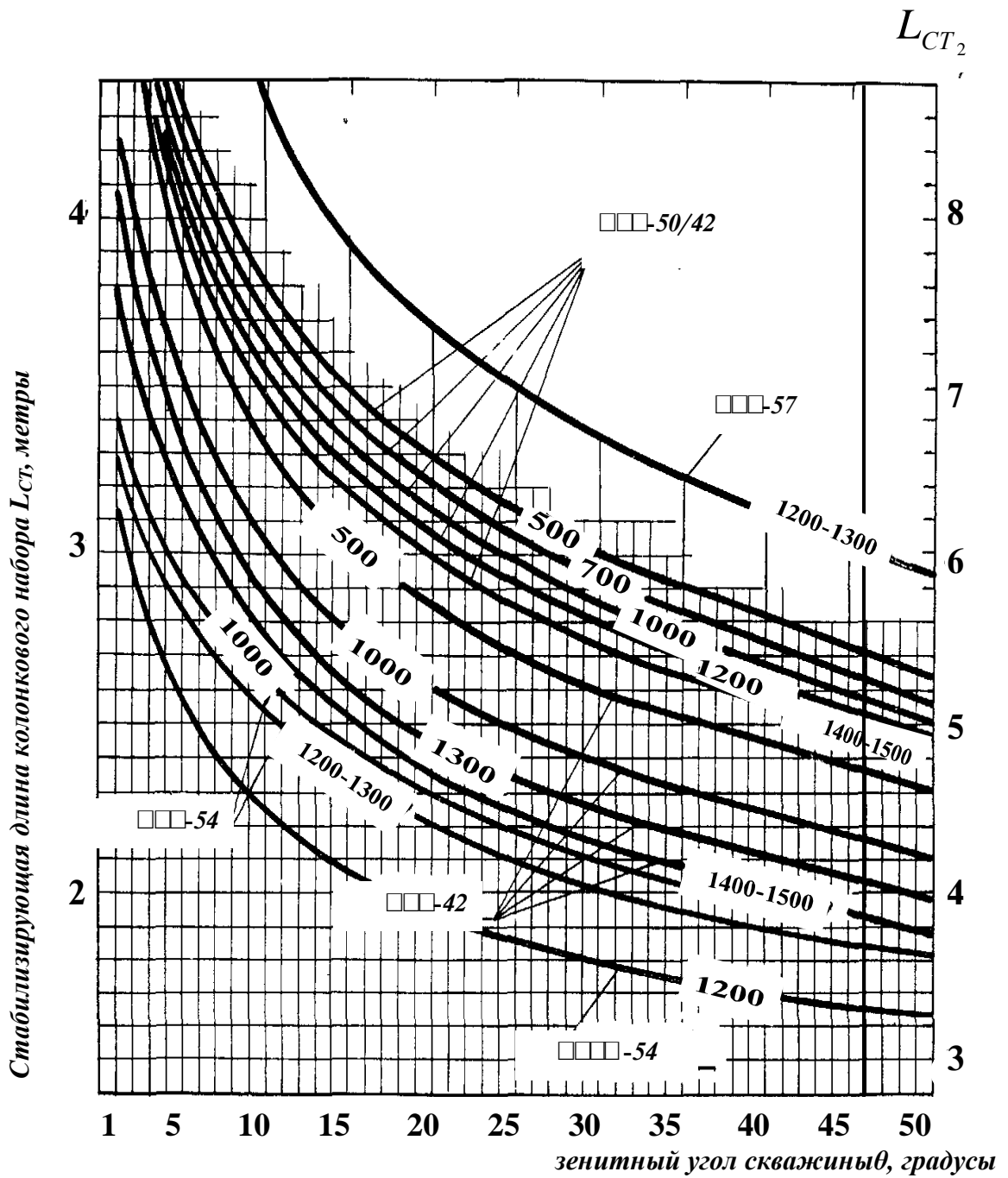


Рис. А.4. Номограмма стабилизирующей длины $L_{ст_1}$ и $L_{ст_2}$ колонкового набора диаметром 57 мм при вращательном бурении скважин диаметром 59 мм с нижней свечой СБТ-50/42; СБТ-54; ЛБТ-54; УБТ-57 и СБТ-42 (осевая нагрузка 500...1500 даН; $\kappa_{в.к.}=0,7$; $\gamma = 2700 \text{ даН/м}^3$)

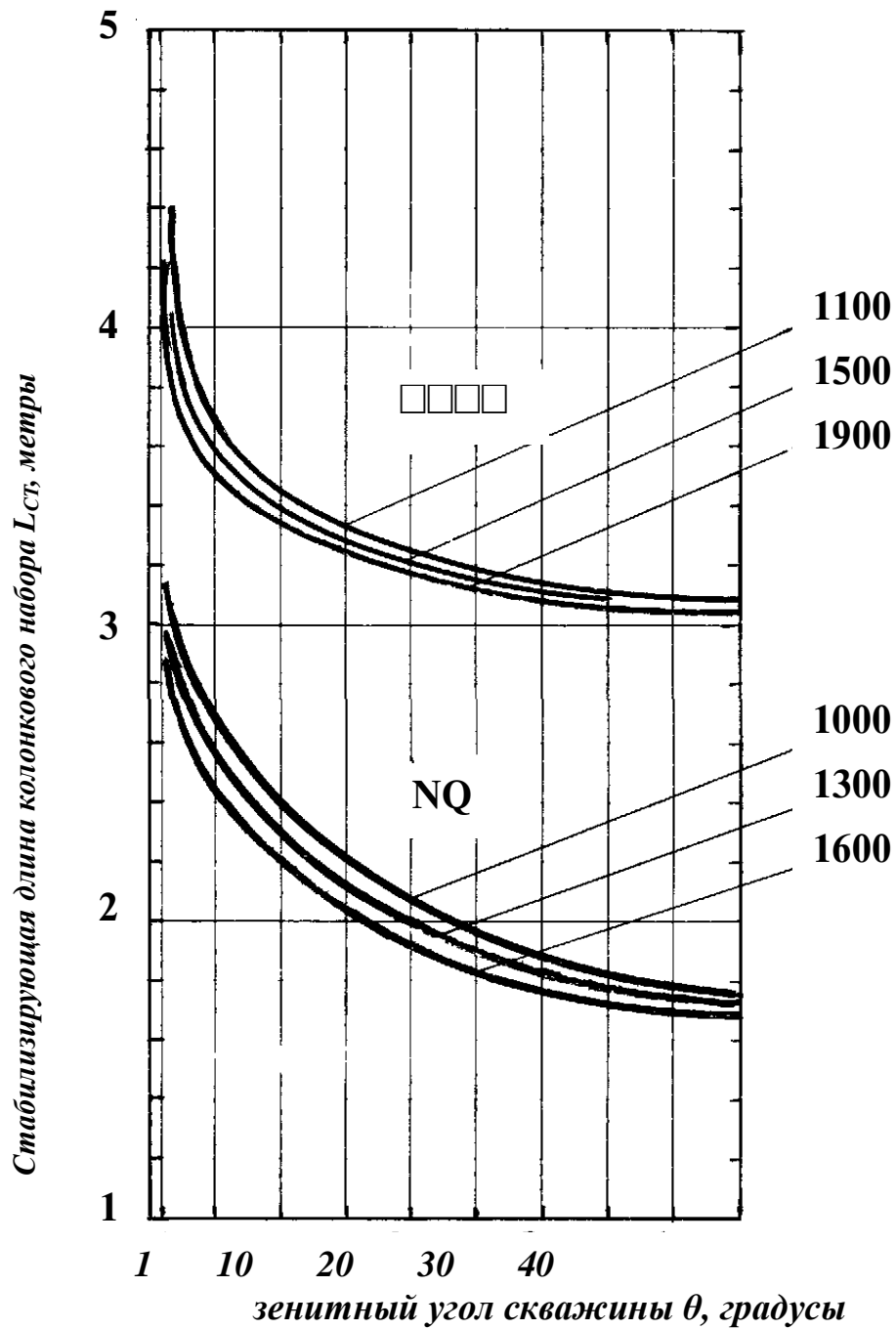


Рис. А.5. Номограмма стабилизирующей длины $L_{ст}$ колонкового набора при вращательном бурении скважин комплексами КССК-76 и NQ (осевая нагрузка 1000...1200 даН; $\gamma = 2700$ даН/м³)

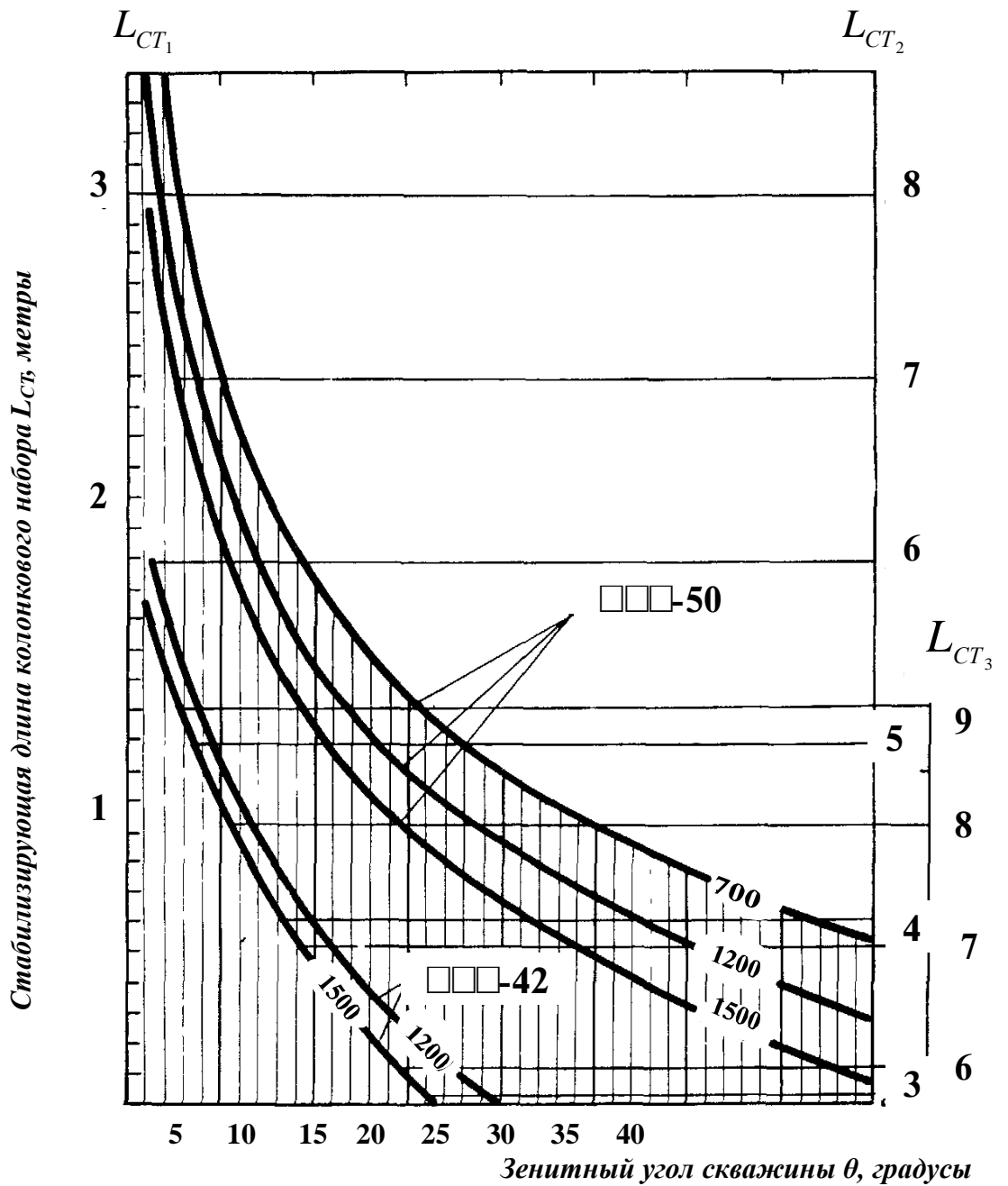


Рис. А.6. Номограмма стабилизирующей длины L_{ST_1} , L_{ST_2} и L_{ST_3} колонкового набора диаметром 76 мм при вращательно-ударном бурении скважин гидроударниками Г-76В с нижней свечой СБТ-50 и СБТ-42 (осевая нагрузка 700...1500 даН; $\kappa_{в.к.}=0,7$; $\gamma = 2700 \text{ даН/м}^3$)

