МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ

РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

М.Ж. МУЗАПАРОВ

НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ

Том 2. Безориентированная технология. Роторное бурение

Алматы 2005

УДК 622.243
ББК 33. 13
М 11

РЕЦЕНЗЕНТЫ:

Профессор Казахстанско-Британского технического университета доктор технических наук, заслуженный деятель науки и техники Республики Башкортостан
Д.М. Шейх-Али (ТЫНЫШПАЕВ)

Иностранный член Российской Академии естественных наук , президент ЗАО «КОМПАНИЯ ЖАЙЛАУ» доктор технических наук
Т.Н. МЕНДЕБАЕВ

М 11 Музапаров М.Ж.
Направленное бурение.Том 2. Безориентированная технология. Роторное бурение. - Алматы, 2005 – 209с.: ил.
ISBN 9965–27–703-6

В книге изложены состояние и теоретические основы безориентированной технологии направленного бурения скважин на нефть и газ, принцип формирования математической модели стабилизирующей длины компоновки низа бурильной колонны как регулятора зенитного искривления скважин.

Впервые даны практические примеры расчёта длины полуволн бурильных колонн нефтяного стандарта по методике А.Лубински и Г.Вудса для вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин в условиях нормального и аномально-высокого пластового давления.

Рассмотрены причины и механизм набора, спада кривизны и стабилизации зенитного угла скважин при роторном бурении .

Описаны примеры практического использования безориентированной технологии на месторождениях Жанажол и Кенкияк.

Для бакалавриата и магистратуры по специальностям «Нефтегазовое дело», «Морская техника и технологии» и представляет интерес как для отечественных, так и зарубежных недропользователей.

ББК 33. 13

М **2502010300**
00(05)-05

ISBN 9965-27-703-6

© Музапаров М.Ж., 2005

ОГЛАВЛЕНИЕ 3

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ 5

1 РОЛЬ И МЕСТО НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН.. 6

1.1 Обзор развития горизонтального бурения..... ... 7

1.2 Краткий анализ исследований техники и технологии наклонно-направленного и горизонтального бурения 14

1.3 Тенденции перехода к управляемым системам роторного наклонно-направленного и горизонтального бурения..... 28

2 ПРОДОЛЬНЫЙ ИЗГИБ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ В НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ И ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ 37

Выводы и рекомендации 44

3 НОВЫЙ ПОДХОД К НАПРАВЛЕННОМУ БУРЕНИЮ 45

Выводы и рекомендации..... 53

4 ОБЩАЯ МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ СТАБИЛИЗИРУЮЩЕЙ ДЛИНЫ ЗАБОЙНОЙ КОМПОНОВКИ РОТОРНОГО БУРЕНИЯ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН..... 55

4.1 Методика расчёта стабилизирующей длины компоновки низа бурильной колонны при роторном бурении.....55

4.2 Определение стабилизирующей длины неориентируемых компоновок роторного бурения 57

Выводы и рекомендации..... 63

5 ВЫБОР НЕОРИЕНТИРУЕМЫХ КОМПОНОВОК ПРИ БУРЕНИИ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН РОТОРНЫМ СПОСОБОМ..... 64

Выводы и рекомендации..... 69

6 БЕЗОРИЕНТИРОВАННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ УПРАВЛЕНИЯ ЗЕНИТНЫМ ИСКРИВЛЕНИЕМ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН Ø216мм НА МЕСТОРОЖДЕНИИ *ЖАНАЖОЛ* 75

Выводы и рекомендации..... 101

7 БЕЗОРИЕНТИРОВАННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ УПРАВЛЕНИЯ ЗЕНИТНЫМ ИСКРИВЛЕНИЕМ ГОРИЗОНТАЛЬНО–НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН Ø216мм НА МЕСТОРОЖДЕНИИ *КЕНКИЯК* (ПОДСОЛЕВОЕ)..... 103

© Музапаров М.Ж., 2005

Выводы и рекомендации..... 127

ЗАКЛЮЧЕНИЕ 128

ЛИТЕРАТУРА..... 132

ПРИЛОЖЕНИЕ А - ДЛИНА ПОЛУВОЛНЫ L_T, БЕЗРАЗМЕРНЫЕ ЕДИНИЦЫ ПО М.Ж. МУЗАПАРОВУ (1978)..... 145

ПРИЛОЖЕНИЕ Б - РАСЧЁТЫ ДЛИНЫ ПОЛУВОЛН НИЗА БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН..... 154

Длина полуволны низа бурильных колонн при бурении с использованием глинистого раствора с удельным весом γ =1,15 – 1,25 $г/см^3$ 154

Длина полуволны низа бурильных колонн при бурении с использованием глинистого раствора с удельным весом γ =1,95 – 2,05 $г/см^3$ 173

ПРИЛОЖЕНИЕ В - СТАБИЛИЗИРУЮЩАЯ ДЛИНА КОМПОНОВОК РОТОРНОГО БУРЕНИЯ.....181

ПРИЛОЖЕНИЕ Г - Горизонтальная скважина 8002.....207

ПРИЛОЖЕНИЕ Д - Горизонтальная скважина 8011.....208

ПРИЛОЖЕНИЕ Е - Горизонтальная скважина 8018.....209

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

Безориентированная технология – 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.

Спад кривизны скважины – уменьшение зенитного угла скважины.

Набор кривизны скважины – увеличение зенитного угла скважины.

Длина полуволны L_T – по Г.Вудсу и А. Лубински (1960) – отрезок бурильных труб между долотом и первой точкой касания 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.

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

Стабилизация зенитного угла – обеспечение заданного зенитного угла с интенсивностью $i \leq \pm 0{,}005 \ldots 0{,}01\ ^0/м$.

Стабилизирующая длина L_{CT} – длина **КНБК**, равновесная длине одной полуволны нижней свечи,-первая L_{CT1} стабилизирующая длина; двух полуволн – вторая стабилизирующая L_{CT2}; трёх полуволн – третья стабилизирующая длина L_{CT3}; 0,5полуволны нижней свечи - половинная стабилизирующая длина компоновки низа бурильной колонны $L_{CT\,0,5}$.

Угол стабилизации или стабилизирующий угол θ_{CT1}, θ_{CT2} и т.д. – зенитный угол, соответствующий значениям L_{CT1}, L_{CT2}, и т.д.

D, d – диаметры скважин и ***УБТ***, м.

m – число полуволн, уравновешивающих набор заданной длины ***L***.

P – осевая нагрузка, *кН*.

© Музапаров М.Ж., 2005

1 РОЛЬ И МЕСТО НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Рост экономики Республики Казахстан в значительной степени зависит от развития нефтегазовой отрасли, так как в её недрах сосредоточено более 0,742 млрд. тонн нефти, 1,84 трлн. $м^3$ газа.

В настоящее время сохранение уровня или замедление темпов падения добычи нефти и газа становится сложной задачей из-за ряда известных неблагоприятных экономических и геолого-технических факторов: сокращения объёмов геологоразведочных работ; истощения старых месторождений и увеличения доли (до 50%) трудно извлекаемых запасов нефти в текущем балансе разведанных запасов; уменьшения объёмов бурения новых скважин на действующих площадях. В этих условиях важнейшее значение приобретают те направления научно-технического прогресса, которые будут способствовать существенному снижению капитальных затрат при освоении месторождений. В первую очередь, это способы разработки нефтяных и газовых месторождений, а также восстановления их продуктивности на поздней стадии эксплуатации с помощью горизонтальных и многозабойных скважин. При этом эффективность систем горизонтальных и многозабойных скважин зависит от последовательного и адекватного применения исходной информации на стадиях проектирования и реализации проектных решений.

В деле интенсификации добычи нефти важным резервом является повышение поверхности вскрытия продуктивного пласта и расширения зоны дренирования скважин. Один из путей такого способа интенсификации добычи нефти - создание дополнительных каналов в пласте для значительного увеличения поверхности фильтрации и зоны дренирования. Это достигается разветвлением скважин и созданием дополнительных, резко искривлённых пологих и горизонтальных стволов, которые расходятся на сотни метров по пласту. Такое вскрытие продуктивности пласта позволяет в десятки раз увеличить полезную протяжённость стволов в пласте, многократно повысить произво-

дительность скважин и нефтеотдачу пластов.

Бурение горизонтальных скважин успешно осуществлено в различных геолого-эксплуатационных условиях: Восточной и Западной Сибири, Татарстане, Башкирии и т.д. Необходимо отметить, что проводка горизонтальной скважины характеризуется замедлением темпа углубления ствола и удорожанием буровых работ. Вследствие увеличения протяжённости скважины за счет удлинения ствола в продуктивном пласте, роста накладываемых на технологию проводки скважин ограничений, а также усложнения буровых и геофизических работ, стоимость и продолжительность бурения горизонтальных скважин гораздо выше, чем у вертикальных скважин. Однако, ввиду более значительного увеличения производительности скважины и повышения общей нефтеотдачи пласта бурение горизонтальной скважины экономически выгодно с точки зрения конечной цели строительства скважины.

1.1 Обзор развития горизонтального бурения

В конце прошлого века мировая цена на нефть находится на низком уровне, что способствует развитию технологии горизонтального бурения. В 1995 году годовое количество бурения горизонтальных скважин уже достигло до уровня около 2700 скважин. Благодаря быстрому развитию науки и техники бурение горизонтальных скважин (ГС) развивается в мире достаточно высокими темпами, объём горизонтального бурения с каждым годом увеличивается [1-9]. В 1998 году в мире общее количество горизонтальных скважин составляло 21650. В настоящее время всего в мире существующих скважин составляет примерно 2 миллиона, а из них порядка 30 тысяч горизонтальных скважин, занимает 1.5% от общего количества существующих скважин.

Горизонтальные скважины создают качественно иные возможности для эксплуатации нефтеносного слоя, дебит нефти повышается в несколько раз.

В ОАО«***Сургутнефтега***з» разработана технологическая схема разработки сложнопостроенных залежей системой горизонтальных скважин и, начиная с

© Музапаров М.Ж., 2005

1996г., ежегодно строится около 90 горизонтальных скважин, отдача которых в 4-5 раз больше, чем у пробуренных по обычной методике. Активно применяются методы повышения нефтеотдачи пластов. На предприятии применяется около 30 таких технологий [11].

В ОАО«***Татнефть***» закончено строительством более 100 горизонтальных скважин на 15 месторождениях Татарстана. Глубина залегания продуктивных пластов,вскрытых горизонтальными скважинами, измеряется от 829до1728 м, их вскрытые толщины от 4 до 40 м. Длина горизонтальной части стволов составляет 39-448 м. Бурение горизонтальных скважин осуществляется по среднему радиусу (90-380 м) с применением отечественного и импортного навигационного оборудования. Освоено бурение многоствольных горизонтальных скважин [11,13].

ОАО «***НК Сибнефть***» завершила бурение первых двух горизонтальных скважин, что стало началом полномасштабной программы горизонтального бурения. Первая горизонтальная скважина «***Сибнефти***» на Романовском месторождении превзошла по своей эффективности все ожидания. Её дебит составляет в среднем 214 т (1550 баррелей) в день, что более чем в пять раз превышает средний дебит новых скважин, который составляет 41.1 т (296 баррелей) в день [11]. Суточный дебит первой горизонтальной скважины «***Сибнефти***» на Сугмутском месторождении составил 1250 т (9010 баррелей), что является наивысшим показателем в Западной Сибири. Общая протяженность скважины по стволу составляет 4450 м, горизонтальный участок в продуктивном пласте - 1280 м, глубина скважины по вертикали – 3170 м (наибольший показатель в России по протяженности). Буровые работы осуществлялись совместно с компанией ***Pride Forasol*** (дочернее предприятие компании ***Pride International***). Субподрядчиками выступают компании ***Halliburton***, ***Schlumberger, Baker Hughes***. Ранее в 2001 году «***Сибнефть***» ввела в эксплуатацию горизонтальную скважину на Карамовском месторождении, суточный дебит которой составил 1025т (7390 баррелей).

В 2001 году «***Сибнефть***» увеличила средний дебит новых скважин более чем на треть до 65 т (469 баррелей) в сутки. Суточный дебит горизонтальных скважин достиг 392 т (2820 баррелей), что более чем в 6 раз превышает средний дебит обычных скважин.

Горизонтальные скважины, пробуренные на Комсомольском нефтяном месторождении ОАО «***НК Роснефть-Пурнефтегаз***», имеют дебиты в 3-4 раза больше дебитов средних скважин акционерного общества. Так, горизонтальная скважина 8472 выдает ежесуточно в фонтанном режиме 41 т, скважина 6170 – 53 т. Для сравнения: суточный дебит одной средней скважины в ОАО ***«НК «Роснефть-Пурнефтегаз***» равен пока 13 т.

В настоящее время мировыми рекордами горизонтальных скважин являются следующие[2-5, 7-9]:

Горизонтальная скважина с самой длинной протяженностью горизонтального участка. На юге Аргентины,в ***Тьерра-дель-Фуэго***, пробурена и обустроена самая длинная в мире горизонтальная скважина-её длина одиннадцать километров сто восемьдесят метров.

Самой глубокой горизонтальной скважиной является скважина ***Ratana 3*** со средним радиусом в размере 241 м, которая пробурена Западной Бакистанской нефтяной компанией с компанией ***Sperry Sun*** на впадине ***Patwar*** Бакистана. Глубина этой горизонтальной скважины достигла 4996 м.

Самая глубокая горизонтальная скважина с гидроразрывом. Компания ***Halliburton*** проводила гидроразрыв в горизонтальной скважине ***Soehlmgen Z–10*** , которая находится возле г. Хапург Германии. Эта скважина вошла в плотно-песчаную газовую залежь пласта ***Rot Liegendes***, глубина этой скважины– 4781м. Горизонтальный участок – 630 м.

Горизонтальная скважина с самым большим соотношением горизонтального смещения к глубине вертикальной: в феврале 1993 года компа-

© Музапаров М.Ж., 2005

ния ***Unocal*** пробурила горизонтальную скважину **B–39** на платформе ***OCS-P0241*** месторождения ***Dos Cuadras*** на море (Штат Калифорния США). Горизонтальное смещение этой скважины достигло 1108 м, вертикальная глубина–206м, соотношение горизонтального смещения к вертикальной глубине составляет 5.6.

Первая горизонтальная скважина с двумя горизонтальными стволами: в марте 1992 года компания ***Torch*** завершила горизонтальную скважину ***Basdenl–H,*** которая находится в уезде ***Fayetle*** **Штата Texas.** В этой скважине имеется два горизонтальных ствола с противоположным направлением.Длина каждого горизонтального участка–около 793 м, общая протяженность горизонтального участка составляет 1585 м.

Разветвленная горизонтальная скважина с самой длинной общей протяженностью горизонтального участка. В декабре 1993 г. компания **Texaco** пробурила одну разветвленную скважину с самой длинной общей протяженностью горизонтального участка в 3404 м. Эта скважина находится на месторождении ***Brookeland*** Штата Texaco США. Протяженность горизонтального участка верхнего разветвленного ствола скважины 1636 *м*, наклонный угол достиг 93,5°; протяженность горизонтального участка нижней разветвленной скважины – 1768 *м*, наклонный угол – 87°.

Хотя горизонтальное бурение получило значительное развитие, однако соотношение количества горизонтальных скважин к вертикальным скважинам находится на довольно низком уровне. Например, в США и Канаде ежегодное количество горизонтальных скважин занимает соответственно всего лишь 5% и 8% от общих годовых пробуренных скважин.

За 2002 год общее количество пробуренных скважин в Канаде составляет 5898, из них количество горизонтальных скважин составляет 328, т.е. 5.6% от общего количества скважин.

В регионе Северной Америки горизонтальные скважины, в основном, являются средне-радиусными скважинами. Больше всего применяется коэффициент набора угла 6-20°/30 *м*. В Европе в большей степени применяется длинно- радиусное бурение, и в меньшей степени - средне-радиусные и коротко-радиусные скважины.

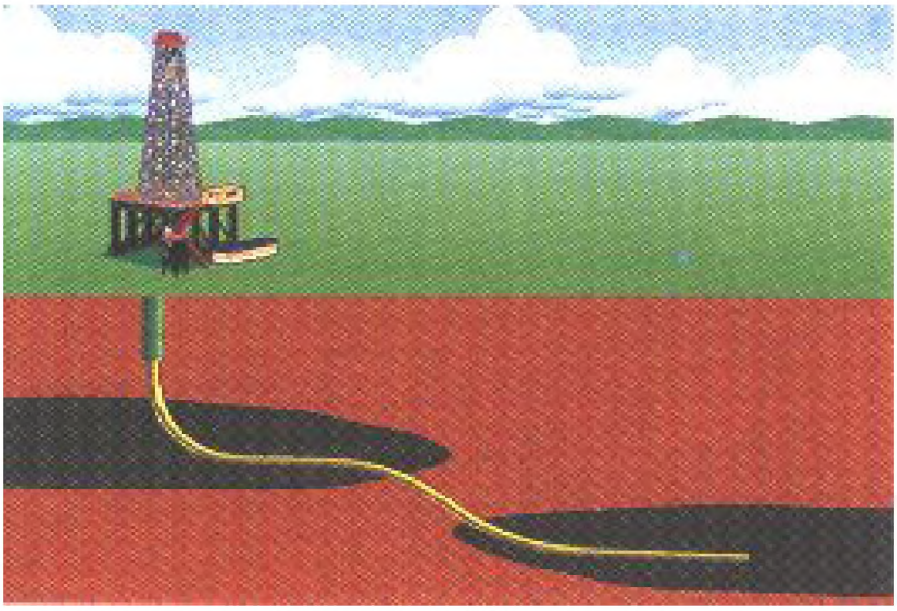
Обзор развития бурения скважин с большим смещением забоя. Скважина с большим смещением забоя (***Extended Reach Well)*** - обозначает скважину, у которой измерительная глубина(***MD***) равна или больше её вертикальной глубины (***TVD***) в 2 раза. Скважина с сверхбольшим смещением (***Mega Reach Well***) – это скважина, у которой ***MD/ TVD*** больше в 3 раза. В последние годы бурение скважин с большим смещением развивается очень быстро, особенно на Северном море Норвегии, месторождении ***Wytch Farm*** региона ***POOL*** Англии и месторождения ***Pt. Perdemdes*** Штата Калифорния США.

В конце семидесятых годов максимальное смещение наклонно- направленных скважин составляет 3660*м*. В январе 1993г.на платформе ***StatfjordC*** Северного моря Норвегии пробурена скважина***C2***, горизонтальное смещение которой достигло 7853 м (***MD*** = 9327 м , ***TVD*** = 2770 м). В сентябре 1995 г. компания ***BP*** на месторождении ***Wytch Farm*** Ингланда пробурила седьмую скважину с большим смещением ***LM – 055P***, горизонтальное смещение которой достигло 8035 м (***MD***= 8700). Компания ***Halliburton*** даже считает, что используя существующие технологии, можно пробурить скважину с большим смещением забоя даже более 10000 м (рисунок 1а).

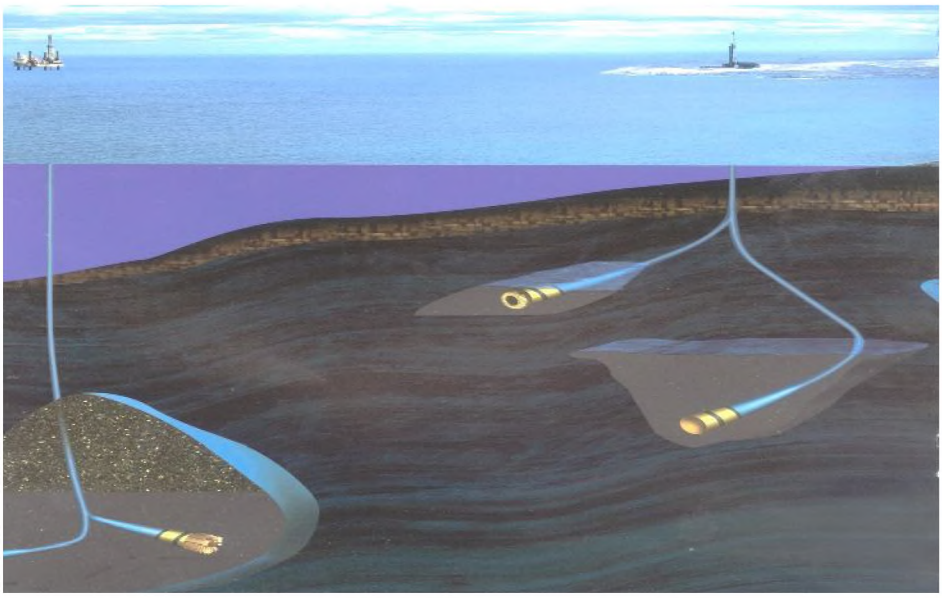
В таблице 1 приведены данные типичных скважинах с большим смещением в мире. Низкий коэффициент набора угла и большой стабильный наклонный угол считаются общей тенденцией бурения скважин с большим смещением.

© Музапаров М.Ж., 2005

Бурение скважин с большим смещением начинается с двадцатых годов 20 века. Учитывая экономические выгоды, в то время бурили скважины с большим смещением забоя с суши на ***Хандингонском*** шельфе Штата Калифорнии США для разработки нефти и газа в море (рисунок 1б).



а - Скважина с большим смещением забоя (Компания ***Halliburton***)



б - Скважины с большим смещением забоя с суши на ***Хандингонском*** шельфе Штата Калифорнии США для разработки нефти и газа в море.

Рисунок 1 - Скважины с большим смещением забоя

На севере месторождения ***Statfiord*** Северного моря Норвегии, применяя скважины с большим смещением вместо бывшего проекта по морской разработке, сэкономили 120 млн. долларов США. На месторождении ***Sleipner*** Северного моря Норвегии, используя бурение скважина с большим смещением вместо бывшего проекта по морской разработке сэкономили 1 миллиард долларов США.

Таблица 1- Данные 8 скважин с большим смещением

Оператор	**МЕСТО НАХОЖДЕНИЯ**	**№ скважин**	**Гл. на бора угла °/30 м**	**Мах. наклонный угол**	**Глубина скв.**	**Верт. глубина**	**Гориз смещ.**	**Соотн. смещ.к верт. глубине**	**привод**
Unocal	КАЛИФОРНИЯ США	***C-30***	85	95	1734	294	1485	5.1	ГИДРАВЛ. ВЕРТЛЮГ
Unocal	КАЛИФОРНИЯ США	***A-21***	290	86	5092	1534	4472	2.9	ВЕРХНИЙ ПРИВОД
Statoil	СЕВЕРНОЕ МОРЕ НОРВЕГИИ	***C-2***	396	83	8761	2788	7290	2.6	ВЕРХНИЙ ПРИВОД
Statoil	СЕВЕРНОЕ МОРЕ НОРВЕГИИ	***C-26A***			9327	2770	7853	2.84	
WOODSIDE	АВСТРАЛИЯ	***NRA-21***	168	70	6180	3013	5006	1.7	ВЕРХНИЙ ПРИВОД
FREEPORT MCMORAN	МЕКСИКАНСКИЙ ЗАЛИВ США	***A-10***	30	57	5839	3449	4582	1.3	ВЕРХНИЙ ПРИВОД
AMOCO	СЕВЕРНОЕ МОРЕ ВЕЛИКОБРИТАНИЯ	*A-44*	244	61	6763	3899	4952	1.3	РОТОР
BP	*WYTCH FARM* ВЕЛИКОБРИТАНИЯ	***LM-05SP***			8700		8035		

В Великобритании на месторождении ***Wytch Farm*** используя бурение скважин с большим смещением на берегу моря вместо ранее запланированного проекта по бурению на искусственном острове, экономили 150 млн. долларов США, кроме того, ускорили пуск скважин в эксплуатацию на 3 года.

© Музапаров М.Ж., 2005

На месторождении ***Pt. Pedernales*** Штата Калифорнии США пробурили 9 скважин с большим смещением вместо ранее запланированного проекта по бурению на искусственном острове,- сэкономили 100 млн. долларов.

На Северном море Норвегии общая себестоимость бурения и освоения составляет 24 млн.долларов, а конкурентоспособный вариант по освоению скважины на дне моря примерно требует 27млн.200тысяч долларов США. Очевидно, бурение скважины с большим смещением позволяло сэкономить около3.2млн. долларов США. Дебит скважины ***C26A*** составляет больше 3425 тонн нефти в сутки.

1.2 Краткий анализ исследований техники и технологии наклонно-направленного и горизонтального бурения

В последние годы в Казахстане значительно увеличился объем бурения скважин с большими отходами от вертикали (СБО) и горизонтальных скважин (ГС).

Бурение наклонно направленных скважин с большими отходами от вертикали (рисунок 2) осуществляется для разведки и эксплуатации объектов, которые нельзя достичь с помощью вертикальных скважин[10, 11].

Проводка горизонтальных скважин преследует цель увеличения дебитов скважин при разработке тонких и малопродуктивных пластов, малопроницаемых участков залежи, зон с вертикальной трещиноватостью коллектора, продуктивных пластов, имеющих определенные виды стратиграфических нарушений [12- 14].

Общим для этих видов скважин является наличие протяженных участков с большими зенитными углами и связанные с этим особые требования к техническим средствам, средствам контроля за траекторией бурения,технологии проводки скважин.

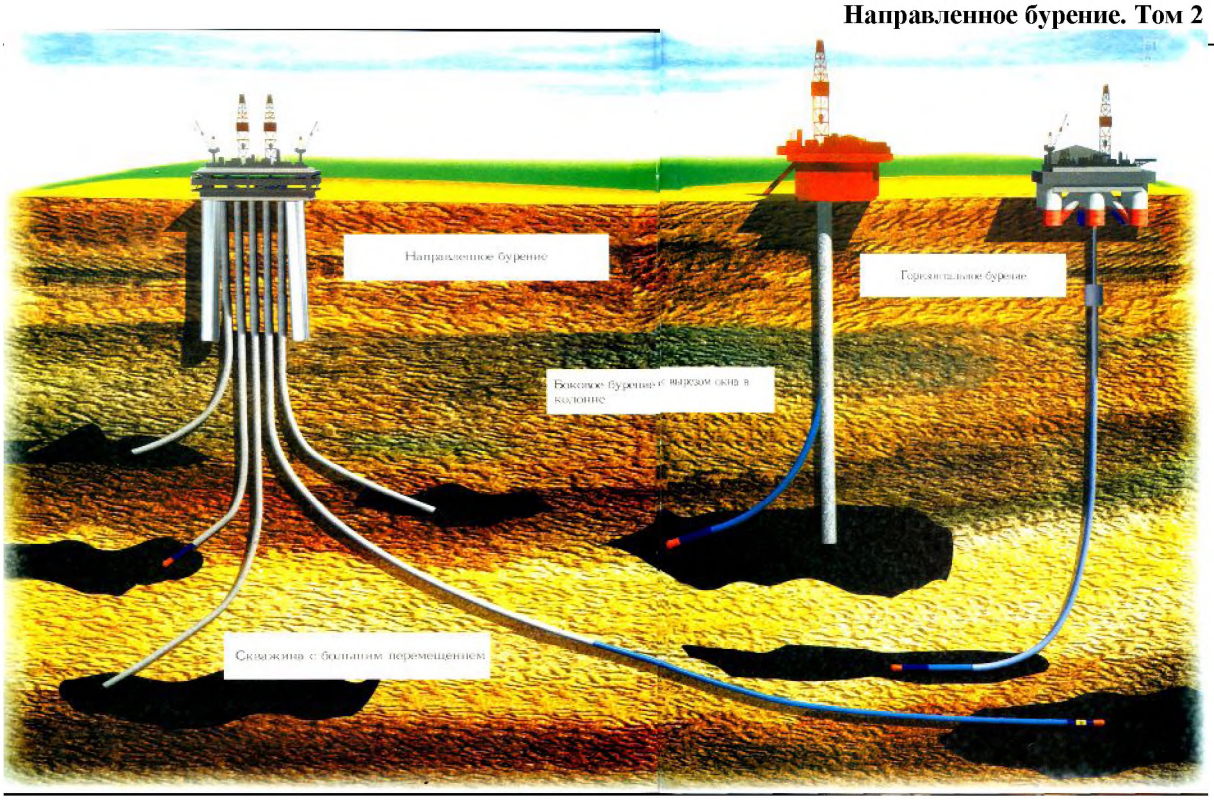


Рисунок 2 - Бурение наклонно направленных скважин с большими отходами от вертикали

Совмещение СБО с горизонтальными участками в пределах продуктивного горизонта позволяет использовать преимущества обоих видов скважин: возможность достижения участков залежи, недоступных при разбуривании обычными способами, и увеличение продуктивности скважин [13, 14].

При проводке наклонных скважин большая часть проектного ствола скважины составляет прямолинейный наклонный участок, в котором без отклоняющих и стабилизирующих приспособлений может привести к падению или росту ранее набранного угла наклона [14-18].

Известно, что интенсивность изменения кривизны скважины зависит как от технических и технологических факторов- диаметр долота, диаметр и жесткость бурильных труб и ***УБТ***, а также их соотношения, осевой нагрузки, механической скорости бурения, величины начального угла искривления ,так и от геологических факторов-формы залегающих пластов и физико-механических свойств горных пород [19,22,25,39-42].

© Музапаров М.Ж., 2005

Для борьбы с искривлением ствола скважин существует ряд компоновок низа бурильного инструмента [39], включающих в себя ***УБТ***, ***СУБТ*** и ***УБТ*** с центрирующими приспособлениями и без них.

В настоящее время, когда осевые нагрузки на долото значительно возросли, предотвращать изгиб только применением ***УБТ*** стало трудно. Для этого необходимо изменить параметры режима бурения и, в первую очередь, ограничить осевую нагрузку на долото, что ведет к значительному снижению эффективности проводки скважин.Таким образом, предотвратить изгиб бурильной колонны можно, снижая технико-экономические показатели бурения, но это не целесообразно. Между тем, для предупреждения искривления скважин совсем не обязательно, чтобы вся бурильная колонна сохранила прямолинейную форму. В случае прогиба или перекоса компоновки создаются благоприятные условия для естественного искривления скважин, причем интенсивность искривления тем больше, чем больше угол перекоса нижнего конца компоновки, жестко связанного с долотом. Величина прогиба и перекоса компоновки в стволе скважины зависит, в основном, от её длины, жесткости и величины радиальных зазоров. При бурении же наклонного ствола скважины роторным способом возникает центробежная сила инерции, обусловленная вращением компоновки, что способствует возникновению дополнительного фактора, воздействующего на параметры искривления ствола скважины.

Существует ряд точек зрения на характер вращения низа бурильной колонны при роторном способе бурения наклонного ствола скважины.

В работе [20] установлено,что при роторном бурении вертикальной скважины в области нейтрального сечения колонна бурильных труб может иметь четыре вида движения: вращение вокруг собственной оси со скольжением; вращение вокруг собственной оси без скольжения с перекатыванием по стенкам скважины в сторону, противоположную вращению;вращение вокруг оси скважины; беспорядочное биение колонны. Независимо от осевой нагрузки и скорости вращения растянутая часть колонны вращается вокруг собствен-

ной оси,сжатая часть колонны с переходом от одного вида вращения к другому.

Вращение бурильной колонны на наклонном участке ствола происходит только вокруг собственной оси со скольжением относительно стенок скважины.

Следует отметить, что в работах других исследователей [18-23] бурильная колонна может вращаться вокруг собственной оси как гибкий вал и вокруг оси скважины как изогнутый стержень соответствующей формы.Возможно также одновременное вращение труб вокруг собственной оси и перекатывание их по стенке скважины, т.е. сочетание обоих видов вращения.

В работах американских ученых и специалистов А.Лубински, Г.Вудса, Г.Макдональда [51] и др. решен ряд вопросов управления процессом искривления ствола скважины при роторном способе бурения.Однако,влияние числа оборотов вращения бурильной колонны и осевой нагрузки при наличии и отсутствии центрирующих приспособлений в компоновке низа бурильного инструмента на величину усилия на долото, под действием которого происходит изменение кривизны скважины, а также вопросы устойчивости низа бурильной колонны, не рассмотрены.

Отклоняющие устройства. При бурении СБО и ГС применяются отклоняющие устройства, которые условно делятся на 3 группы [42]: с малым радиусом искривления 6…12 *м* (до 10^0/ 1 *м*); со средним радиусом 90…240 *м* (до $6{,}6^0$/10 *м*); с большим радиусом искривления – 300 *м* и более (темп набора угла до 2^0/ 10 *м*).

Системы с малым радиусом искривления основаны на применении отклоняющих клиньев и шарнирных компоновок в сочетании с гибкими трубами. Обычно малые радиусы используются для забуривания боковых ответвлений из существующих с целью повышения их продуктивности. Длина горизонтального участка при этом относительно невелика – 60…120 *м*.

© Музапаров М.Ж., 2005

Для бурения со средним радиусом искривления необходимы специальные (обычно укороченные) двигатели в сочетании с кривым переводником или шарнирным сочленением с бурильным инструментом. В последнем случае требуется также применение отклоняющего клина или сочетание шарнирной ***КНБК*** с ориентируемым отклонителем.

Технология бурения с большим радиусом кривизны предполагает использование традиционных отклоняющих устройств (ориентируемых и неориентируемых). В последние годы при этом отдают предпочтение отклонителям с дистанционно изменяемым углом перекоса и неориентируемым компоновкам низа бурильной колонны ***(КНБК),*** содержащим в своём составе центратор с переменным диаметром.

Технические средства для бурения ГС с малым радиусом кривизны. Рациональная область применения скважин с малым радиусом – это пласты с низким пластовым давлением. Бурение обычно производится с помощью установок для капитального ремонта скважин.

Забуривание криволинейного ствола может производиться путем вырезания окна в обсадной колонне или в интервале сплошного выреза обсадной колонны. Независимо от метода вырезания обсадной колонны, на требуемой глубине устанавливается цементный мост или специальный якорь, на которых в свою очередь закрепляется отклоняющий клин, ориентированный по необходимому азимуту. Бурильная компоновка в общем случае состоит из специального забурочного долота, центратора, шарнирного узла и гибкой бурильной колонны. Путем подбора соотношения размеров элементов ***КНБК*** достигается бурение по заданному радиусу кривизны. Способ бурения – роторный.

Существует модификация данного способа, предусматривающая применение принудительно изгибаемого с помощью специального устройства удлиненного вала забойного двигателя взамен гибкой бурильной колонны с шарнирным сочленением секций [42,44].

Имеются технические решения, основанные на использовании гидромониторного разрушения забоя.

Как уже отмечалось, путем бурения скважин с малыми радиусами кривизны не удается достигнуть значительных смещений забоя от вертикали.

Техника и технология бурения скважин со средним радиусом кривизны. Как показывают теоретические расчеты и практика бурения, для проводки скважин со средним радиусом кривизны до определенных пределов можно использовать отклонители традиционного типа, но укороченные. Например, при замене турбинной секции отклонителя ***ТО-172*** винтовым двигателем такого же диаметра радиус искривления ***R*** теоретически может быть уменьшен до 180 *м*. Однако для достижения ***R***=90 *м* потребовалось бы уменьшение общей длины отклонения до 4 *м*. Очевидно, что при этом резко снизятся энергетические характеристики отклонителя.

Отсюда следует, что для получения радиусов искривления, относящихся по приведенной выше классификации к средним, требуется применение других типов отклонителей.

В последние годы ВНИИОЭНГ разработаны специальные отклонители на базе винтовых забойных двигателей для бурения долотами диаметром 120,6…215,9 *мм* с искривлением по среднему и малому радиусам [37,39-41].

Кроме того, перспективными для бурения со средними радиусами искривления являются шарнирные отклонители. При бурении ими может быть достигнута интенсивность искривления до $10^0/10м$[46-48]. Шарнирные ***КНБК*** обладают целым рядом преимуществ, главными из которых являются следующие [46]:

- существенное повышение точности проводки ствола по заданной траектории, так как шарнирные ***КНБК*** могут обеспечивать практически постоянную интенсивность искривления в широком диапазоне изменения зенитного угла;

© Музапаров М.Ж., 2005

- возможность применения, как при роторном бурении,так и использовании забойных двигателей;
- универсальность.

Под последним имеется в виду возможность выполнения с помощью шарнирных ***КНБК*** целого ряда различных технологических операций, связанных с проводкой наклонных и горизонтальных скважин:

- безориентированное увеличение зенитного угла при начальном его значении $\theta = 12^0$;
- безориентированное уменьшение зенитного угла с заданной интенсивностью до расчетного предельного значения;
- предупреждение естественного искривления скважин;
- забуривание наклонного ствола в заданном азимуте;
- корректировка направления скважины.

До последнего времени шарнирные компоновки не находили широкого применения при бурении глубоких скважин на нефть и газ. Больше внимания уделялось этим ***КНБК*** в горнорудной промышленности [37,42,49-52]. Отдельные разработки для глубокого бурения [53-59] и др.не являлись в полном смысле шарнирными компоновками, так как предусматривали фиксацию шарнирного узла в перекошенном положении. Из-за сложности конструкции и малой надежности в работе ни одно из указанных технических решений широкого применения в практике бурения не нашло.

Наблюдаемый в последние годы рост числа скважин с большими отходами (СБО) от вертикали и горизонтальных скважин (ГС) за рубежом и связанная с этим необходимость бурения со средними радиусами искривления, вызвали интерес к применению шарнирных ***КНБК*** [11,34,37,54,125-138].

Во ВНИИБТ также были проведены целенаправленные исследования по применению шарнирных компоновок [46,64,65]. В результате этих исследований предложены роторные и турбинные шарнирные ***КНБК*** различного назначения [46, 66-72], многие из которых прошли промысловые испытания и

дали положительные результаты. Разработаны конструкции специальных элементов шарнирных ***КНБК*** (шарнирная муфта, упругий центратор, децентратор, опорный элемент). Шарнирный элемент является наиболее важным и одновременно слабым узлом этих компоновок. Поэтому постоянно предпринимаются попытки повышения надежности шарнирных переходников[72-78].

Зарубежные разработки в области бурения скважин со средними радиусами искривления также основываются на применении шарнирных ***КНБК*** [79], специальных бурильных труб повышенной гибкости и расположенных над последними труб с повышенным весом 1пог.м [80], винтовых двигателей с кривым переводником[81]. При бурении скважин среднего радиуса в ***КНБК*** включаются забойные телеметрические системы (***MWD)*** для получения оперативной информации с забоя и контроля за траекторией бурения [82-86].

Бурение скважин с большим радиусом кривизны. Участки с малым и средним радиусом кривизны занимают незначительную долю от общей длины СБО и ГС. Основной объем бурения приходится на участки с большим радиусом искривления (интенсивность изменения зенитного угла не более 2^0/10м). Для набора зенитного угла и коррекции направления скважины используются в этом случае ориентируемые и неориентируемые ***КНБК.***

Ориентируемые ***КНБК*** обычно содержат кривой переводник (с постоянным или переменным углом перекоса) или эксцентричный элемент. Имеются конструкции самоориентирующихся отклонителей.

Неориентируемые компоновки могут содержать определенным образом установленные на забойном двигателе или ***УБТ*** опорно-центрирующие элементы различного диаметра, шарнирные узлы, а также сочетание шарнира с опорно-центрирующими элементами.

В практике бурения у нас и за рубежом применяются большое число различных ориентируемых и неориентируемых ***КНБК*** для бурения участков скважины с большим радиусом искривления. Разнообразны и конструкции элементов ***КНБК.***

© Музапаров М.Ж., 2005

Рассмотрим наиболее важные группы устройств и ***КНБК*** для бурения участков профиля с большим радиусом кривизны.

Ориентируемые КНБК на базе кривого переводника с постоянным углом перекоса. Ориентируемые ***КНБК*** на базе кривого переводника с постоянным углом перекоса общеизвестны [82].

Наиболее простой в изготовлении компоновкой является кривой переводник в сочетании с ***УБТ*** и коротким турбобуром. Недостатками этой ***КНБК*** являются возникновение больших упругих деформаций турбобура и снижение его энергетических параметров, непостоянство интенсивности искривления при изменении зенитного угла α и даже полное прекращение набора угла при определенных величинах α [42]. Кроме того, указанная компоновка не обеспечивает и постоянства интенсивности изменения азимута при заданном угле установки отклонения. Большая длина нижнего плеча компоновки становится причиной ее повышенной чувствительности к изменениям вращающегося момента на долоте.

Перечисленные недостатки ***КНБК*** с кривым переводником послужили причиной поиска конструкций отклонителей на базе забойных двигателей с более устойчивыми показателями искривления скважины. В результате были созданы турбинные отклонители и механизмы искривления для электробуров, в которых место перекоса осей отклоняющей компоновки приближено к долоту[48,82-84].

Неориентируемые КНБК для бурения СБО и ГС. С увеличением объёма наклонного бурения всё более широкое применение на практике находят неориентируемые забойные компоновки, с помощью которых реализуются интервалы набора, стабилизации и уменьшения зенитного угла проектного профиля наклонных скважин.

Использование в компоновке низа бурильной колонны (***КНБК***) опорно-центрирующих элементов (калибратор, центратор, стабилизатор и др.), наряду с повышением качества проводки и удешевления стоимости бурения нак-

лонной скважины, позволяет сократить длину искривлённого участка ствола реализуемыми ориентируемыми компоновками (например, ***КНБК,*** включающий кривой переводник, ***ТО ОТС*** и др.) и максимально уменьшить количество рейсов с ним и следовательно, затраты на бурение [85].

В связи с изложенным выше большое теоретическое и практическое значение имеют задачи повышения эффективности искривлением наклонных скважин с применением неориентируемых ***КНБК***, включающих один и более центрирующих элементов (***ОЦЭ),*** такие, как центратор, калибратор, стабилизатор и др., используемые в качестве неориентируемых отклонителей [86].

Надежное управление искривлением наклонных скважин с использованием опорно-центрирующих ***КНБК*** с заданными параметрами является одним из основных и решающих вопросов в проблеме качественной проводки наклонных скважин.

В настоящее время в связи с ускоренной разработкой нефтяных и газовых месторождений в континентальных шельфах и прибрежных зонах Каспийского, Черного и Азовского морей, а также отдельных месторождений на суше, в том числе и на Мангистау, вопрос эффективного управления искривлением наклонных скважин опорно-центрирующими компоновками с заданными параметрами, приобретает особую актуальность.

Как известно, при бурении опорно-центрирующими ***КНБК*** искривление скважин(принудительное или естественное) происходит в результате влияния ряда факторов на низ компоновки бурильной колонны, таких как, например: боковое усилие на долото;момент, возникающий в месте установки центратора (стабилизатора, калибратора), вызванный действием поперечных и продольных сил; угол поворота оси долота относительно оси скважины (асимметричного расположения нижней части компоновки), интенсивности искривления и податливости стенок скважины и др. Степень влияния этих параметров на процесс искривления (интенсивности искривления) во многом зависит от

© Музапаров М.Ж., 2005

физико-механических свойств проходимых пород (анизотропия пород) жесткости и геометрических размеров нижней части компоновки, диаметра и зенитного угла ствола скважины, геометрических размеров и места установки центратора или других технических средств, применяемых в качестве неориентируемого отклонителя.

В работах Ю.М. Кулиева[79,84] и др. показано, что включением в ***КБНК*** ряда технических средств – центраторов, стабилизаторов, калибраторов, расширителей различных конструкций и др., возможно с высокой надежностью корректировать траекторию ствола скважины.

Первые научные разработки в области предотвращения кривизны скважин были выполнены за рубежом в 60-х годах Г. Вудсом и А.Лубински , которые связывали тогда расчёт ***КНБК*** с влиянием геологических факторов и нашли условия, при которых скважина при бурении в районах естественного искривления будет стремиться к совершенно определённому углу стабилизации (например,3^0 или 5^0). Однако Г. Вудс и А. Лубински дали свои рекомендации только для м а я т н и к о в ы х ***КНБК***, которые не нашли широкого практического применения. Было установлено, что при применении такой ***КНБК*** для того, чтобы обеспечить требуемый угол стабилизации (чаще всего в пределах 3-5^0), неизбежно приходилось, согласно расчётам,ограничивать осевую нагрузку на долото по сравнению с необходимой для достижения минимума стоимости 1 м проходки. Такое решение, связанное со снижением скорости бурения скважин, конечно, не могло удовлетворить требования производства.

Г. Вудс и А. Лубински рассматривали работу ***КНБК***, включающей только один центратор, установленный в идеальной позиции, или бурение совсем без центратора.

По-другому решалась проблема подбора КНБК для искусственной стабилизации зенитных углов ствола наклонно направленных скважин на желаемом уровне.

Келасом [85] установлено, что для поддержания требуемого зенитного угла в большинстве случаев достаточно применять ***КНБК*** с одним центратором, действующую по принципу рычага, а для остальных случаев, как считает Милхейм [86], можно использовать равновесные ***КНБК*** с множественной центрацией. При этом во многих случаях не принималось во внимание влияние геологических факторов [87-90], - принимались уже не маятниковые ***КНБК*** с одним центратором, а так называемые жёсткие с множественной центрацией.

Была решена проблема выбора ***КНБК*** для бурения вертикальных скважин без ограничения эффективной нагрузки. К сожалению, это решение также, в свою очередь, было связано с определённым ограничением. Оно заключалось в предположении, что при бурении центраторы в подобных ***КНБК*** постоянно остаются полноразмерными. Только тогда удавалось планировать бурение слегка наклонных прямолинейных стволов скважин с небольшим отклонением от вертикали. Однако, вскоре было замечено, что в одних случаях применение жёсткой компоновки ***КНБК*** было успешным, а в других не давало желаемых результатов. Детальный анализ показывает, что причиной появления недопустимых отклонений скважины от вертикали является отсутствие обоснованных рекомендаций по допустимому износу полноразмерных вначале центраторов в ***КНБК*** с множественной центрацией. На практике очень трудно придерживаться таких малых зазоров (официально допустимые зазоры для полноразмерных центраторов составляют 1,0-1,5 *мм* на сторону), так как для этого в большинстве случаев необходимо менять центраторы почти после каждого рейса, поскольку износ в 1,0-1,5 мм на сторону действительно можно чаще всего наблюдать после первого же долбления.

© Музапаров М.Ж., 2005

Ясно, что смена центраторов почти после каждого рейса – не самое экономичное решение,- оно может быть оправданным только в тех случаях, когда доказано, что все остальные средства исчерпаны.

В 1981 году Келас вслед за Милхеймом от расчётов ***КНБК*** перешёл к прогнозированию вероятного поведения ***КНБК*** в стволе скважины с точки зрения возникновения возможной кривизны [91], предприняв попытку математически описать вероятную траекторию ствола скважины. Однако, Келас при решении вопросов стабилизации кривизны, исходит из предположения, что скважина искривляется только лишь в одной плоскости.

Вопросы вероятного искривления ствола скважины в пространстве обсуждались в последние годы в статьях Тутена [87-89]. При этом учитывались не только механические силы; рассматривалось бурение в анизотропных породах, но углы падения пластов не учитывались.

Управление траекторией бурения с помощью неориентируемых ***КНБК*** основано на целенаправленном регулировании угла перекоса долота и отклоняющей силы путем установки в нижней части бурильной колонны опорно-центрирующих элементов. Теоретические основы расчета неориентируемых ***КНБК*** для бурения вертикальных и наклонных скважин впервые были изложены в работе [32]. В нашей стране последовательная, применимая к разным типам ***КНБК*** методика расчета была предложена М.П.Гулизаде [92-93]. Затем появились исследования Келаса [85,91], Тутена [87-89], Милхейма [86,94] и др.

Пользуясь результатами этих исследований или их модификациями, например[25], можно рассчитать темп искривления скважины при заданных параметрах ***КНБК*** или определить диаметры и место установки опорно-центрирующих элементов для обеспечения необходимого темпа искривления. Вторая задача более сложная, если число опорно-центрирующих элементов больше двух.

Обычно неориентируемые ***КНБК***, если не применять шарнирных узлов и эксцентричных элементов, позволяют управлять зенитным углом с интенсивностью до $\pm 5\ldots6\ ^{0}/100\ м$, включая стабилизацию угла.

Иными словами, неориентируемые ***КНБК*** – это технические средства для бурения с большим радиусом искривления.

Регулировать характеристику неориентируемой ***КНБК*** можно двумя способами: за счет изменения места установки опорно-центрирующих элементов при неизменном диаметре или путем изменения диаметра при постоянном месте установки.

При роторном бурении, когда разъем для установки центратора в пределах низа бурильной колонны (***УБТ***), в принципе, можно сделать в любом месте, не представляют трудности оба способа. Кроме того, поскольку кольцевой зазор между ***УБТ*** и стенкой скважины достаточно велик, в роторном бурении можно применять и передвижные центраторы [95, 96].

Сложнее при бурении забойными двигателями. Существующие соотношения диаметров долот и забойных двигателей таковы, что передвижные центраторы достаточной прочности можно использовать, лишь переходя на один размер турбобура ниже.

В последние годы большое внимание уделяется вопросам научно обоснованного выбора различных ***КНБК*** для управления траекториями бурения наклонных скважин [13,32,38,85-91,92,97-100]. Для этого предлагаются различные модели искривления скважин. Из моделей, предложенных в нашей стране, наибольшую известность получила модель М.П.Гулизаде, Л.Я.Сушона, Л.Я.Кауфмана [38,92,93].

Она включает в себя методику расчета в плоскости длины направляющей части бурильной колонны, действующих на нее сил бурильной колонны (***НБК***) в пределах направляющего участка, в том числе отклоняющие силы на долоте, а также управления движения ***НБК*** в анизотропной породе.

© Музапаров М.Ж., 2005

Уточнением этой модели является модель И.Г.Шагисултана, А.Г.Биишева и Н.Ф.Кагарманова [101]. Ее отличает большая, чем модель Л.Я.Сушона, строгость постановки задачи и учет большого числа факторов, влияющих на искривление скважины (в частности, наката долота на стенку скважины).

Однако практическое использование моделей искривления скважин, имеющих вид дифференциальных уравнений движения ***НБК***, для прогноза траектории движения затруднено. Эти уравнения содержат ряд эмпирических коэффициентов (коэффициенты, определяющие зависимость скорости бурения от режимных параметров, коэффициенты боковой фрезерующей способности долота, анизотропии породы, сцепления долота и центраторов с породой и др.) Достаточно точное определение значения этих коэффициентов и эффективное их использование для прогноза траектории бурения возможны только в том случае, если осуществляется телеконтроль за искривлением скважины с одновременной обработкой инклинометрической информации с помощью ЭВМ, установленной непосредственно на буровой. Ни надежной телеметрии, ни исполнителей соответствующей квалификации буровые предприятия пока не имеют.

1.3 Тенденции перехода к управляемым системам роторного наклонно- направленного и горизонтального бурения

В обозримом будущем системы наклонно-направленного бурения по-прежнему будут иметь важное значение для нефтяной промышленности при разработке морских месторождений с ограниченной площадью доступа к поверхности и в регионах со сложными климатическими условиями. Формирование требований к технологии наклонного бурения, как и раньше, будет обусловлено стремлением продлить срок службы месторождений на море и на суше путем бурения боковых стволов из существующего ствола скважины и заканчивания скважин с горизонтальным отрезком ствола, что позволяет увеличивать дебит и полноту извлечения углеводородов из пласта.

Поскольку наклонные скважины значительно дороже вертикальных, даже умеренное повышение эффективности их проводки может обеспечивать значительную экономию. Внедрение гидравлических забойных двигателей обеспечили принципиальную возможность проводки наклонных скважин, а применение управляемых двигателей улучшило управление траекторией ствола скважины и сократило время спуско-подъемных операций, однако эти двигатели стоят дорого и недостаточно надежны.

Компания ***Amoco*** [102] пробурила в 1995 г. около 90 новых наклонно направленных скважин (с углом наклона более 10^0) общей стоимостью 239 млн. долл. Наклонные скважины составили 12 % от общего числа пробуренных компанией, но на их долю пришлось примерно 36 % суммарных расходов на буровые работы. В этих скважинах 165615 м было пробурено гидравлическими забойными двигателями, что обошлось в 61 млн. долл. Системы наклонно направленного бурения с управляемым забойным двигателем часто работали неэффективно и в перспективе могли быть заменены более производительными управляемыми системами роторного бурения. Вполне реально добиться суммарного повышения производительности, по крайней мере, на 20 %.

Причины низкой эффективности систем наклонно направленного бурения с управляемым забойным двигателем можно разделить на две общие группы: простои, вызванные поломкой забойных двигателей, и низкая производительность при их «нормальной» работе. Убытки от простоев определяются легко, поэтому при расследовании способов снижения стоимости наклонного бурения именно им уделяется особое внимание. В этом направлении за последние несколько лет достигнут значительный прогресс, хотя определённые убытки, обусловленные простоями из-за осложнений, связаны с любой системой направленного бурения. При управляемом роторном бурении убытки из-за осложнений могут быть уменьшены (экономия зависит от сложности системы); но основной причиной стремления к переходу от системы с забой-

© Музапаров М.Ж., 2005

ными двигателями к роторным является повышение эффективности направленного бурения. Это обеспечивает при управляемом роторном бурении выполнение ряда задач, которые при использовании гидравлических забойных двигателей невыполнимы.

Качественно оценить повышение производительности, которое может быть достигнуто в результате использования новой технологии, как правило, нелегко, хотя оно и может быть достаточно существенно.До тех пор пока работы ведутся существующей системой, необходимо сосредоточить усилия на её совершенствовании, а не на внедрении новой системы. В прошлом неэффективные системы принимались как естественная плата за ведение работ. Но в настоящее время следует больше снижать затраты, чтобы сохранять конкурентоспособность.

Приведенный ниже анализ показывает, что бурение с управляемыми забойными двигателями неэффективно и что внедрение систем управляемого роторного бурения позволил достичь больших результатов. Цель данного анализа–не принизить значение гидравлических забойных двигателей, которые на протяжении трех десятилетий были основой наклонно направленного бурения, а показать, что внедрение альтернативной системы обеспечивает значительные преимущества.

В системах с управляемым гидравлическим забойным двигателем управление траекторией ствола достигается благодаря сочетанию режимов резания боковой гранью и наклонным долотом.Таким образом,предсказуемость получаемой кривизны траектории достигается путем конкретного выбора системы долото – двигатель, а результаты бурения зависят от параметров пласта. Чтобы избавиться от этой зависимости, темп проходки при скольжении проектируется более высоким, чем средний темп строительства наклонно направленных скважин. Распределение времени проходки между режимами вращения и скольжения регулируется таким образом, чтобы конечный результат соответствовал требуемому. Используя сверхинтенсивный темп строитель-

ства, можно сократить продолжительность скольжений и быть уверенным, что скважина останется в заданных пределах, однако, к сожалению, такой способ приводит к извилистой траектории ствола, что влечет за собой рост силы трения в скважине и крутящего момента, поэтому перед тем как использовать роторную компоновку, часто приходится проводить проработку ствола.

Проблема искривления траектории усугубляется тем обстоятельством, что количество породы, срезаемой боковой гранью, зависит от ее твердости. Когда долото разбуривает пограничные пласты, образуются уступы. Ситуация усугубляется невозможностью в полной мере воспользоваться антивихревыми свойствами долота. В целом некачественное состояние скважины зачастую приводит к осложнениям при спуске обсадных колонн и хвостовиков с высаженными концами и центрирующими фонарями, а также ухудшает качество электрокаротажных работ.

Многие недостатки управляемых систем бурения с гидравлическими забойными двигателями, рассмотренные выше, могут быть исключены или значительно сокращены при применении управляемых систем роторного наклонно направленного бурения, в которых долото движется по заданной траектории при непрерывном вращении бурильной колонны. Это исключает зависание колонны, обеспечивает хорошую очистку скважины и, что очень существенно, позволяет выбирать для разбуриваемого пласта наиболее подходящий тип долота. Исключение двигателя из забойной компоновки для наклонного бурения позволяет осуществлять сбор информации для измерения забойных параметров и каротажа в процессе бурения непосредственно у долота. По данным Томми М. Уоррена [102] указанные преимущества могут обеспечить повышение производительности буровых работ на 20-30 %, даже если стойкость к механическим поломкам инструмента, используемого при управляемом роторном бурении, не выше, чем у гидравлических забойных двигателей.

© Музапаров М.Ж., 2005

В настоящее время разрабатывается несколько систем управляемого роторного бурения, в том числе компаниями ***Camco*** [103], ***Baker Hughes INTEQ*** [104], ***Cambridge Drilling Automation*** [105], ***DDD Stabilizers*** [106], и система для скважин малого диаметра компании ***Amoco*** [107]. Системы ***Camco, BHI*** и ***Amoco*** ближе всего к серийному производству, хотя разработка системы ***Cambridge Drilling Automation*** началась раньше и недавно она успешно прошла промышленные испытания [108]. Остальные системы находятся на различных стадиях создания опытных образцов.

Управляемые системы роторного наклонно направленного бурения можно классифицировать разными способами, но два из них являются, вероятно, наиболее существенными: метод ориентации (автоматизированный динамический или ручной) и использование механизма для управления траекторией наклонного ствола. Устройства с автоматизированным механизмом ориентации, имеющим динамическое управление, по природе своей значительно сложнее, чем системы с ручной ориентацией. В их состав обычно входят какое-нибудь забойное контрольно-измерительное оборудование для определения положения долота, источник питания и приводной механизм, позволяющий корректировать ориентацию инструмента во время работы, чтобы поддерживать ранее установленную. Системы с ручной ориентацией обычно обеспечивают ориентацию за счет потока бурового раствора, вращения колонны бурильных труб и (или) продольного перемещения колонны. Ориентация такой системы осуществляется обычно таким же методом, как и ориентация гидравлических забойных двигателей. Иногда используют автоматический механизм ориентации, но ориентация при бурении осуществляется обычно при каждом наращивании, а не динамическим способом.

Управление наклонной траекторией можно производить прикладыванием к долоту поперечного усилия, наклоном долота или сочетанием этих двух методов. Обе системы – ***Camco*** и ***BHI*** – используют механизмы автоматической ориентации и управляют траекторией скважины путем приложения бокового

усилия непосредственно к долоту. Расширяющийся невращающийся стабилизатор в компоновке ***BHI*** обеспечивает статическое боковое усилие, приложенное к стенке скважины, что вызывает противодействующее усилие, приложенное к стабилизатору и долоту.

В системе ***Camco*** динамическое усилие прикладывается к долоту, но результат аналогичен системе ***BHI***. Так как долото обладает значительно большими возможностями для бокового резания, чем стабилизатор, направление ствола соответствует направлению усилия, приложенного к долоту. Кривизна ствола скважины определяется соотношением объемов бокового резания и бурения в прямом направлении. В обеих системах на уровне долота ось вращения долота всегда расположена под углом по отношению к оси скважины на величину, определяемую геометрией инструмента и радиусом кривизны. Этот наклон необходим для компенсации отклонения долота, обусловленного боковым резанием. Чтобы следовать заданной траектории, обе системы включаются и отключаются автоматически.

Системы ***Appleton*** и ***DDD*** очень похожи, так как для обеспечения бокового режущего усилия и наклона долота обе используют косвенное боковое усилие, создаваемое расположенным непосредственно у долота стабилизатором. Для этих систем наддолотный стабилизатор служит точкой приложения силы, позволяющей боковому усилию на долото и наклону долота действовать в одном направлении. Первичным механизмом отклонения по-прежнему остается боковая зарезка ствола долотам, но действие наклона долота и процесса боковой зарезки совпадают по направлению, а не противоположны, как в системах ***Camco*** и ***BHI.*** Этот способ ориентации долото– классический случай определения кривизны по трем точкам. Чтобы обеспечить непосредственное приложение бокового усилия к долоту, эти системы можно также использовать без наддолотного стабилизатора.

Система ***Amoco*** использует ориентируемый вручную невращающийся переходник и гибкое соединение, позволяющее располагать оси долота танген-

© Музапаров М.Ж., 2005

циально к центральной оси скважины на лицевой поверхности долота. Кривизна определяется принудительным положением, придаваемым долоту и эксцентричному переходнику, и условием тангенциальности оси долота на его лицевой поверхности центральной оси скважины.Этот способ управления траекторией зависит от кривизны, определяемой двумя контактными точками и вектором направления оси долота.Если каким-то образом траектория ствола нарушена и становится короче спроектированной, долото нацеливается на внешнюю сторону кривой и бурит более продолжительное время ; наоборот, если протяженность траектории возросла, долото нацеливается внутрь, что приводит к сокращению траектории. Другими словами, компоновка обладает самокорректирующими свойствами и позволяет бурить по желаемой траектории до тех пор, пока сохраняются параметры ствола, причем долото спроектировано так, чтобы исключить боковую зарезку.

При малых темпах набора кривизны для большинства пород не существует практической разницы между механизмами управления отклонением для любого из рассмотренных методов. При увеличении темпов набора и (или) увеличении твердости пород системы управления отклонением, в которых оси долота и скважины соосны, предпочтительней из-за более равномерной нагрузки разрушающего и калибрующего вооружения долота. При наклонно направленном бурении эта часть долота обычно наиболее подвержена износу. Поэтому при разработке новой системы наклонного бурения необходимо попытаться уменьшить износ калибровочного венца. Системы ***Camco***, ***BHI*** и ***Cambridge*** имеют автоматические механизмы ориентации. Ясно, что автоматические системы лучше, если бы этому не препятствовали стоимость эксплуатации и низкая надежность. Но несмотря на это существует, вероятно, немало скважин, в которых применяемые ручные системы ориентации не хуже и обеспечивают преимущество над системами с управляемым забойным двигателем, ориентируемых также вручную. Скважина малого диаметра представляют особую сферу применения управляемых систем роторного бу-

рения, поскольку здесь в большей степени играют роль недостатки гидравлического забойного двигателя. Хотя при малых диаметрах инструмента, предназначенного для проводки таких скважин, необходимость в разработке автоматических систем ориентации выше, реализовать их значительно дороже, чем в скважинах нормального диаметра. Кроме того, для скважин малого диаметра весьма вероятны большие углы набора кривизны. Механизм управления траекторией, используемый в системе ***Amoco***, позволяет обеспечить значительно большую кривизну, чем та, которая достигает при применении двух других систем.

Системы управляемого наклонно направленного бурения с гидравлическим забойным двигателем позволили буровой отрасли во многих случаях эффективно осуществлять проводку наклонных скважин. Однако эти системы вызвали значительное снижение производительности процесса бурения и в некоторых скважинах с удаленным расположением забоя от устья не позволили выполнить предъявляемые к ним требования. Управляемые системы роторного бурения позволяют избавиться от многих недостатков, свойственных бурению с забойным двигателем. В ближайшие годы предстоит ответить на следующий вопрос: как осуществить переход от управляемых систем наклонного бурения с применением забойных двигателей к роторному?

Полностью автоматизированные системы были впервые применены на очень дорогостоящих скважинах с большим отклонением забоя от устья, на которых они обеспечили возможность решения задач, недоступных для существующих систем с забойными двигателями. Эти системы можно успешно эксплуатировать при проводке скважин с большим отклонением забоя от устья даже тогда, когда их стоимость очень велика. Поэтому фирма, предоставляющая услуги по бурению, может быстрее окупить капитальные вложения и не вступать в прямую конкуренцию с рынком систем с забойными двигателями. Со временем эти средства подешевеют и станут более доступными, так как, начиная с более дорогостоящих и продвигаясь в сторону менее дорого-

© Музапаров М.Ж., 2005

стоящих применений, они смогут выйти на общий рынок услуг по наклонному бурению.

Предлагаемый нами комплекс упрощенных компоновок наклонно направленного бурения имеет возможность представить на рынок более простую систему [109-117,124,126-138]. Эта система может быть менее конкурентоспособной на дорогостоящем рынке бурения скважин с большим отклонением забоя от устья, но она обладает преимуществами в стоимости и производительности при бурении. С этой стороны упрощенные системы могут проникнуть в те области наклонного бурения, где их применение окажется эффективным. Ожидается, что в течение нескольких ближайших лет большинство наклонных скважин будут бурить при использовании той или иной разновидности систем управляемого роторного бурения.

2 ПРОДОЛЬНЫЙ ИЗГИБ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ В НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ И ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ

Если скважина относительно прямолинейна и осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент (долото) отсутствует, бурильная колонна также прямолинейна [32]. 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 изгиба называется **продольным изгибом первого порядка**. При дальнейшем увеличении осевой нагрузки она приобретает новое критическое значение, при котором бурильная колонна изгибается вторично – это **изгиб второго порядка**. При ещё больших нагрузках происходит изгиб **третьего и высших порядков.**

Форма изогнутой бурильной колонны при критическом значении осевой нагрузки показана на рисунке 3. Каждая кривая на рисунке представляет ось бурильной колонны.Точка ***0*** соответствует нижнему концу бурильной колонны, где находится долото. 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 остаётся почти без изменения независимо от того, из нормальных или утяжелённых бурильных труб составлена нижняя часть колонны.

На рисунке 3а точка N_1 показывает положение нейтрального сечения (1,94 безразмерной единицы над долотом); точка T_1 является точкой касания. Положение нейтрального сечения определяется следующими условиями. Вес в глинистом растворе части бурильной колонны, расположенной ниже нейтрального сечения, равен нагрузке на долото. Нейтральное сечение отличается от сечения колонны, в котором нет ни сжатия, ни растяжения; положение та-

© Музапаров М.Ж., 2005

кого 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 ***а*** к кривой ***б***. Последняя (нейтральная точка N_2 , точка касания T_1) соответствует критическим условиям второго порядка.

Сравнение кривых ***а*** и ***б*** показывает, что часть колонны, расположенная близ долота, изгибается больше, в то же время, как часть колонны, расположенная выше точки касания, постепенно выпрямляется.

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

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

Г.Вудс и А.Лубински [32] было установлено, что продольный изгиб первого и второго порядков происходит тогда, когда расстояние от нейтрального сечения до долота составляет соответственно 1,94 и 3,75 безразмерных единиц. Длина одной ***безразмерной единицы (б.е.)*** веса в ***метр***ах определяется следующим выражением:

$$m = 10^{-2}\sqrt[3]{\frac{EI}{10^{-2}P_T}} \quad м, \qquad (1)$$

где

E - модуль Юнга для стали в $кН/см^2$;

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

$\boldsymbol{P_T}$ – вес 1 *м* бурильной трубы в глинистом растворе в *кН /м*.