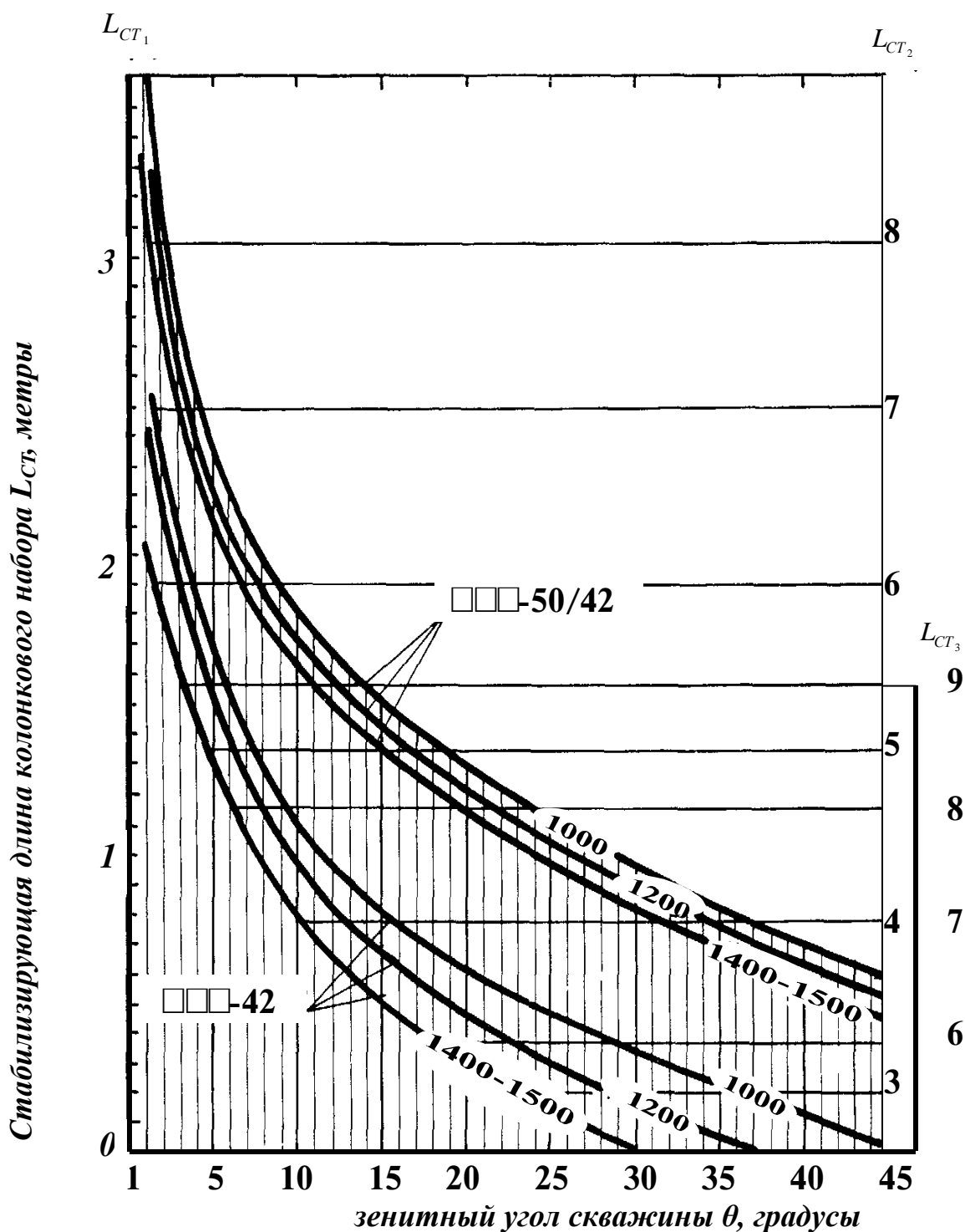


Рис. А.7. Номограмма стабилизирующей длины $L_{ст1}$, $L_{ст2}$ и $L_{ст3}$ колонкового набора диаметром 57 мм при вращательно-ударном бурении скважин гидроударниками Г-59В и ГВ-6 с нижней свечой СБТ-50/42 и СБТ-42

(осевая нагрузка 1000...1500 даН; $\kappa_{в.к.}=0,7$; $\gamma = 2700 \text{ даН/м}^3$)

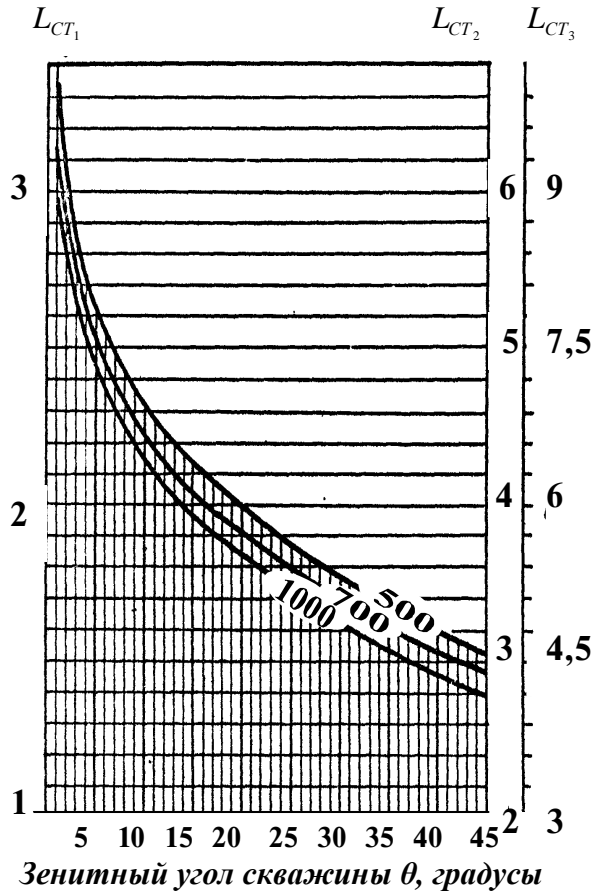


Рис. А.8. Номограмма стабилизирующей
 длины L_{CT_1} , L_{CT_2} и L_{CT_3} колонкового
 набора диаметром 57 мм при
 вращательном бурении
 скважин комплексами со съёмным
 кернаприёмником ССК-59
 (осевая нагрузка 500...1000 даН;
 $\gamma = 2700 \text{ даН/м}^3$)

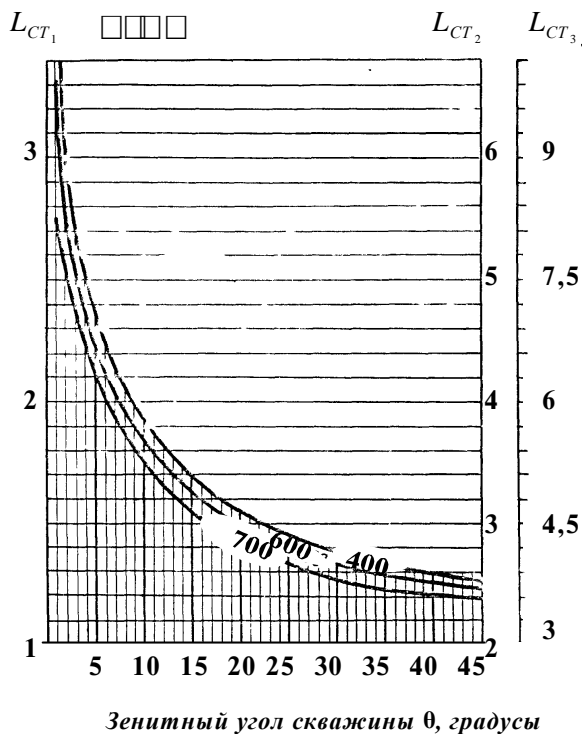


Рис. А.9. Номограмма стабилизирующей
 длины L_{CT_1} , L_{CT_2} и L_{CT_3} колонкового
 набора диаметром 44 мм при
 вращательном бурении
 скважин комплексами со съёмным
 кернаприёмником ССК-46
 (осевая нагрузка 400...700 даН;
 $\gamma = 2700 \text{ даН/м}^3$)

Приложение Б

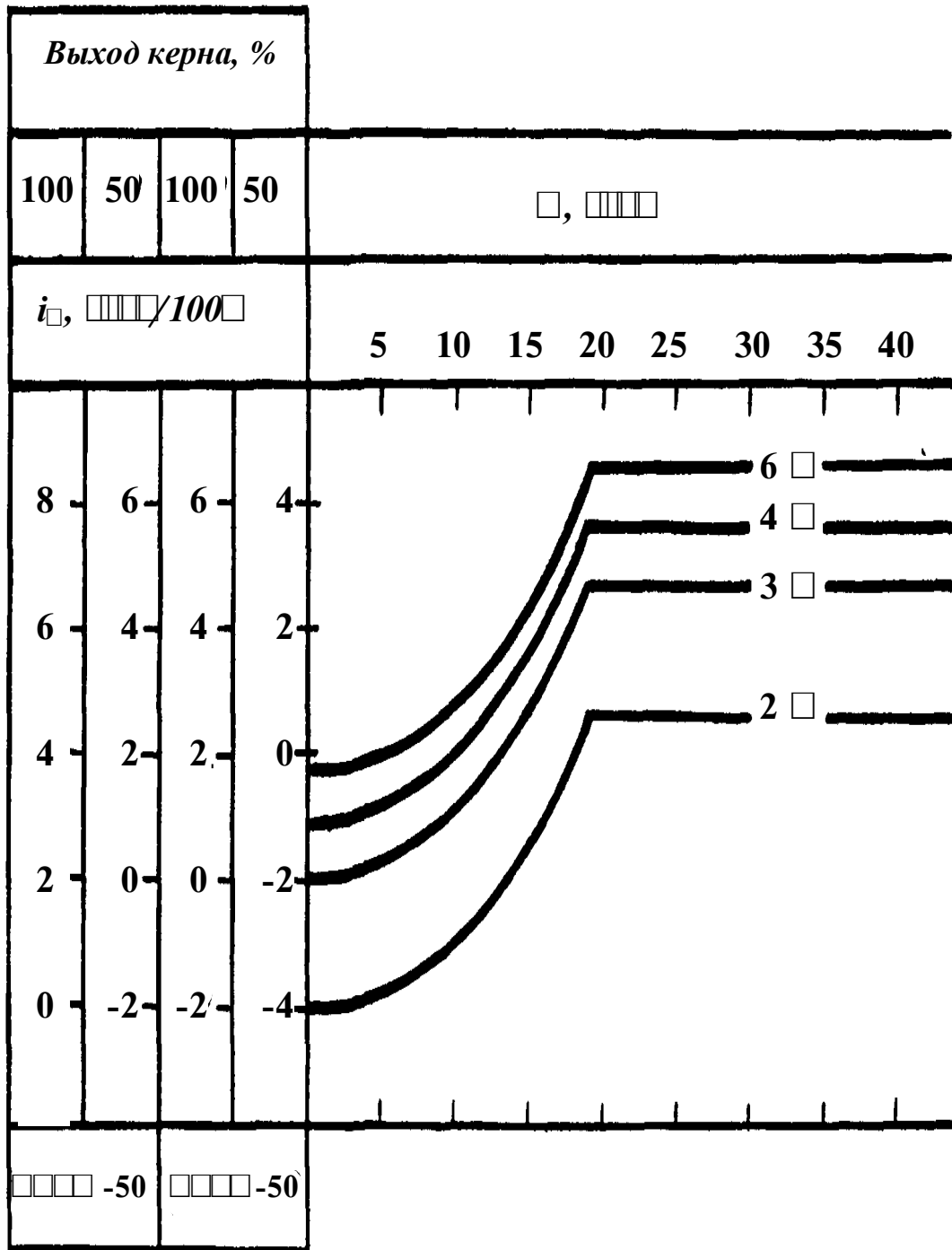


Рис. Б.1. Номограмма интенсивности зенитного искривления скважины при бурении гидроударной машиной Г-7 с нижней свечой СБТМ-50 и СБТН-50