Например, по формуле (1) определим значения ***m*** для утяжелённых бурильных труб ***УБТС–229*** в глинистом растворе с плотностью 1,16 $г/см^3$.

$$m = 10^{-2}\sqrt[3]{\frac{2{,}1\cdot 10^6 \cdot 3{,}14\cdot(22{,}9^4 - 9{,}0^4)}{10^{-2}\cdot 233{,}75\cdot 64}} = 22{,}8 \quad м.$$

Вес отрезка бурильной трубы ***УБТС – 229*** в 1 ***безразмерную единицу*** равен:

$$mp_T = 22{,}8 \,.\, 2{,}33 = 53{,}29\ кН\ ,$$

следовательно,критическая нагрузка ***первого*** порядка для колонны ***УБТС-229*** равна:

$$1{,}94 \,.\, 53{,}29 = 103{,}4\ кН\ ,$$

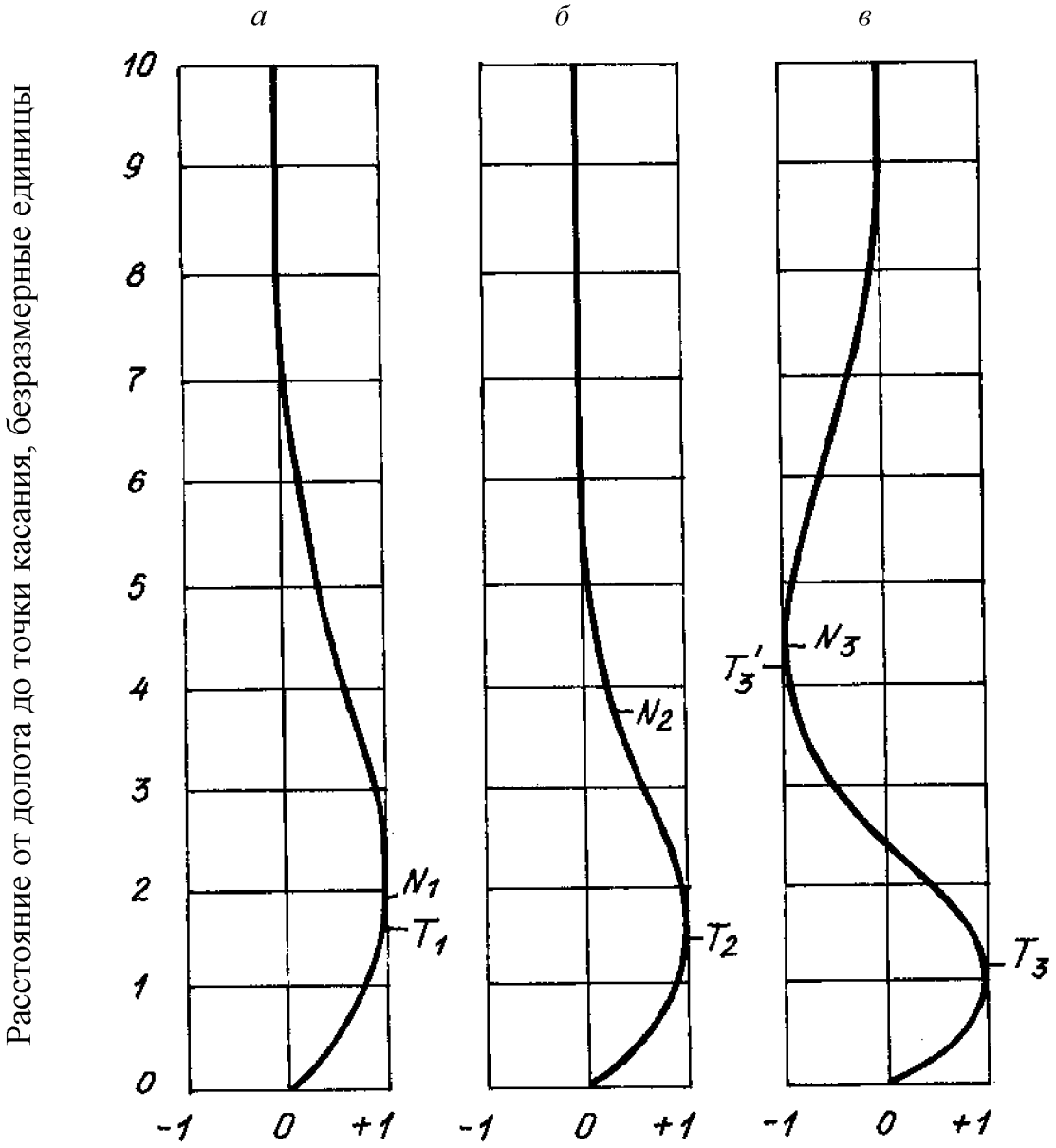
критическая нагрузка ***второго*** порядка:

$$3{,}75 \,.\, 53{,}29 = 200\ кН\ .$$

Длина нижней полуволны $\boldsymbol{L_T}$ зависит от осевой нагрузки, зенитного угла скважины θ и определяется соотношением

$$\frac{\theta \cdot m}{r}\ , \qquad (2)$$

© Музапаров М.Ж., 2005



а – критические условия первого порядка;

б – критические условия второго порядка;

в – непосредственно перед моментом касания полуволны второго порядка со стенкой скважины;

r – кажущийся радиус скважины, т.е. максимально возможный прогиб;

O – точка, соответствующая нижнему концу бурильной колонны

Рисунок 3 - Форма изогнутой бурильной колонны при критическом значении осевой нагрузки

где: θ - зенитный угол скважины;

m – уже известная величина;

r – кажущийся радиус ствола скважины в *метр*ах.

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

$$r = \frac{D_C - d_T}{2} \qquad (3)$$

где: Dc и $d_т$ – соответственно диаметры скважины и бурильной колонны.

Для нагрузок от $0{,}8\ mp_Т$ до $8\ mp_Т$

и величины $\frac{\theta \cdot m}{r} \le 1000$

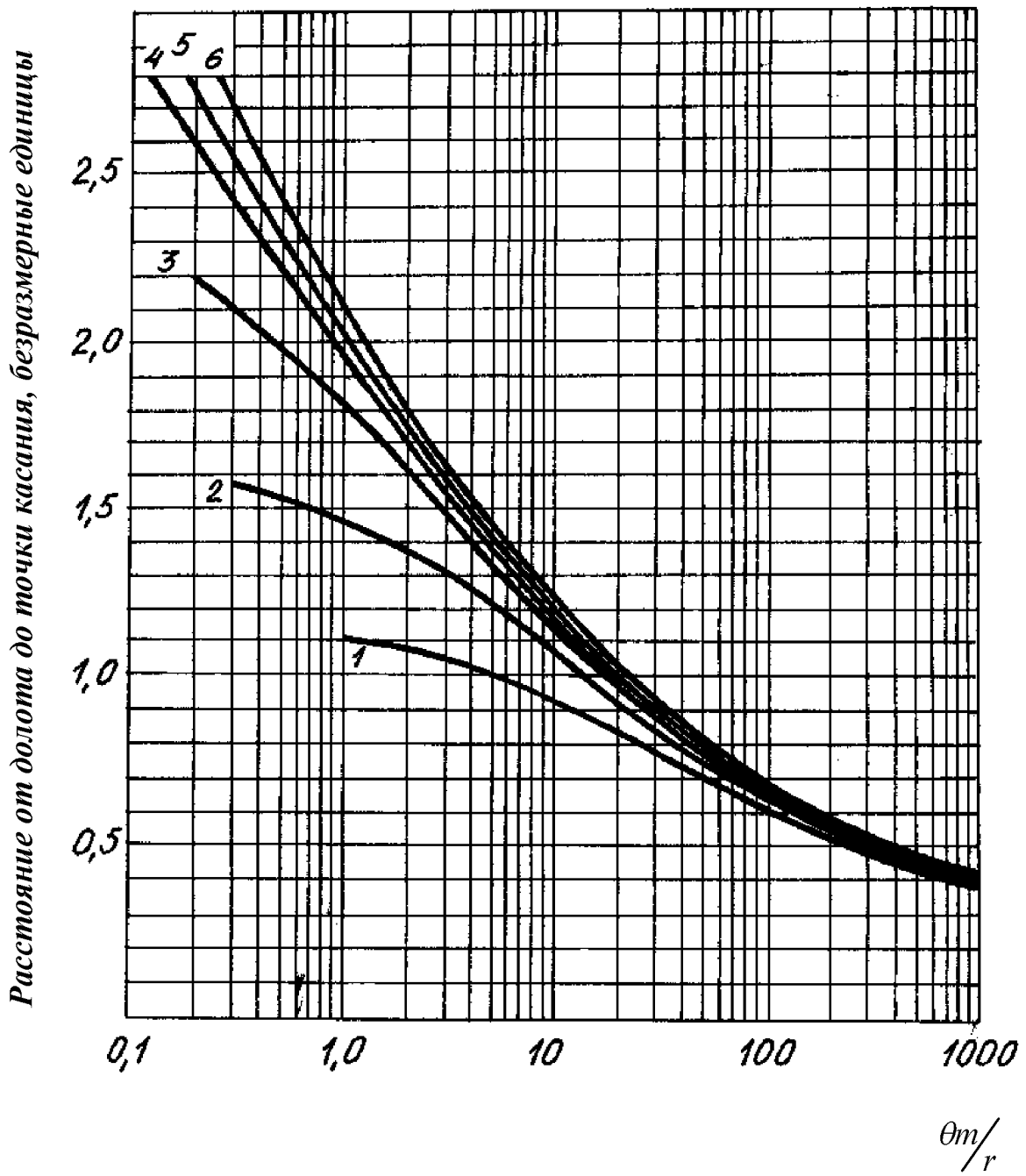
расстояние $\boldsymbol{L_Т}$ в безразмерных единицах представлено номограммой (рисунок 4) А.Лубински и Г.Вудса[32]; отличием аналогичной номограммы (рисунок 5) Б.З.Султанова [121] является то, что она подсчитана для нагрузок

$1;\ \ 5$ и $10\ mp_т$

и при $\frac{\theta \cdot m}{r} \ge 1000$.

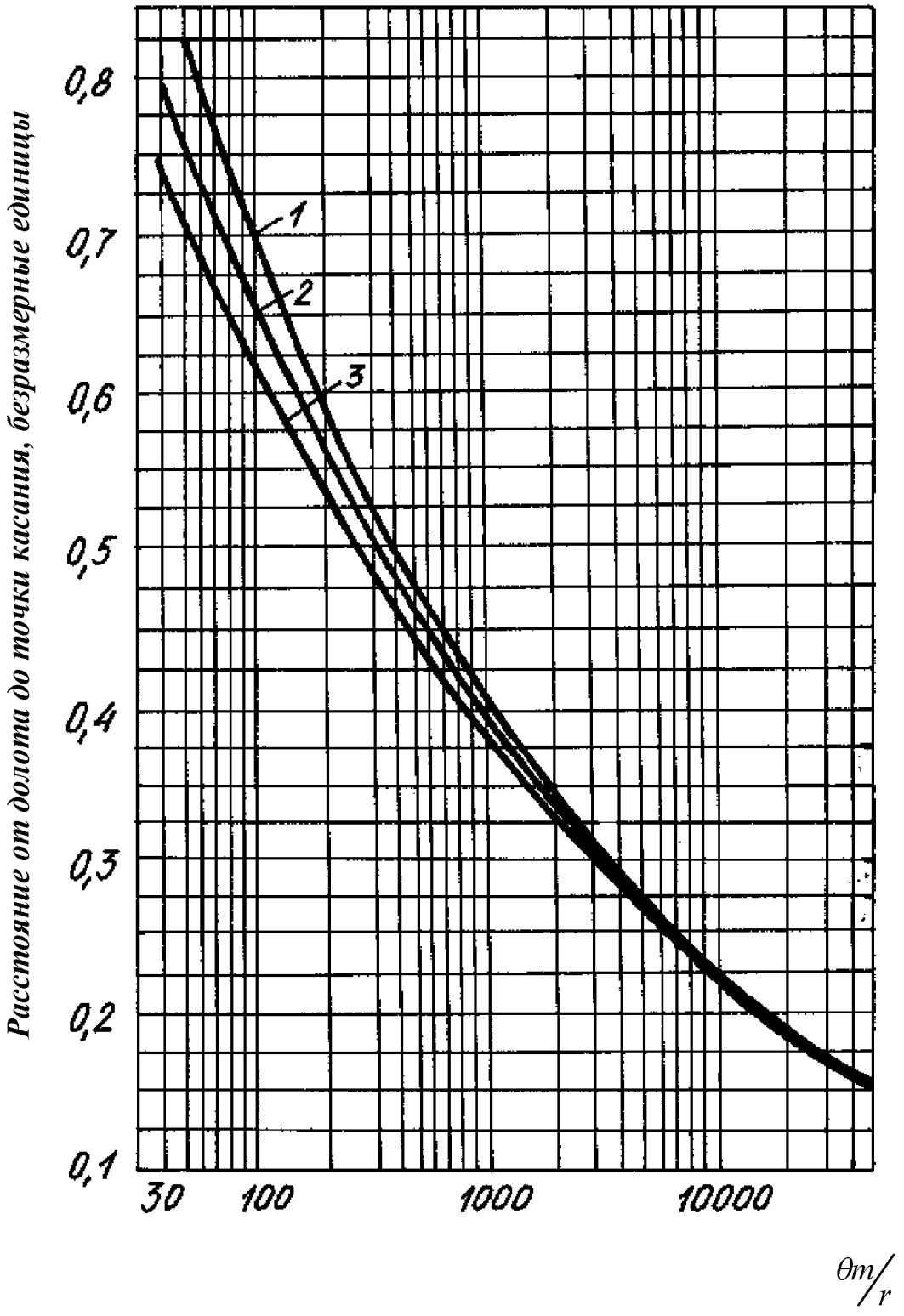
В **приложении А** М.Ж.Музапаровым приводится величина $\boldsymbol{L_Т}$ для больших зенитных углов $\frac{\theta \cdot m}{r} \le 5000$ и осевых нагрузок $0{,}8 - 20\ mp_Т$.

© Музапаров М.Ж., 2005



1 – нагрузка 8 безразмерных единиц (б.е.); 2 – 4 б.е.; 3 – 2 б.е.;
4 – 1,2 б.е.; 5 – 1,0 б.е.; 6 – 0,8 б.е..

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



1 – нагрузка 1,0 безразмерных единиц (б.е.); 2 – 5 б.е; 3 – 10 б.е;

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

© Музапаров М.Ж., 2005

Выводы и рекомендации

В ускорении бурения и удешевлении проводки глубоких и в особенности вертикально-направленных, наклонно-направленных и горизонтально-направленных скважин существенное значение имеют сведения о длине полуволны бурильной колонны, так как один из основных технологических факторов - осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент - создаётся сжатой частью бурильной колонны.

Расчет длины полуволны бурильной колонны производится по методике Г.Вудса и А.Лубински с использованием номограмм Б.З. Султанова и М.Ж.Музапарова. Отказ в данном случае от использования формул Г.М.Саркисова и др. вполне оправдан, потому что ими не учитывается один из важнейших факторов, влияющих на искривление скважин, – это зенитный угол скважины.

2 НОВЫЙ ПОДХОД К НАПРАВЛЕННОМУ БУРЕНИЮ

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

Как отмечают А.А.Погарский, К.А.Чефранов и О.П.Шишкин [118], «…речь идет не об абсолютной важности того или иного элемента системы, а об относительной важности его в сравнении с другими, быть может, еще более важными элементами, на фоне которых он может выглядеть малозначимым, второстепенным. Тот, кто требует учета всех элементов, в действительности следует не системному, а огульному подходу, не делает различия между элементами, придерживается «уравниловки» в их оценке».

Е.А. Козловский, В.М. Питерский и М.А. Комаров [29] 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,

© Музапаров М.Ж., 2005

технологические и ***технические*** факторы – осевая нагрузка, длина и вес ***КНБК***, диаметры скважины и компоновки, жёсткость колонны и связанные с ней длина и вес полуволны низа бурильной колонны.

В ускорении и удешевлении проводки глубоких и, в особенности, наклонно- направленных и горизонтально-направленных скважин существенное значение имеют сведения о длине полуволны бурильной колонны, так как один из основных технологических факторов – осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент – создаётся сжатой частью бурильной колонны.

Исследованию динамики бурильной колонны уделялось большое внимание. За последние годы результаты расчетов компоновки нижней части колонны в странах СНГ (М.П.Гулизаде, Л.Я.Сушон, Л.Я.Кауфман, М.М. Александров, В.Г. Григулецкий, К.М.Солодкий, Б.З. Султанов, И.Г.Шагисултан, А.Г.Биишев, Н.Ф.Кагарманов и М.Ж.Музапаров [38,53,73,92,93,101,119-121] и др.) и за рубежом (Вудс, Лубински, Келас, Милхейм,Тутен [32,85-89,91,94] и др.) стали совпадать, что объективно свидетельствует о правильности тех или иных расчетов. Научно обоснованное представление о параметрах низа бурильной колонны значительно облегчает решение задач, связанных с искривлением скважины.

До настоящего времени отсутствуют практические расчеты компоновок, в частности, учитывающие величину длины полуволн для бурильных труб нефтяного стандарта.

Таким образом, формирование математической модели зенитного искривления скважин осуществляется в дальнейшем с учетом вышеизложенных соображений. Прежде всего, - охват моделью только наиважнейших факторов, сильно влияющих на искривление, математическая детерминированность которых подтверждена опытом наклонно-направленного бурения.

Для определения стабилизирующей длины ***КНБК*** при наклонно-направленном и горизонтальном бурении следует перейти к динамической модели, полагая, что колонна при этом может вращаться как жесткое тело вокруг оси скважины или как гибкий вал – вокруг своей собственной оси. Следовательно, необходимо учитывать силы инерции, прибегая к методу кинетостатики [122].

При установившемся вращении забойная компоновка движется с постоянной угловой скоростью ω по стенке скважины. Схематизируя ***КНБК*** (рисунки 6 и 7) в виде однородного круглого диска с точечной массой Q и радиуса r, равного половине диаметра компоновки, определим динамические реакции подпятника $Rв_y$ (точка касания нижней свечи бурильной колонны стенок скважины), если $OA = L$ – длина компоновки низа бурильной колонны и $OB = L_T$ – длина полуволны (рисунок 6) или $OB = 0{,}5L_T$ - 0,5длины полуволны (рисунок 7). Центр тяжести диска C отстоит от оси вращения на расстоянии $OC = a$. ZOY – апсидальная плоскость; ось **X** – азимут простирания пород, θ – зенитный угол скважины; висячая и лежачая стенки показаны на рисунках 6 и 7.

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 $Fn^{(J)}$, тангенциальную $F\tau^{(1)}$ составляющие главного вектора, $Mc^{(1)}$ – главный момент инерции:

$$F_n^{(I)} = \frac{Q}{g} a \cdot \omega^2 \quad ; \tag{4}$$

$$F_\tau^{(I)} = \frac{Q}{g} a \cdot \alpha \quad ; \tag{5}$$

© Музапаров М.Ж., 2005

$$M_c^{(I)} = -\frac{Q \cdot r^2}{2 \cdot g}, \tag{6}$$

составляем уравнения “равновесия”

$$\sum F_{k_X} = R_{A_X} + R_{B_X} + F_\tau^{(I)} = 0; \tag{7}$$

$$\sum F_{K_Y} = R_{A_Y} + R_{B_Y} + F_n^{(I)} = 0; \tag{8}$$

$$\sum F_{K_Z} = R_{A_Z} - Q = 0; \tag{9}$$

$$M_X(F_K) = -Q \cdot a + R_{A_Y} \cdot L - R_{B_Y} \cdot L_T = 0; \tag{10}$$

$$M_Y(F_K) = -R_{A_X} \cdot L + R_{B_X} \cdot L_T = 0; \tag{11}$$

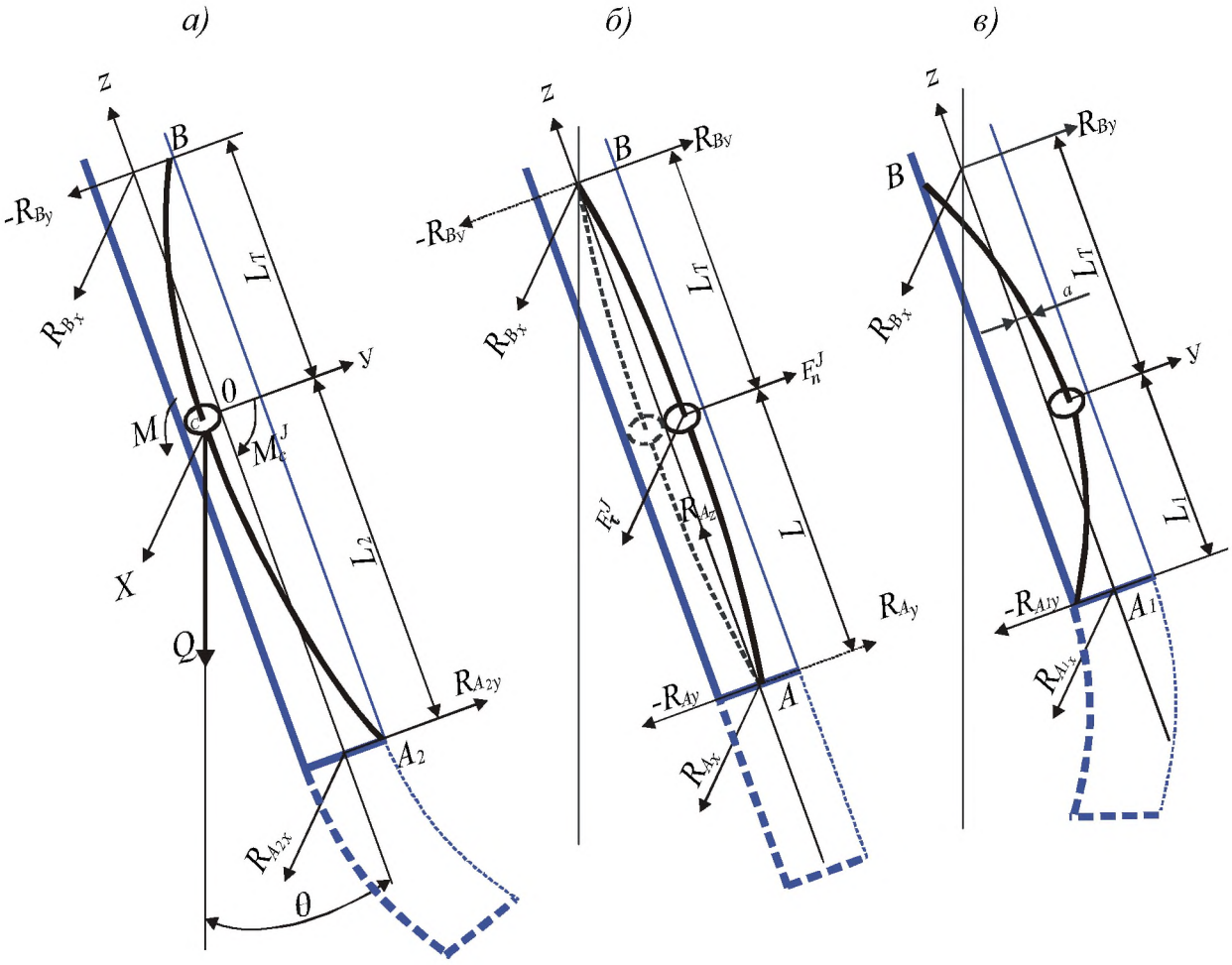
$$M_Z(F_K) = M + M_c^{(I)} - F_\tau^{(I)} \cdot a = 0. \tag{12}$$

Подставив сюда значения $F_n^{(I)}$, $F_\tau^{(I)}$, $M_c^{(I)}$ и решив систему уравнений (7-12), получим

$$R_{A_X} = -\frac{L_T}{L_T + L} \cdot \frac{Q}{g} \cdot a \cdot \alpha; \tag{13}$$

$$R_{A_Y} = \frac{Q \cdot a - \frac{Q}{g} \cdot a \cdot \omega^2 \cdot L_T}{L_T + L}; \tag{14}$$

$$R_{A_z} = Q; \tag{15}$$



а) набор зенитного угла скважины;

б) стабилизация скважины;

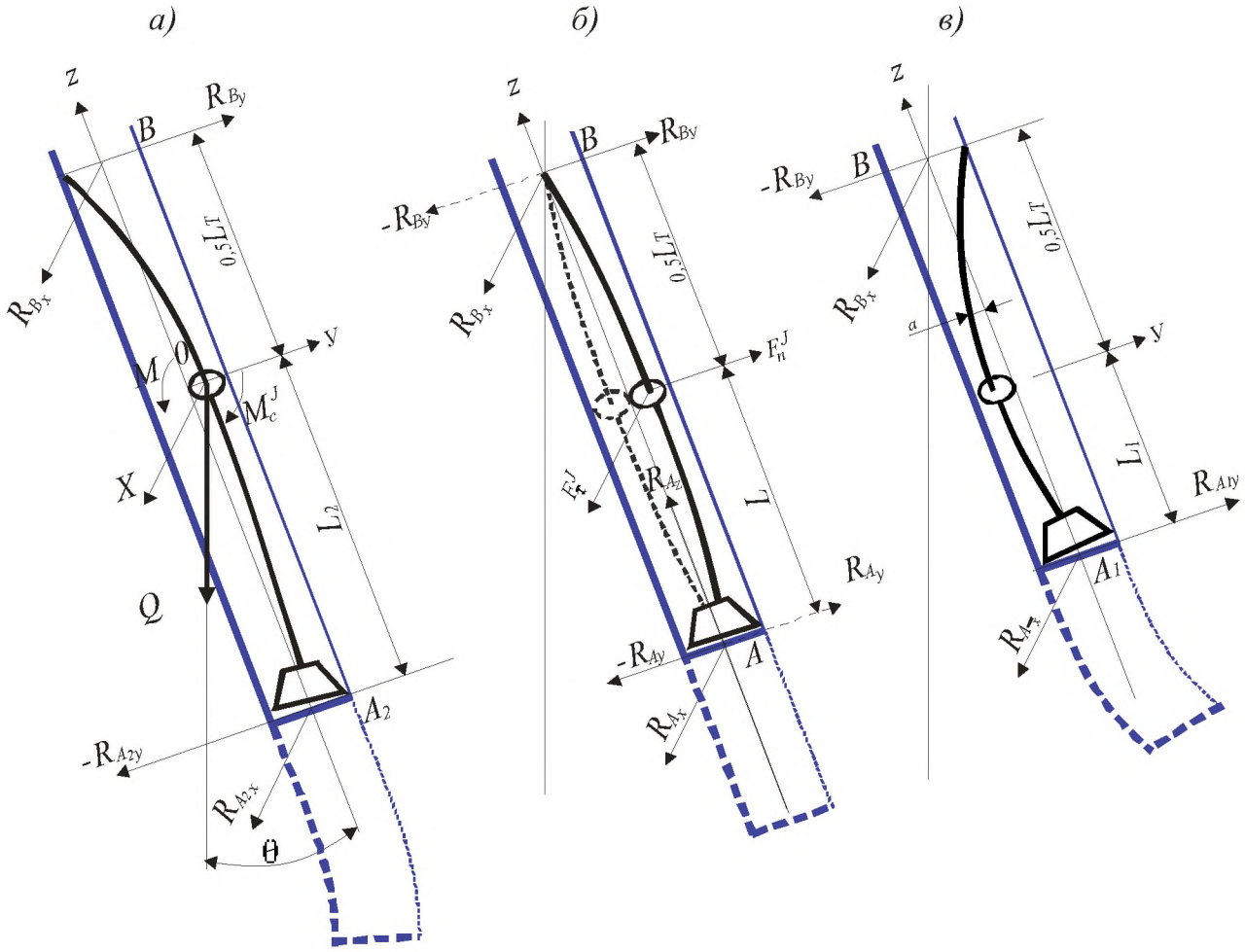
в) спад кривизны скважины;

- висячая стенка скважины;

- лежачая стенка скважины.

Рисунок 6 - Схема динамических сил, действующих на систему « скважина-вращающаяся ***удлинённая или нормальная КНБК*** »

© Музапаров М.Ж., 2005



а) спад кривизны или уменьшение зенитного угла скважины;

б) стабилизация зенитного угла скважины;

в) набор кривизны или увеличение зенитного угла скважины;

\ - висячая стенка скважины;

\ лежачая стенка скважины.

Рисунок 7 - Схема динамических сил, действующих на систему «наклонная скважина - вращающаяся ***укороченная КНБК***»

$$R_{B_X} = -\frac{Q \cdot a \cdot \alpha \cdot L}{g \cdot (L_T + L)} \; ; \tag{16}$$

$$R_{B_Y} = -\frac{Q \cdot (a \cdot g + a \cdot \omega^2 \cdot L)}{g \cdot (L_T + L)} \; ; \tag{17}$$

$$M = \frac{Q}{g} \cdot (r^2 + 2 \cdot a^2) \cdot \alpha \; . \tag{18}$$

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

$$\sum m_z (F_k) = M + M_z^{(I)} = 0. \tag{19}$$

Решая это уравнение, получаем:

$$M = \frac{Q}{g} \cdot (r^2 + 2 \cdot a^2) \cdot \alpha \; , \tag{20}$$

что совпадает с полученным прежде результатом.

Из полученных результатов следуют основные выводы:

1) составляющая опорной реакции подпятника $\boldsymbol{R_{Az}}$ не зависит от движения диска, т.е. остается неизменной как при покое, так и при вращении диска;

2) если составляющие динамических опорных реакций $\boldsymbol{R_{By}}$ и $\boldsymbol{R_{Ay}}$ по модулю не равны, то они имеют всегда противоположные направления. Имея в виду, что реакция $\boldsymbol{R_{Ay}}$ – не что иное, как отклоняющая сила, и если сориентировать ее по направлению к лежачей стенке скважины или к висячей, то можно добиться соответственно ***спада кривизны*** (уменьшения зенитного угла) или ***набора кривизны*** (увеличения зенитного угла) скважины.

При этом должны быть непременно соблюдены следующие условия:

© Музапаров М.Ж., 2005

- ***спад кривизны*** - в ***одном - единственном*** случае, – когда первая точка касания нижней свечи бурильной колонны должна находиться на лежачей стенке (реакция + $\boldsymbol{R_{By}}$) (рисунки 6*в*, 7*а* и 8*е*);

- ***набор кривизны*** - в ***трёх*** случаях , – когда точка касания нижней свечи должна находиться на висячей стенке (реакция - $\boldsymbol{R_{By}}$) (рисунки 6*а*, 7*в*, 8*б*, 8*г* и 8*з*).

В свою очередь, эти условия зависят от соотношения сил тяжести верхней (относительно калибратора как опорной точки), т.е. полуволны $\boldsymbol{L_T}$ (рисунок 6) или 0,5полуволны бурильной колонны $\mathbf{0{,}5}\boldsymbol{L_T}$ (рисунок 7), и нижней частей ***КНБК*** – компоновки низа бурильной колонны.

Отсюда механизм зенитного искривления наклонно- направленной и горизонтальной скважины по М.Ж.Музапарову[120] сводится к следующему:

если забойная компоновка легче полуволны $\boldsymbol{L_T}$ (рисунок 6*в*), но тяжелее 0,5полуволны $\mathbf{0{,}5}\boldsymbol{L_T}$ (рисунок 7*а*) нижней свечи, то точка касания последней находится на лежачей стенке и реакция $+\boldsymbol{R_{By}}$ направлена в сторону висячей стенки,- соответственно отклоняющая сила - $\boldsymbol{R_{Ay}}$ вызывает разрушение лежачей стенки забоя, т.е. ***спад кривизны***;

если забойная компоновка тяжелее одной полуволны $\mathbf{1}\boldsymbol{L_T}$, но легче двух полуволн $\mathbf{2}\boldsymbol{L_T}$ (рисунок 8*г*) или тяжелее двух полуволн $\mathbf{2}\boldsymbol{L_T}$, но легче трёх полуволн $\mathbf{3}\boldsymbol{L_T}$ (рисунок 8*б*) или легче 0,5полуволны $\mathbf{0{,}5}\boldsymbol{L_T}$ (рисунок 8*з*) нижней свечи, то точка касания последней находится на висячей стенке, - реакция $-\boldsymbol{R_{By}}$ направлена в сторону лежачей стенки, соответственно отклоняющая сила $+\boldsymbol{R_{Ay}}$ вызывает разрушение висячей стенки забоя, т.е. ***набор кривизны скважины***;

если забойную компоновку и одну полуволну $\mathbf{1}\boldsymbol{L_T}$ (рисунок 8*д*) или две полуволны $\mathbf{2}\boldsymbol{L_T}$ (рисунок 8*в*) или три полуволны $\mathbf{3}\boldsymbol{L_T}$ (рисунок 8*а*) или же половину полуволны $\mathbf{0{,}5}\boldsymbol{L_T}$ (рисунок 8*ж*) нижней свечи уравновесить, то составляющие динамических опорных реакций тоже будут равны (по модулю) $\left|\ \boldsymbol{R_{Ay}}\ \right| = \left|\ \boldsymbol{R_{By}}\ \right|$, - при этом ***КНБК*** оказывается в условиях динамическо-

го равновесия,- плоскость, проходящая через эти реакции, совершает круговое движение, перпендикулярное оси и меняет свое положение, поворачиваясь на 360^0, и долото равномерно разрушает поверхность забоя тоже перпендикулярно оси, т.е. ***стабилизирует зенитный угол*** скважины.

Расчетная или выбранная длина забойной компоновки, обеспечивающая ***равновесие*** **половины**, **одной, двух** или **трёх полуволн** бурильной колонны и соответственно ***стабилизацию*** угла,- эта длина и есть ***половинная*** $\mathbf{0{,}5}L_{ст1}$, ***первая*** $L_{ст1}$, ***вторая*** $L_{ст2}$ и ***третья*** $L_{ст3}$ ***стабилизирующая длина*** компоновки низа бурильной колонны.

Выводы и рекомендации

Установлено, что зенитное искривление скважин не происходит только в тех случаях, когда компоновка уравновешена **половинной** $\mathbf{0{,}5}L_T$, **одной** $\mathbf{1}L_T$, **двумя** $\mathbf{2}L_T$ или **тремя** $\mathbf{3}L_T$ полуволнами нижней свечи бурильной колонны, т.е. длина компоновки ($L_{КНБК}$) адекватна соответственно **половинной** $\mathbf{0{,}5}$ $L_{ст1}$, **первой** $L_{ст1}$, **второй** $L_{ст2}$ или **третьей** $L_{ст3}$ стабилизирующей длине.

Имея, таким образом, количественное значение главного критерия – стабилизирующей длины ***КНБК***, вернемся к основным выводам ранее рассмотренного механизма зенитного искривления скважин. Иначе говоря, ***принцип регуляции зенитного угла*** представляется следующим образом.