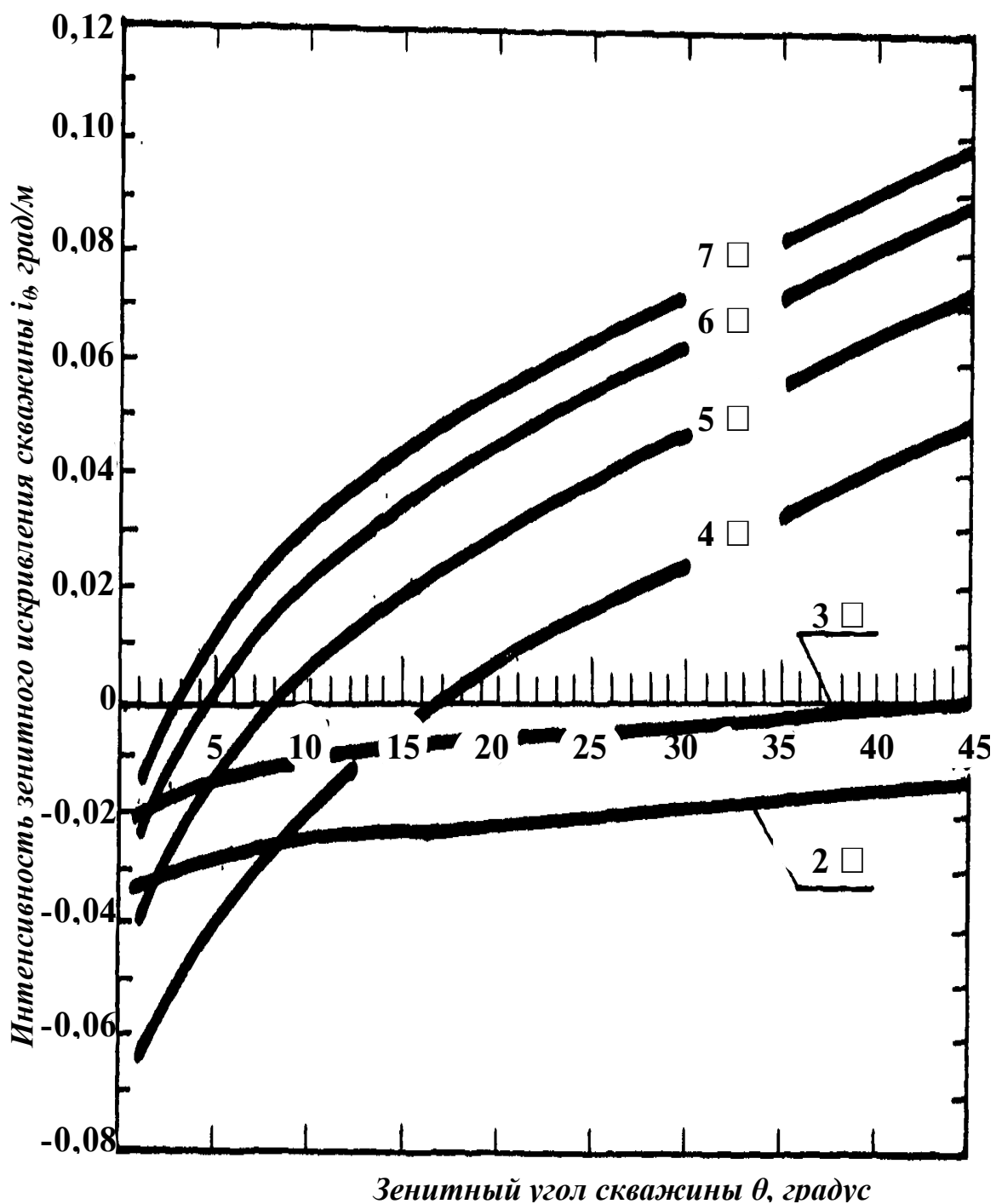


Рис. Б.2. Номограмма интенсивности зенитного искривления скважины при бурении пневмоударной машиной РП-130 с нижней свечой СБТ-50 (осевая нагрузка 300...400 даН)

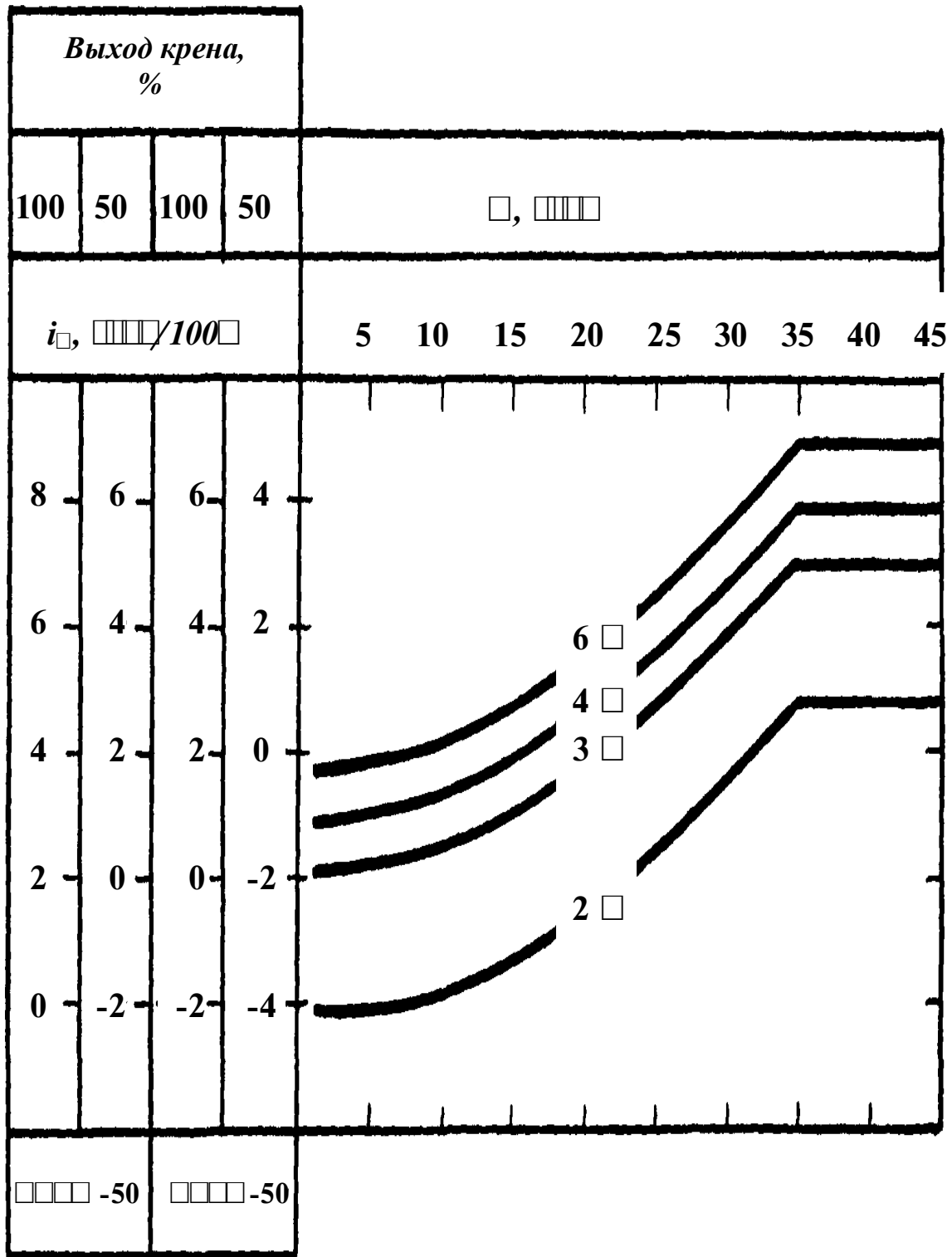


Рис. Б.3. Номограмма интенсивности зенитного искривления скважины при бурении гидроударной машиной Г-76У с нижней свечой СБТМ-50 и СБТН-50

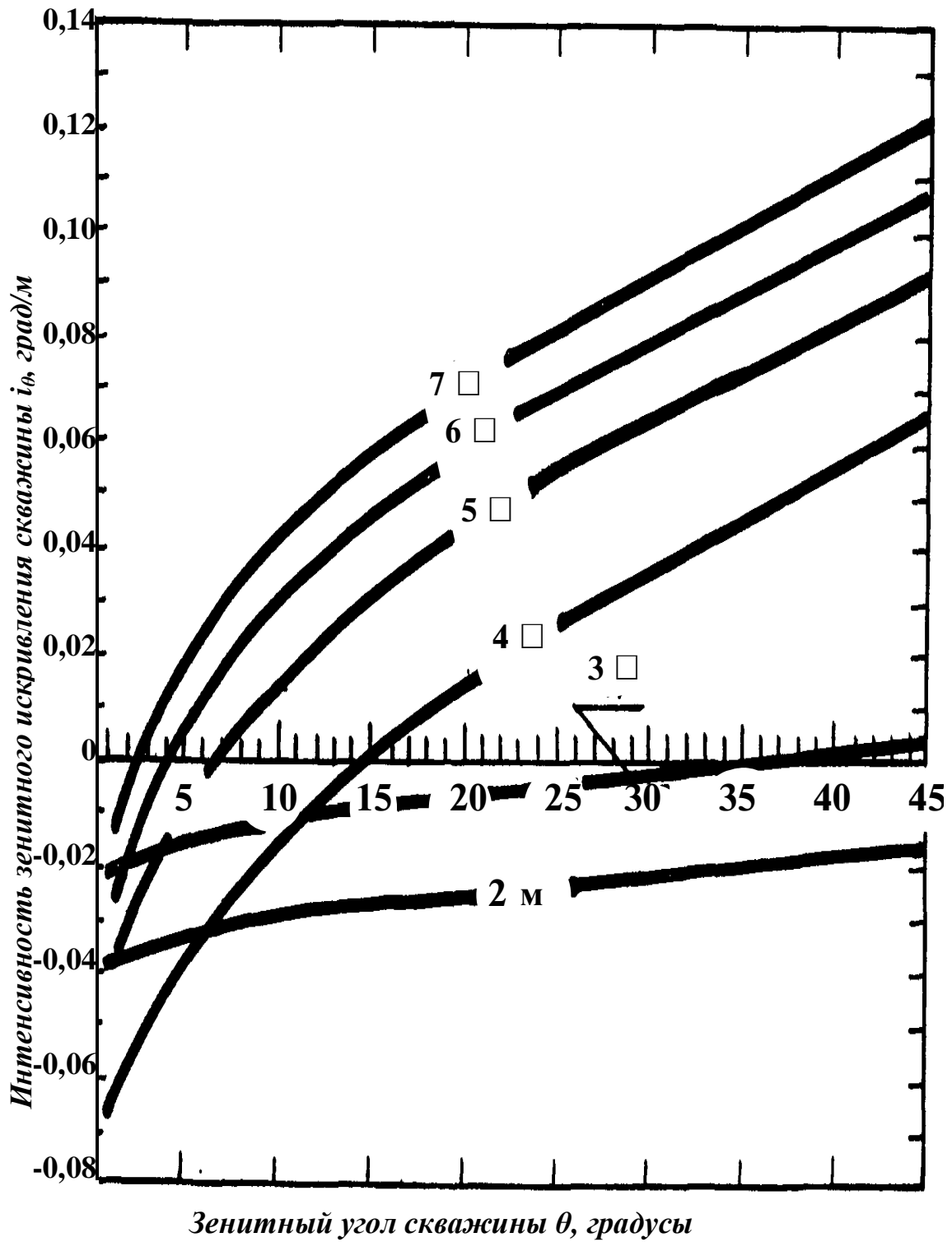


Рис. Б.4. Номограмма интенсивности зенитного искривления скважины при бурении пневмоударной машиной РП-111 с нижней свечой СБТ-50 (осевая нагрузка 200...300 даН)