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

- к **набору кривизны**, если длина компоновки колеблется в пределах - $L_{КНБК} < \mathbf{0{,}5}\, L_{ст1}$, $L_{ст1} < L_{КНБК} < L_{ст2}$, $L_{ст2} < L_{КНБК} < L_{ст3}$;
- к **спаду кривизны** ***КНБК*** приводит лишь только при одном условии, если длина компоновки больше половинной, но меньше первой стабилизирующей, т.е.

$$\mathbf{0{,}5}\, L_{ст1} < L_{КНБК} < L_{ст1}.$$

© Музапаров М.Ж., 2005

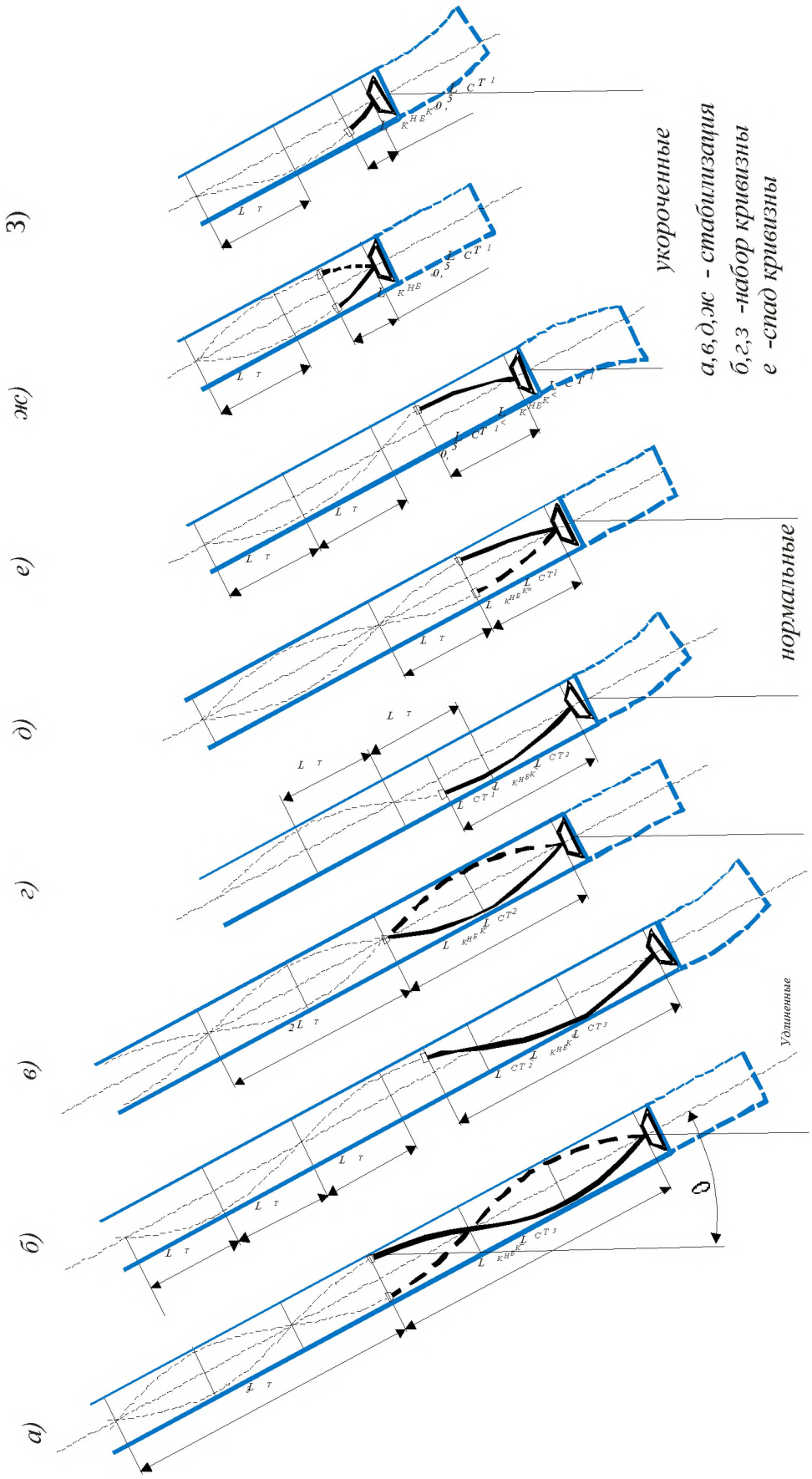


Рисунок18 - Типы безориентированных компоновок роторного бурения

4 ОБЩАЯ МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ СТАБИЛИЗИРУЮЩЕЙ ДЛИНЫ ЗАБОЙНОЙ КОМПОНОВКИ РОТОРНОГО БУРЕНИЯ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

4.1 Методика расчёта стабилизирующей длины компоновки низа бурильной колонны при роторном бурении

Рассмотрим варианты стабилизирующих длин компоновок низа бурильной колонны при роторном бурении.

На рисунке 9 схематически показано равновесие ***КНБК*** для роторного бурения, где показана ***КНБК*** с одной (***m*** = 1, ***m*** - количество полуволн) полуволной L_T и соответственно - **первой** стабилизирующей длиной забойной компоновки $L_{КНБК} = L_{СТ1}$.

Представим себе второй вариант, когда ***КНБК*** будет состоять из двух (***m***=2) полуволн, т.е. когда $2L_T$ нижней свечи бурильной колонны – с одной стороны (относительно калибратора как опорной точки) и в противовес им – с другой стороны будет соответственно – **вторая** стабилизирующая длина компоновки $L_{КНБК} = L_{СТ2}$.

Третий вариант – когда ***КНБК*** будет состоять из трех (***m***=3) полуволн ($3L_T$) нижней свечи бурильной колонны и соответственно – **третьей** стабилизирующей длины компоновки ($L_{КНБК} = L_{СТ3}$).

Четвёртый вариант, где показана ***КНБК*** с 0,5полуволной $0{,}5L_T$ и соответственно - **половинной** стабилизирующей длиной забойной компоновки $L_{КНБК} = 0{,}5\ L_{СТ1}$.

Рассматривая компоновку низа бурильной колонны (долото 1, забойная компоновка 2, опорный центратор-калибратор 3 и полуволна 4 нижней свечи) как балку и исходя из условия равновесия системы относительно опорной точки калибратора находим [109-117,124]

$$Q_T \frac{L_T}{2} = Q_{КНБК} \frac{L_{КНБК}}{2} \qquad (21)$$

© Музапаров М.Ж., 2005

или

$$P_T \cdot L_T^{\,2} = [\, P_{зк}(L_{КНБК} - L_{кл} - L_Д) + Q_{кл} + Q_Д] \cdot L_{КНБК}\,, \qquad (22)$$

где P_T и $P_{ЗК}$ - вес 1 м нижней свечи (полуволны) и забойной компоновки, кН;

$L_{КНБК}$ - общая длина КНБК, состоящая из долота $L_Д$, калибратора $L_{КЛ}$, забойной компоновки $L_{ЗК}$, *м;*

$Q_{ЗК}$, $Q_{кл}$, $Q_Д$ – вес соответственно забойной компоновки, калибратора и долота, кН.

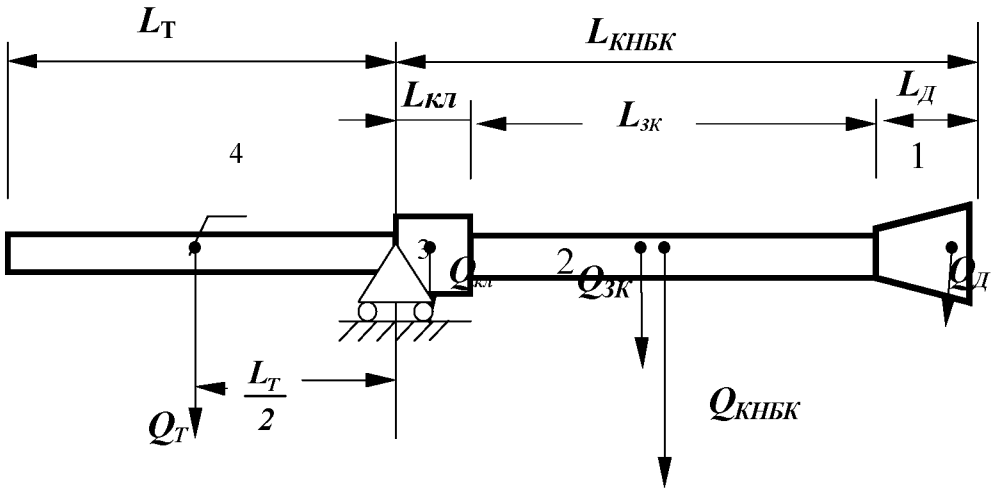


Рисунок 9 - Схема для расчета стабилизирующей длины компоновки низа бурильной колонны при роторном бурении

Подставив эти значения в формулу (22), находим величину первой стабилизирующей длины $L_{СТ1}$ компоновки низа бурильной колонны

$$L_{СТ1} = L_T \sqrt{\frac{P_T}{P_{КНБК}}} \quad , \text{ м} \qquad (23)$$

второй стабилизирующей длины $L_{СТ2}$ компоновки низа бурильной колонны

$$L_{СТ2} = 2L_T \sqrt{\frac{P_T}{P_{КНБК}}} \quad , \text{ м} \qquad (24)$$

третьей стабилизирующей длины $L_{СТ3}$ компоновки низа бурильной колонны

$$L_{CT\,3} = 3L_T\sqrt{\frac{P_T}{P_{КНБК}}}\,. \quad , \text{ м.} \qquad (25)$$

половинной стабилизирующей длины $0{,}5L_{CT}$ компоновки низа бурильной колонны

$$0{,}5L_{CT} = 0{,}5L_T\sqrt{\frac{P_T}{P_{КНБК}}} \quad , \text{ м.} \qquad (26)$$

4.2 Определение стабилизирующей длины неориентируемых компоновок роторного бурения

Неориентируемые немагнитные компоновки УБТ-159НМ

Неориентируемые немагнитные компоновки УБТ-159 НМ для роторного бурения имеют три модификации:

- компоновка ***УБТ-159 НМ*** с двумя переводниками и нижней свечой ***УБТ-127*** (таблица 2 и рисунок 10);
- компоновка ***УБТ-159 НМ*** с наддолотным калибратором ***КЛС*** и нижней свечой ***УБТ-127*** (таблица 2 и рисунок 11);
- компоновка ***УБТ-159 НМ*** с одним переводником и нижней свечой ***СБТ-127*** (таблица 3 и рисунок 12).

Все три ***КНБК*** имеют одну и ту же длину $L_{КНБК} = 10{,}9м$, но разной величины стабилизирующих длин:

для ***КНБК*** с ***УБТ-127*** и двумя переводниками

Lст$_1$ = 0,8 Lт; L ст$_2$ = 1,6 L т и Lст$_3$ = 2,4 Lт;

с ***КЛС*** Lст$_1$ = 0,79 Lт; L ст$_2$ = 1,58 Lт и Lст$_3$ = 2,37 Lт;

для ***КНБК*** *с* ***СБТ-127***

Lст$_1$= 0,51 Lт; L ст$_2$ = 1,02 L т и Lст$_3$ = 1,53 Lт .

© Музапаров М.Ж., 2005

Таблица 2- Вторая стабилизирующая длина неориентируемой немагнитной компоновки ***УБТ – 159 НМ*** с нижней свечой ***УБТ-127*** (***L*** $ст_2$ = 1,6 ***L***т)

Зенитный угол скважины ***θ***, *град*	Осевая нагрузка в б.е *(кН)*			
	8(82)	12 (123)	16 (164)	20 (205)
30	13,4	13,0	11,7	11,2
35	12,1	12,6	11,4	10,9
40	12,6	12,2	11,2	10,75
45	12,5	12,0	11,1	10,6
50	12,1	11,7	10,9	10,45
55	11,9	11,5	11,0	10,30
60	11,7	11,3	10,6	10,1
65	11,5	11,2	10,45	10,0
70	11,4	11,0	10,3	9,8
75	11,2	10,9	10,1	9,75
80	11,0	10,7	10,05	9,7
85	10,95	10,6	10,0	9,6
90	10,9	10,4	9,8	9,5

Таблица 3 - Стабилизирующая длина неориентируемой немагнитной компоновки ***УБТ-159 НМ*** с нижней свечой ***СБТ-127***

Зенитный угол скважины ***θ***, *град*	Осевая нагрузка в б.е *(кН)*			
	10-12 (50-60 и более)			
	Lт	***L*** $ст_1$	***L*** $ст_2$	***L*** $ст_3$
1	2	3	4	5
30	9,0	4,6	9,2	13,8
35	8,5	4,3	8,6	13,0
40	8,3	4,2	8,4	12,6

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5
45	8,1	4,1	8,3	12,4
50	7,9	4,0	8,0	12,0
55	7,8	3,95	7,9	11,8
60	7,7	3,9	7,8	11,7
65	7,6	3,85	7,7	11,55
70	7,5	3,8	7,6	11,4
75	7,4	3,75	7,5	11,25
80	7,3	3,7	7,4	11,1
85	7,2	3,65	7,3	10,95
90	7,1	3,6	7,2	10,8

Результаты бурения данными компоновками приводятся в таблице 4.

Таблица 4 - Результаты управления зенитным искривлением скважин 2127 и 2444 неориентируемыми компоновками роторного бурения

Компоновка	Глубина скважины, *м*	Зенитный угол, *град*	Характер и интенсивность зенитного искривления *град*/30*м*
Скважина 2127			
КНБК с двумя переводниками и ***УБТ-127*** (рисунок 10)	3508-3575	37°-35°	Спад кривизны – 0,89
	3878-4080	89,16-66,3	Спад кривизны - 3,4
КНБК с калибрато ром ***КЛС*** и ***УБТ-127***(рисунок 11)	3713-3878	88,4-89,16	Набор кривизны + 0,14
Скважина 2444			
КНБК с нижней свечой ***СБТ-127*** (рисунок 12)	3885-3950	88,49 – 79,8	Спад кривизны - 4,01

© Музапаров М.Ж., 2005

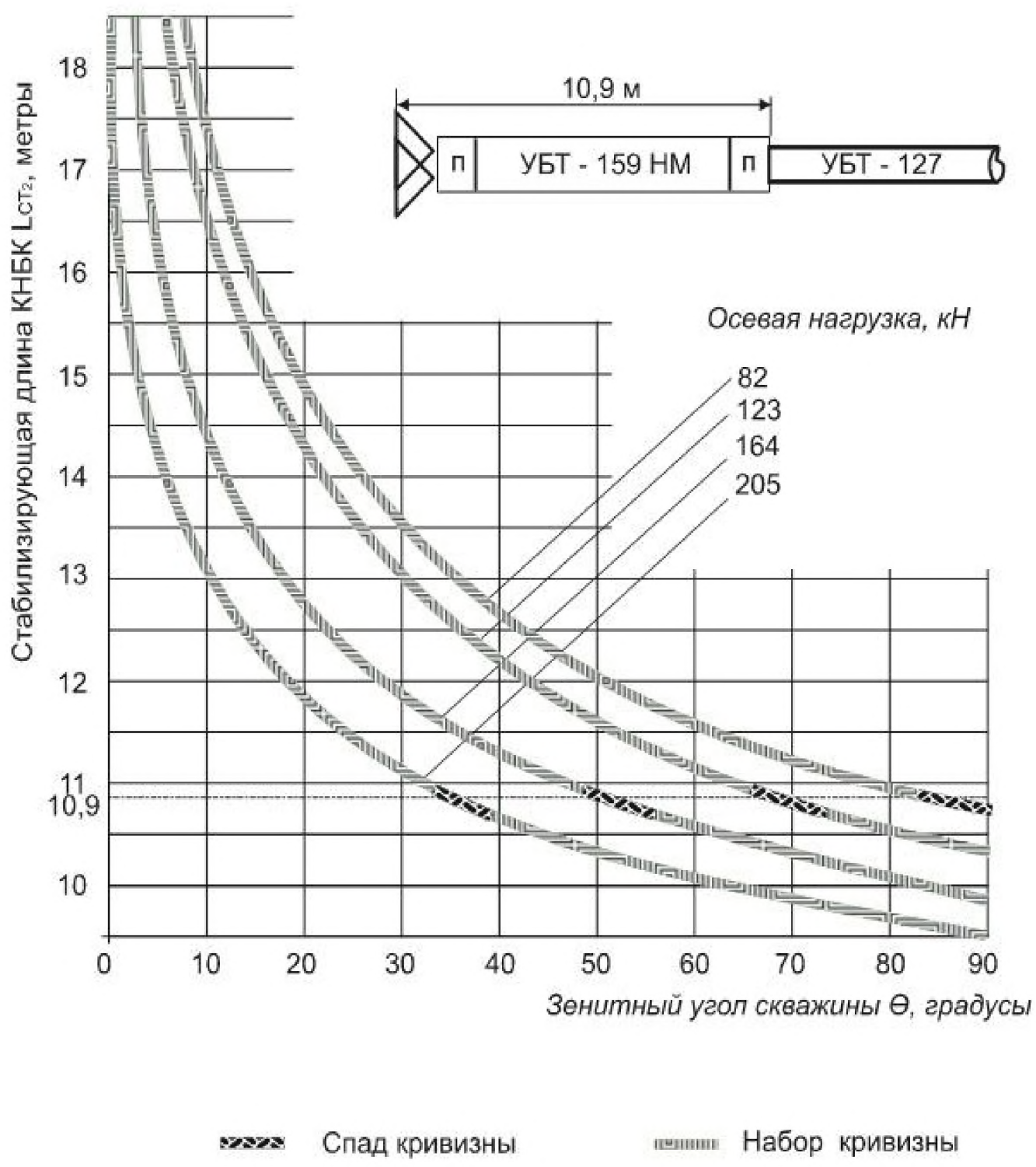


Рисунок 10 - Зоны и направление скважины диаметром 216 мм при роторном бурении неориентируемой немагнитной компоновкой УБТ - 159 НМ с двумя переводниками (L= 10,9 м) и нижней свечой УБТ- 127

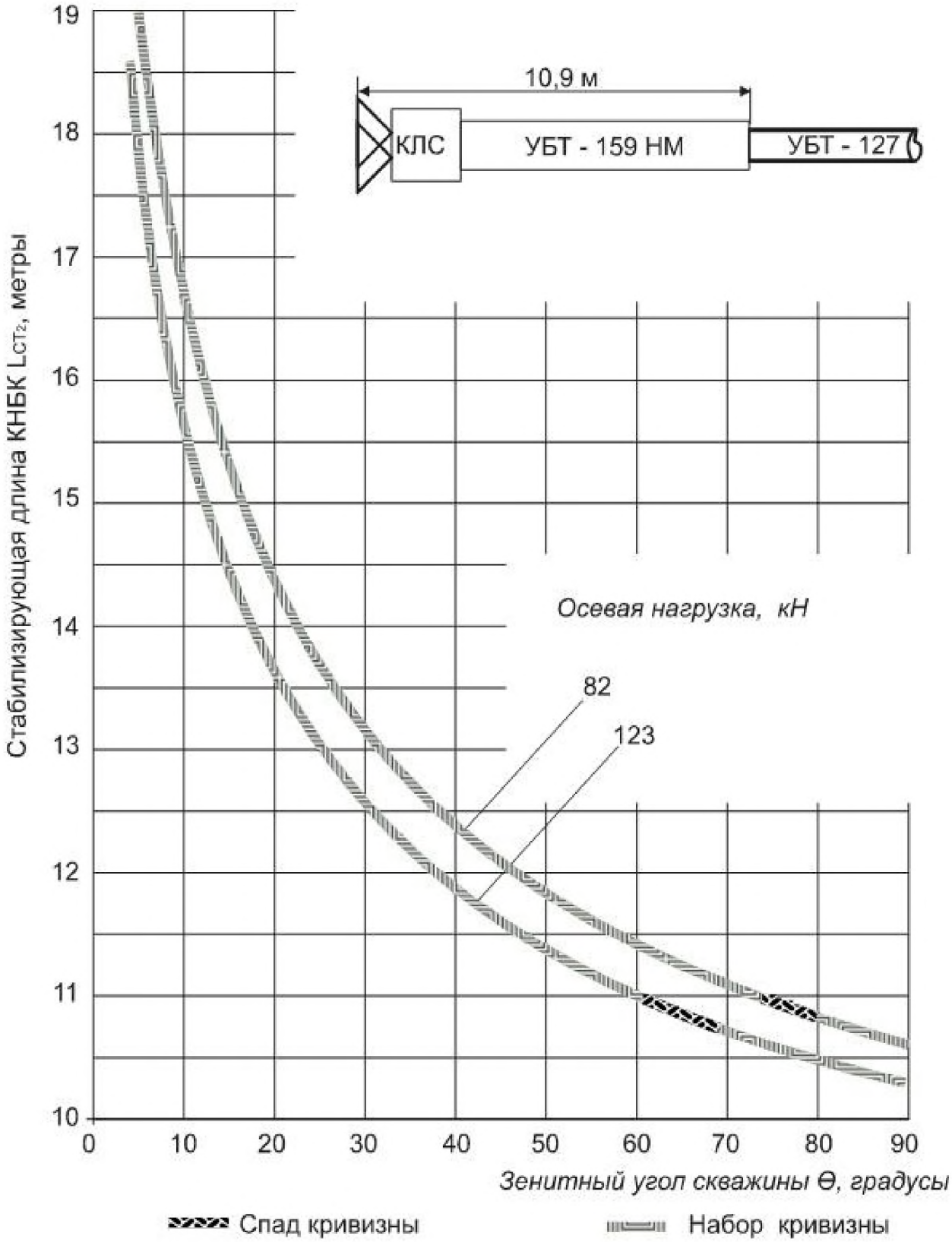


Рисунок 11 - Зоны и направление скважины диаметром 216 мм при роторном бурении неориентируемой немагнитной компоновкой УБТ - 159 НМ с наддолотным калибратором КЛС (L= 10,9 м) и нижней свечой УБТ- 127

© Музапаров М.Ж., 2005

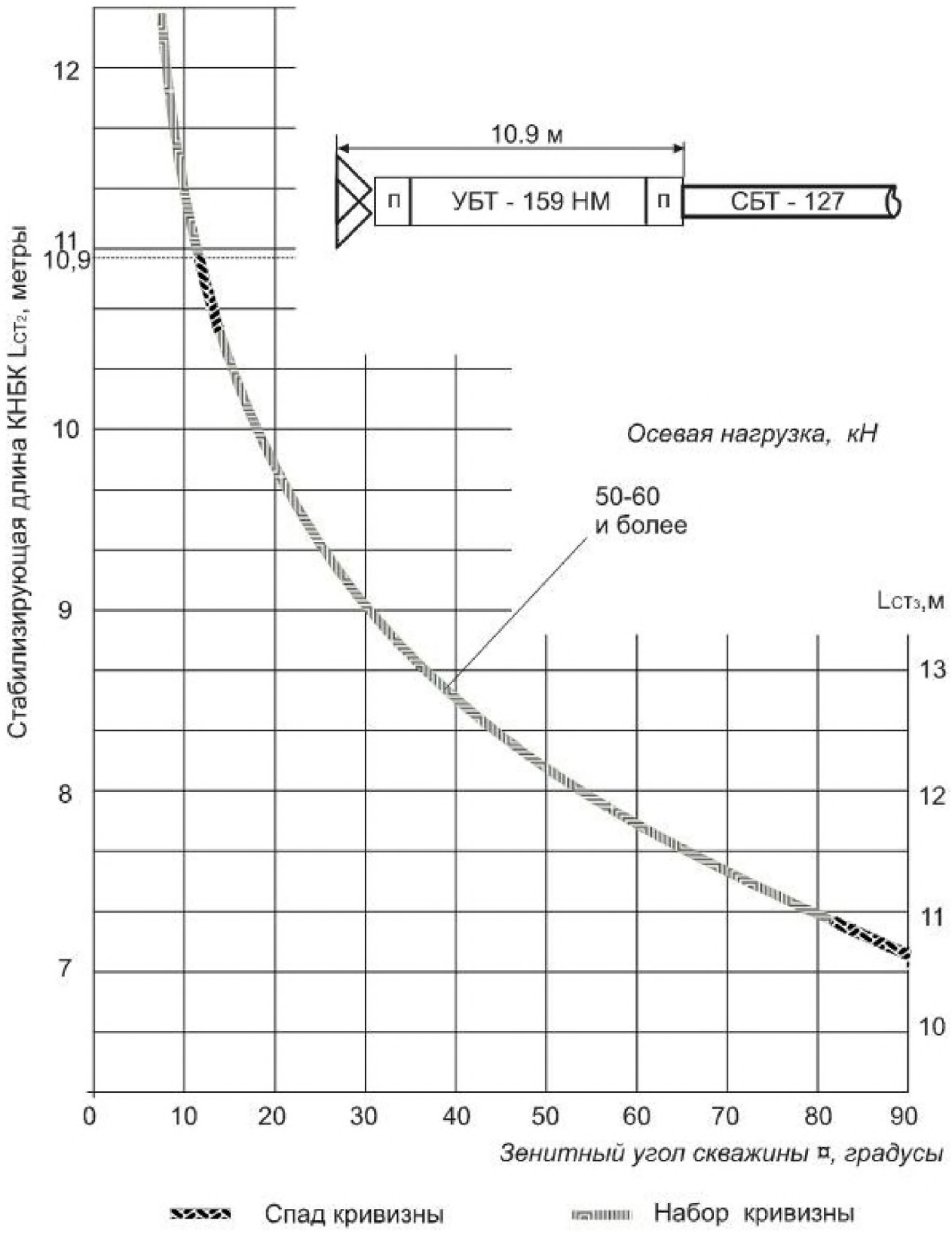


Рисунок 12 - Зоны и направление скважины диаметром 216 мм при роторном бурении неориентируемой немагнитной компоновкой УБТ - 159 НМ с двумя переводниками (L= 10,9 м) и нижней свечой СБТ- 127

При роторном бурении компоновка второй стабилизирующей длины $L_{СТ2}$, находясь преимущественно под действием геологических факторов, вызывает отклонение скважины в направлении естественного искривления, т.е. в условиях месторождения Жанажол –спад кривизны.

То же самое относится к компоновке $L_{СТ3}$.

В скважине 2127 спад кривизны 37˚-35˚ произошёл потому, что в интервале 3508-3575 *м* бурение производилось при осевой нагрузке от 16-18 *т* (160-180 *кН*)до 20 *т* (200*кН*), т.е. компоновка работала в режиме второй стабилизации (см. рисунок 10), что и привело скважину к спаду кривизны; в интервале 3878-4080 *м* бурение осуществлялось с осевой нагрузкой 10 *т* (100*кН*), т.е. компоновка была в режиме второй стабилизации, что по вышеописанной методике вызывает спад кривизны.То же самое произошло в скважине 2444 в интервале 3885-3950 *м.* Вместе с тем ***КНБК*** с ***КЛС*** обеспечила набор кривизны +0,14˚/30*м* в скважине 2127, т.к.она находилась в зоне набора кривизны (рисунок 11).

Выводы и рекомендации

Основой предлагаемой схемы зенитного искривления скважины при горизонтальном бурении является концептуальная схема М.Ж. Музапарова, в которой принцип регулирования зенитного искривления скважины сводится к следующему: отклоняющая сила действует интенсивно в сторону висячей стенки (набор кривизны), если составляющая веса компоновки значительна (компоновка тяжёлая, т.е. длинная), а если вес компоновки незначителен (легкая компоновка, т.е. короткая), то долото начнет интенсивно подрабатывать лежачую стенку (спад кривизны). Эта схема отличается от ранее известных тем, что только в ней учитывается совместное влияние нижней (компоновка) и верхней (нижняя свеча бурильной колонны) частей КНБК на зенитное искривление скважины.

© Музапаров М.Ж., 2005

5 ВЫБОР НЕОРИЕНТИРУЕМЫХ КОМПОНОВОК ПРИ БУРЕНИИ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН РОТОРНЫМ СПОСОБОМ

На большинстве нефтяных площадей при наклонно направленном бурении наиболее распространен проектный профиль, состоящий из четырех участков [58,99]:

- вертикального,
- набора зенитного угла с помощью отклонителя,
- стабилизации зенитного угла,
- регулируемого снижения зенитного угла.

Разновидность четырех интервального – профиль, содержащий следующие участки: вертикальный, интенсивного набора зенитного угла с пониженной интенсивностью при помощи неориентируемой компоновки,

- вертикальный,
- интенсивного набора зенитного угла с помощью отклонителя,
- набора зенитного угла с пониженной интенсивностью при помощи неориентируемой компоновки,
- стабилизации зенитного угла,
- уменьшения зенитного угла.

При бурении скважины с небольшим смещением от вертикали участок набора зенитного угла отклонителем проектируется в интервале бурения скважины под кондуктор. В случае необходимости отклонения скважины на значительные расстояния после кондуктора производится набор зенитного угла неориентируемыми компоновками до проектной величины.

При бурении наклонных скважин проектируются также трехинтервальные профили, состоящие из:

- вертикального участка,
- участка набора зенитного угла,
- прямолинейного участка.

Разновидностью трехинтервального профиля является профиль, состоящий также из:

- вертикального участка,
- участка набора зенитного угла,
- участка падения зенитного угла.

Такой профиль можно применять в районах, где естественное снижение зенитного угла невелико, а также при бурении скважин большой глубины, в которых ориентирование отклоняющих устройств затруднено. Типовые проектные профили скважин, как правило, - плоские, т.е. их бурение предполагается в одной вертикальной плоскости, совпадающей с азимутальным направлением скважины.

В процессе бурения эксплуатационной скважины 216 *мм* и проведения каждого из вышеназванных участков – вертикального, стабилизации, набора или падения зенитного угла – могут возникнуть принципиально три задачи управления зенитным искривлением: обеспечение заданного зенитного угла или **стабилизация**, увеличение зенитного угла или **набор кривизны**, уменьшение угла или **спад кривизны**.

Рассмотрим на примерах как решаются эти задачи с помощью **безориентированных** компоновок.

Компоновка из *УБТ-178* с бурильной колонной *УБТ-178*

Задача 1. Обеспечить ***набор кривизны*** с зенитного угла 5^0 при осевой нагрузке 200 *кН*.

Решение: Руководствуясь принципом регуляции зенитного угла по безориентированной технологии выполаживающая длина ***КНБК*** должна находиться в пределах $L_{СТ1} < L_{КНБК} < L_{СТ2}$, т.е. от $L_{СТ1}$ =11,4 *м* до $L_{СТ2}$ = 22,8 *м*. По таблице В1 и номограмме (рисунок 13) принимаем ***выполаживающую*** длину забойной компоновки ***УБТ-178*** $L_{наб}$ = 13 *м*, - это означает, что центратор необходимо установить на расстоянии 13 *м* от долота.При этом следует

© Музапаров М.Ж., 2005

учесть, что ***набор кривизны*** будет происходить до угла 70^0, т.к. при таких зенитных углах данная длина компоновки достигнет значения ***второй стабилизирующей*** длины $L_{СТ2} = 13$ *м* и, следовательно, приостановится процесс набора кривизны. Для того, чтобы вновь перевести в режим выполаживания или набора кривизны скважины, следует переместить центратор ближе к долоту и поставить его на расстоянии 12*м* – в результате чего данная компоновка обеспечит дальнейший стабильный ***набор кривизны*** вплоть до $\theta = 90^0$.

Аналогичная задача при осевых нагрузках 100 и 150 *кН* решается таким же образом: первой компоновкой $L_{наб}$=13 *м* соответственно до угла 75^0 и 70^0, второй компоновкой $L_{наб}$ =12 *м* - с 75^0 и 70^0 – до 90^0.

Задача 2 .*Обеспечить* ***спад кривизны*** *с зенитного угла* $\mathbf{10^0}$ ***до*** $\mathbf{3^0}$.

Решение: Центратор необходимо поставить на расстоянии $L_{КНБК}$ = 8*м* от долота, т.к. $\mathbf{0{,}5 \cdot} L_{СТ1} < L_{КНБК} < L_{СТ1}$, имея в виду (таблица В1 и рисунок 13), что при нагрузке 100, 150 и 200 *кН* и $\theta' = 3^0$ $L_{СТ\,1}$=15; 14,7 и 14,3*м* - соответственно.

Задача 3. *Обеспечить* ***стабилизацию*** *начального зенитного угла* $\theta' = \mathbf{1^0}$.

Решение: Центратор необходимо поставить на расстоянии 17-17,7*м*, т.к. при нагрузках 100,150 и 200 *кН* $L_{СТ\,1}$=17,7; 17,4 и 17,0*м* - соответственно.

Компоновка из *УБТ-178* с бурильной колонной *УБТ-146*

Задача 1. *Обеспечить* ***набор кривизны*** *с зенитного угла* 5^0 *при осевой* нагрузк**е** ***171*** *кН.*

Решение: Руководствуясь принципом регуляции зенитного угла по безориентированной технологии выполаживающая длина ***КНБК*** должна находиться в пределах $L_{СТ1} < L_{КНБК} < L_{СТ2}$, т.е. от $L_{СТ1}$ =9,9 *м* до $L_{СТ2} = \mathbf{2}\, L_{СТ1}$ = 19,8 *м*. По номограмме (рисунок 14) принимаем ***выполаживающую*** длину забойной компоновки ***УБТ-178*** $L_{УБТ\text{-}178}$ = 11 *м*, - это означает, что центратор необходимо установить на расстоянии 11 *м* от долота, что обеспечит набор кривизны до 90^0.

Задача 2. *Обеспечить* ***спад кривизны*** *с зенитного угла* 10^0 *до* 3^0.

Решение: Центратор необходимо поставить на расстоянии $L_{КНБК}$ = 6*м* от долота, т.к. $0{,}5 \cdot L_{СТ1} < L_{КНБК} < L_{СТ1}$, имея в виду (см.таблицу В2 и рисунок 14), что при нагрузке 171 *кН* и $\theta' = 10^0$ $L_{СТ\,1}$=8,6*м*.

Задача 3. *Обеспечить* ***стабилизацию*** *начального зенитного угла* $\theta = 1^0$.

Решение: Центратор необходимо поставить на расстоянии 13,5-12,4*м*, т.к. при нагрузках 57, 85, 114, 142 и 171 *кН* $L_{СТ\,1}$=13,5; 13,0; 12,4; 12,4 и 12,4*м* - соответственно.

Вертикальный участок (зенитные углы 0-3^0)

Если вертикальный ствол отклонился до зенитного угла 3^0 и более, то ***вернуть его к вертикали*** рекомендуется применением одной из неориентируемых компоновок:

- ***УБТ-178*** ***L***=9-15 *м* со свечой ***УБТ-178*** (рисунок 13);
- ***УБТ-178*** ***L***=6-10 *м* с ***УБТ-146*** (рисунок 14);
- ***УБТ-146*** ***L***=10-18 *м* с ***УБТ-178*** (рисунок 15);
- ***УБТ-203*** ***L***=8-12 *м* с ***УБТ-178*** (рисунок 16);
- ***УБТ-178*** ***L***=8-14 *м* с ***УБТ-203*** (рисунок 17).

Набор кривизны или увеличение зенитного угла скважины, начиная с 3^0, обеспечивается одной из следующих неориентируемых компоновок:

УБТ-178 $L \geq 17$ *м* со свечой ***УБТ-178***; ***УБТ-178*** $L > 15$ *м* с ***УБТ-146***; ***УБТ-203*** $L \geq 16$ *м* с ***УБТ-178***; ***УБТ-178*** $L > 19$ *м* с ***УБТ-203*** .

Участок набора зенитного угла с 3^0 до 30^0

Интенсивный набор кривизны скважины обеспечивается компоновками:

УБТ-178 ***L*** = 15 *м* со свечой ***УБТ-178***; ***УБТ-178*** ***L*** = 13 *м* с ***УБТ-146***; ***УБТ-146*** ***L***=20-22 *м* с ***УБТ-178***; ***УБТ-178*** ***L***=16 *м* с ***УБТ-203***;

© Музапаров М.Ж., 2005

УБТ-203 ***L***=18-19 *м* с ***УБТ-178*** .

При необходимости ***стабилизации*** угла на данном участке рекомендуется воспользоваться в достаточно узких диапазонах зенитных углов компоновками $L_{КНБК} = L_{СТ2}$, как например: компоновками ***УБТ-178+(УБТ-178)*** ***L***=17 *м* при θ =20-25^0; ***L***=16 *м* при θ = 27-31^0 ; компоновками $L_{КНБК} = L_{СТ1}$ ***УБТ-178+(УБТ-146)*** ***L*** = 11 *м* при θ = 3-4^0 ; ***L*** = 10 *м* при θ = 4-7^0 ; ***L*** = 9 *м* при θ = 7-11^0; ***L*** = 8 *м* при θ = 13-20^0 .