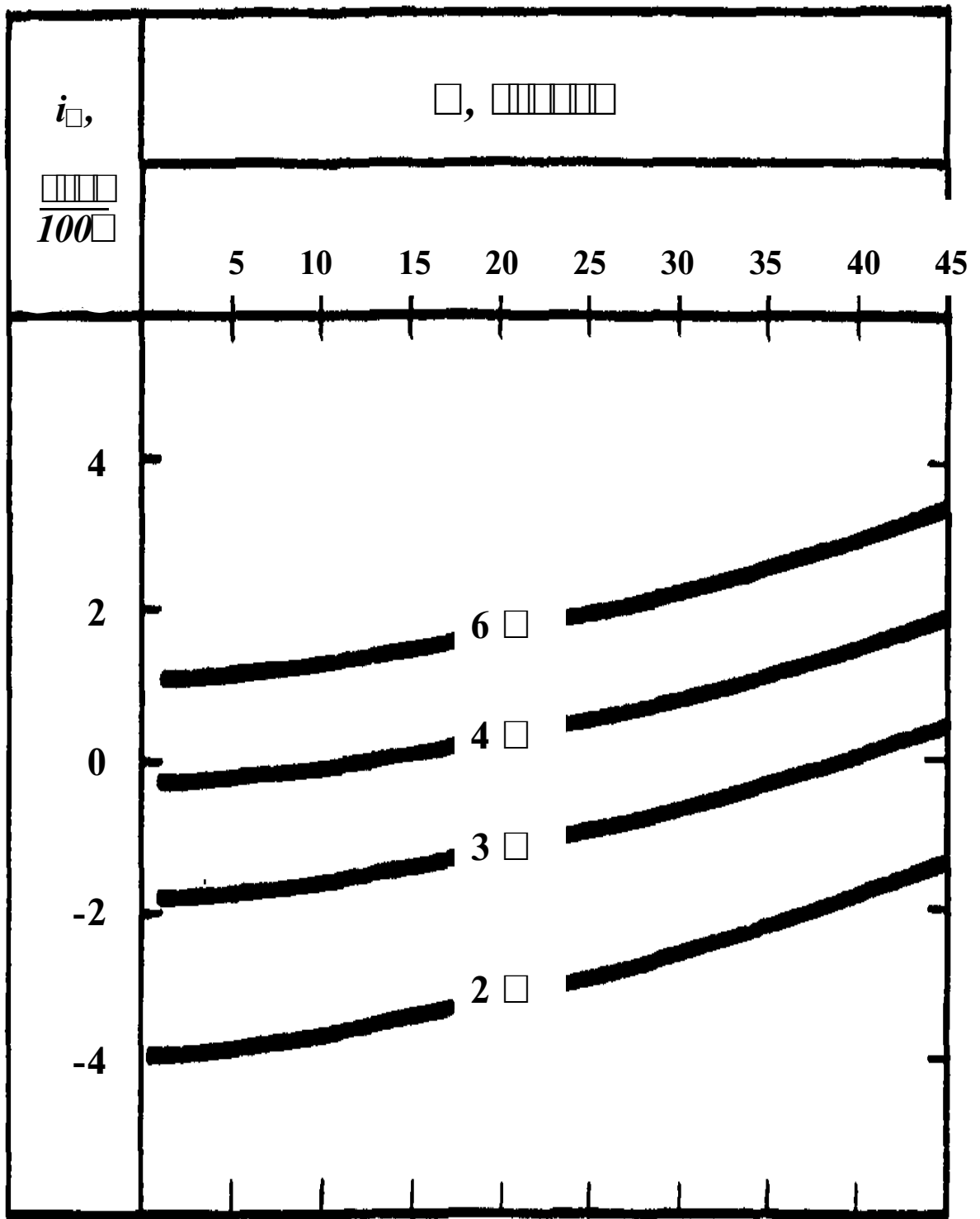


Рис. Б.5. Номограмма интенсивности зенитного искривления скважины при бурении гидроударными машинами Г-7 и Г-76У с нижней свечой СБТН-63,5

Продолжение прил. Б

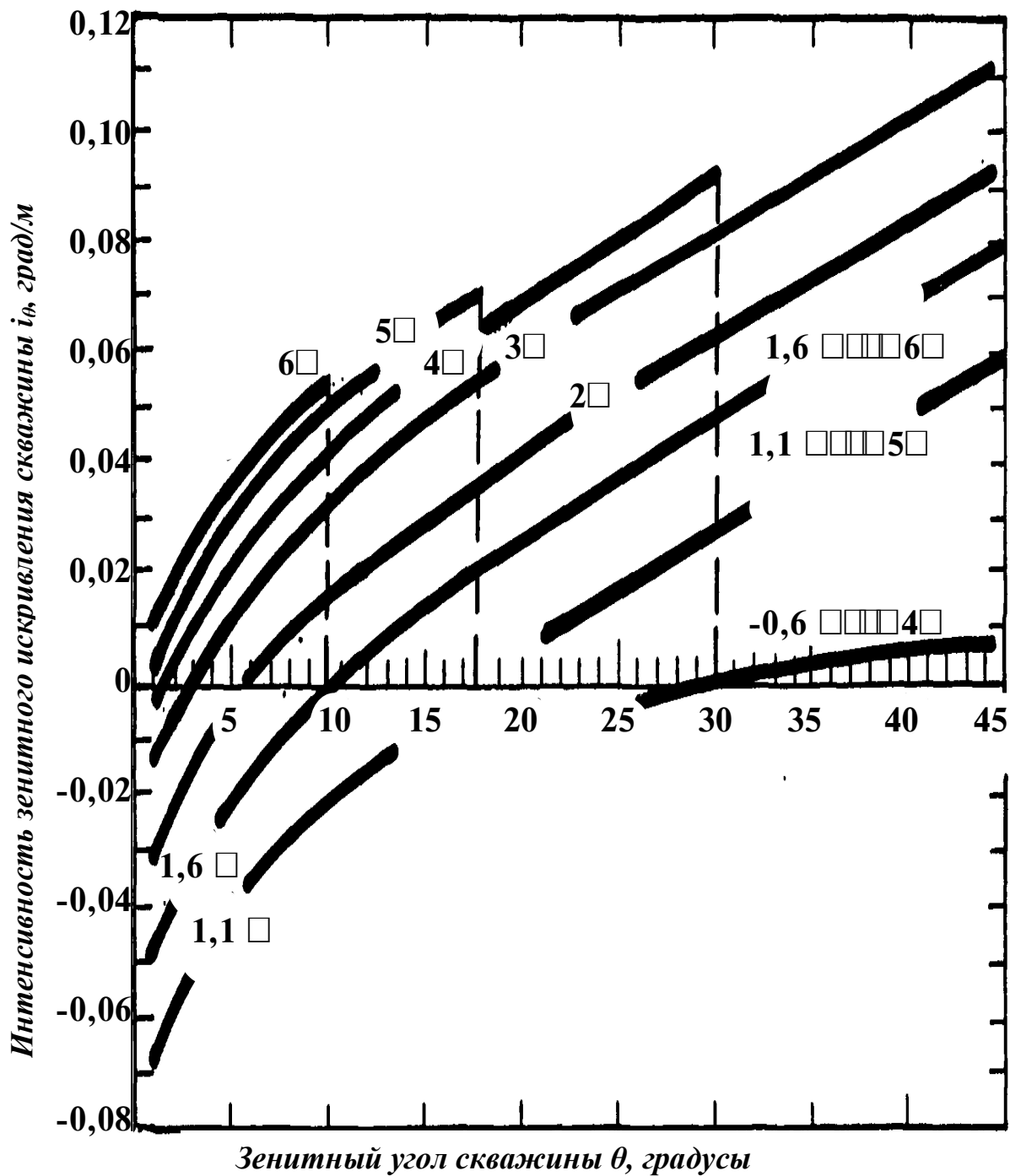


Рис. Б.6. Номограмма интенсивности зенитного искривления скважины при бурении пневмоударной машины РП-94 с центратором длиной 1,8 м и нижней свечой СБТ-50 (осевая нагрузка 900 даН)

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Результаты поинтервальной идентификации входных и выходных параметров бесклиновой технологии управления зенитным искривлением скважин на месторождениях России, Украины и Казахстана

Индекс технологии (пример)	76:	Г-76В:	СБТН-50:	1200...1500:	≥550:	<i>L</i>
	Диаметр скважины, мм	Способ или вид бурения	Нижняя свеча	Осевая нагрузка, даН	Частота вращения, мин	Длина набора (см. столб. 2)

Номер скважины	Длина колонкового набора <i>L</i> , м	Интервал бурения, метры			Диапазон углов искривления, град			Интенсивность зенитного искривления скважины, град/м	
		от	до	все-го	от	до	все-го	фактическая	по номограмме
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

ПГО "Степгеология" (Россия-Казахстан)

Месторождение Косачиное, Северный Казахстан

ГРЭ-92

76: КССК-76: 1100...1400: ≥550: <i>L</i> _{КССК-76}									
СГ-1Т	6,81	30,0	360,0	330,0	3,0	4,0	1,0	0,003	0
76: КССК-76: 1500...1900: ≥550: <i>L</i> _{КССК-76}									
СГ-1Т	6,81	360,0	560,0	200,0	4,0	18,0	14,0	0,070	0,07
СГ-1	6,81	1670,0	1770,0	100,0	10,5	17,2	6,7	0,067	0,07
76: Г-7: СБТМ-50: 250...300: <100: <i>L</i> ₇₀									
3852	4,5...6,0	60,0	740,0	680,0	2,6	14,3	11,7	0,017	0,020
СГ-1	2,9...3,5	245,0	391,1	146,1	2,6	4,5	1,9	0,013	0,010
76: Г-7: СБТН-50: 250...300: <100: <i>L</i> ₇₀									

СГ-1	2,9	391,1	439,8	48,7	4,5	3,7	-0,8	-0,016	-0,013
		76: Г-7: СБТН-63,5: 250...300: <100: L_{70}							
СГ-1	3,2	439,8	570,0	130,2	3,7	3,0	-0,7	-0,005	-
		0,015*)							
		610,0	731,5	121,5	5,3	6,0	0,7	0,006	0

*) здесь и далее – расхождение фактической интенсивности от расчётной, превышающее $\pm 0,01$ град/м

Продолжение прил. В

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
---	---	---	---	---	---	---	---	---	----

		76: Г-76У: СБТН-63,5: 250...300: <100: L_{70}							
СГ-1	2,9...4,0	731,5	1244,0	512,5	6,0	10,6	4,6	0,009	0,01
		76: Г-76В: СБТН-63,5: 1200...1500: <500: L_{73}							
СГ-1	4,2	1244,0	1255,3	11,3		10,8	0,2	0,018	0,02
		10,6							
		76: Г-7: УБТ-73: 1200...1500: <500: L_{73}							
СГ-1	2,3...2,8	1341,7	1455,2	113,5	9,1	9,0	-0,1	-0,001	-0,005
		76: Г-7: СБТН-63,5: 1200...1500: ≤ 250 : L_{73}							
СГ-1	3,6...3,7	1255,3	1271,0	15,7	10,8	10,4	-0,4	-0,013	-0,01
СГ-1	2,8	1271,0	1341,7	70,7	10,4	9,1	-0,7	-0,010	-0,01
СГ-1	6,8...7,7	1455,2	1467,3	12,1	9,0	9,3	0,3	0,025	0,02
		Итого: 3 скважины – 2462,4 м							
		сходимость – 2332,2 м – 94,7 %							
		расхождение – 130,2 м – 5,3 %							

ПГО “Кировгеология” (Россия-Украина)

ГРЭ-37 (Кировоградская область)

59: СБТ-54: 1200...1500: ≥ 800 : L_{57}

2816	6,6	155,5	175,9	20,4	9,75		0,5	0,024	0,022
		10,25							
	9,5	175,9	202,7	26,8	10,25	11,5		0,046	0,040
		1,25							
	9,5	246,0	578,7	332,7	12,7	19,3	6,5	0,019	0,022
	14,3	648,5	712,0	63,5	22,0	24,0	2,0	0,031	0,040
2816- II	9,4	600,0	712,8	112,8	48,5	50,5	2,0	0,018	0,020

	14,4	712,8	740,0	17,2	50,5	51,5	1,0	0,058	0,060
2816-III	9,5	407,9	510,6	102,7	22,5		2,75	0,027	0,030
						25,25			
	14,4	539,5	640,6	101,1	31,0	36,0	5,0	0,049	0,045
2737	12,8	110,0	130,0	20,0	16,5	16,5	0	0	0
	3,5	71,0	110,0	39,0	15,5	16,5	1,0	0,026	0,026
ГРЭ-47 (Кировоградская область)									
1-87	8,2	500,0	571,7	71,7	17,1	17,7	0,6	0,008	0,006
1158	7,3	120,0	240,0	120,0	6,2	8,1	1,9	0,016	0,01
ГРЭ-47 (Кировоградская область)									
59: СБТН-42: 1000...1300: ≥ 800 : L_{57}									
1-87	8,2	571,7	679,6	107,9	17,7	15,8	-1,9	-0,017	0,003 ^{*)}
	7,9	679,6	728,4	48,8	15,8	15,8	0	0	0

Продолжение прил. В

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1158	7,3	270,8	401,1	130,3	6,0	7,0	1,0	0,008	0,006

Итого: 6 скважин – 1314,9 м
сходимость – 1207,0 м – 91,8 %
расхождение – 107,9 м – 8,2 %

ПГО “Севзапгеология” (Россия)

Месторождение Малиновая Варакка, Северная Карелия

(Северная геологическая экспедиция)

76: Г-76В: СБТМ-50: 1200...1500: < 500 : L_{73}

2300	3...3,4	5,0	244,0	239,0	39,0	23,0	-16,0	-0,067	-0,06
2334	3...3,4	5,0	200,0	195,0	36,0	23,5	-12,5	-0,064	-0,06
2357	3...3,4	5,0	125,0	120,0	41,5	36,5	-5,0	-0,042	-0,04
	3...3,4	200,0	240,0	40,0	37,0	35,0	-2,0	-0,050	-0,05
2399	5...5,5	5,0	133,6	128,6	38,0	34,25	-	-0,029	-0,02
						3,75			
2359	3...3,4	75,0	100,0	25,0	28,0	26,5	-1,5	-0,060	-0,05
2371	3,7...4,2	350,0	625,0	275,0	26,0	21,5	-4,5	-0,016	-0,02

76: Г-76В: УБТ-73: СБТМ-50: 1200...1500: < 500 : L_{73}

2399	4...8,0	316,3	540,0	223,7	27,5	21,5	-6,5	-0,029	-0,02
------	---------	-------	-------	-------	------	------	------	--------	-------

2375	4...4,3	125,0	200,0	75,0	36,5	37,0	0,5	0,007	0,01
2361	3...6,5	5,0	163,0	158,0	37,0	30,0	-7,0	-0,044	-0,04
2359	4...4,3	100,0	125,0	25,0	26,5	26,0	-0,5	-0,02	-0,03
2375	3,9...6,3	62,5	475,0	412,5	38,0	20,0	-18,0	-0,044	-0,05
2362	4,6...6,0	5,0	97,4	92,4	37,0	29,0	-8,0	-0,086	0*)
76: Г-76У: СБТМ-50: 200...300: <288: L_{70}									
2362	6,0	97,4	225,0	127,6	29,0	24,5	-4,5	-0,035	-0,03
2300	3,0	250,0	350,0	100,0	25,5	27,5	2,0	0,02	-
0,06*)									
2361	6,0	225,0	475,0	250,0	29,5	21,5	-8,0	-0,032	-0,03
59: ЛБТН-54: 1400...1600: ≥ 576 : L_{57}									
33	4,5...6,0	0	100,0	100,0	32,5	22,5	-10,0	-0,10	-0,12
	4,5...6,0	140,0	200,0	60,0	18,5	17,0	-1,5	-	-0,02
0,025									
59: ЛБТН-54: 1200...1400: ≥ 800 : $L_{ССК-59}$									
33	3,9	100,0	140,0	40,0	22,5	18,5	-4,0	-0,10	-
0,02*)									
59: ССК-59: 1400...1600: ≥ 576 : $L_{ССК-59}$									
	3,9	12,0	87,0	75,0	33,7	31,7	-2,0	-	-0,03
0,027									

Продолжение прил. В

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
		87,0	139,0	52,0	31,7	33,0	1,3	0,025	0,02
76: СБТ-50: 1000...1800: <500: L_{73}									
237	3,7...4,2	50,0	350,0	300,0	37,0	26,0	-11,0	-0,037	-0,04
1									
237	2,9	50,0	100,0	50,0	39,5	35,0	-4,5	-0,09	-0,10
3									
	5,5	298,1	353,3	55,2	31,5	29,0	-2,5	-	-0,05
0,045									
239	4,8...5,0	133,6	229,6	96,0	34,25	31,25	-3,0	-	-0,03
9								0,031	

8,5...9,2	229,6	316,3	86,7	31,25	27,5	-	-	-0,04
						3,75	0,043	

Итого: 12 скважин – 3401,7 м
сходимость – 3169,3 м – 93,2%
расхождение – 232,4 м – 6,8%

ПГО “Востказгеология” (Восточный Казахстан)

Лениногорская ГРЭ (месторождение Новолениногорское)

76: ГВ -5: СБТ-50/42: 1200...1300: ≥ 576 : L_{73}

154	11,9	376,0	584,5	208,5	8,5	15,0	6,5	0,031	0,03
2									

76: СБТ-50/42: 1200...1700: ≥ 576 : L_{73}

154	6,3	82,0	102,0	20,0	4,5	4,5	0	0	0,03*
2									

	10,5...11,	102,0	220,5	118,5	4,5	6,0	1,5	0,013	0,012
	6								

	7,0	220,0	237,0	16,5	6,0	7,0	1,0	0,06	0,04*
--	-----	-------	-------	------	-----	-----	-----	------	-------

	11,35	237,0	263,5	26,5	7,0	7,0	0	0	0
--	-------	-------	-------	------	-----	-----	---	---	---

	7,0	263,5	287,5	24,0	7,0	7,0	0	0	0
--	-----	-------	-------	------	-----	-----	---	---	---

	11,5	287,5	314,5	27,0	7,0	7,5	0,5	0,018	0,015
--	------	-------	-------	------	-----	-----	-----	-------	-------

	7,0	314,5	333,5	19,0	7,5	8,0	0,5	0,026	0,020
--	-----	-------	-------	------	-----	-----	-----	-------	-------

	12,0	333,5	376,0	42,5	8,0	8,5	0,5	0,012	0,020
--	------	-------	-------	------	-----	-----	-----	-------	-------

154	11,5...12,5	149,0	504,7	335,7	3,25	5,0		0,005	0,005
4							1,75		

	4,5	526,0	579,4	53,4	3,5	3,0	-0,5	-0,009	-0,010
--	-----	-------	-------	------	-----	-----	------	--------	--------

	9,7	579,4	600,7	21,3	3,0	3,0	0	0	0
--	-----	-------	-------	------	-----	-----	---	---	---

76: СБТ-50/42: 1200...1700: < 500 : L_{73}

154	5,1...5,5	600,7	686,1	85,4	3,0	4,5	1,5	0,017	0,020
4									

	9,0...9,3	686,1	757,7	71,6	4,5	6,5	2,0	0,028	0,026
--	-----------	-------	-------	------	-----	-----	-----	-------	-------

	4,3...5,3	757,1	1013,1	256,0	6,5	9,0	2,5	0,010	0,040
--	-----------	-------	--------	-------	-----	-----	-----	-------	-------

154	11,9	584,5	614,5	30,0	15,0	17,5	2,0	0,067	0,062
2									

	7,0	614,5	641,5	26,5	17,5	18,0	0,5	0,019	0,025
--	-----	-------	-------	------	------	------	-----	-------	-------

10,8 641,0 672,5 31,5 18,0 18,0 0 0 0,030*
)

Продолжение прил. В

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	7,0	672,5	699,0	26,5	18,0	17,0	-1,0	-0,04	0,030*)
1730	5,6	452,0	482,0	30,0	8,0	12,0	4,0	0,13	0,11
	3,0	482,0	509,0	27,0	12,0	7,5	-4,5	-0,16	-0,03
	4,3	509,0	523,0	14,0	7,5	7,5	0	0	0,02*)
	1,75...2,0	770,0	783,0	13,0	16,0	15,5	-0,5	-0,038	-0,04
1578	2,75	655,0	700,0	45,0	20,0	20,0	0	0	0
1577	2,85	600,0	615,0	15,0	10,5	10,5	0	0	-
									0,01*)
	5,60	615,0	736,0	121,0	10,5	9,5	-1,5	-0,01	-0,01
	3,6	736,0	750,0	14,0	9,0	7,5	-1,5	-0,11	0*)
1576	4,8...9,2	648,0	815,0	131,0	5,0	6,0	1,0	0,11	0,01
1727	1,8	785,0	800,0	15,0	32,0	30,0	2,0	-0,13	-0,10
a									
	3,0	800,0	811,0	11,0	30,0	31,0	1,0	0,09	0,10
	5,5...5,8	835,0	862,0	27,0	32,0	33,0	1,0	0,04	0,03
		59: СБТ-50/42: 1000...1500: <500: L ₅₇							
1544	4,85...5,1	1013,1	1187,4	174,3	9,0	14,0	5,0	0,028	0,030
	5								
	5,15...9,5	1187,4	1251,0	63,6	14,0	17,5	3,5	0,055	0,052
1542	5,6	1068,0	1098,0	30,0	24,0	24,5	0,5	0,017	0,07*)
	8,7	1098,0	1138,0	40,0	24,5	25,0	0,5	0,012	0,010
	5,6	1138,0	1174,0	36,5	25,0	27,0	2,0	0,054	0,07*)
	8,8...9,8	1174,5	1258,0	83,5	27,0	28,5	1,5	0,018	0,015
	5,6	1258,0	1282,0	24,0	28,5	29,0	0,5	0,017	0,01*)
1729	6,7	580,0	695,5	79,5	4,0	10,0	6,0	0,075	0,06
	7,75	659,5	676,0	16,5	10,0	10,0	0	0	0

	6,9	676,0	707,0	31,0	10,0	11,0	1,0	0,032	0,030
	7,5...9,2	707,0	783,0	76,0	11,0	11,0	0	0	0,020*
1728	4,5	1220,0	1300,0	80,0	42,5	46,0	3,5	0,076	0,08
	5,8	1300,0	1320,0	20,0	46,0	46,0	0	0	0
	5,0	1320,0	1402,0	80,0	46,0	49,0	3,0	0,038	0,05
	5,8	1402,0	1445,0	43,0	49,0	49,0	0	0	0
1576	5,5...6,0	815,0	944,0	129,0	6,0	6,0	0	0	0
1727	5,6...6,3	862,0	1004,0	142,5	33,0	36,0	3,0	0,021	0,02

а

Итого: 9 скважин – 3073,2 м
сходимость – 2769,2 м – 90,1%
расхождение – 304 м – 9,9%

Продолжение прил. В

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
---	---	---	---	---	---	---	---	---	----

Семипалатинская ГРЭ

Месторождение Бакырчик и участок Загадка

76: СБТ-50/42: 700...1200: <500: L₇₃

5187	4,5	90,0	210,0	120,0	5,0	9,0	4,0	0,033	0,03
	3,0	210,0	230,0	20,0	9,0	9,0	0	0	0
	6,4...7,2	230,0	277,0	47,0	9,0	10,0	1,0	0,020	0,03
5189	5,3...6,8	39,0	400,0	361,0	5,0	18,5	13,5	0,037	0,04
5188	4,5	50,0	74,0	24,0	7,0	8,0	1,0	0,040	0,04
	4,0	74,0	190,0	116,0	8,0	7,5	-0,5	-	0
								0,004	
	5,8...6,3	250,0	370,0	120,0	8,5	11,5	3,0	0,025	0,035
3411	4,5	390,0	417,0	27,0	21,5	23,0	1,5	0,056	0,06
	5,6...7,8	417,0	516,0	99,0	23,0	29,0	6,0	0,061	0,06
5185	3,5...4,4	10,0	86,0	76,0	2,0	3,5	1,5	0,020	0,02
5143	4,0...7,2	53,0	370,0	317,0	7,0	11,5	4,5	0,014	0,02
3416	4,5...6,3	80,0	612,0	532,0	4,5	47,0	42,5	0,080	0,075
3665	4,5...5,0	221,0	481,0	259,0	8,5	25,5	17,0	0,065	0,065
3446	4,7...6,2	84,0	325,0	241,0	4,0	23,0	19,0	0,058	0,060