При необходимости ***уменьшения*** зенитного угла рекомендуется применять ($0{,}5\,L_{ст1} < L < L_{ст1}$) компоновку ***УБТ-146*** с нижней свечой ***УБТ-178*** ***L***=9 -10 *м* : ***УБТ-178*** с нижней свечой ***УБТ-203*** ***L*** = 7 *м* ;
УБТ-178 с ***УБТ-178*** и ***УБТ-178*** с ***УБТ-146*** ***L***=6*м*.

Участок набора зенитного угла с 30^0 до 55^0

Интенсивный набор кривизны скважины обеспечивается:

– компоновкой ***УБТ-178*** ***L***=11 - 12 *м* с ***УБТ-146*** ($L_{ст1} < L < 2L_{ст1}$);

- компоновкой **УБТ-*203*** с ***УБТ-178*** ***L***=16 - 17 *м*;

Менее интенсивный:

- ***УБТ-178*** с ***УБТ-178*** ***L***=9 *м*; ***УБТ-178*** с ***УБТ-146*** ***L*** = 8 - 10 *м* ;
- ***УБТ-146*** с ***УБТ-178*** ***L***=12 - 19 *м* .

Стабилизация угла: в узких диапазонах углов

при θ = 50^0-57^0– ***УБТ-178*** с ***УБТ-178*** ***L*** = 7 *м* = $L_{СТ1}$ или ***L*** =14 *м* = $L_{СТ2}$;

θ = 36^0-43^0 – ***УБТ-178*** с ***УБТ-178*** ***L***=7,5*м*= $L_{СТ1}$ или ***L*** =15 *м* = $L_{СТ2}$;

θ = 40^0-57^0 – ***УБТ-178*** с ***УБТ-146*** ***L***=6,5*м*= $L_{СТ1}$ или ***L*** =13 *м* = $L_{СТ2}$;

Уменьшение зенитного угла ($0{,}5\,L_{ст1} < L < L_{ст1}$) :

- компоновками ***УБТ-178*** с ***УБТ-178*** , ***УБТ-146*** или ***УБТ-203*** ,

а также компоновкой ***УБТ-146*** с ***УБТ-178*** ***L***=5-6 *м* .

Участок набора зенитного угла с 55^0 до 90^0

Интенсивный набор кривизны скважины обеспечивается:

- ***УБТ-178*** с ***УБТ-178*** ***L***=10-12 *м* ;
- ***УБТ-178*** с ***УБТ-146*** ***L***=10-11 *м* ;
- ***УБТ-203*** с ***УБТ-178*** ***L***=14-15 *м* ;
- ***УБТ-178*** с ***УБТ-203*** ***L***=11-12 *м* .

Менее интенсивный: ***УБТ-203*** с ***УБТ-178*** ***L***=18 или 9 *м* ; ***УБТ-178*** с ***УБТ-146*** а также с ***УБТ-178*** ***L***=7 или 14 *м;*

Стабилизация угла: при $\theta=55^0$-57^0 ***УБТ-178*** с ***УБТ-203*** $L_{КНБК} = L_{СТ1} = 7м$ или $L_{КНБК} = L_{СТ2} = 14$ *м* ;

$\theta = 73^0$-77^0 ***УБТ-178*** с ***УБТ-203*** $L_{КНБК} = L_{СТ1} = 6{,}5м$ или $L_{КНБК} = L_{СТ2} = 13$ *м* ;

$\theta = 61^0$-86^0 ***УБТ-178*** с ***УБТ-146*** $L_{КНБК} = L_{СТ1} = 6м$ или $L_{КНБК} = L_{СТ2} = 12$ *м* .

Выводы и рекомендации

Основной принцип регулирования зенитного искривления: зенитное искривление скважин не происходит (**стабилизация**) только в тех случаях, когда компоновка уравновешена одной ($1L_T$) или двумя ($2L_T$), или тремя ($3L_T$) полуволнами нижней свечи бурильной колонны, т.е. длина компоновки адекватна соответственно **первой ($L_{СТ1}$), второй ($L_{СТ2}$)** или **третьей ($L_{СТ3}$)** стабилизирующим длинам.

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

- **набору кривизны**, если длина компоновки колеблется в пределах $L_{СТ1} < L_{КНБК} < L_{СТ2}$ **или** $L_{СТ2} < L_{КНБК} < L_{СТ3}$ **;**
- **спаду кривизны**, если длина компоновки менее первой стабилизирующей, т.е. $\mathbf{0{,}5 \cdot} L_{СТ1} < L_{КНБК} < L_{СТ1}$**.**

© Музапаров М.Ж., 2005

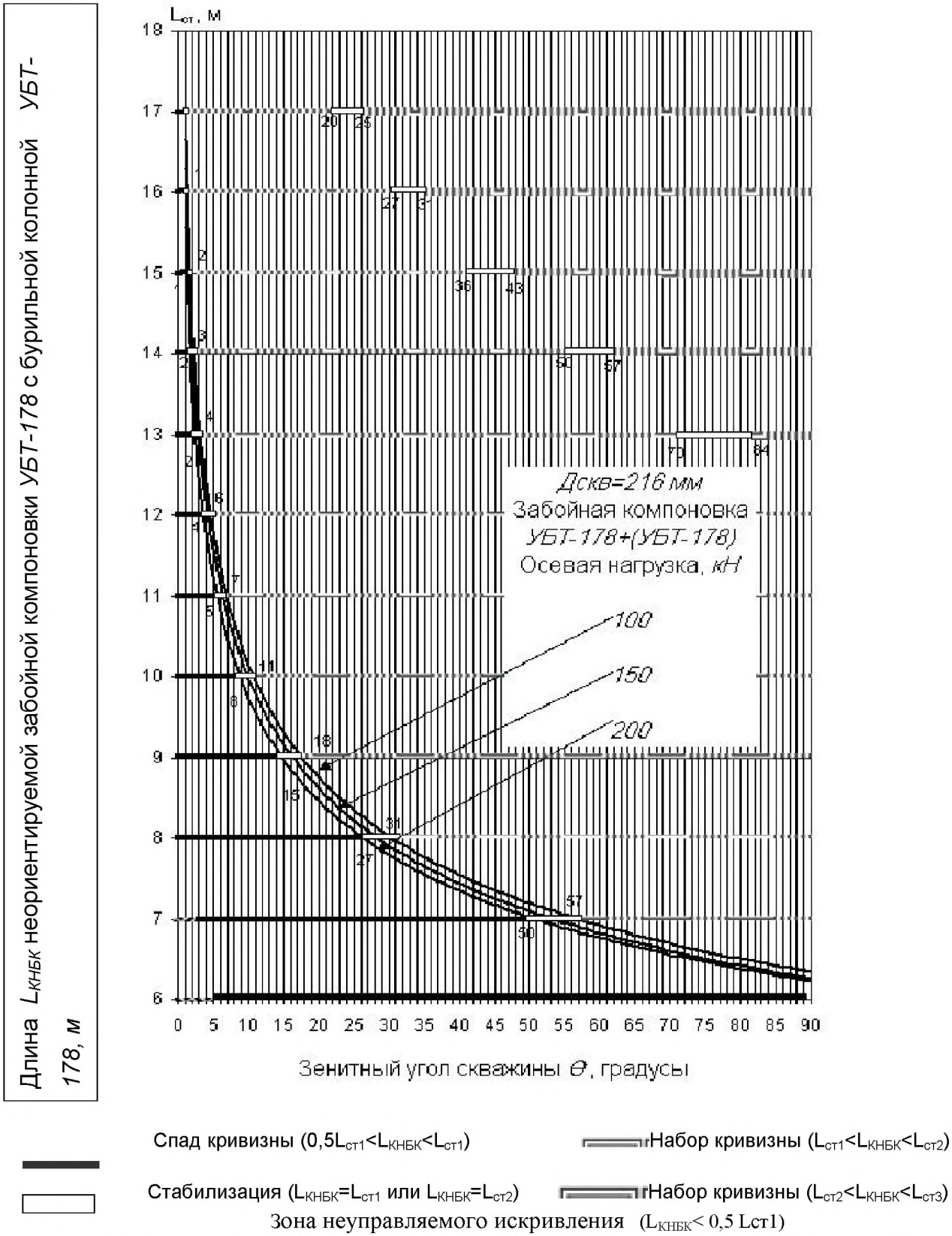


Рисунок13 - Зоны и направление зенитного искривления скважины ∅*216*мм при роторном бурении неориентируемой компоновкой *УБТ-178* с бурильной колонной *УБТ -178*

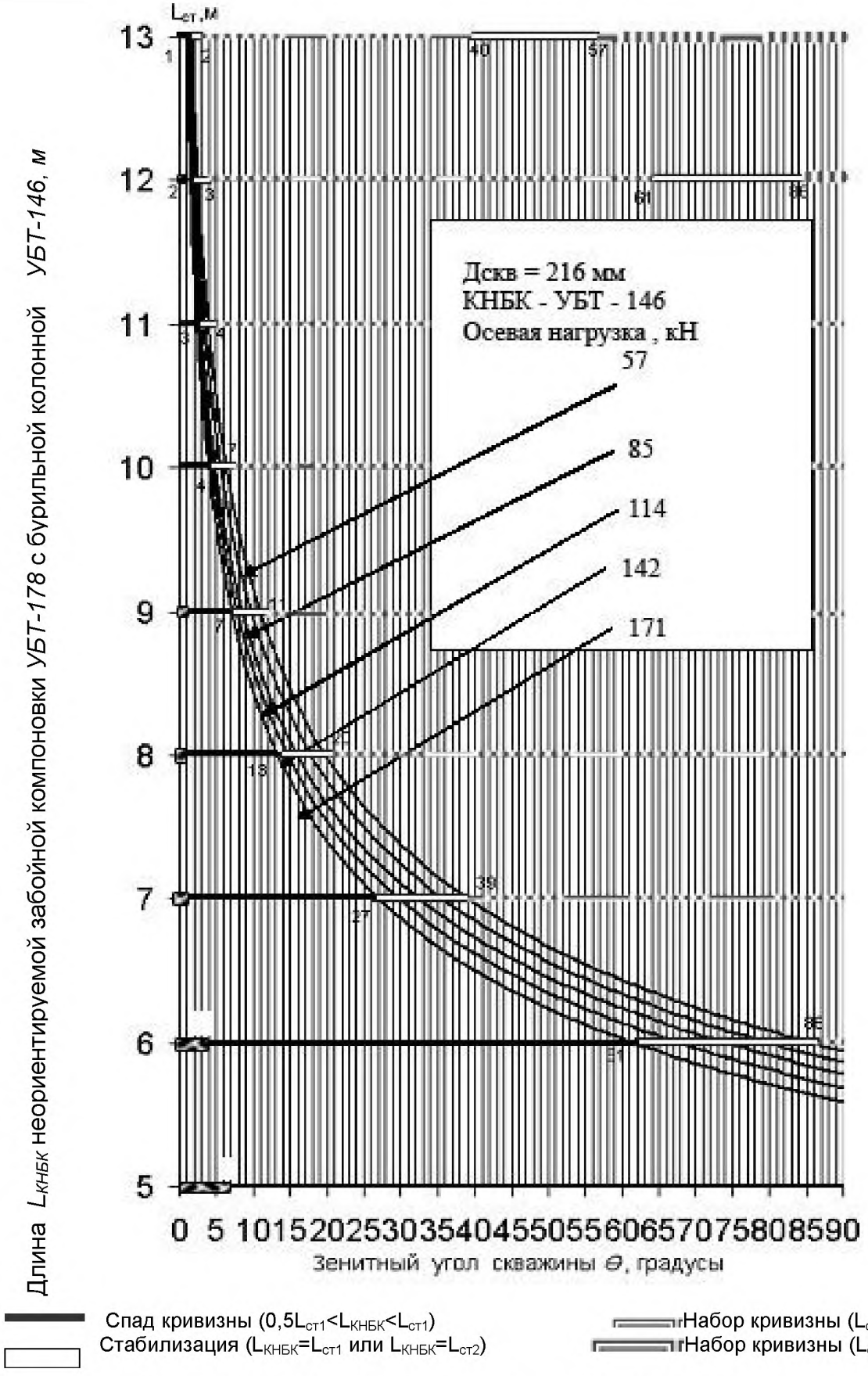
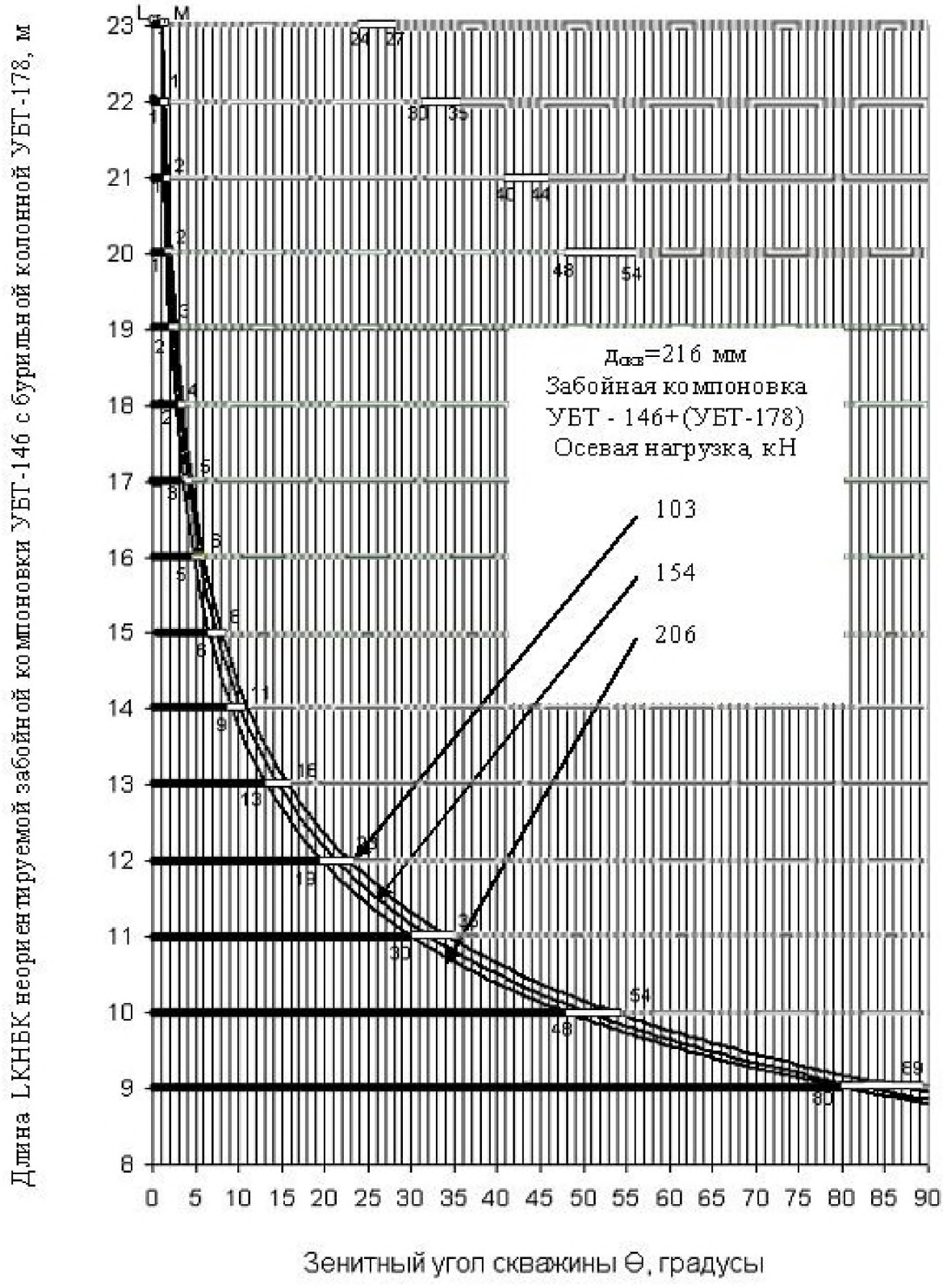


Рисунок14-Зоны и направление зенитного искривления скважины ∅*216*мм при роторном бурении неориентируемой компоновкой *УБТ-178* с бурильной колонной *УБТ -146*

© Музапаров М.Ж., 2005



Спад кривизны ($0,5L_{ст1}<L_{КНБК}<L_{ст1}$)

Набор кривизны ($L_{ст1}<L_{КНБК}<L_{ст2}$)

Стабилизация ($L_{КНБК}=L_{ст1}$ или $L_{КНБК}=L_{ст2}$)

Набор кривизны ($L_{ст2}<L_{КНБК}<L_{ст3}$)

Зона неуправляемого искривления ($L_{КНБК}< 0,5$ Lст1)

Рисунок 15 - Зоны и направление зенитного искривления скважины *∅216* мм при роторном бурен
роторном бурении неориентируемой компоновкой *УБТ-146* с колонной *УБТ-178*

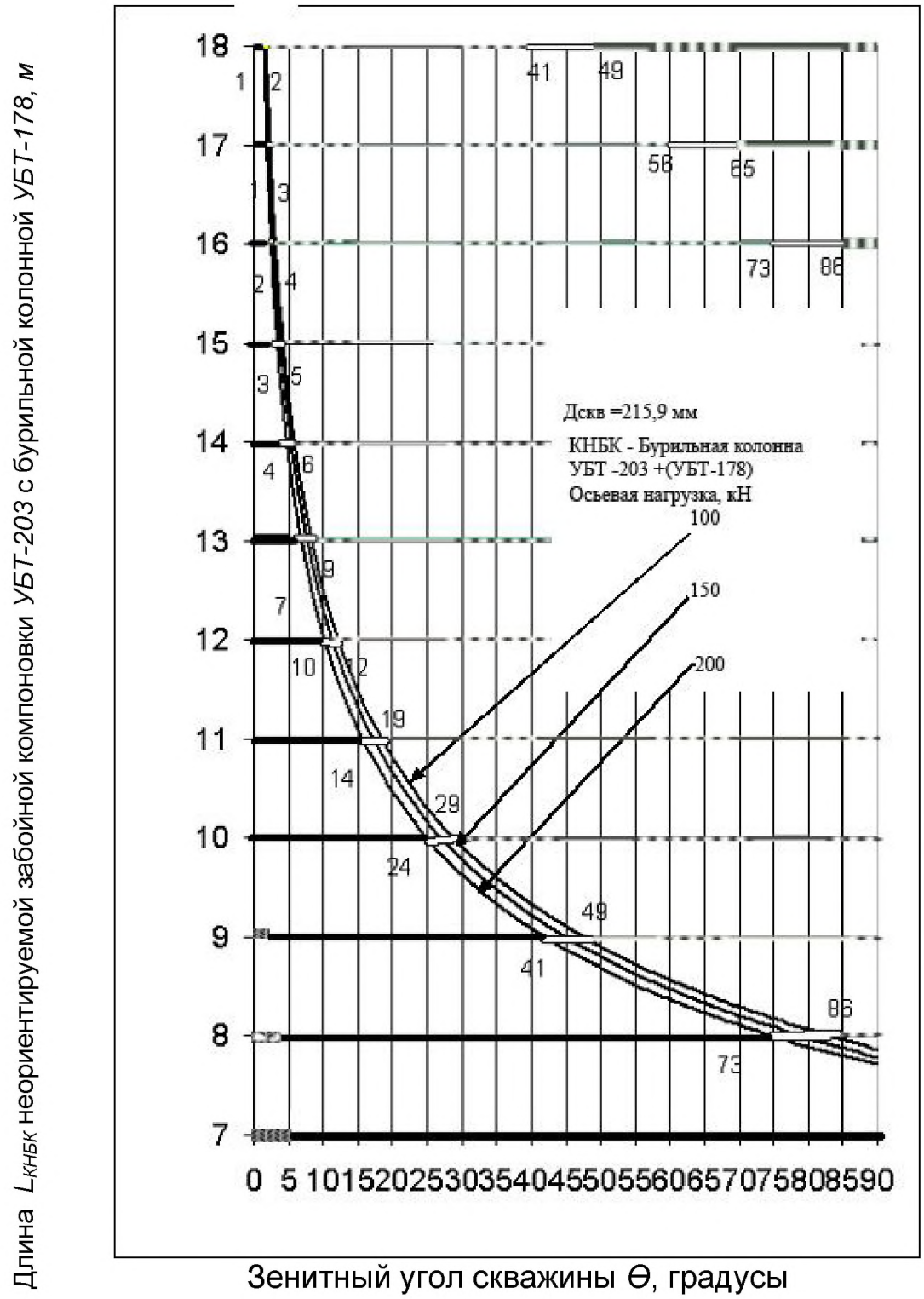


Рисунок 16 - Зоны и направление зенитного искривления скважины ∅ *216* мм при роторном бурении неориентируемой компоновкой *УБТ-203* с колонной*УБТ -178*

© Музапаров М.Ж., 2005

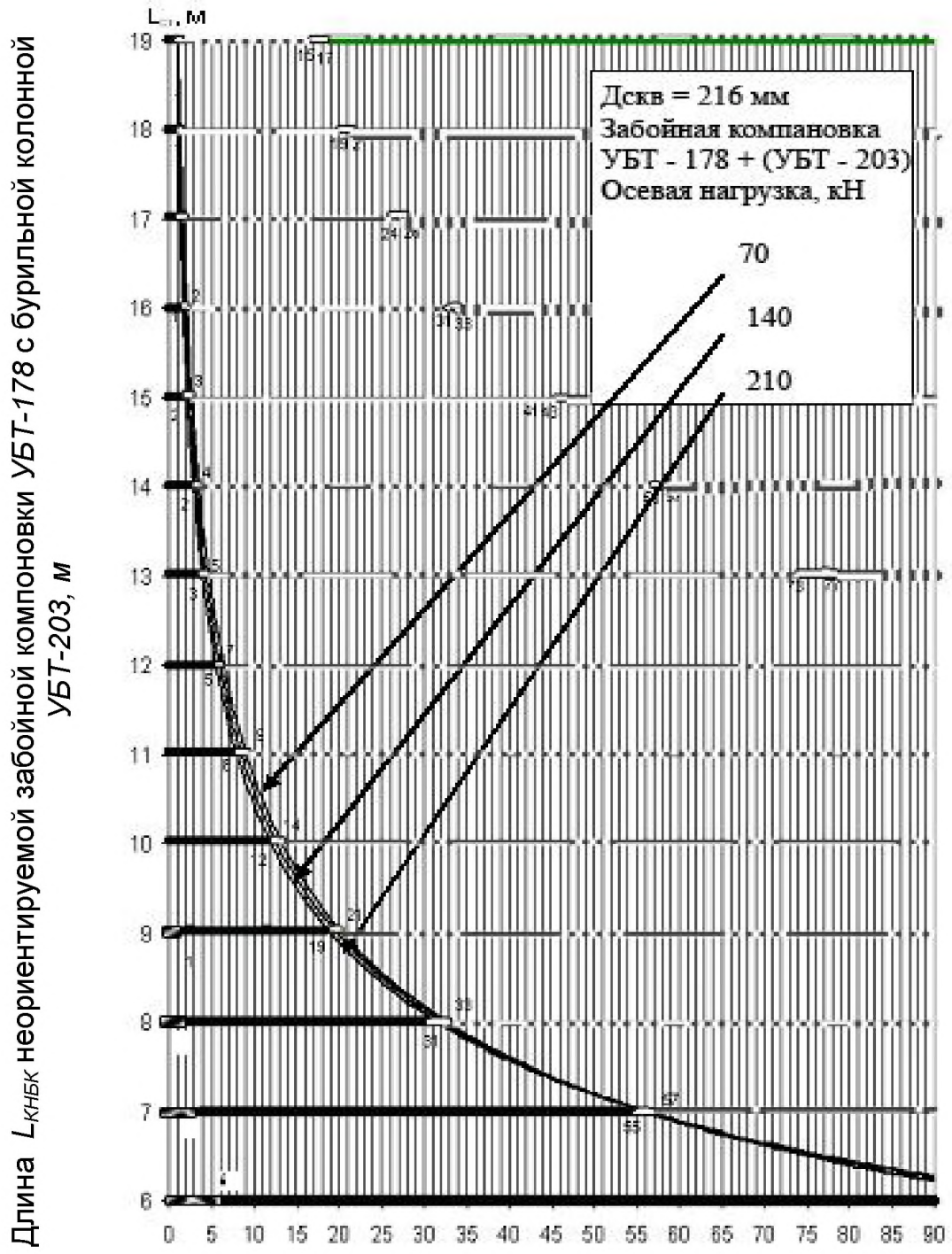


Рисунок 17 - Зоны и направление зенитного искривления скважины *∅ 216* мм при бурении неориентируемой компоновкой *УБТ-178* с колонной *УБТ -203*

6 БЕЗОРИЕНТИРОВАННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ УПРАВЛЕНИЯ ЗЕНИТНЫМ ИСКРИВЛЕНИЕМ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН Ø216мм НА МЕСТОРОЖДЕНИИ *ЖАНАЖОЛ*

Компоновка с промежуточным и опорным калибраторами и с направляющей укороченной трубой УБТ-159

Исходные данные: расчетный вес компоновки (рисунок 18) состоит из веса долота 0,39 кН, 1 калибратора 1,21 кН, трубы УБТ-159 (1,235 кН × 8 м =9,88 кН).

С учетом переводников (0,49кН) расчетный вес КНБК составляет: 0,39+9,88+1,21+0,49=11,97 кН, общая длина КНБК = 20,45 м, расчетная длина – 10,0 м, следовательно

$$P_{КНБК} = \frac{11{,}97}{10{,}0} = 1{,}197 \quad кН/м.$$

По формуле (23) находим стабилизирующую длину КНБК:

$$L_{CT} = L_T \cdot \sqrt{\frac{1{,}235}{1{,}197}} = 1{,}03 \cdot L_T$$

Результаты расчетов даны в таблице 5 и на рисунках В6-В8.

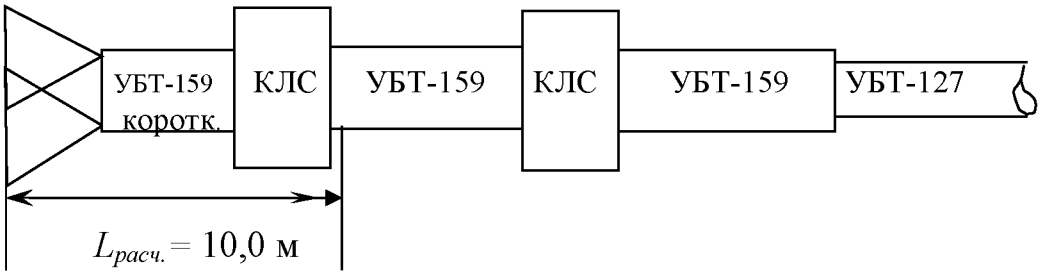


Рисунок 18 – Схема для расчета стабилизирующей длины КНБК с промежуточным и опорным калибраторами и направляющей трубой УБТ-159 при роторном бурении

© Музапаров М.Ж., 2005

Таблица 5 - Стабилизирующая длина КНБК с промежуточным и опорным калибраторами с направляющей укороченной трубой УБТ-159 при роторном бурении

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка, кН							
	76		114		152		190	
	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Расчетная длина $L_{КНБК}$ = 10,0 м ($L_{УБТ}$ = 8 м); $L_{CT} = L_T\sqrt{\frac{123,5}{119,7}} = 1,03 \cdot L_T$;								
3	14,8	15,2	14,6	15,0	14,3	14,7	14,0	14,4
5	14,2	14,6	13,9	14,3	13,6	14,0	13,0	13,4
10	11,8	12,1	11,5	11,8	11,2	11,5	10,9	11,2
15	10,7	11,0	10,5	10,8	10,2	10,5	10,0	10,3
20	10,0	10,3	9,8	10,1	9,6	9,9	9,4	9,7
25	9,5	9,8	9,3	9,6	9,1	9,4	8,9	9,2
30	9,2	9,5	9,0	9,3	8,8	9,1	8,6	8,8
35	8,8	9,1	8,7	9,0	8,5	8,7	8,4	8,6
40	8,6	8,8	8,5	8,7	8,3	8,5	8,2	8,4
45	8,4	8,6	8,3	8,5	8,1	8,3	8,0	8,1
Расчетная длина $L_{КНБК}$ = 9-7 м ($L_{УБТ}$ = 7-5 м); $L_{CT} = L_T\sqrt{\frac{123,5}{119,3}} = 1,02 \cdot L_T$								
3	14,8	15,1	14,6	14,9	14,3	14,6	14,0	14,3
5	14,2	14,5	13,9	14,1	13,6	13,9	13,0	13,6
10	11,8	12,0	11,5	11,7	11,2	11,4	10,9	11,1
15	10,7	10,9	10,5	10,7	10,2	10,4	10,0	10,2
20	10,0	10,2	9,8	10,0	9,6	9,8	9,4	9,6
25	9,5	9,7	9,3	9,5	9,1	9,3	8,9	9,1
30	9,2	9,4	9,0	9,2	8,8	9,0	8,6	8,8
35	8,8	9,0	8,7	8,9	8,5	8,7	8,4	8,5
40	8,6	8,8	8,5	8,7	8,3	8,5	8,2	8,3
45	8,4	8,6	8,3	8,5	8,1	8,3	8,0	8,1

Возвращаясь к основным выводам, проанализируем полученные по формуле (23) с учетом значений длины полуволны $\boldsymbol{L_T}$ нижней свечи УБТ-159 (см. таблицу Б8) данные таблицы 5, рассматривая три варианта КНБК с про-

межуточным и опорным калибраторами с направляющей укороченной трубой УБТ-159 длиной 8, 7 и 5-6 метров.

Первый вариант (рисунок В6). Принятая длина компоновки $L_{КНБК}$=*10*м ($L_{УБТ-159}$= 8м). При осевой нагрузке 76 кН длина полуволны L_T нижней свечи УБТ-159 и стабилизирующая длина $L_{СТ1}$ с ростом зенитных углов от 3˚ до 45˚ снижаются соответственно с 14,8 м до 8,4 м и с 15,2 м до 8,6 м. При зенитном угле θ=22-25˚ данная компоновка $L_{КНБК}$=*10*м уравновешивается полуволной УБТ-159 L_T= 9,8-9,6 м, и составляющие динамических опорных реакций тоже равны (по модулю) $|R_{A1y}| = |R_{By}|$, - при этом КНБК оказывается в условиях динамического равновесия, - плоскость, проходящая через эти реакции, совершает круговое движение, перпендикулярное оси и меняет свое положение, поворачиваясь на 360^0 , и долото равномерно разрушает поверхность забоя тоже перпендикулярно оси, т.е. ***стабилизирует зенитный угол скважины*** (рисунок 6*б*). Рассматриваемая компоновка $L_{КНБК}$=10м обеспечивает при осевых нагрузках 114,152 и 190 кН стабилизацию зенитных углов 19-23˚, 17-21˚ и 15-19˚- соответственно (рисунок В6).). Указанные диапазоны углов представляют собой так называемую **зону стабилизации** зенитного искривления скважины, т.к.

$$L_{КНБК}=10\text{м}=L_{СТ1}.$$

Данная компоновка при бурении наклонно-направленной скважины проходит ещё через две зоны - ***зону спада кривизны*** (3˚-22˚ при осевой нагрузке 76 кН, 3˚-19˚ при 114 кН, 3˚-17˚ при 152 кН и 3˚-15˚ при 190 кН) и **зону *набора кривизны*** (25˚-45˚, 23˚-45˚, 21˚-45˚ и 19˚-45˚) при тех же нагрузках соответственно (см. рисунок В6).

В первой зоне компоновка $L_{КНБК}$=10 м легче полуволны УБТ-159, точка касания нижней свечи находится на лежачей (рисунок 6*в*) стенке – реакция + R_{By} направлена в сторону висячей стенки, - соответственно отклоняющая сила - R_{A1y} вызывает разрушение лежачей стенки забоя. Данная компоновка при бурении наклонно-направленной скважины проходит ещё через две зоны

© Музапаров М.Ж., 2005

- зону спада кривизны (3˚-22˚ при осевой нагрузке 76 кН, 3˚-19˚ при 114 кН, 3˚-17˚ при 152 кН и 3˚-15˚ при 190 кН) и **зону набора кривизны** (25˚-45˚, 23˚-45˚, 21˚-45˚ и 19˚-45˚) при тех же нагрузках соответственно (см. рисунки В6-В8).

Во второй зоне эта же компоновка тяжелее полуволны УБТ-159, точка касания нижней свечи находится на висячей стенке (рисунок 6*а*) и реакция - R_{By} направлена в сторону лежачей стенки, - соответственно отклоняющая сила R_{A2y} вызывает разрушение висячей стенки забоя.

Второй вариант (рисунок В7) $L_{КНБК}$ **= 9**м ($L_{УБТ\text{-}159}$ = 7 м). Данная компоновка отличается от предыдущей тем, что длина УБТ-159 уменьшена на 1 м. В свою очередь это приводит к изменению границ зон: ***зона стабилизации*** при тех же нагрузках находится в пределах 35-37^0 (осевая нагрузка 76 кН), 31-36^0 (114кН), 28-34^0 (152 кН) и 28-33^0 (190 кН).

Третий вариант (рисунок В8) $L_{КНБК}$**=7-8**м ($L_{УБТ}$=5-6*м*) – примечателен тем, что при тех же осевых нагрузках 76-190кН остаётся лишь одна зона – ***зона спада кривизны*** скважины во всём диапазоне зенитных углов 1-45^0.

Компоновка с опорным и промежуточным калибраторами и короткой (6-5 м) направляющей трубой УБТ-159 с нижней свечой УБТ-159

(см. рисунки 18 и В8)

Данная компоновка применялась при осевой нагрузке 160-180 кН в скважине 3464 в интервале 3749-3848 м [16]:

Таблица 6 - Результаты управления зенитным искривлением скважины 3464

Глубина скважины, м	Зенитный угол θ, град	Характер и интенсивность зенитного искривления i_θ, град/30 м
3760	35.30	Спад кривизны
3800	34.45	
3820	34.30	
3845	33.45	

Как видим, фактические (табличные) данные характера искривления хорошо согласуются с теоретическими (расчетными) – по номограмме (рисунок В7), т.к. длина $L_{КНБК}$ = 7-8м меньше стабилизирующей $L_{СТ}$ =8,5-8,75м.