59: ГВ-6: СБТ-50/42: 700...1200: <500: L_{57}

3665 4,5 481,0 514,5 33,5 25,5 28,5 3,0 0,089 0,09

93: СБТ-50/42: 700...900: <500: L_{89}

5143 3,7...4,0 0 50,0 50,0 6,0 6,5 0,5 0,010 0,01

3446 3,5...4,5 0 84,0 84,0 3,0 4,0 1,0 0,010 0,01

3416 3,8...4,3 0 80,0 80,0 3,5 4,5 1,0 0,012 0,01

5189 4,5 0 39,0 39,0 4,0 5,0 1,0 0,025 0,02

112: СБТ-50/42: 700...900: <500: L_{108}

5187 4,0...10,9 0 37,0 37,0 3,0 3,0 0 0 0

Итого: 9 скважин – 2683,3 м

сходимость – 2683,3 м – 100%

Зыряновская ГРЭ

76: СБТ-50/42: 1200...1500: ≥ 576 : L_{73}

участок Малиновский

4312 4,4...4,75 53,0 245,3 192,3 10,0 12,0 2,0 0,010 0,020

4331 4,3...5,1 302,4 378,3 75,9 14,5 18,0 3,5 0,046 0,042

4,35...4,5 42,0 102,6 60,6 8,0 9,0 1,0 0,016 0,020

Продолжение прил. В

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
---	---	---	---	---	---	---	---	---	----

участок Октябрьский

4488 4,4...5,0 324,5 458,4 137,9 21,5 28,0 6,5 0,047 0,06

3,7 466,2 478,2 12,0 28,0 26,0 -2,0 -0,017 0,03*)

4,35 478,2 485,2 7,0 26,0 26,5 0,5 0,071 0,04*)

4,0 485,2 502,0 16,8 26,5 26,0 -0,5 -0,030 0,04*)

4,85 502,0 552,0 42,7 26,0 26,5 0,5 0,011 0,04*)

3,5...5,0 552,0 911,2 359,2 26,5 40,5 14,0 0,039 0,04

76: СБТ-50/42: 1200...1500: <500: L_{73}

участок Подорловский

3891 5,1 316,2 335,5 19,3 21,5 23,0 1,5 0,078 0,080

2873 3,9...6,7 147,0 189,0 42,0 4,0 8,0 4,0 0,095 0,085

участок Путинцевский

4489 2,5...3,7 320,3 336,3 16,0 8,0 6,0 -2,0 -0,125 -

0,01*)

участок Октябрьский

4488	4,6	221,1	231,1	10,0	13,0	14,25	1,25	0,125	0,09
76: Г-76В: СБТ-50/42: 1200...1500: ≥ 800 : L_{73}									
участок Подорловский									
2963	4,0...5,6	140,7	463,7	323,0	8,5	14,6	6,0	0,018	0,019
	3,8...5,9	478,0	693,2	215,2	14,75	20,0	5,25	0,024	0,025
76: Г-76В: СБТ-50/42: 1200...1500: ≥ 576 : L_{73}									
участок Малиновский									
4331	5,95	108,6	207,8	99,2	7,25	7,5	0,25	0,002	0
76: Г-76В: СБТ-50/42: 1200...1500: < 500 : L_{73}									
участок Подорловский									
3891	4,7...5,4	59,7	143,0	83,3	3,0	4,5	1,5	0,018	0,021
	4,9...6,75	171,8	303,0	131,2	5,5	20,5	15,0	0,110	0,09
	4,5...5,1	335,3	385,9	50,4	23,0	25,5	2,5	0,050	0,052
	3,9	385,9	415,0	29,1	25,5	26,0	0,5	0,017	0,015
59: СБТ-50/42: 1000...1200: ≥ 576 : L_{59}									
участок Малиновский									
4312	4,45...4,6	245,3	443,9	198,6	12,0	21,0	9,0	0,045	0,045
	5								
4434 б	4,8	491,8	506,0	14,2	13,0	13,3	0,3	0,023	0,025
4419	4,0...4,6	521,9	718,9	197,0	18,25	23,0	4,75	0,024	0,022

Продолжение прил. В

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	4,5	761,8	783,7	21,9	23,75	24,5	0,75	0,034	0,033
4332	4,35...4,7	353,9	532,5	178,6	12,0	18,5	6,5	0,036	0,038
участок Родниковый									
4346	3,6...4,6	141,8	270,4	128,6	13,25	13,0	-0,25	-	0
0,002									
4346	4,9...7,0	571,2	625,1	53,9	8,0	8,0	0	0	0
участок Бобровский									
4380	4,2	471,5	497,8	26,3	6,25	0,25	0,009	0,005	
	4,1...5,0	505,9	541,8	35,9	6,5	0,5	0,014	0,010	
участок Холодный									
4431	4,4	134,7	162,9	28,2	8,0	9,0	1,0	0,035	0,04

4420	3,3...4,9	547,0	628,3	81,3	11,5	12,5	1,0	0,012	0,015
4332	4,35...4,7	353,9	532,5	178,6	12,0	18,5	6,5	0,036	0,038
59: СБТ-50/42: 1000...1200: <500: L_{73}									
участок Подорловский									
2873	4,5...5,2	395,0	641,0	246,0	22,0	36,5	14,5	0,060	0,065
3889	4,3...5,2	1000,2	1047,7	47,5	39,0	39,0	0	0	0
	4,2...10,5	1134,5	1397,8	263,3	39,0	42,0	3,0	0,011	0,014
участок Путинцевский									
4489	8,5...8,9	854,4	954,2	99,8	11,5	22,0	10,5	0,105	0,06*
)									
участок Малиновский									
4332	4,6...4,8	567,7	714,7	147,0	21,0	34,0	13,0	0,088	0,081
участок Холодный									
4431	4,3...5,3	770,4	867,7	97,3	29,0	30,0	1,0	0,010	0,07*
)									
	4,8...5,3	912,9	975,5	62,6	31,0	33,0	2,0	0,032	0,07*
)									
4420	5,15...8,15	889,2	960,0	70,8	24,5	29,0	4,5	0,063	0,060
59: Г-59В (ГВ-6): СБТ-50/42: 1000...1200: ≥ 576 : L_{57}									
участок Малиновский									
44346	2,4...2,5	395,8	407,0	11,2	8,75	9,0	0,25	0,022	0,020
	1,9	449,2	462,6	13,4	9,0	9,0	0	0	0
	1,9	479,8	491,8	12,0	13,0	13,0	0	0	0
	1,9	506,0	534,3	27,7	13,3	14,0	0,7	0,006	0,007
	4,6	534,3	554,0	19,7	14,0	15,0	1,0	0,051	0,048
	1,9	554,0	579,3	25,3	5,0	116,0	1,0	0,039	0,036
	5,1	579,3	606,2	26,9	16,0	17,0	1,0	0,037	0,037

Продолжение прил. В

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
44346	3,3	606,2	616,3	10,1	17,0	17,3	0,3	0,030	0,032
4419	4,4	718,9	761,8	42,9	23,0	23,75	0,75	0,017	0,022
	4,3...4,6	789,5	873,0	83,5	24,75	25,0	0,25	0,003	0,003
	5,0	873,0	929,0	56,0	25,0	25,5	0,5	0,009	0,009
	4,55	929,0	1150,0	221,0	25,5	31,0	5,5	0,025	0,026

4308	4,4	334,0	374,0	40,0	21,15	22,0	0,85	0,021	0,022
	5,1	374,0	398,4	24,4	22,0	22,0	0	0	0,005
	4,4...4,5	401,0	1003,0	602,0	22,0	33,0	11,0	0,018	0,015
4310	4,3...4,7	306,6	684,0	377,4	21,0	38,0	17,0	0,045	0,040
									участок Родниковый
4346	4,1...4,3	67,0	141,8	74,8	11,0	13,25	2,25	0,030	0,035
	4,9...7,0	438,1	571,2	133,1	8,0	8,0	0	0	0,01
									участок Бобровский
4380	4,5...5,0	613,4	665,6	52,2	9,0	10,0	1,0	0,019	0,025
									участок Холодный
4431	4,4	162,9	305,6	142,7	9,0	25,3	16,5	0,115	0,095
	3,5	427,5	474,7	47,2	0,5	221,0	0,5	0,010	0,033
4420	4,6	456,9	496,5	39,6	11,0	12,5	1,5	0,038	0,030
	4,9	628,3	732,0	103,7	12,5	17,0	4,5	0,043	0,035
	4,2...8,6	746,2	889,2	143,0	18,0	24,0	6,5	0,045	0,045
									участок Подорловский
2963	8,3...7,6	706,0	1027,0	321,0	20,0	22,5	2,5	0,018	0,016
									участок Путинцевский
4489	4,5	684,4	693,8	9,4	4,0	4,0	0	0	0,015
	7,95	693,8	755,3	61,5	4,0	1,5	-2,5	-0,041	0,01*)
	1,9	755,3	793,4	38,1	1,5	1,0	-0,5	-0,931	-0,03
	7,25	793,4	854,4	61,0	1,0	11,5	10,5	0,172	0,175
									59: Г-59 (ГВ-6): СБТ-50/42: 1000...1200: <500: L ₅₇
									участок Малиновский
4312	4,45...4,65	443,9	781,0	337,1	21,0	32,5	11,5	0,034	0,030
4331	4,2...4,7	484,9	724,0	239,1	25,5	47,0	21,5	0,090	0,085
4332	4,5...4,8	532,5	567,7	35,2	18,5	21,0	2,5	0,071	0,083
									участок Подорловский
3891	4,4...5,4	572,5	650,9	78,4	21,75	22,5	0,75	0,01	0,010

Продолжение прил. В

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2873	4,2...4,8	641,0	730,0	89,0	36,5	38,0	1,5	0,017	0,020
3889	4,5...5,0	1047,7	1134,5	86,8	39,0	39,0	0	0	0

									участок Октябрьский
4488	8,5...9,3	928,2	1130,0	201,8	42,0	58,0	16,0	0,079	0,09
									участок Бобровский
4380	4,35...5	613,4	665,6	52,2	9,0	10,0	1,0	0,019	0,025
									участок Холодный
4431	3,6	502,1	552,5	50,4	21,0	23,5	2,5	0,050	0,038
	3,2	741,8	770,4	28,6	29,0	29,0	0	0	0,03
									59: УБТ-57: Г-59: СБТ-50/42: 1000...1200: <500: L ₅₇
									участок Бобровский
4380	4,0	665,6	682,9	17,3	10,0	10,0	0	0	-0,005
	4,8...5,5	760,4	860,9	100,5	8,0	10,0	2,0	0,020	0,019
	4,4...5,2	877,3	922,3	45,0	10,0	10,5	0,5	0,011	0,015
									59: УБТ-57: Г-59: СБТ-50/42: 1000...1200: <500: L ₅₇
									участок Бобровский
4380	4,0	665,6	628,9	17,3	10,0	10,0	0	0	-0,005
	4,8...5,5	760,4	860,9	100,5	8,0	10,0	2,0	0,020	0,019
	4,4...5,2	877,3	922,3	45,0	10,0	10,5	0,5	0,011	0,015
									59: УБТ-57: СБТ-50/42: 1000...1200: <500: L ₅₇
									участок Бобровский
4380	3,3...4,8	699,4	760,4	61,0	8,0	8,0	0	0	-0,005
	5,2	860,9	877,3	16,4	10,0	10,0	0	0	0,008
	4,6	922,3	954,5	32,2	10,5	10,5	0	0	0,015
									участок Холодный
4431	3,0...3,3	580,9	741,8	160,9	23,0	29,0	6,0	0,037	0,030
									Подсистемы, модернизированные Зырянской ГРЭ
									76: Г-59: СБТ-50/42: 1200...1500: <500: L ₇₃
									участок Малиновский
4332	4,4...4,9	102,6	231,1	128,5	9,0	17,0	8,0	0,062	-
									участок Путинцевский
4488	4,9	236,3	283,6	47,3	6,0	8,0	2,0	0,042	-
	4,5	296,6	317,3	20,7	7,5	8,0	0,5	0,024	-

Продолжение прил. В

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
---	---	---	---	---	---	---	---	---	----

4,5	398,9	442,7	43,8	6,0	7,0	1,0	0,023	-
4,5	454,0	472,9	18,9	5,0	7,0	2,0	1,0	-
4,6	480,8	598,0	117,2	5,0	5,0	0	0	-
4,5	604,5	684,4	79,9	5,0	4,0	-1,0	-0,012	-

76: УБТ: Г-59: СБТ-50/42: 1200...1500: <500: L_{73}

участок Путинцевский

4489	4,2...4,9	179,5	227,7	48,2	6,0	6,0	0	0	-
	3,7	336,3	353,8	17,5	6,0	7,5	1,5	0,086	-
	4,7...4,8	369,3	398,9	29,6	6,5	6,0	-0,5	-0,017	-

участок Октябрьский

4488	4,1...4,2	224,7	324,5	79,8	16,0	21,5	5,5	0,069	-
------	-----------	-------	-------	------	------	------	-----	-------	---

76: УБТ: СБТ-50/42: 1700...2500: <500

участок Октябрьский

4488		189,0	221,1	32,1	10,5	13,0	2,5	0,078	-
		231,1	244,7	13,6	14,25	16,0	1,75	0,0129	-

Всего по ПГО “Востказгеология”: 52 скважины – 23873,4 м
сходимость – 22697,2 м – 95,1%
расхождение – 1176,2 м – 4,9%

ПГО “Центрказгеология” (Центральный Казахстан)

Агадырская ГРЭ

месторождение Верхнее Кайракты

76: ГВ-5: СБТ-50/42: 1000...1200: <500: L_{73}

616a	3,6...3,8	150,0	251,0	101,0	4,0	4,0	0	0	0,01
------	-----------	-------	-------	-------	-----	-----	---	---	------

76: СБТ-50/42: 1200...1500: <500: L_{73}

615	4,5	340,0	410,0	70,0	13,0	17,0	4,0	0,057	0,055
619	3,7...4,2	40,0	110,0	70,0	2,5	3,5	1,0	0,014	0,01
615	5,4...7,3	410,0	477,0	67,0	17,0	21,5	4,5	0,067	0,065
	2,2	477,0	486,0	9,0	21,6	20,5	-1,0	-0,110	-0,13
	4,0	486,0	495,0	9,0	20,5	22,0	1,5	0,160	0,10*

Итого: 3 скважины – 326 м

сходимость – 317 м – 97,2%

расхождение – 9 м – 2,8%

Продолжение прил. В

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Карагайлинская ГРЭ									
Месторождение Старый Атабай									
112: СБТ-50/42: 600...800: <500: L_{108}									
221	3,8	0	28,6	28,6	16,0	16,0	0	0	0
222	1,5...6,4	0	15,0	15,0	13,0	13,5	0,5	0,033	0,03
223	3,8	0	57,0	57,0	13,0	14,25	1,25	0,022	0,02
225	5,7	0	12,8	12,8	15,0	15,5	0,5	0,039	0,04
93: СБТ-50/42: 600...800: <500: L_{89}									
201	4,8	24,0	64,5	40,5	12,0	12,0	0	0	0
221	4,1...5,3	28,6	100,0	71,4	16,0	17,5	1,5	0,021	0,020
222	5,0	15,0	45,6	30,6	13,5	14,25	0,75	0,024	0,025
202	4,5	17,7	67,2	49,5	12,0	12,0	0	0	0
76: СБТ-50/42: 700...900: <500: L_{73}									
223	5,9	57,0	74,8	17,8	14,25	14,5	0,25	0,014	0,02
225	5,5	12,8	44,2	31,4	15,5	15,5	0	0	0,01*)
59: СБТ-50/42: 900...1200: <500: L_{57}									
221	4,5	100,0	130,8	30,8	17,5	19,0	1,5	0,049	0,05
	4,5...5,0	188,5	488,0	299,5	21,0	37,5	26,5	0,088	0,08
222	4,3...4,4	45,6	160,0	114,4	14,25	17,0	2,75	0,024	0,03
223	3,9...4,4	74,8	122,0	47,2	14,5	15,0	0,5	0,010	0,01
	4,5...4,8	150,0	345,0	195,0	18,0	41,5	23,5	0,12	0,08
225	4,0	44,2	206,0	161,8	15,0	16,0	1,0	0,01	0,02
59: СБТ-50/42: 700...900: <500: L_{57}									
210	4,0...4,5	221,0	453,0	232,0	7,0	7,0	0	0	0
211	4,45	123,7	242,9	119,2	9,0	15,0	6,0	0,05	0,05
214	4,0...4,8	34,0	288,0	254,0	15,0	23,0	8,0	0,03	0,03
205	3,6...5,0	54,0	485,0	431,0	11,0	28,0	17,0	0,04	0,04
201	3,6...4,0	64,5	346,0	281,5	11,0	11,5	0,5	0,002	0,01
59: ГВ-6: СБТ-50/42: 1000...1200: <500: L_{57}									
221	4,5	130,8	188,5	57,7	19,0	21,0	2,0	0,035	0,035
223	3,3	122,0	150,0	28,0	15,0	18,0	3,0	0,107	0,08*)

Итого: 10 скважин – 2606,7 м
сходимость – 2547,3 м – 97,7%
расхождение – 59,4 м – 2,3%

Продолжение прил. В

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Жайремская ГРЭ									
месторождение Западный Каражал									
76: СБТ-50/42: 1300...1700: <500: L_{73}									
1121	3,2	499,3	539,8	40,5	17,5	18,5	0,75	0,018	0,015
	2,8	553,7	561,0	7,4	18,25	17,5	-0,75	-0,10	-0,10
11196	3,7	549,1	690,0	140,9	8,0	11,75	3,75	0,027	0,03
76: Г-7: ПО-76: 250...300: 100: L_{70}									
1121	3,0	539,8	553,7	13,9	18,25	18,25	0	0	0
76: Г-7: СБТ-50/42: 1200...1500: <500: L_{73}									
1121	3,8	561,0	573,0	12,0	17,5	17,0	-0,5	-	0*)
								0,042	
месторождение Восточный Жайрем									
76: СБТ-50/42: 900...1200: <500: L_{73}									
3394	5,7...8,8	161,0	304,0	143,0	5,25	19,0	13,75	0,096	0,10
	1,7...4,5	400,0	458,0	58,0	9,5	8,25	-1,25	-	-0,02
								0,022	
	2,0	460,0	475,0	15,0	3,5	3,5	0	0	0
3392	3,3...3,5	340,9	403,0	62,1	9,75	9,75	0	0	0
	6,2...6,4	403,0	427,0	24,0	9,25	8,5	-0,75	-	0*)
								0,031	
3381	3,9...4,0	315,0	390,0	75,0	3,25	3,25	0	0	0
	2,0	390,0	415,0	25,0	3,25	0,75	-2,5	-0,1	-0,1
76: СБТ-50/42: 1000...1700: <500: L_{73}									
месторождение Ушкатын									
3413	5,5	290,0	370,0	80,0	9,25	11,0	1,75	0,022	0,03
3414	6,0	335,0	362,0	27,0	13,25	13,0	-0,25	-0,09	0,07*)
	4,0	362,0	412,0	50,0	13,0	13,0	0	0	0,03*)
3416	2,0	338,0	368,0	30,0	7,25	8,25	1,0	0,033	-
									0,12*)

9502	4,2	794,0	857,0	63,0	44,0	46,0	2,0	0,032	0,2*)
3418	5,3	370,0	475,0	105,0	3,25	3,25	0	0	0,2*)
3326	5,9	312,0	372,0	60,0	40,0	41,5	1,5	0,025	0,025
3326	4,9	265,0	295,5	30,5	17,0	18,0	1,0	0,033	0,075
	4,9	295,5	391,5	96,0	18,0	22,0	4,0	0,042	0,075
3323	3,0	211,0	296,0	85,0	6,25	6,5	0,25	0,003	-0,02
3399	5,0	157,0	580,0	423,0	4,25	14,5	10,25	0,024	0,04
9603	4,5...6,0	468,0	683,0	215,0	22,5	34,5	12,25	0,056	0,06
3371	3,0	322,0	342,0	20,0	4,0	4,75	0,75	0,037	-
									0,075*)

Продолжение прил. В

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3318	3,5	340,0	393,0	53,0	36,5	36,0	-0,5	-	0,075
								0,010	
9601	3,5...5,0	578,0	605,0	27,0	25,5	27,0	2,0	0,074	0,075
9604	3,0	686,5	722,5	36,0	16,5	15,0	-1,0	-	-0,03
								0,028	

76: Г-76В: СБТ-50/42: 1200...1500: <500: L_{73}

3371	1,5...3,0	409,0	585,0	176,0	5,25	6,75	1,5	0,008	0,01
									Итого: 19 скважин – 2193,3 м
									сходимость – 1748,3 м – 79,7%
									расхождение – 445 м – 20,3%
									Всего по ПГО “Центрказгеология”: 32 скважины – 5126 м
									сходимость – 4612,6 м – 90%
									расхождение – 513,4 м – 10%

ПГО “Южказгеология”(Южный Казахстан)

Джунгарская ГРЭ

76: СБТ-50/42: 700...1000: <500: L_{73}

									месторождение Яблоновое
1129	3,9...4,6	7,4	122,0	114,6	5,0	9,0	4,0	0,035	0,030
	5,20	130,0	149,2	19,2	9,0	10,0	1,0	0,052	0,050
	3,20	149,2	171,4	22,2	10,0	9,5	-0,5	-	-0,02
								0,022	

958	3,8	80,0	115,0	35,0	14,5	13,5	-1,0	-	-0,02*)
								0,028	
989	4,4	76,5	140,4	63,9	5,0	4,0	-1,0	-	-
								0,015	0,005*)
1113	3,6	9,3	107,8	98,5	7,5	9,0	1,5	0,015	0,010
1122	6,8...8,5	58,5	147,5	89,0	4,5	5,5	1,0	0,011	0,013
	5,4	198,0	211,6	13,6	10,0	11,0	1,0	0,073	0,075
1122	4,20	147,5	198,0	50,5	5,5	10,0	4,5	0,089	0,080
	4,20	211,6	318,8	107,2	11,0	33,5	22,5	0,210	0,20
961	2,0	0	100,4	100,4	10,0	9,0	-1,0	-	-0,01
								0,010	

76: ТБС-71: 1200...1700: <500: L_{73}

76: ССК-76: 1700...1900: <500: $L_{ССК-76}$

113: РП-111: СБТ-50/42: 150...200: <100: L_{102}

96: РП-94: СБТ-50/42: 150...200: <100: L_{89}

Итого: 6 скважин – 770 м

сходимость – 671,1 м – 87,2%; расхождение – 98,9 м – 12,8%

Продолжение прил. В

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
---	---	---	---	---	---	---	---	---	----

Каратауская ГРЭ

59: ССК-59: 500...700: 500

месторождение Шалкия

657	3,95	130,0	190,0	60,0	2,0	7,0	5,0	0,083	0,08
656	3,95	54,0	100,0	46,0	0,5	3,0	2,5	0,054	0,05
748	3,25	308,0	405,0	97,0	1,5	10,0	8,5	0,088	0,09
759	3,95	413,0	530,0	117,0	18,5	22,0	3,5	0,030	0,03
689	5,4	300,0	560,0	260,0	14,5	20,5	6,0	0,023	0,08*)
691	5,4	70,0	300,0	230,0	1,0	14,5	13,5	0,059	0,06
759	5,4	203,0	413,0	210,0	2,5	18,5	16,0	0,076	0,08
663	5,4	340,0	405,0	65,0	17,0	18,0	1,0	0,015	0,12*)
757	5,4	340,0	507,0	167,0	8,5	10,0	1,5	0,009	0,08*)
764	3,95 ЖК	154,0	249,0	95,0	10,0	18,0	8,0	0,084	0,08