Посмотрим, как изменится характер искривления скважин, если увеличить длину компоновки. Так, если поставить направляющую трубу УБТ-159 длиной 7м или 8м (рисунок В7), то скважина – в том же диапазоне зенитных углов,что и в предыдущем случае,- переходит из режима спада кривизны в режим набора угла, т.к. по предлагаемой технологии длина ($L_{КНБК}$ = 9-10 м) превышает величину стабилизирующей длины ($L_{СТ}$ = 8,5-8,75 м). Как видим, фактические (табличные) данные характера искривления хорошо согласуются с теоретическими (расчетными) – по номограмме (рисунок В7), т.к. длина $L_{КНБК}$ =7-8м меньше стабилизирующей $L_{СТ}$ =8,5-8,75м.

Компоновка с наддолотным и опорным калибраторами и с направляющей немагнитной трубой УБТ-159НМ и нижней свечой УБТ-159

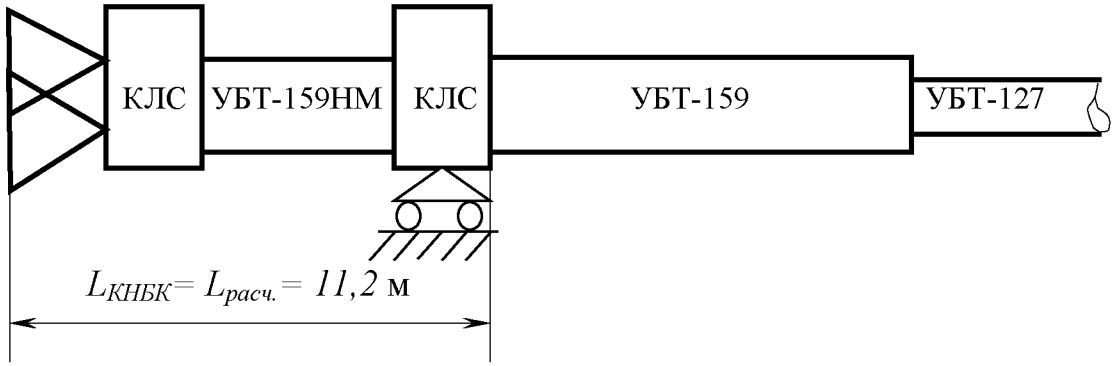


Рисунок 19 - Схема для расчёта стабилизирующей длины КНБК с наддолотным и опорным калибраторами и направляющей трубой УБТ-159НМ при роторном бурении

Исходные данные:

расчетный вес компоновки (рисунок 19) состоит из веса долота 0,39кН,

2 калибраторов по 1,21кН, трубы УБТ-159 НМ 9,72кН.

© Музапаров М.Ж., 2005

Расчетный вес КНБК составляет 12,10кН, расчетная длина – 11,2 м,

следовательно, $P_{КНБК} = \frac{12{,}10}{11{,}2} = 1{,}08 кН/м.$

По формуле (23) находим стабилизирующую длину КНБК:

$$L_{CT} = L_T \cdot \sqrt{\frac{1{,}235}{1{,}08}} = 1{,}07 \cdot L_T .$$

Результаты расчетов даны в таблице 7 и на рисунке 20.

Таблица 7 - Стабилизирующая длина КНБК из УБТ-159НМ с наддолотным и опорным калибраторами с нижней свечой УБТ-159/71,4 при роторном бурении наклонно- направленных скважин диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка, кН							
	76		114		152		190	
	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Расчетная длина $L_{КНБК} = 11{,}2$ м ; $L_{CT} = L_T \sqrt{\frac{123{,}5}{108{,}0}} = 1{,}07 \cdot L_T$;								
3	14,8	15,8	14,6	15,6	14,3	15,3	14,0	15,0
5	14,2	15,2	13,9	14,9	13,6	14,5	13,0	14,0
10	11,8	12,6	11,5	12,3	11,2	12,0	10,9	11,7
15	10,7	11,4	10,5	11,2	10,2	10,9	10,0	10,7
20	10,0	10,7	9,8	10,5	9,6	10,3	9,4	10,0
25	9,5	10,2	9,3	9,9	9,1	9,7	8,9	9,5
30	9,2	9,8	9,0	9,6	8,8	9,4	8,6	9,2
35	8,8	9,4	8,7	9,3	8,5	9,1	8,4	9,0
40	8,6	9,2	8,5	9,1	8,3	8,9	8,2	8,8
45	8,4	9,0	8,3	8,9	8,1	8,7	8,0	8,6

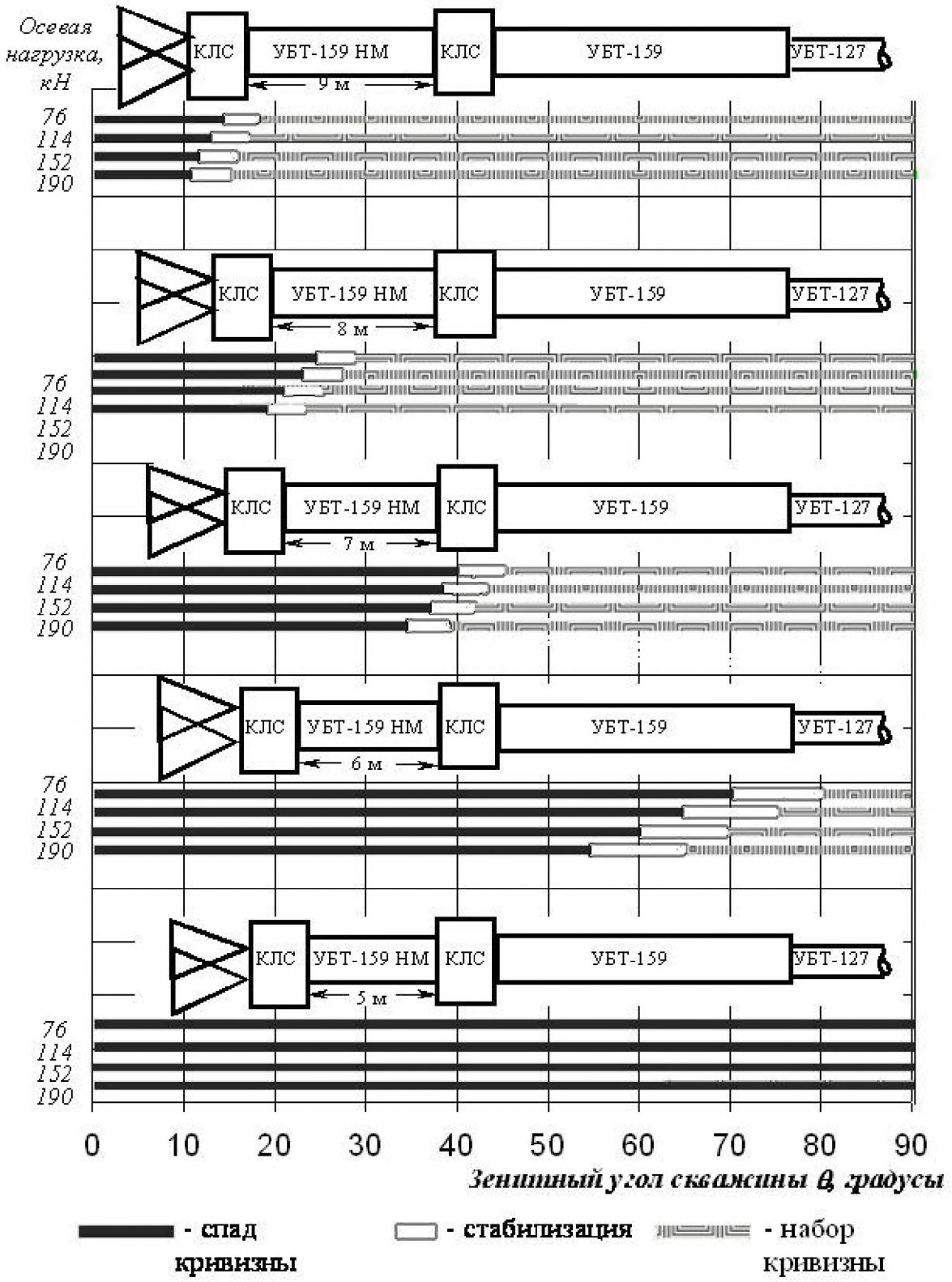


Рисунок 20 - Зоны и направление скважины Ø 216 мм при роторном бурении КНБК с направляющей немагнитной трубой УБТ-159 НМ

© Музапаров М.Ж., 2005

Предлагаемая компоновка (рисунок 19) отличается от предыдущих следующими элементами:

- промежуточный калибратор заменен наддолотным;

- увеличена общая длина КНБК $L_{КНБК}$ = 11,2 м, вместо 10 м.

Расчеты (таблица 7) показывают, что характер зенитного искривления скважины данной компоновкой схож с предыдущей (см. рисунок В8), и самое главное – компоновка с УБТ-159НМ длиной 5-6 м идентична аналогичной во всём диапазоне зенитных углов 1-45° и имеет только одну зону – ***зону спада кривизны*** (рисунок 20).

Компоновка с немагнитной трубой использовалась при бурении скважины 3461и 3464 на месторождении ***Жанажол*** [16] (таблица 8):

Таблица 8 - Результаты управления искривлением скважин 3461 и 3464

скважина 3461				скважина 3464			
Глубина скважины, м	Зенитный угол θ, град		интенсивность зенитного искривления i_θ, град/ 30м	Глубина скважины, м	Зенитный угол θ, град		i_θ, град /30м
	Замеры по окончании скважины	Замеры в процессе бурения			Замеры по окончании скважины	Замеры в процессе бурения	
3347	-	19.8		3416	-	30.6	
3360	16.30	-	–1,39	3440	30.45	-	+ 0,4

Компоновка с наддолотным и опорным калибраторами и с направляющей сдвоенной (удлиненной) трубой УБТ-159

Исходные данные: расчетный вес компоновки (рисунок 21) состоит из веса долота 0,39кН, 3 калибраторов по 1,21кН, сдвоенной (удлиненной) трубы УБТ-159.

С учетом переводников (0,72кН) расчетный вес КНБК составляет:

0,39+2,42+22,47+0,72=26,0кН, общая длина–21,5 м, расчетная длина – 21,5 м,

следовательно $P_{КНБК} = \frac{26,0}{21,5} = 1,209 кН/м.$

По формуле (24) находим вторую стабилизирующую длину КНБК, т.к. она состоит из двух полуволн, т.е. $2L_T$ нижней свечи- с одной стороны (относительно калибратора как опорной точки) и в противовес им – с другой стороны – вторая стабилизирующая длина $L_{КНБК} = L_{СТ2}$.

$$L_{CT2} = 2 \cdot L_T \cdot \sqrt{\frac{1{,}235}{1{,}209}} = 2{,}04 \cdot L_T .$$

Результаты расчетов даны в таблице 9 и на рисунке 21.

Таблица 9 - Стабилизирующая длина КНБК с наддолотным и опорным калибраторами с направляющей сдвоенной (удлинённой) трубой УБТ-159 при роторном бурении наклонно- направленных скважин диаметром 216 мм (нижняя свеча УБТ-159/71,4)

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка, кН							
	76		114		152		190	
	L_T	L_{CT2}	L_T	L_{CT2}	L_T	L_{CT2}	L_T	L_{CT2}
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Общая длина КНБК=21,5 м; Расчетная длина $L_{КНБК}$ = 21,5 м $L_{CT2} = 2 \cdot L_T \sqrt{\frac{1{,}235}{1{,}209}} = 2{,}04 \cdot L_T$;								
3	14,8	29,8	14,6	29,4	14,3	28,8	14,0	28,2
5	14,2	28,6	13,9	28,0	13,6	27,4	13,0	26,2
10	11,8	23,8	11,5	23,2	11,2	22,6	10,9	22,0
15	10,7	21,6	10,5	21,2	10,2	20,6	10,0	20,2
20	10,0	20,2	9,8	19,8	9,6	19,4	9,4	19,0
25	9,5	19,2	9,3	18,8	9,1	18,4	8,9	18,0
30	9,2	18,6	9,0	18,2	8,8	17,8	8,6	17,4
35	8,8	17,8	8,7	17,6	8,5	17,2	8,4	17,0
40	8,6	17,4	8,5	17,2	8,3	16,8	8,2	16,6
45	8,4	17,0	8,3	16,8	8,1	16,4	8,0	16,2

© Музапаров М.Ж., 2005

Возвращаясь к основным выводам, проанализируем полученные по формуле (24) с учетом значений длины полуволны L_T нижней свечи УБТ-159 (см. таблицу Б8) данные таблицы 9, рассматривая 5 вариантов КНБК с наддолотным, промежуточным и опорным калибраторами с направляющей удлинённой трубой УБТ-159 длиной 18, 17, 15, 13 и 11 м.

Первый вариант (рисунок 21а).

Первоначальная длина компоновки $L_{КНБК}$=***21,5***м ($L_{УБТ-159}$= 18м). При осевой нагрузке 76 кН длина полуволны L_T нижней свечи УБТ-159 и вторая стабилизирующая длина $L_{СТ2}$ с ростом зенитных углов от 0˚ до 45˚ снижаются соответственно с 14,8 м до 8,4 м и с 29,8 м до 17 м. При зенитном угле θ=*16-19*˚ данная компоновка $L_{КНБК}$=*21,5*м уравновешивается двумя полуволнами УБТ-159 L_T=10,6-10 м, составляющие динамических опорных реакций тоже равны (по модулю) $|R_{A1y}|=|R_{By}|$, - при этом КНБК оказывается в условиях динамического равновесия, - плоскость,проходящая через эти реакции, совершает круговое движение, перпендикулярное оси и меняет своё положение, поворачиваясь на 360^0, и долото равномерно разрушает поверхность забоя тоже перпендикулярно оси, т.е. ***стабилизирует зенитный угол скважины*** (рисунок 6б)**.**

Рассматриваемая компоновка $L_{КНБК}$=*21,5*м обеспечивает при осевых нагрузках 114,152 и190кН стабилизацию зенитных углов 14-17˚, 12-15˚ и 10-13˚ - соответственно (рисунок 21а).

Указанные диапазоны углов представляют собой так называемую ***зону стабилизации*** зенитного искривления скважины, т.к.

$$L_{КНБК} = 21{,}5\text{м} = L_{СТ1}.$$

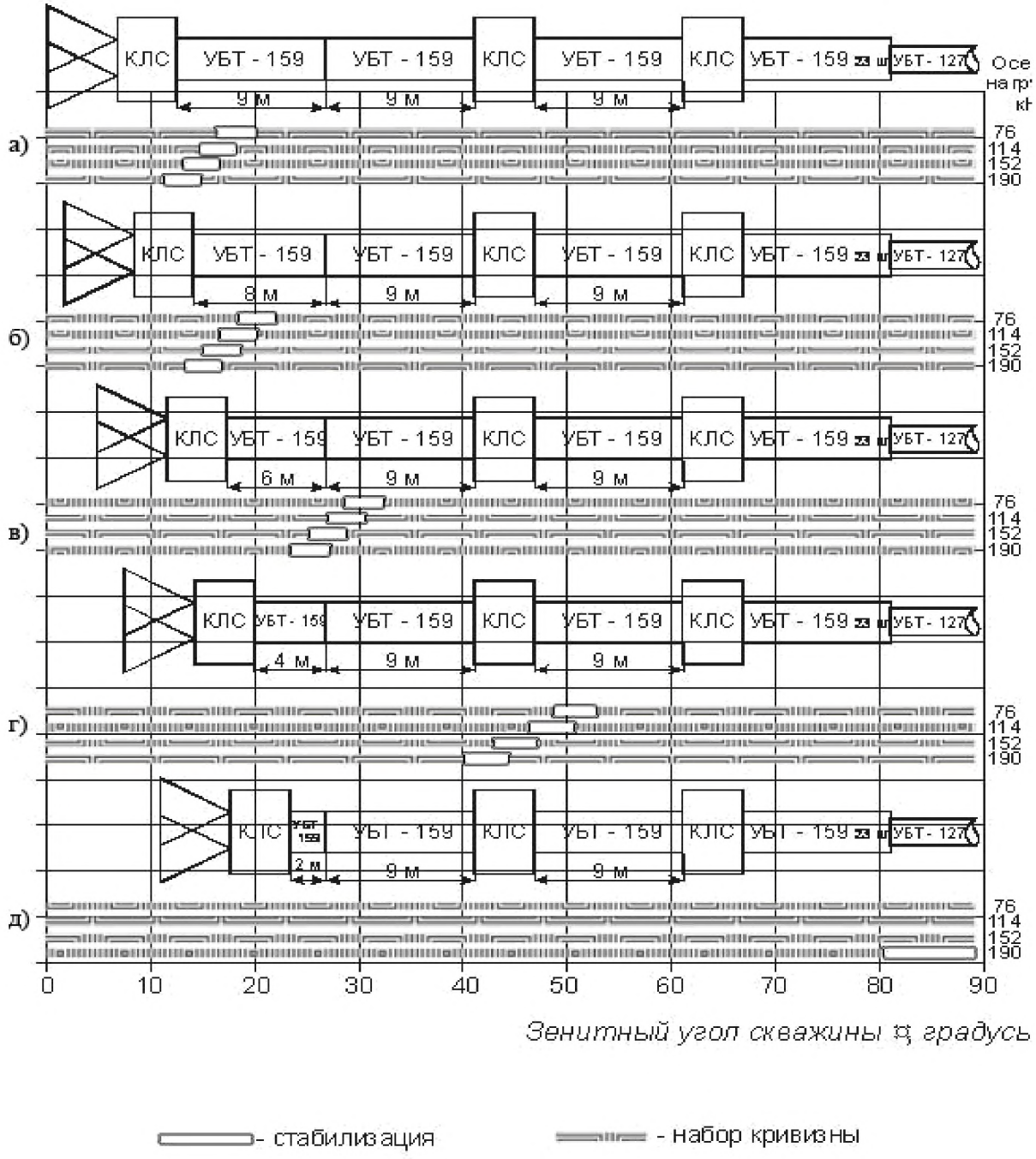


Рисунок 21 – Зоны и направление искривления скважины Ø216мм при роторном бурении ***КНБК*** с направляющей удлинённой трубой УБТ-159

© Музапаров М.Ж., 2005

Данная компоновка при бурении наклонно-направленной скважины проходит ещё через две ***зоны кривизны***, - первую зону, соответствующую

$$L_{СТ3} > L_{КНБК} > L_{СТ2},$$

(0-16˚ при осевой нагрузке 76 кН, 0-14˚ при 114 кН, 0-12˚ при 152 кН и 0-10˚ при 190 кН)

и вторую ***зону набора кривизны,*** соответствующую

$L_{СТ2} > L_{КНБК} > L_{СТ1}$ (19-45˚, 17-45˚, 15-45˚ и 10-45˚) при тех же нагрузках соответственно (см. рисунок 21а).

В обеих зонах компоновка тяжелее соответствующей полуволны УБТ-159, точка касания нижней свечи находится на висячей стенке (рисунок 6а) и реакция - $\boldsymbol{R_{By}}$ направлена в сторону лежачей стенки, - соответственно отклоняющая сила $\boldsymbol{R_{A2y}}$ вызывает разрушение висячей стенки забоя.

Второй ($L_{КНБК}$ = 20,5 м , $L_{УБТ\text{-}159}$ = 17 м – рисунок 21б),

третий ($L_{КНБК}$ = 18,5 м , $L_{УБТ\text{-}159}$ = 15 м – рисунок 21в) и

четвертый ($L_{КНБК}$ = 16,5 м , $L_{УБТ\text{-}159}$ = 13 м – рисунок 21г) варианты отличаются только тем, что смещены границы ***зон набора и стабилизации*** в сторону увеличения зенитных углов.

Пятый вариант ($L_{КНБК}$ = 14,5 м, $L_{УБТ\text{-}159}$ = 11 м – рисунок 21д) примечателен тем, что при тех же осевых нагрузках 76-190 кН остаётся лишь одна ***зона набора кривизны***, отвечающая одному из основных положений: набор кривизны скважины обеспечивается при условии

$$\boldsymbol{L_{СТ1} < L_{КНБК} < L_{СТ2}}.$$

Компоновка с удлинённой трубой УБТ-159 использовалась с целью обеспечения набора кривизны в скважинах 3461 и 3463 на месторождении

Жанажол [16] в интервалах соответственно 3175 - 3347 м и 3459 - 3622 м при осевой нагрузке 160-180 кН (таблица 10) :

Таблица 10- Результаты управления зенитным искривлением скважин 3461 и 3463

Глубина скважины, м	Зенитный угол θ, град		Характер и интенсивность зенитного искривления i_θ, град/30м
	Замер по окончаниискважин	Замерпри бурении	
Скважина 3461			
3178	-	15.00	
3180	14.00	-	
3200	14.00	-	
3220	14.15	-	Набор кривизны
3240	14.30	-	+0,84
3260	15.00	-	
3280	16.15	-	
3300	16.30	-	
3320	17.00	-	
3340	17.00	-	
3347	-	19.8	
3126	-	15.0	
3140	13.45	-	
3160	15.45	-	
3180	16.30	-	Набор кривизны
3200	17.45	-	$+1,62^0$
3220	18.15	-	
3240	18.15	-	
3260	19.00	-	
3272	-	-	
3459	-	23.0	
3480	20.00	-	
3500	21.15	-	Набор кривизны
3520	21.00	-	+ 1,05
3540	21.30	-	
3560	22.00	-	
3580	22.30	-	
3600	22.30	-	
3620	25.30	-	
3622	-	27.7	

© Музапаров М.Ж., 2005

Компоновка с направляющей трубой УБТ-127

Исходные данные:расчетный вес компоновки (рисунок 22)состоит из веса долота 0,39кН, 2 калибраторов по 1,21кН, утяжелённой трубы УБТ-127 (7,1кН).

С учётом переводников (0,62кН) расчетный вес КНБК составляет: 0,39+2,42+7,10+0,62=10,53кН, общая длина–23,3 м, расчетная длина – 12,8 м,

следовательно $$P_{КНБК} = \frac{10,53}{12,8} = 0,823\ кН/м$$

По формуле (23) находим стабилизирующую длину КНБК:

$$L_{CT} = L_T \cdot \sqrt{\frac{1,235}{0,823}} = 1,22 \cdot L_T$$

Результаты расчетов даны в таблице 11 и на рисунках В9-В12.

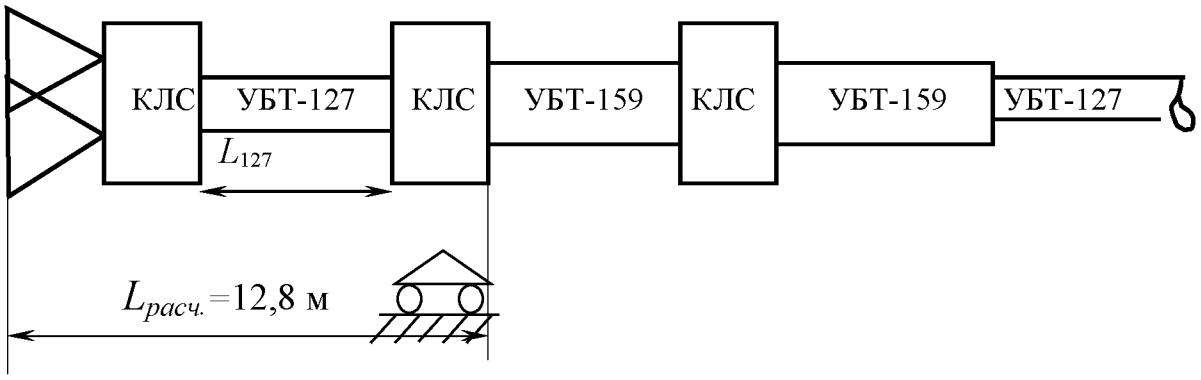


Рисунок 22 - Схема для расчета стабилизирующей длины КНБК с наддолотным опорным и промежуточным калибраторами с направляющей трубой УБТ-127 при роторном бурении

Таблица 11 - Стабилизирующая длина КНБК с наддолотным, опорным и промежуточным калибраторами с направляющей трубой УБТ-127 при роторном бурении наклонно направленных скважин диаметром 216мм (нижняя свеча УБТ-159/71,4)

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка, кН							
	76		114		152		190	
	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}
Общая длина КНБК=23,3 м; расчетная длина $L_{КНБК}$ = 12,8 м (L_{127} = 9 м); $L_{CT} = L_T\sqrt{\frac{123,5}{82,3}} = 1,22 \cdot L_T$;								
3	14,8	18,0	14,6	17,8	14,3	17,4	14,0	17,1
5	14,2	17,3	13,9	16,9	13,6	16,6	13,0	15,9
10	11,8	14,4	11,5	14,0	11,2	13,7	10,9	13,3
15	10,7	13,0	10,5	12,8	10,2	12,4	10,0	12,2
20	10,0	12,2	9,8	11,9	9,6	11,7	9,4	11,5
25	9,5	11,6	9,3	11,3	9,1	11,1	8,9	10,8
30	9,2	11,2	9,0	11,0	8,8	10,7	8,6	10,5
35	8,8	10,7	8,7	10,6	8,5	10,4	8,4	10,2
40	8,6	10,5	8,5	10,4	8,3	10,1	8,2	10,0
45	8,4	10,2	8,3	10,1	8,1	9,9	8,0	9,8

© Музапаров М.Ж., 2005

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Общая длина КНБК=22,3-21,3м; расчетная длина $L_{КНБК}$ = 11,8 –10,8 м (L_{127} = 8-7 м); $L_{СТ} = L_T \sqrt{\frac{123,5}{91,0}} = 1,16 \cdot L_T$;								
3	14,8	17,2	14,6	16,9	14,3	16,6	14,0	16,2
5	14,2	16,5	13,9	16,1	13,6	15,8	13,0	15,1
10	11,8	13,7	11,5	13,3	11,2	13	10,9	12,6
15	10,7	12,4	10,5	12,2	10,2	11,8	10,0	11,6
20	10,0	11,6	9,8	11,4	9,6	11,1	9,4	10,9
25	9,5	11	9,3	10,8	9,1	10,6	8,9	10,3
30	9,2	10,7	9,0	10,4	8,8	10,2	8,6	10
35	8,8	10,2	8,7	10,1	8,5	9,9	8,4	9,7
40	8,6	10,0	8,5	9,9	8,3	9,6	8,2	9,5
45	8,4	9,7	8,3	9,6	8,1	9,4	8,0	9,3
Общая длина КНБК=21,3 м; расчетная длина $L_{КНБК}$ = 9,8 м (L_{127} = 6 м); $L_{СТ} = L_T \sqrt{\frac{123,5}{93,5}} = 1,149 \cdot L_T$;								
3	14,8	17,0	14,6	16,8	14,3	16,4	14,0	16,1
5	14,2	16,3	13,9	16	13,6	15,6	13,0	14,9
10	11,8	13,5	11,5	13,2	11,2	12,9	10,9	12,5
15	10,7	12,3	10,5	12,1	10,2	11,7	10,0	11,5
20	10,0	11,5	9,8	11,3	9,6	11	9,4	10,8
25	9,5	10,9	9,3	10,7	9,1	10,4	8,9	10,2
30	9,2	10,6	9,0	10,3	8,8	10,1	8,6	9,9
35	8,8	10,1	8,7	10	8,5	9,8	8,4	9,6
40	8,6	9,9	8,5	9,9	8,3	9,5	8,2	9,4
45	8,4	9,6	8,3	9,5	8,1	9,3	8,0	9,2

Возвращаясь к основным выводам, проанализируем полученные по формуле (23) с учетом значений длины полуволны L_T нижней свечи УБТ-159 (см. таблицу Б8) данные таблицы 11, рассматривая четыре варианта КНБК с наддолотным, промежуточным и опорным калибраторами с направляющей трубой УБТ-127 длиной 9, 8, 7 и 6 метров.

Первый вариант (рисунок В9).

Длина компоновки $L_{КНБК}$=*12,8*м ($L_{УБТ\text{-}127}$ = 9м). При осевой нагрузке 76 кН длина полуволны L_T нижней свечи УБТ-159 и стабилизирующая длина $L_{СТ1}$ с ростом зенитных углов от 3˚ до 45˚ снижаются соответственно с 14,8 м до 8,4 м и с 18,0 м до 10,3 м. При зенитном угле θ=15-17˚ данная компоновка $L_{КНБК}$ = *12,8*м уравновешивается полуволной УБТ-159 L_T = 10,2-10,3 м, и составляющие динамических опорных реакций тоже равны (по модулю) $\left| R_{A1y} \right| = \left| R_{By} \right|$, - при этом КНБК оказывается в условиях динамического равновесия, - плоскость, проходящая через эти реакции, совершает круговое движение, перпендикулярное оси и меняет свое положение, поворачиваясь на 360^0 , и долото равномерно разрушает поверхность забоя тоже перпендикулярно оси, т.е. ***стабилизирует зенитный угол скважины*** (рисунок 6б)**.** Рассматриваемая компоновка $L_{КНБК}$=*12,8*м обеспечивает при осевых нагрузках 114,152 и 190 кН стабилизацию зенитных углов 14-16˚, 12-14˚ и 11-12˚- соответственно (рисунок В9). Указанные диапазоны углов представляют собой так называемую ***зону стабилизации*** зенитного искривления скважины, т.к.

$$L_{КНБК} = 12{,}8 \text{ м } = L_{СТ1} .$$

Данная компоновка при бурении наклонно-направленной скважины проходит ещё через две зоны - зону спада кривизны (3˚-15˚ при осевой нагрузке 76 кН, 3˚-14˚ при 114 кН, 3˚-12˚ при 152 кН и 3˚-11˚ при 190 кН) и зону набора кривизны (17˚-45˚, 16˚-45˚, 14˚-45˚ и 13˚-45˚) при тех же нагрузках соответственно (см. рисунок В9).

© Музапаров М.Ж., 2005

В ПЕРВОЙ ЗОНЕ КОМПОНОВКА $L_{КНБК}$=*12,8*М ВЕСОМ 10,53 КН ЛЕГЧЕ ПОЛУВОЛНЫ УБТ-159, ТОЧКА КАСАНИЯ НИЖНЕЙ СВЕЧИ НАХОДИТСЯ НА ЛЕЖАЧЕЙ (РИСУНОК 6В) СТЕНКЕ – РЕАКЦИЯ + R_{BY} НАПРАВЛЕНА В СТОРОНУ ВИСЯЧЕЙ СТЕНКИ, - СООТВЕТСТВЕННО ОТКЛОНЯЮЩАЯ СИЛА - R_{A1Y} ВЫЗЫВАЕТ РАЗРУШЕНИЕ ЛЕЖАЧЕЙ СТЕНКИ ЗАБОЯ.

Во второй зоне эта же компоновка тяжелее полуволны УБТ-159, точка касания нижней свечи находится на висячей стенке (рисунок 6а) и реакция - R_{By} направлена в сторону лежачей стенки, - соответственно отклоняющая сила R_{A2y} вызывает разрушение висячей стенки забоя.

Второй вариант (рисунок В10) $L_{КНБК}$=*11,8*м ($L_{УБТ-127}$= 8 м).Данная компоновка отличается от предыдущей тем, что длина УБТ-127 уменьшена на 1 м. В свою очередь это приводит к изменению границ зон:

зона стабилизации – при тех же нагрузках находится в пределах 17-19^0 (осевая нагрузка 76 кН), 16-18^0 (114кН), 14-16^0 (152 кН) и 13-15^0 (190 кН);

зона ***спада кривизны*** – 3-17° (76 кН), 3-16° (114 кН), 3-14° (152 кН), 3-13° (190 кН);

зона ***набора кривизны*** – 19-45° (76кН), 18-45° (114 кН), 16-45° (152 кН) и 15-45° (190 кН).

Третий вариант (рисунок В11) $L_{КНБК}$= 10,8 м ($L_{УБТ-127}$= 7м).

Имеет также три зоны искривления:

зона ***спада кривизны*** – 3-26° (76 кН), 3-23° (114 кН), 3-21° (152 кН) и 3-19 (190 кН);

зона ***стабилизации*** – 26-28° (76кН), 23-26° (114кН), 21-24 (152 кН) и 19-22° (190 кН);

зона ***набора кривизны*** - 28-45° (76 кН), 26-45° (114 кН), 24-45° (152 кН) и 22-45° (190 кН).

Четвертый вариант (рисунок В12) $L_{КНБК}$=9,8 ($L_{УБТ-127}$=6м).

Имеет весьма широкую зону ***спада кривизны*** – 3-38° (76кН), 3-36° (114кН), 3-32° (152 кН) и 3-29° (190 кН);

зону ***стабилизации*** – 38-41° (76 кН), 36-39° (114 кН), 32-34° (152 кН) и 29-32° (190 кН);

зону ***набора кривизны*** – 41-45° (76 кН), 39-45° (114 кН), 34-45° (152 кН) и 32-45° (190 кН).

Данная компоновка использовалась при бурении скважины 3464 на месторождении ***Жанажол*** [16] (таблица12) в интервале 3203,85 - 3314,2м при осевой нагрузке 160-180 кН с целью набора угла.

Таблица 12-Результаты управления зенитным искривлением скважины 3464

Глубина скважины, м	Зенитный угол θ, град		Характер и интенсивность зенитного искривления i_θ, град/30 м
	Замеры по окончании скважины	Замеры в процессе бурения	
3200	20.00	-	Набор угла + 3,2
3204	-	21.1	
3220	21.30	-	
3240	23.15	-	
3260	26.15	-	
3280	28.45	-	
3300	32.00	-	
3314	-	33.0	
3320	33.15	-	

Набор угла достигнут благодаря использованию КНБК длиной 12,8 м, превышающей стабилизирующую, равную при $\theta = 20^0$ 11,5 м.

Компоновка с направляющей трубой УБТ-159/71,4

Исходные данные:

вес компоновки (рисунок 23) состоит из веса долота 0,39кН, 2 калибраторов по 1,21кН, утяжелённой трубы УБТ-159/71,4.

С учетом переводников (0,62кН) общий вес КНБК составляет: 0,39+2,42+11,26+0,62=14,69кН, общая длина – 23,3 м, расчетная длина – 12,8 м, следовательно

$$P_{КНБК} = \frac{14,69}{12,8} = 1,148 кН/м .$$

По формуле (23) находим стабилизирующую длину КНБК:

$$L_{CT} = L_T \cdot \sqrt{\frac{1,235}{1,148}} = 1,04 \cdot L_T .$$

Результаты расчетов даны в таблице 13 и на рисунках В13-В17.

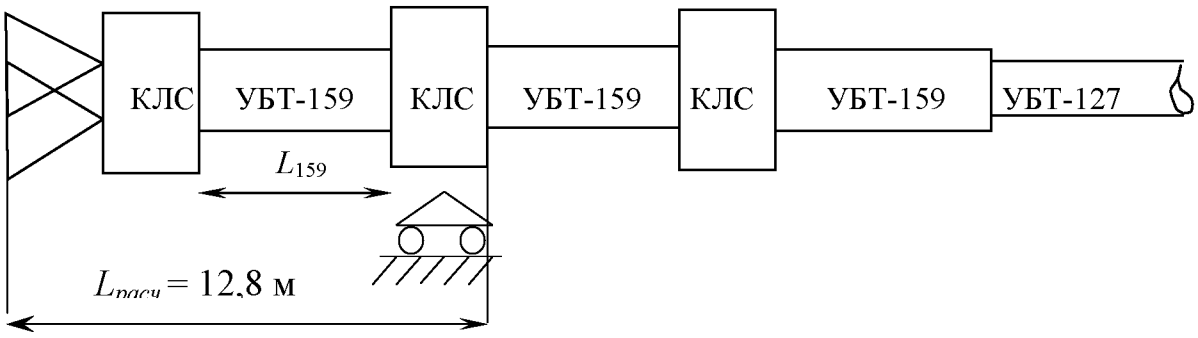


Рисунок 23 - Схема для расчета стабилизирующей длины КНБК с наддолотным, опорным и промежуточным калибраторами и с направляющей трубой УБТ-159/71,4 при роторном бурении

Таблица 13 - Стабилизирующая длина КНБК с наддолотным, опорным и промежуточным калибраторами и с направляющей трубой УБТ-159/71,4 при роторном бурении наклонно-направленных скважин диаметром 216 мм (нижняя свеча УБТ-159/71,4)

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка, кН							
	76		114		152		190	
	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Общая длина КНБК=23,3 м; расчетная длина $L_{КНБК}$ = 12,8 м (L_{159} = 9 м); $L_{CT} = L_T\sqrt{\frac{123,5}{114,3}} = 1,04 \cdot L_T$;								
3	14,8	15,4	14,6	15,2	14,3	14,9	14,0	14,6
5	14,2	14,8	13,9	14,1	13,6	14,1	13,0	13,5
10	11,8	12,3	11,5	12,0	11,2	11,6	10,9	11,3
15	10,7	11,1	10,5	10,9	10,2	10,6	10,0	10,4
20	10,0	10,4	9,8	10,2	9,6	10,0	9,4	9,8
25	9,5	9,9	9,3	9,7	9,1	9,5	8,9	9,3
30	9,2	9,6	9,0	9,4	8,8	9,1	8,6	8,9
35	8,8	9,1	8,7	9,0	8,5	8,8	8,4	8,7
40	8,6	8,9	8,5	8,8	8,3	8,6	8,2	8,5
45	8,4	8,7	8,3	8,6	8,1	8,4	8,0	8,3
Общая длина КНБК=22,3-21,3 м; Расчетная длина $L_{КНБК}$ = 11,8 - 10,8 м (L_{159} = 8-7 м); $L_{CT} = L_T\sqrt{\frac{123,5}{112,8}} = 1,05 \cdot L_T$;								
3	14,8	15,5	14,6	15,3	14,3	15,0	14,0	14,7
5	14,2	14,9	13,9	14,6	13,6	14,3	13,0	13,6
10	11,8	12,4	11,5	12,1	11,2	11,8	10,9	11,4

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9
15	10,7	11,2	10,5	11,0	10,2	10,7	10,0	10,5
20	10,0	10,5	9,8	10,3	9,6	10,1	9,4	9,9
25	9,5	10,0	9,3	9,8	9,1	9,6	8,9	9,3
30	9,2	9,7	9,0	9,4	8,8	9,2	8,6	9,0
35	8,8	9,2	8,7	9,1	8,5	8,9	8,4	8,8
40	8,6	9,0	8,5	8,9	8,3	8,7	8,2	8,6
45	8,4	8,8	8,3	8,7	8,1	8,5	8,0	8,4
Общая длина КНБК=20,3-19,3 м; расчетная длина $L_{КНБК}$ = 9,8 - 8,8 м (L_{159} = 6-5); $L_{CT} = L_T \sqrt{\frac{123,5}{110,6}} = 1,06 \cdot L_T$;								
3	14,8	15,7	14,6	15,5	14,3	15,2	14,0	14,8
5	14,2	15,0	13,9	14,7	13,6	14,4	13,0	13,8
10	11,8	12,5	11,5	12,2	11,2	11,9	10,9	11,5
15	10,7	11,3	10,5	11,1	10,2	10,8	10,0	10,6
20	10,0	10,6	9,8	10,4	9,6	10,2	9,4	10,0
25	9,5	10,1	9,3	9,8	9,1	9,6	8,9	9,4
30	9,2	9,7	9,0	9,5	8,8	9,3	8,6	9,1
35	8,8	9,3	8,7	9,2	8,5	9,0	8,4	8,9
40	8,6	9,1	8,5	9,0	8,3	8,8	8,2	8,7
45	8,4	8,9	8,3	8,8	8,1	8,6	8,0	8,5

Проанализируем полученные по формуле(23) с учётом значений длины полуволны $\boldsymbol{L_T}$ нижней свечи УБТ-159 (см. таблицу Б8) данные таблицы 13, рассматривая, пять вариантов КНБК с наддолотным, промежуточным и опорным калибраторами с направляющей трубой УБТ-159 длиной 9, 8, 7, 6 и 5 метров.

Первый вариант (рисунок В13). Принятая длина компоновки $L_{КНБК}$=*12,8*м ($L_{УБТ-159}$= 9м). При осевой нагрузке 76 кН длина полуволны L_T нижней све-чи УБТ-159 и стабилизирующая длина $L_{СТ1}$ с ростом зенитных углов от 3˚ до 45˚ снижаются соответственно с 14,8 м до 8,4 м и с 15,4 м до 8,7 м. При зенитном угле θ=7-9˚данная компоновка $L_{КНБК}$ = 12,8м уравновешивается полуволной УБТ-159 L_T = 13,8 -11,8 м , и составляющие динамических опорных реакций тоже равны (по модулю) $\left|R_{A1y}\right| = \left|R_{By}\right|$, - при этом КНБК оказывается в условиях динамического равновесия, - плоскость, про-ходящая через эти реакции, совершает круговое движение, перпендикуляр-ное оси и меняет свое положение, поворачиваясь на 360^0 , и долото равно-мерно разрушает поверхность забоя тоже перпендикулярно оси, т.е. ***стабилизирует зенитный угол скважины*** (рисунок 6б). Рассматриваемая компоновка $L_{КНБК}$=*12,8*м обеспечивает при осевых нагрузках 114,152 и 190 кН стабилизацию зенитных углов 6-8˚, 5-7˚ и 4-6˚- соответственно(рисунок В13). Указанные диапазоны углов представляют собой так называемую ***зону стабилизации*** зенитного искривления скважины, т.к.

$$L_{КНБК} = 12,8\text{м} = L_{СТ1}.$$

Данная компоновка при бурении наклонно-направленной скважины проходит ещё через две зоны - ***зону спада кривизны*** (3˚-22˚ при осевой нагрузке 76 кН, 3˚-6 ˚ при 114 кН, 3˚-5˚ при 152 кН и 3˚-4˚ при 190 кН) и **зону *набора кривизны*** (9˚-45˚, 8˚-45˚, 7˚-45˚ и 6˚-45˚) при тех же нагрузках соответственно (см. рисунок В13).

В ПЕРВОЙ ЗОНЕ КОМПОНОВКА $L_{КНБК}$=*12,8М* ЛЕГЧЕ ПОЛУВОЛНЫ ***УБТ-159***, ТОЧКА КАСАНИЯ НИЖНЕЙ СВЕЧИ НАХОДИТСЯ НА ЛЕЖАЧЕЙ (РИСУНОК 6В) СТЕНКЕ – РЕАКЦИЯ + R_{BY} НАПРАВЛЕНА В СТОРОНУ ВИСЯЧЕЙ СТЕНКИ, - СООТВЕТСТВЕННО ОТКЛОНЯЮЩАЯ СИЛА - R_{A1Y} ВЫЗЫВАЕТ РАЗРУШЕНИЕ ЛЕЖАЧЕЙ СТЕНКИ ЗАБОЯ.

Во второй зоне эта же компоновка тяжелее полуволны ***УБТ-159***, точка касания нижней свечи находится на висячей стенке (рисунок 6а) и реакция - R_{By} направлена в сторону лежачей стенки, - соответственно отклоняющая сила R_{A2y} вызывает разрушение висячей стенки забоя.

Второй ($L_{КНБК}$ = 11,8 м , $L_{УБТ\text{-}159}$ = 8 м – рисунок В14),

третий ($L_{КНБК}$ = 10,8 м , $L_{УБТ\text{-}159}$ = 7 м – рисунок В15),

четвертый ($L_{КНБК}$ = 9, 8 м , $L_{УБТ\text{-}159}$ = 6 м – рисунок В16),

пятый ($L_{КНБК}$ = 8, 8 м и, $L_{УБТ\text{-}159}$ = 5 м – рисунок В17) варианты отличаются только тем, что смещены границы зон спада, стабилизации и набора кривизны в сторону увеличения зенитных углов.

Компоновка с четырьмя опорно-центрирующими элементами и укороченной направляющей трубой УБТ-159/71,4

Общий вес предложенной компоновки (рисунок 24) состоит из веса долота 0,25кН, 3 калибраторов по 1,21кН, укороченной УБТ-159 3,6кН. С учётом переводников общий вес КНБК составляет 11,59кН, общая длина – 8,45 м.

Следовательно,

$$P_{КНБК} = \frac{11{,}59}{8{,}45} = 1{,}372 \text{ кН / м.}$$

По формуле (23) находим стабилизирующую длину КНБК

$$L_{CT} = L_T \sqrt{\frac{1{,}235}{1{,}372}} = 0.95 \cdot L_T$$

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ ДАНЫ В ТАБЛИЦЕ 14 И НА РИСУНКЕ 25.

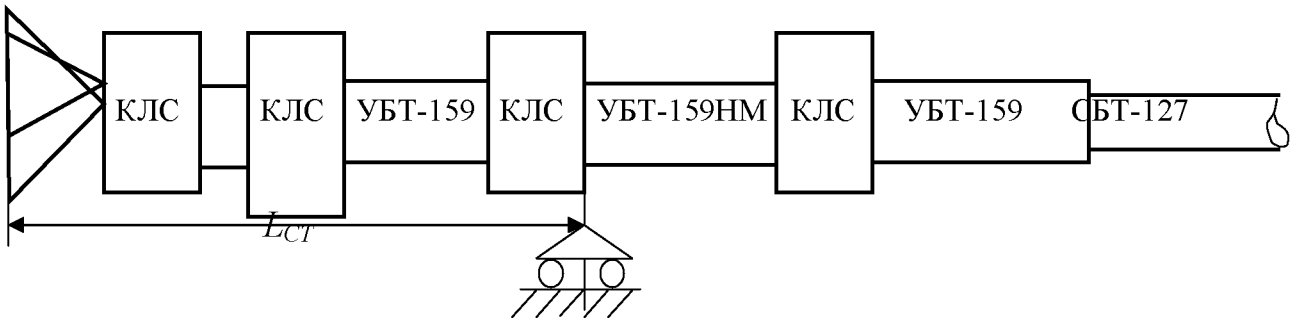


Рисунок 24 - Схема для расчета стабилизирующей длины КНБК со спаренным наддолотным, промежуточным и опорным калибраторами и укороченной направляющей трубой при роторном бурении

Таблица 14 - Стабилизирующая длина КНБК ($L_{КНБК}$=8,45 м) со спаренным наддолотным, промежуточным, промежуточным и опорным калибраторами и укороченной направляющей трубой при роторном бурении наклонно-направленных скважин диаметром 216 мм (УБТ-159/71,4)

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка, кН					
	114		152		190	
	L_T, м	L_{CT}, м	L_T, м	L_{CT}, м	L_T, м	L_{CT}, м
3	14,6	13,9	14,3	13,6	14,0	13,3
5	13,9	13,2	13,6	12,9	13,0	12,3
10	11,5	10,9	11,2	10,6	10,9	10,3
15	10,5	10,0	10,2	9,7	10,0	9,5
20	9,8	9,3	9,6	9,1	9,4	8,9
25	9,3	8,8	9,1	8,6	8,9	8,4
30	9,0	8,5	8,8	8,4	8,6	8,2
35	8,7	8,3	8,5	8,1	8,4	8,0
40	8,5	8,1	8,3	7,9	8,2	7,8
45	8,3	7,9	8,1	7,7	8,0	7,6

Проанализируем полученные по формуле (23) с учетом значений длины полуволны L_T нижней свечи УБТ-159 (см. таблицу Б8) данные таблицы 14, рассматривая КНБК с наддолотным, двумя промежуточными и опорным калибраторами с укороченной трубой УБТ-159.

Принятая длина компоновки $L_{КНБК}$**= *8,45***м . При осевой нагрузке 114 кН длина полуволны L_T нижней свечи УБТ – 159 и стабилизирующая длина $L_{СТ1}$ с ростом зенитных углов от 3˚до 45˚снижаются соответственно с 14,6 м до 8,3 м и с 13,9 м до 7,9 м. При зенитном угле θ=31-33˚ данная компоновка $L_{КНБК}$=8,45м уравновешивается полуволной УБТ-159 L_T= 8,9-8,8 м, и составляющие динамических опорных реакций тоже равны (по модулю) $|R_{A1y}| = |R_{By}|$, - при этом КНБК оказывается в условиях динамического равновесия, - плоскость, проходящая через эти реакции, совершает круговое движение, перпендикулярное оси и меняет свое положение, поворачиваясь на 360^0, и долото равномерно разрушает поверхность забоя тоже перпендикулярно оси, т.е. ***стабилизирует зенитный угол скважины*** (рисунок 6б)**.** Рассматриваемая компоновка $L_{КНБК}$=8,45 м обеспечивает при осевых нагрузках 152 и 190 кН стабилизацию зенитных углов 27-29˚и 25-27˚ - соответственно (рисунок 25). Указанные диапазоны углов представляют собой так называемую ***зону стабилизации*** зенитного искривления скважины, т.к.

$$L_{КНБК} = 8{,}45 \text{ м} = L_{СТ1}.$$

Данная компоновка при бурении наклонно-направленной скважины проходит ещё через две зоны - ***зону спада кривизны*** (3-31° при осевой нагрузке 114кН, 3˚-27˚ при 152кН и 3˚-25˚ при 190кН) *и* ***зону набора кривизны*** (33-45˚, 29-45˚и 27-45˚) при тех же нагрузках соответственно (см. рисунок 25). По проекту данная компоновка рекомендовалась для решения задачи набора кривизны скважины 3464 на месторождении ***Жанажол*** [16] (таблица 15) в интервалах 3267-3400 м и 3622-3840 м .

Таблица 15 - Результаты управления зенитным искривлением скважины 3464

Глубина скважины, м	Зенитный угол θ, град		Характер и интенсивность зенитного искривления i_θ, град/ 30м
	Замеры по окончании скважины	Замеры в процессе бурения	
3272	-	23.0	
3280	19.00	-	
3300	18.45	-	Спад кривизны
3320	17.30	-	-0,75
3340	17.00	-	
3400	-	17.8	
3620	25.30	-	
3622	-	27.7	
3640	24.00	-	Стабилизация
3680	24.00	-	0
3720	24.00	-	
3780	24.00	-	
3820	24.30	27.7	

Фактический и теоретический характеры искривления хорошо согласуются.

Выводы и рекомендации

Оптимальными компоновками являются:

- для **набора кривизны** – компоновки с удлинёнными (не менее 10 м) УБТ-159;
- для **спада кривизны** – компоновки УБТ-127 и УБТ-159 длиной не более 5 м с нижней свечой УБТ-159.

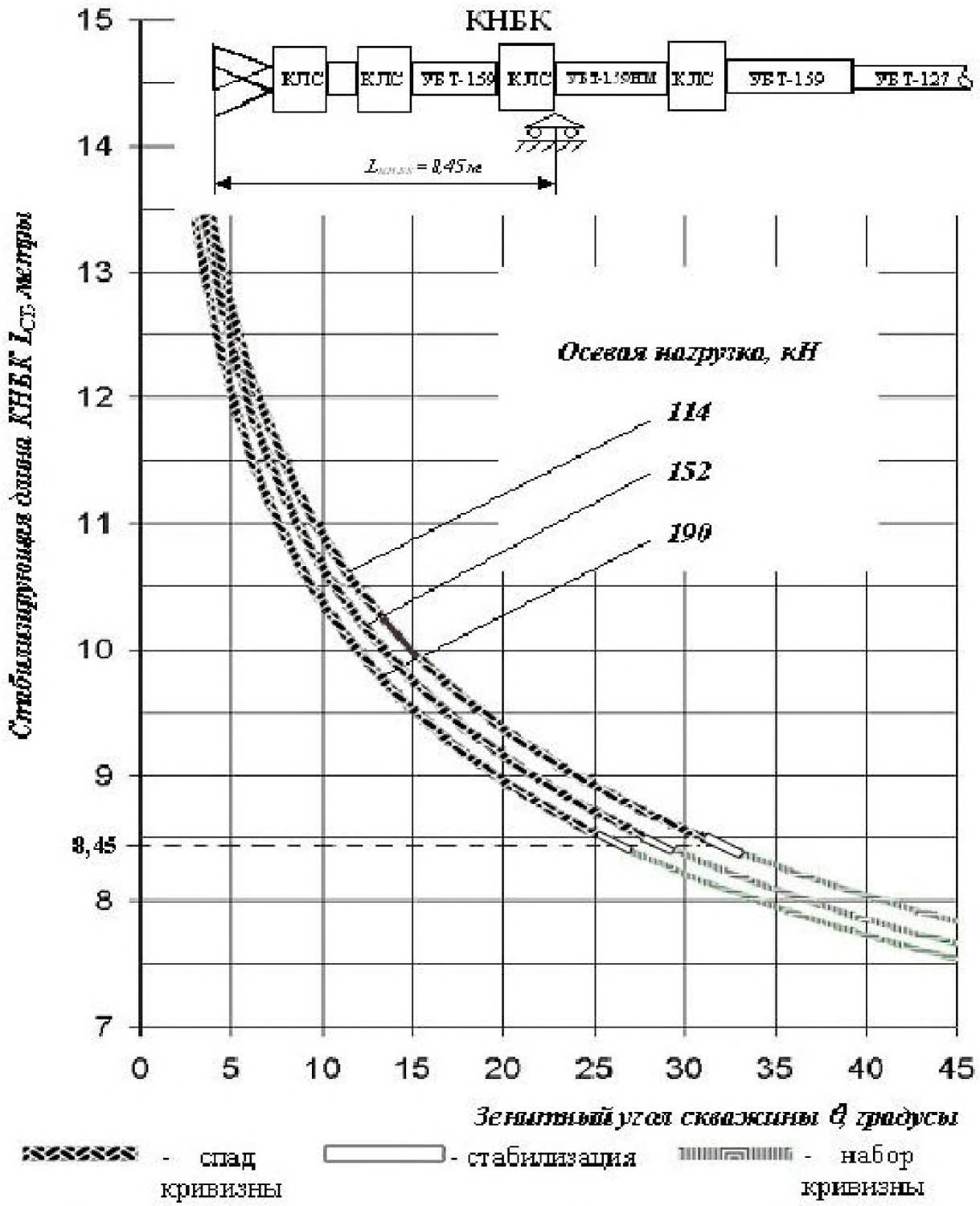


Рисунок 25-Зоны и направление скважины диаметром 216 мм при роторном бурении

7 БЕЗОРИЕНТИРОВАННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ УПРАВЛЕНИЯ ЗЕНИТНЫМ ИСКРИВЛЕНИЕМ ГОРИЗОНТАЛЬНО – НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН Ø216мм НА МЕСТОРОЖДЕНИИ *КЕНКИЯК* (ПОДСОЛЕВОЕ)

Безориентированная компоновка роторного бурения с направляющим удлиненным переводником (1,98 м), калибратором и нижней свечой УБТ-159НМ

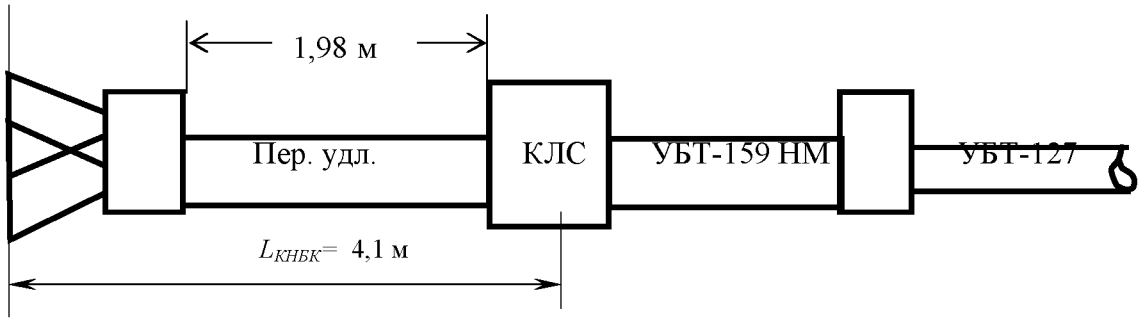


Рисунок 26 - Компоновка роторного бурения с направляющим удлинённым переводником, калибратором и нижней свечой ***УБТ-159НМ***

Исходные данные:

- диаметр скважины, *мм* 216
- осевая нагрузка, *кН* 47; 94 и 190
- плотность полимерного раствора, $г/см^3$ 2,05
- высота и вес долота, *м* и *кН* 0,25 и 0,39
- длина и вес КЛС, м и кН – 1,54 и 2,05
- длина и вес УБТ-159 НМ, м и кН – 9,11 и 11,25
- общая длина с переводником и вес КНБК, м и кН – 3,60 и 4,73
- вес 1м КНБК $P_{КНБК}$, кН – 1,314
- длина и вес ***УБТ-159 НМ***, *м* и *кН* 9,11 и 11,25
- вес 1 *м* ***УБТ-159НМ***, *кН* 1,235

По формуле (23) находим первую стабилизирующую длину ***КНБК***:

$$L_{CT1} = L_T\sqrt{\frac{P_T}{P_{КНБК}}} = L_T \cdot \sqrt{\frac{1{,}235}{1{,}314}} = 0{,}97 \cdot L_{T,м},$$

где L_T -длина полуволны нижней свечи ***УБТ-159НМ*** (см.таблица Б12 и рисунок Б9).

Результаты расчетов даны в таблице 16 и на рисунке 27.

Таблица 16 – Половинная стабилизирующая и длина компоновки роторного бурения с направляющим удлиненным переводником (1,98м), калибратором и нижней свечой ***УБТ-159НМ***

Зенитный угол скважины θ, *град*	Осевая нагрузка, *кН*					
	47-94		47-94		190	
	L_T	L_{CT1}	L_T	$0{,}5L_{CT1}$	L_T	$0{,}5L_{CT1}$
45	8,7	8,44	8,7	4,22	8,4	4,07
50	8,5	8,24	8,5	4,12	8,3	4,03
55	8,4	8,15	8,4	4,07	8,1	3,93
60	8,3	8,05	8,3	4,03	8,0	3,88
65	8,1	7,86	8,1	3,93	7,9	3,83
70	8,0	7,76	8,0	3,88	7,8	3,78
75	7,9	7,66	7,9	3,83	7,7	3,73
80	7,8	7,57	7,8	3,78	7,6	3,69
85	7,6	7,37	7,6	3,68	7,4	3,59
90	7,5	7,27	7,5	3,63	7,3	3,54

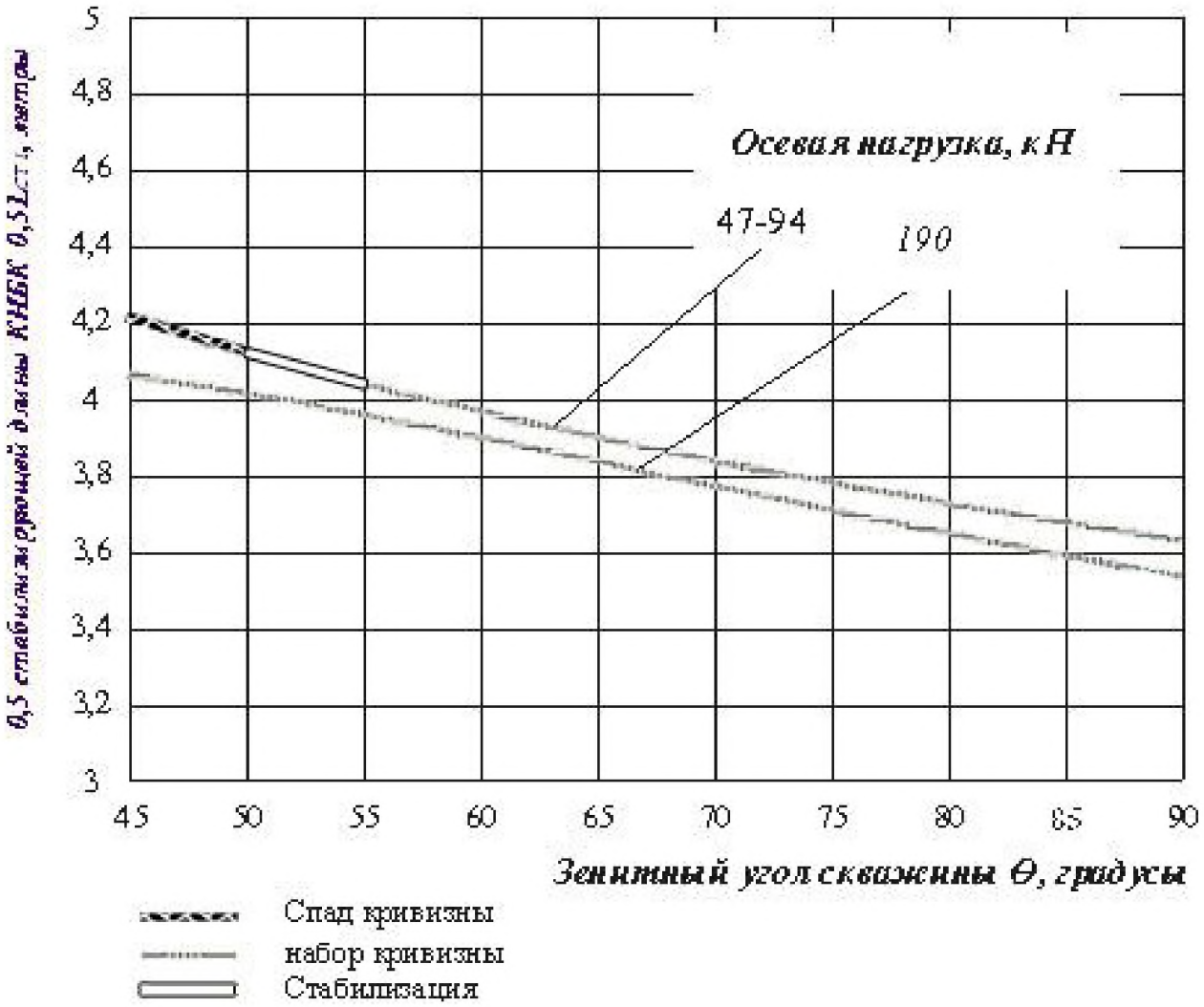


Рисунок 27 - Стабилизирующая длина компоновки роторного бурения с направляющим удлиненным переводником (1,98м), калибратором и нижней свечой ***УБТ-159НМ***

Компоновка с направляющим удлиненным переводником длиной 1,98 м была применена в **скважине 8002** (приложение **Г**) в интервале 4221 - 4263 м с целью предотвращения интенсивного набора угла, наметившегося на предыдущем интервале, где зенитный угол скважины составил $52{,}76^{0}$ *).

Теоретически данная компоновка приводит к спаду кривизны скважины при осевой нагрузке 47 –94 кН и диапазоне зенитных углов $45^{0} – 55^{0}$, при нагрузке 190кН – 45^{0}, т.к. в этих диапазонах длина компоновки 4,1м по но-

мограмме (рисунок 27) больше половинной, но меньше первой стабилизирующей ($0{,}5L_{СТ1}$ = 4,07– 3,93 м) длины, т.е. $0{,}5L_{СТ1} <$ 4,1м $< L_{СТ1}$.

Таблица 17 - Сравнительная оценка теоретических и фактических данных характера искривления скважин 8002, 8011 и 8018

Скважина	Интервал бурения, *м*	Глубина замера, *м*	Зенитный угол скважины, *град*	Принцип регуляции и интенсивность зенитного искривления, *град/м*
8002	4221 - 4263	4224 4253 4263	52,76*) 52,65*) 52,2*)	$0{,}5L_{СТ1} < L_{КНБК} < L_{СТ1}$ - 0,014
	4730 – 4830	4730 4826	80,87*) 81,73*)	$0{,}5L_{СТ1} \sim L_{КНБК}$ +0,009
8018	4559 - 4631	4560 4630	83,6 85,8	$0{,}5L_{СТ1} \sim L_{КНБК}$ +0,007
	4695 -4806	4690 4806	84,6 86,4	$0{,}5L_{СТ1} > L_{КНБК}$ +0,015
	4806 - 4935	4806 4935	86,4 85,0	$0{,}5L_{СТ1} \sim L_{КНБК}$ - 0,01
8011	4468 - 4503	4466 4526	83,0 83,1	$0{,}5L_{СТ1} \sim L_{КНБК}$ + 0,001

*) - зенитные углы, измеренные непосредственно после долбления

Данные таблицы 17 подтверждают теоретические выводы: в интервале 4221-4263 м данной компоновкой обеспечен спад кривизны с $52,8^0$ до $52,2^0$ с интенсивностью $-0,014^0/м$, а в интервале 4730-4826 м– с $80,87^0$ до 81,73 ° с интенсивностью $+0,009^0/м$, что соответствует стабилизации кривизны скважины.

В действительности, в обоих случаях интенсивность искривления колеблется в пределах $\pm 0,015^0$/м,-поэтому скважина искривляется по предложенной технологии и методике, как правило, в направлении стабилизации кривизны.

Аналогичной компоновкой обеспечена стабилизация кривизны **скважины 8018** (приложение **Е**) с $83,6^0$ до $84,6^0$ в интервале 4559–4695м с интенсивностью $+ 0,007^0/м$, **скважины 8011 (**приложение **Д)** с 83^0 до $83,1^0$ в интервале 4468 – 4503 м с интенсивностью $+0,001^0/м$.

Безориентированная компоновка роторного бурения с направляющим удлиненным переводником (1 м), опорно-центрирующим калибратором, телеметрической системой MWD и нижней свечой УБТ-159НМ

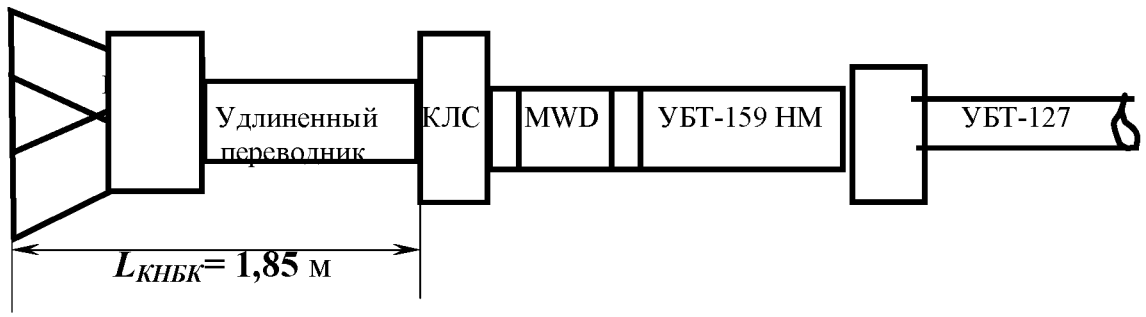


Рисунок 28 - Компоновка роторного бурения с направляющим удлиненным переводником (1,0м), опорно-центрирующим калибратором, телеметрической системой ***MWD*** и нижней свечой ***УБТ-159НМ***

Исходные данные:

- диаметр скважины, мм - 216
- осевая нагрузка, кН - 47; 94 и 190
- плотность полимерного раствора, г/см^3 – 2,05
- высота и вес долота, м и кН – 0,25 и 0,39
- длина и вес КЛС, м и кН – 1,54 и 2,05
- длина и вес удлиненного переводника, м и кН – 1,0 и 1,235
- длина и вес MWD с переводниками, м и кН – 1,8 и 2,56
- длина и вес УБТ-159 НМ, м и кН – 9,11 и 11,25
- общая длина (расчетная) и вес КНБК, м и кН – 1,85 и 2,52
- вес 1м КНБК $P_{КНБК}$, кН – 1,364
- вес 1 м УБТ-159НМ, кН – 1,235

По формуле (23) находим первую стабилизирующую длину КНБК:

$$L_{СТ1} = L_T\sqrt{\frac{P_T}{P_{КНБК}}} = L_T\cdot\sqrt{\frac{1{,}235}{1{,}364}} = 0{,}95\cdot L_{T,м},$$

где L_T -длина полуволны нижней свечи УБТ-159 (таблица Б12)

Результаты расчетов даны в таблице 18 и на рисунке 29.

Таблица 18 - Половинная стабилизирующая длина компоновки роторного бурения с направляющим удлиненным переводником (1,0м), калибратором, ***MWD*** и нижней свечой ***УБТ-159НМ***

Зенитный угол скважины θ, *град*	Осевая нагрузка, *кН*					
	47-94		47-94		190	
	L_T	$L_{СТ1}$	L_T	$0{,}5L_{СТ1}$	L_T	$0{,}5L_{СТ1}$
1	2	3	4	5	6	7
45	8,7	8,3	8,7	4,13	8,4	4,0
50	8,5	8,1	8,5	4,04	8,3	3,94
55	8,4	8,0	8,4	4,0	8,1	3,85
60	8,3	7,9	8,3	3,94	8,0	3,8

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5	6	7
65	8,1	7,7	8,1	3,85	7,9	3,75
70	8,0	7,6	8,0	3,8	7,8	3,7
75	7,9	7,5	7,9	3,75	7,7	3,65
80	7,8	7,4	7,8	3,7	7,6	3,6
85	7,6	7,2	7,6	3,6	7,4	3,5
90	7,5	7,1	7,5	3,55	7,3	3,45

Данная компоновка отличается от предыдущей тем, что удлиненный переводник укорочен на 0,98 м, а также в состав компоновки введена телеметрическая система *MWD* длиной 2,0 м– общая длина компоновки составляет 1,85м. Однако этот фактор, при всех равных условиях, является решающим, т.к длина компоновки 1,85м при осевой нагрузке 190кН меньше половины первой стабилизирующей (рисунок 29) (1,85м $<$ $0{,}5L_{ст1}$ при $\theta = 52\text{-}78^0$) - это, по новой технологии вызывает только набор кривизны скважины.