59: ССК-59: 500...700: 550

689	3,95	20,0	124,0	104,0	6,5	8,5	2,0	0,062	0,06
	3,95	151,0	170,0	19,0	9,0	10,5	1,5	0,079	0,08
687	3,95	80,0	210,0	130,0	1,0	6,5	5,5	0,042	0,04
764	3,95	46,0	154,0	108,0	3,0	10,0	7,0	0,065	0,06
767	3,95	60,0	200,0	140,0	3,5	11,5	8,0	0,057	0,06
774	3,95	52,0	190,0	138,0	3,5	10,5	7,0	0,051	0,06
795	3,95	42,0	120,0	78,0	5,5	10,0	4,5	0,058	0,06
692	5,4	210,0	300,0	90,0	4,5	5,0	0,5	0,005	0
765	5,4	277,0	501,0	224,0	6,5	13,0	6,5	0,029	0,03
671	5,4	80,0	470,0	390,0	1,5	20,0	18,5	0,047	0,05
796	5,4	68,0	116,0	48,0	7,5	8,5	1,0	0,021	0,02
790	5,4ЖК	400,0	436,0	36,0	3,0	3,5	0,5	0,014	0
795	5,4ЖК	378,0	475,0	97,0	15,0	16,5	1,5	0,015	0,02
647	3,95ЖК	100,0	608,0	508,0	1,5	7,5	6,0	0,012	0,02
749	3,95ЖК	240,0	410,0	170,0	10,5	17,5	6,5	0,038	0,035
767	3,95ЖК	200,0	580,0	380,0	11,5	15,5	4,0	0,010	0,02
770	3,95ЖК	216,0	400,0	184,0	9,5	15,0	5,5	0,030	0,02
790	3,95ЖК	186,0	306,0	120,0	1,5	2,5	1,0	0,008	0,01
	3,95ЖК	563,0	652,0	89,0	5,5	9,0	3,5	0,039	0,035

ЖК- здесь и далее - жесткая компоновка

Продолжение прил. В

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
795	3,95ЖК	120,0	378,0	258,0	10,5	15,0	4,5	0,017	0,02
656	3,95ЖК	100,0	631,0	531,0	3,5	15,0	12,0	0,022	0,03
742	3,95ЖК	102,0	164,0	62,0	6,0	12,5	6,5	0,105	0,04*)
750	3,95ЖК	130,0	460,0	330,0	6,0	14,5	8,5	0,026	0,03
753	3,95ЖК	486,0	800,0	314,0	16,5	17,0	0,5	0,001	0
756	3,95ЖК	96,0	600,0	504,0	6,5	17,5	11,0	0,022	0,03
772	3,95ЖК	80,0	421,0	341,0	0,5	17,5	17,0	0,050	0,04
690	3,95ЖК	70,0	280,0	210,0	1,5	10,0	8,5	0,040	0,035

59: ССК-59: 500...700: 750

672	3,95	100,0	360,0	260,0	3,0	17,5	14,5	0,056	0,05
-----	------	-------	-------	-------	-----	------	------	-------	------

749	3,95	54,0	240,0	186,0	3,0	10,5	7,5	0,040	0,04
753	3,95	103,0	248,0	145,0	7,5	14,5	7,0	0,048	0,05
759	3,95	60,0	203,0	143,0	1,0	2,5	1,5	0,010	0,01
663	3,95	48,0	340,0	292,0	1,5	17,0	15,5	0,053	0,05
665	3,95	190,0	482,0	292,0	8,0	18,0	10,0	0,034	0,04
683	3,95	80,0	500,0	420,0	1,5	20,5	19,0	0,045	0,04
684	3,95	60,0	540,0	480,0	1,5	25,0	23,5	0,049	0,05
757	3,95	78,0	340,0	262,0	1,0	9,5	8,5	0,032	0,03
689	3,95	193,0	278,0	85,0	11,0	15,0	4,0	0,047	0,05
754	3,95	196,0	315,0	119,0	7,25	10,5	3,25	0,027	0,03
755	3,95	80,0	132,0	52,0	4,5	6,0	1,5	0,029	0,025
786	3,95	33,0	369,1	336,1	3,0	4,5	1,5	0,004	0,01
699	5,4	50,0	330,0	280,0	0,5	3,0	2,5	0,009	0,01
687	5,4	210,0	450,0	240,0	6,5	11,0	4,5	0,019	0,02
673	5,4	60,0	450,0	390,0	1,5	6,0	4,5	0,011	0,01
768	3,95ЖК	63,0	670,0	607,0	5,0	14,0	9,0	0,015	0,02

59: ССК-59: 700...1000: 500

663	3,95	526,0	580,0	54,0	15,0	15,5	0,5	0,010	0,01
755	3,95	304,0	355,0	51,0	14,5	17,5	3,0	0,059	0,04*)
753	3,95ЖК	306,0	433,0	127,0	14,5	15,0	0,5	0,004	0

76: УБТ-73: СБТ-50/42: 1500...2000: 500

649	38,0	20,0	240,0	220,0	0	22,0	22,0	0,10	0,08
653	19,4	30,0	255,0	225,0	1,0	4,0	3,0	0,013	0,01
657	7,4	20,0	180,0	160,0	1,0	13,0	12,0	0,075	0,06*)
640	7,4	20,0	240,0	220,0	0,5	14,0	13,5	0,061	0,06

Продолжение прил. В

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
650	7,4	20,0	240,0	220,0	1,0	15,0	14,0	0,064	0,06

76: КССК-76: 1000...1200: 500

726	6,81	77,0	337,0	260,0	0,5	4,5	4,0	0,015	0,02
773	6,81	305,0	620,0	315,0	3,5	6,5	3,0	0,009	0,01
794	6,81	160,0	780,0	620,0	2,25	16,25	14,0	0,022	0,03
800	6,81	60,0	266,0	206,0	3,75	9,5	5,75	0,028	0,03

76: СБТ-50/42: ТБС-71: 500...700: 200

800	3,3...3,8	266,8	330,0	63,2	11,75	12,25	0,5	0,008	0,01
		76: Г-76В: СБТ-50/42: 500...800: 500							
653	7,3	255,0	357,5	102,5	4,0	4,5	0,5	0,005	0
726	7,4...9,9	435,3	631,6	196,3	6,0	8,0	2,0	0,010	0,01
		59: ГВ-6: СБТ-50/42: 500...800: 500							
650	5,7	357,5	405,0	47,0	4,5	4,0	-0,5	-0,01	0

Всего по ПГО “Южказгеология”: 74 скважины – 18348,6 м
сходимость – 17277,2 м – 94,2%
расхождение – 1071,4 м – 5,8%

ПГО “Запказгеология”(Западный Казахстан)

Мугоджарская ГРЭ

76: ГВ-5: СБТ-50/42: 1000...1200: ≥ 576 : L_{73}

месторождение Юбилейное

1106	5,0...7,2	27,8	154,0	126,2	25,0	26,75	1,75	0,014	0,020
		76: СБТ-50/42: 1000...1200: < 500 : L_{73}							
1101	2,8...2,9	25,0	157,5	132,5	24,0	27,5	3,5	0,022	0,020
	2,8...3,5	263,0	470,0	207,0	34,5	36,0	1,5	0,080	0,020*
)							
1105	2,0...2,6	145,0	440,0	295,0	30,0	32,0	2,5	0,01	0,01
1115	2,0...3,0	18,5	49,0	30,5	26,25	26,5	0,25	0,008	0*)
	2,0...3,0	49,6	93,5	43,9	26,5	26,5	0	0	0
	2,5...3,2	101,6	236,0	134,4	29,0	30,75	1,75	0,013	0,020
1117a	2,6...3,0	10,0	70,0	60,0	18,5	18,5	0	0	0
		59: СБТН-50: 900...1200: < 500 : L_{57}							
1117a	2,6...3,0	70,0	330,0	260,0	18,5	18,0	-0,5	-0,002	0

Итого: 5 скважин – 1289,5 м
сходимость – 1052,0 м – 81,6%; расхождение – 237,5 м – 18,4%

Продолжение прил. В

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
---	---	---	---	---	---	---	---	---	----

Восточно –Уральская ГРЭ

93: СБТМ-50: 1500...1700: < 500 : L_{89}

месторождение Алмаз-Жемчужина

243a	5,0...6,7	1000,0	1100,0	100,0	12,5	15,0	2,5	0,025	0,02
248	3,8...4,1	990,0	1191,0	201,0	9,0	9,0	0	0	0

249	3,8	83,0	168,0	85,0	2,0	2,75	0,75	0,009	0*)
	6,3	168,0	720,0	552,0	2,75	15,5	12,75	0,023	0,025

Итого: 3 скважины – 938 м

сходимость – 853 м – 90,9%

расхождение – 85 м – 9,1%

Всего по ПГО “Запказгеология”: 8 скважин – 2227,5 м

сходимость – 1905,0 м – 85,5%

расхождение – 322,5 м – 14,5%

ПГО “Севказгеология”(Северный Казахстан)

Джетыгаринская ГРЭ

76: КССК-76: 1100...1500: ≥ 550 : $L_{КССК-76}$

Участки Комаровский и Тохтаровский

590	7,1	40,0	320,0	280,0	14,5	25,0	10,5	0,038	0,04
671	7,1	40,0	540,0	500,0	12,0	40,25	27,75	0,056	0,055
672	7,1	40,0	560,0	520,0	3,0	36,0	33,0	0,063	0,06
0334	7,1	42,3	457,0	414,7	2,75	5,25	2,5	0,006	0,005

76: КССК-76: 700...1000: ≥ 800 : $L_{КССК-76}$

0228	7,1	49,0	328,0	279,0	15,0	16,5	1,5	0,005	0,007
------	-----	------	-------	-------	------	------	-----	-------	-------

Итого: 5 скважин – 1993,7 м

сходимость – 1993,7 м – 100%

Железородная ГРЭ

76: КССК-76: 1000...2000: < 500 : $L_{КССК-76}$

1682	6,8	171,0	1199,0	1028,0	1,5	2,5	1,0	0	0
1545	6,9	320,0	1678,0	1358,0	0,75	3,0	2,25	0,001	0
1543	5,1...6,8	150,0	1729,0	1579,0	0,75	3,0	2,25	0,001	0
1562	6,8	592,0	644,9	52,9	4,0	4,0	0	0	0
1561	6,9	153,6	1449,0	1295,4	1,0	10,25	9,25	0,007	0,03*)
1552	6,9	150,0	1584,0	1434,0	0,25	3,25	3,0	0,002	0

Продолжение прил. В

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1544	6,8	100,0	680,0	580,0	0,75	2,25	1,5	0,002	0
1542	6,8	100,0	600,0	500,0	0,5	1,0	0,5	0,001	0
1558	6,8	626,0	968,0	342,0	1,5	2,5	1,0	0,003	0
1546	5,3...6,7	371,0	940,0	569,0	1,5	1,75	0,25	0	0

1493M	6,8	168,0	1394,0	1226,0	1,0	5,0	4,0	0,003	0,005
1466M	5,2...6,8	209,0	1212,0	1003,0	0,5	2,5	2,0	0,002	0
020	6,8	75,0	784,0	709,0	1,25	5,5	4,25	0,006	0,01
1655	7,0	494,5	685,0	191,0	1,0	1,5	0,5	0,003	0
1654	7,0	294,0	472,0	178,0	0,75	0,75	0	0	0
1662	7,0	220,0	380,0	160,0	0,75	0,75	0	0	0
1557	6,8	658,4	1588,4	930,0	2,25	4,0	1,75	0,002	0
59: СБТН-50/42: 800...1200: <500: L ₅₇									
1558	4,3	968,0	1140,0	172,0	2,5	3,0	0,5	0,003	0
092	5,3	40,5	150,3	109,8	0,5	1,0	0,5	0,004	0,005
066	5,3	56,8	219,0	162,2	0,75	2,0	1,25	0,008	0,01
76: СБТ-50/42: 1200...1800: <500: L ₇₃									
1562	4,5...5,3	242,0	356,0	114,0	5,5	6,25	0,75	0,007	0,01
1542	4,3...4,8	148,0	200,0	52,0	0,5	0,75	0,25	0,005	0,005

Итого: 19 скважин– 13745,3 м

сходимость – 12449,9 м – 90,6%

расхождение – 1295,4 м – 9,4%

Всего по ПГО “Севказгеология”: 24 скважины – 15739 м

сходимость – 14443,6 м – 91,8%

расхождение – 1295,4 м – 8,2%

Всего общий объём идентификации: 217 скважин – 73263,5 м

сходимость – 68315,2 м – 93,2%

расхождение – 4948,3 м – 6,8%

Учебное издание

Музапаров Марат Жанибекович

НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ

Том 1. Бесклиновая технология

Учебник

Зав. РИО

З.А.Губайдуллина

Редактор

С.Н.Яниева

Технический редактор

С.П.Полтавец

Компьютерный набор и вёрстка

Г.К.Закирова

Подписано в печать _____ 2001г.

*Тираж 500 экз. формат 60X84 1/101 Бумага типографская № 1
Объем 12,0 уч.-изд. л. Заказ № _____ Цена договорная*

Издание Казахского национального технического университета,
печатно-множительный участок КазНТУ

Алматы, ул. Сатпаева, 22