Данные таблицы 19 подтверждают теоретические выводы: в интервале 4263-4302 м данной компоновкой обеспечен набор кривизны с $52{,}47^0$ до $52{,}69^0$ ($+0{,}005^0$/м), а в интервале 4627-4678 м – с 78,06°- до $78{,}8^0$ ($+0{,}014^0$/м).

Таблица 19 - Сравнительная оценка теоретических и фактических данных характера искривления скважины 8002

Скважина	Интервал бурения, *м*	Глубина замера, *м*	Зенитный угол скважины, *град*	Принцип регуляции и интенсивность зенитного искривления, *град/м*
8002	4263 - 4302	4263 4302	52,47 52,69	$0{,}5\boldsymbol{L}_{СТ1} \sim \boldsymbol{L}_{КНБК}$ + 0,005
	4627 – 4678	4627 4678	78,06 78,8	$0{,}5\boldsymbol{L}_{СТ1} > \boldsymbol{L}_{КНБК}$ +0,014

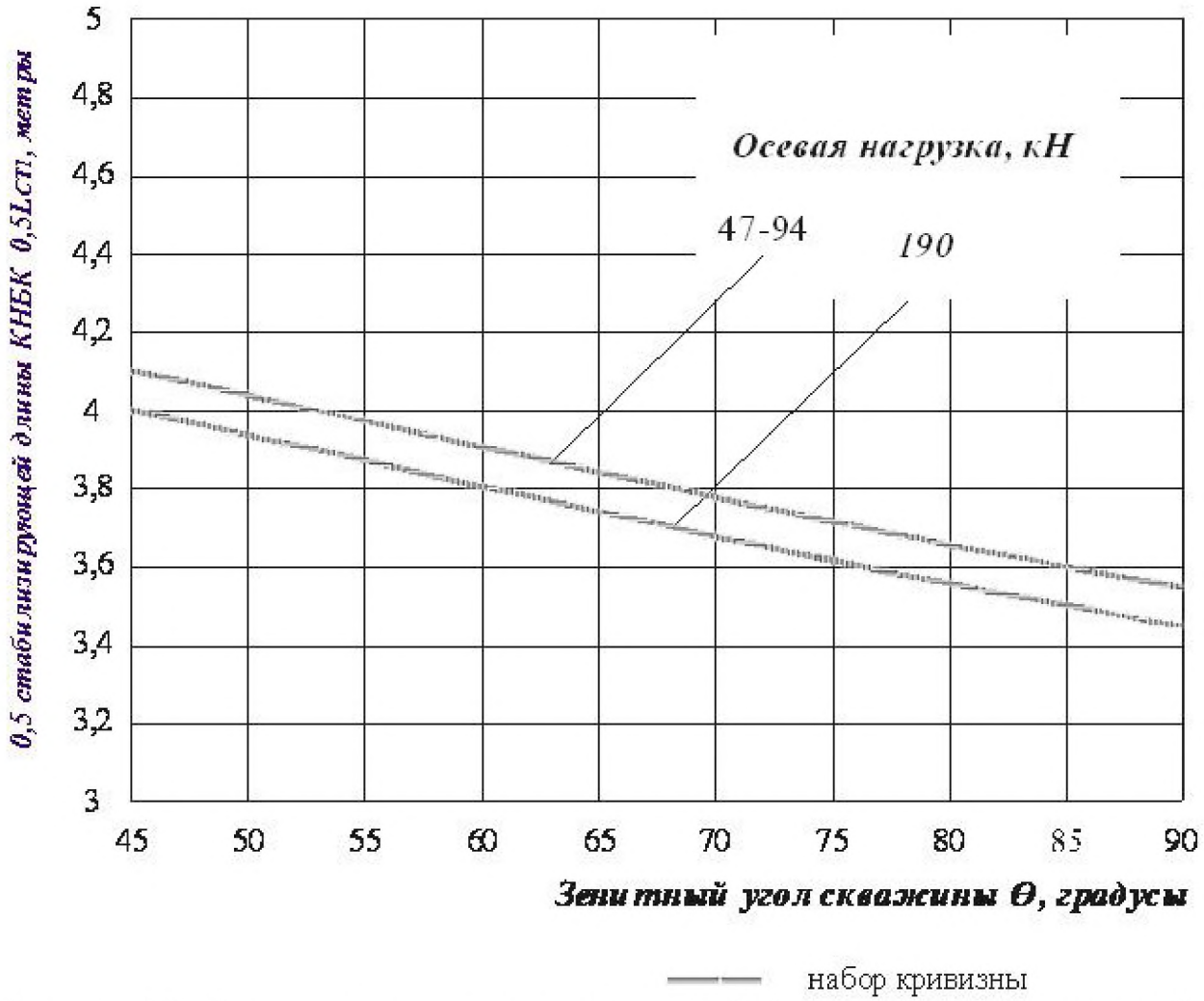


Рисунок 29 - Зоны и направление скважины Ø 216 мм при бурении роторной компоновкой с удлиненным переводником $L_{КНБК}$=1,85 м

Безориентированная компоновка роторного бурения с направляющей трубой УБТ-159 (1,97 м), опорно-центрирующим калибратором, телеметрической системой MWD и нижней свечой УБТ-159НМ

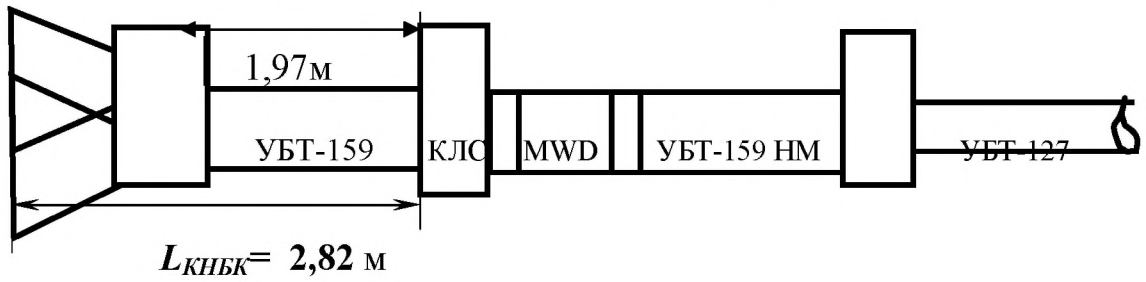


Рисунок 30 - Компоновка роторного бурения с направляющей трубой УБТ- 159 (1,97м), опорно-центрирующим калибратором, телеметрической системой ***MWD*** и нижней свечой ***УБТ-159НМ***

Исходные данные:

- диаметр скважины, мм - 216
- осевая нагрузка, кН - 47; 94 и 190
- плотность полимерного раствора, г/см^3 – 2,05
- высота и вес долота, м и кН – 0,25 и 0,39
- длина и вес КЛС, м и кН – 1,54 и 2,05
- длина и вес направляющей УБТ-159, м и кН – 1,97 и 2,433
- длина и вес MWD с переводниками, м и кН – 1,8 и 2,56
- длина и вес УБТ-159 НМ, м и кН – 9,11 и 11,25
- общая длина (расчетная) и вес КНБК, м и кН – 2,82 и 3,79
- вес 1м КНБК $P_{КНБК}$, кН – 1,335
- вес 1 м УБТ-159НМ, кН – 1,235

По формуле (23) находим первую стабилизирующую длину КНБК:

$$L_{СТ1} = L_T\sqrt{\frac{P_T}{P_{КНБК}}} = L_T\cdot\sqrt{\frac{1{,}235}{1{,}335}} = 0{,}96\cdot L_{Т,м},$$

где

L_T -длина полуволны нижней свечи УБТ-159 (см. таблица Б12).

Результаты расчетов даны в таблице 25 и на рисунке 31.

Таблица 25- Стабилизирующая длина компоновки роторного бурения с направляющим удлиненным переводником (1,97м), калибратором, ***MWD*** и нижней свечой ***УБТ-159НМ***

Зенитный угол скважины θ, *град*	Осевая нагрузка, *кН*					
	47-94		47-94		190	
	L_T	$L_{СТ1}$	L_T	$0{,}5L_{СТ1}$	L_T	$0{,}5L_{СТ1}$
1	2	3	4	5	6	7
45	8,7	8,35	8,7	4,18	8,4	4,03

Продолжение таблицы 25

1	2	3	4	5	6	7
50	8,5	8,16	8,5	4,08	8,3	3,98
55	8,4	8,06	8,4	4,03	8,1	3,93
60	8,3	7,97	8,3	3,98	8,0	3,89
65	8,1	7,78	8,1	3,93	7,9	3,79
70	8,0	7,68	8,0	3,89	7,8	3,74
75	7,9	7,58	7,9	3,79	7,7	3,7
80	7,8	7,49	7,8	3,74	7,6	3,65
85	7,6	7,3	7,6	3,65	7,4	3,55
90	7,5	7,2	7,5	3,6	7,3	3,5

Данная компоновка отличается от предыдущей тем, что она удлинена на 0,98 м,–общая длина компоновки составляет 2,82 м. Однако этот фактор, при всех равных условиях, является решающим, т.к длина компоновки 2,82м при осевой нагрузке 190 кН меньше величины половины первой стабилизирующей (рисунок 31) (2,82м $<$ $0{,}5L_{ст1}$ при $\theta = 45\text{-}90^0$) - это, по новой технологии вызывает только набор кривизны скважины.

Данные таблицы 26 подтверждают теоретические выводы: в интервале 4594-4729м **скважины 8011** данной компоновкой обеспечен набор кривизны с $81{,}40^0$ до $84{,}70^0$ с интенсивностью +0,024°/*м*.

Таблица 26 - Сравнительная оценка теоретических и фактических данных характера искривления скважины 8011

Скважина	Интервал бурения , *м*	Глубина замера, *м*	Зенитный угол скважины, *град*	Принцип регуляции и интенсивность зенитного искривления, *град/м*
8011	4594-4729	4594 4729	81,40 84,70	$0{,}5\boldsymbol{L}_{СТ1} > \boldsymbol{L}_{КНБК}$ +0,014

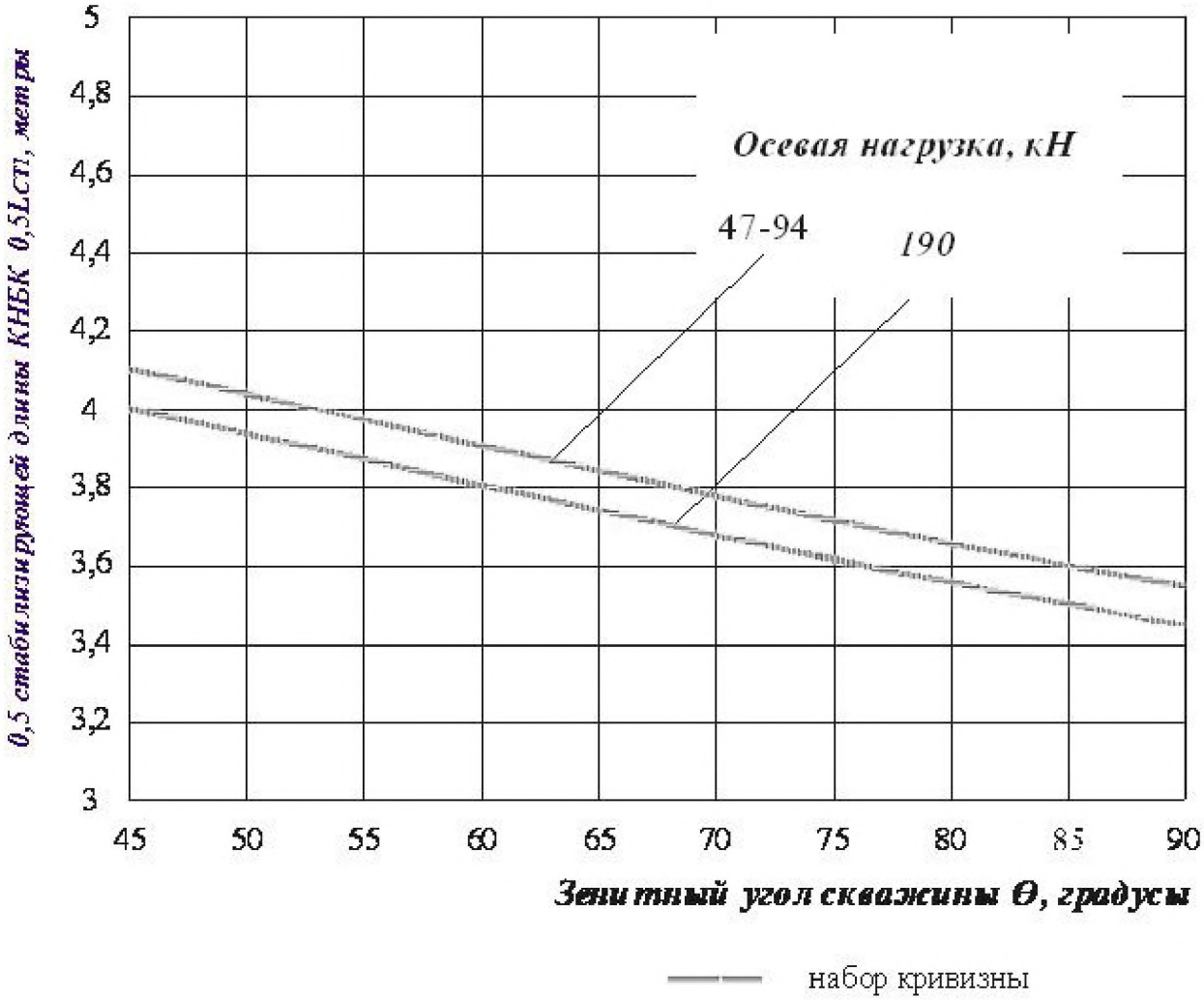


Рисунок 31 - Зоны и направление искривления скважины Ø 216 мм при бурении роторной компоновкой с ***УБТ-159*** $L_{КНБК}$= 2,82 м

Компоновка роторного бурения с наддолотным калибратором, бурильной трубой СБТ-127,опорной телеметрической системой MWD и нижней немагнитной трубой УБТ-159НМ

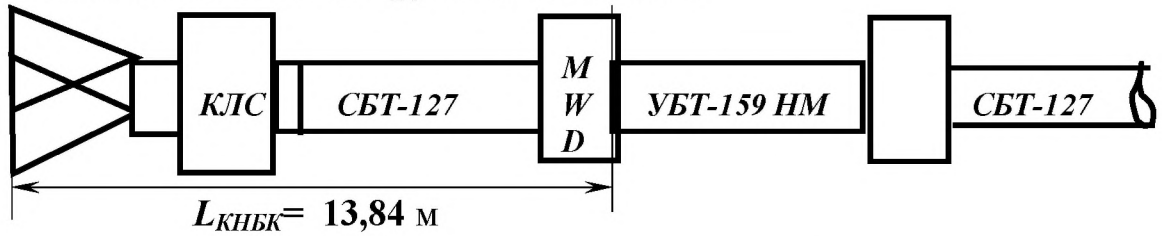


Рисунок 32 - Компоновка роторного бурения с калибратором, бурильной трубой ***СБТ-127***, опорной телеметрической системой ***MWD*** и нижней немагнитной трубой ***УБТ-159НМ***

Исходные данные:

- диаметр скважины, *мм* 216

- осевая нагрузка, *кН* 47; 94; 190
- плотность полимерного раствора, $г/см^3$ 2,05
- высота и вес долота, *м* и *кН* 0,25 и 0,39
- длина и вес ***КЛС (***с переводниками***)***, *м* и *кН* 2,64 и 4,32
- длина и вес ***СБТ-127***, *кН* 9,65 и 3,088
- длина и вес ***MWD***, *м* и *кН* 0,8 и 1,11
- общая длина (расчетная) и вес ***КНБК***, *м* и *кН* 13,84 и 8,874
- вес 1*м* ***УБТ-159НМ*** , *кН* 1,235
- вес 1*м* ***КНБК*** $P_{КНБК}$, *кН* 0,641

По формуле (23) находим стабилизирующую длину ***КНБК***:

$$L_{СТ} = L_T\sqrt{\frac{P_T}{P_{КНБК}}} = L_T\cdot\sqrt{\frac{1{,}235}{0{,}641}} = 1{,}4\cdot L_{T,м},$$

где L_T -длина полуволны ***УБТ-159НМ*** (см.таблица Б12).

Результаты расчетов даны в таблице 27 и на рисунке 33.

Таблица 27 - Стабилизирующая длина компоновки с калибратором, бурильной трубой ***СБТ-127*** , опорной телеметрической системой ***MWD*** и нижней немагнитной трубой ***УБТ-159НМ***

Зенитный угол скважины θ, *град*	Осевая нагрузка, *кН*					
	47		94		190	
	L_T	$L_{СТ1}$	L_T	$L_{СТ1}$	L_T	$L_{СТ1}$
45	8,7	12,2	8,7	12,2	8,4	11,8
50	8,5	11,9	8,5	11,9	8,3	11,6
55	8,4	11,8	8,4	11,8	8,1	11,3
60	8,3	11,6	8,3	11,6	8,0	11,2
65	8,1	11,3	8,1	11,3	7,9	11,1
70	8,0	11,2	8,0	11,2	7,8	10,9
75	7,9	11,1	7,9	11,1	7,7	10,75
80	7,8	10,9	7,8	10,9	7,6	10,6
85	7,6	10,6	7,6	10,6	7,4	10,4
90	7,5	10,5	7,5	10,5	7,3	10,2

На предыдущем интервале 4367- 4415 *м* **скважины 8002** компоновкой с винтовым забойным двигателем ***DTU- 165*** интенсивность набора угла составила $+0{,}08^0/м$, поэтому для достижения большей интенсивности набора кривизны была предложена данная компоновка (см. рисунок 32) с направляющей трубой ***СБТ-127***, опорной телеметрической системой ***MWD*** и нижней немагнитной трубой ***УБТ-159НМ***. Расчеты показывают, что данная компоновка обеспечивает при осевых нагрузках 47-94 *кН*, при углах более 50^0 - набор кривизны, т.к. её длина превышает стабилизирующую ($L_{КНБК}$=13,84м >> $L_{СТ1}$ = 11,6м) (рисунок 33), о чем свидетельствуют данные таблицы 28.

Таблица 28 - Сравнительная оценка теоретических и фактических данных характера искривления **скважин 8002** и **8011**

Скважина	Интервал бурения, *м*	Глубина замера, *м*	Зенитный угол скважины, *град*	Принцип регуляции и интенсивность зенитного искривления, *град/м*
8002	4415 - 4470	4422 4465,7	56,6* 68,9*	$L_{КНБК} > L_{СТ1}$ +0,28
8011	4320 -4352	4324 4350	57,5 * 57,7*	$L_{КНБК} > L_{СТ1}$ +0,01
	4437 – 4468	4436,2 4445,9 4456,4 4466,1	79,1 * 80,7 * 82,5 * 83,0*	$L_{КНБК} > L_{СТ1}$ +0,13

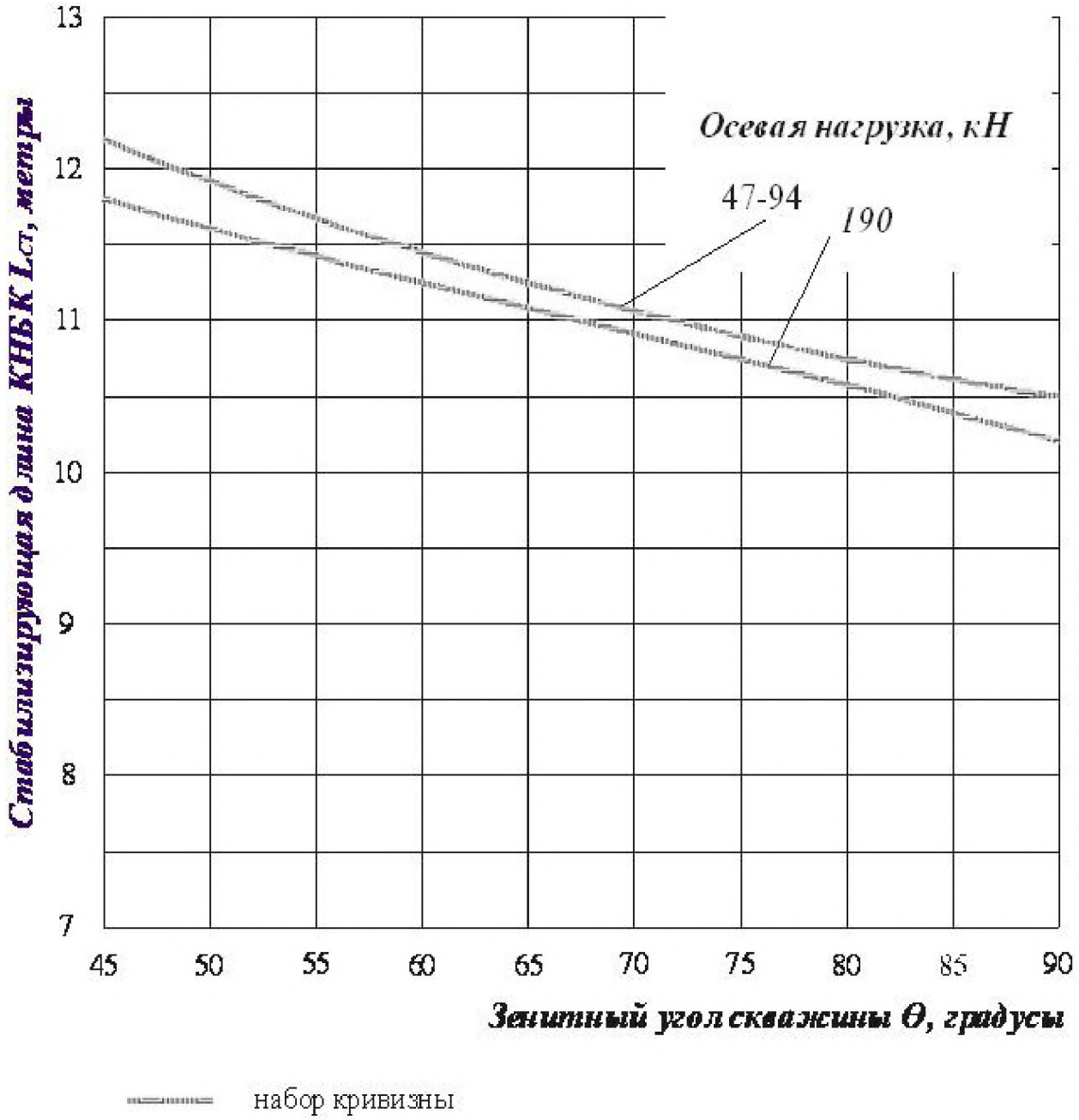


Рисунок 33 - Стабилизирующая длина компоновки с калибратором, бурильной трубой ***СБТ-127*** , опорной телеметрической системой ***MWD*** и нижней немагнитной трубой ***УБТ-159НМ***

Компоновка роторного бурения с наддолотным калибратором, бурильной трубой УБТ-127, опорной телеметрической системой MWD с нижней свечой УБТ-159НМ и колонной СБТ-127

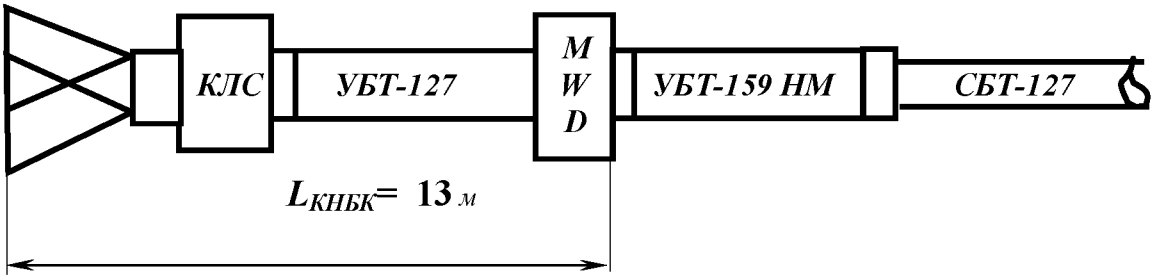


Рисунок 34 - Компоновка роторного бурения с наддолотным калибратором, бурильной трубой ***УБТ-127***, опорной телеметрической системой ***MWD*** с нижней свечой ***УБТ-159НМ*** и колонной ***СБТ-127***

Исходные данные:

- диаметр скважины, *мм* 216
- осевая нагрузка, *кН* 47; 94 и 190
- плотность полимерного раствора, $г/см^3$ 2,05
- высота и вес долота, *м* и *кН* 0,25;39
- длина и вес ***КЛС***, *м* и *кН* 2,64; 4,32
- длина и вес ***УБТ-127***, *м* и *кН* 9,32; 7,353
- длина и вес ***MWD***, *м* и *кН* 0,8; 1,11
- длина и вес ***УБТ-159 НМ***, *м* и *кН* 9,11;11,25
- общая длина (расчетная) и вес ***КНБК***, *м* и *кН* 13; 12,49
- вес 1*м* ***КНБК*** $P_{КНБК}$, *кН* 0,961
- вес 1 *м* ***УБТ-159НМ*** P_T, *кН* 1,235

По формуле (23) находим первую стабилизирующую длину ***КНБК***:

$$L_{СТ1} = L_T\sqrt{\frac{P_T}{P_{КНБК}}} = L_T \cdot \sqrt{\frac{1{,}235}{0{,}961}} = 1{,}13L_T, м,$$

где L_T -длина полуволны нижней свечи ***УБТ-159НМ*** (таблица Б12).

Результаты расчетов даны в таблице 29 и на рисунке 35.

Таблица 29 - Стабилизирующая длина компоновки ***УБТ-127*** с ***КЛС*** и ***MWD*** с нижней свечой ***УБТ-159 НМ***

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка, *кН*					
	47		94		190	
	L_T	L_{CT1}	L_T	L_{CT1}	L_T	L_{CT1}
45	8,7	9,8	8,7	9,8	8,4	9,5
50	8,5	9,6	8,5	9,6	8,3	9,4
55	8,4	9,5	8,4	9,5	8,1	9,15
60	8,3	9,4	8,3	9,4	8,0	9,0
65	8,1	9,15	8,1	9,15	7,8	8,8
70	8,0	9,0	8,0	9,0	7,8	8,75
75	7,9	8,9	7,9	8,9	7,7	8,7
80	7,8	8,8	7,8	8,8	7,6	8,6
85	7,6	8,6	7,6	8,6	7,4	8,4
90	7,5	8,5	7,5	8,5	7,3	8,3

Расчеты показывают, что данная компоновка обеспечивает набор кривизны до 90^0 (рисунок 35), - это подтверждается данными таблицы 30.

Таблица 30 - Сравнительная оценка теоретических и фактических данных характера искривления горизонтальных скважин **8002, 8012** и **8018** на месторождении Кенкияк- подсолевое

Скважина	Глубина замера, *М*	Зенитный угол скважины, *град*	Принцип регуляции и интенсивность зенитного искривления, *град/м*
8002	4523 4618	68,9 77,8	$L_{КНБК} > L_{CT1}$ +0,115
8012	4292 4339	55,3 56,9	$L_{КНБК} > L_{CT1}$ +0,034
	4392 4432	61,5 71,0	$L_{КНБК} > L_{CT1}$ +0,24
8018	4250 4327	37,0 47,0	$L_{КНБК} > L_{CT1}$ +0,13

Применение предыдущих компоновок позволяло в диапазоне зенитных углов 45^0 - 90^0 однозначно обеспечить или ***стабилизацию*** (рисунки 26-29) или ***набор*** кривизны (рисунки 30-35), причем – в зависимости от использования различных компоновок низа бурильной колонны.

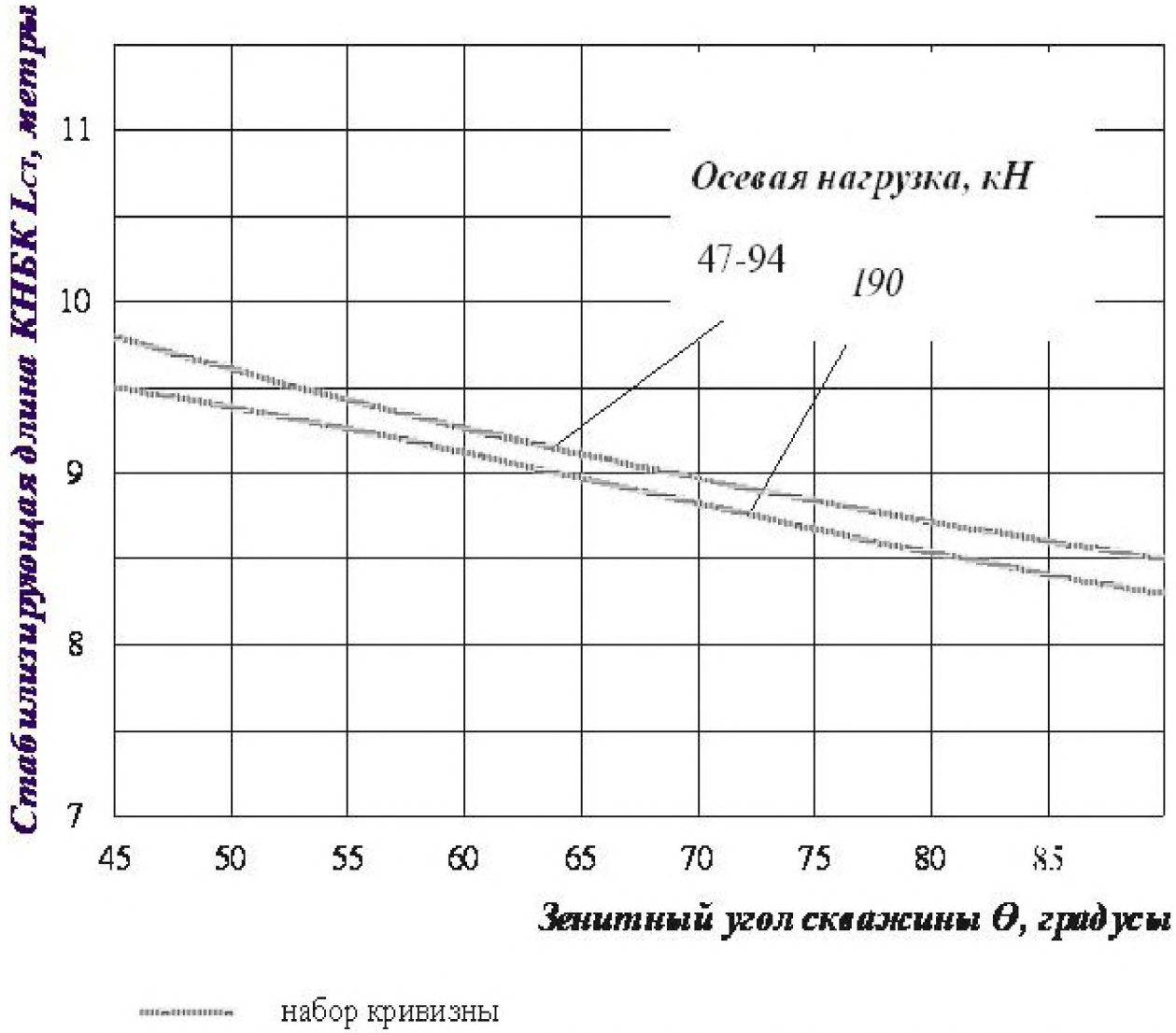


Рисунок 35 - Стабилизирующая длина компоновки ***УБТ-127*** с ***КЛС*** и ***MWD*** с нижней свечой ***УБТ-159 НМ***

Далее исследуем изменение величины осевой нагрузки на характер зенитного искривления горизонтальной скважины при применении одной и той же ***КНБК***, например,

компоновки роторного бурения с направляющими двумя удлинёнными переводниками (2,98 м), опорным калибратором, нижней свечой УБТ-127, MWD, УБТ-159 НМ и колонны УБТ-127.

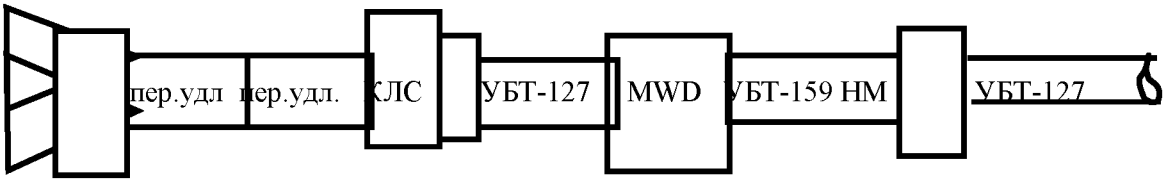


Рисунок 36 - Компоновка роторного бурения с направляющими двумя удлиненными переводниками, опорным калибратором, нижней свечой ***УБТ-127, MWD, УБТ-159 НМ*** и колонны ***УБТ-127***

Исходные данные:

- диаметр скважины, *мм* 216
- осевая нагрузка, *кН* 50; 100; 150
- плотность полимерного раствора, $г/см^3$ 2,05
- высота и вес долота, *м* и *кН* 0,25 и 0,39
- длина и вес УБТ-159 НМ, м и кН – 9,11 и 11,25
- длина и вес наддолотного переводника, *м* и *кН* 0,6 и 0,87
- длина и вес ***КЛС*** (с переводниками), *м* и *кН* 2,04 и 2,732
- длина и вес удлиненных переводников, *м* и *кН* 2,98 и 368
- общая длина (расчетная) и вес ***КНБК***, *м* и *кН* 5,87 и 7,672
- вес 1*м* ***КНБК*** $P_{КНБК}$, *кН* 1,307
- вес 1 *м* ***УБТ-127*** P_T, *кН* 0,789

По формуле (23) находим первую стабилизирующую длину ***КНБК***:

$$L_{СТ1} = L_T\sqrt{\frac{P_T}{P_{КНБК}}} = L_T \cdot \sqrt{\frac{0{,}789}{1{,}307}} = 0{,}78 \cdot L_T, м,$$

где L_T -длина полуволны нижней свечи ***УБТ-127*** (таблица Б10 и рисунок Б7).

Результаты расчетов даны в таблице 31 и на рисунке 37.

Таблица 31 - Стабилизирующая длина компоновки с удлиненными переводниками с ***КЛС*** и нижней свечой ***УБТ-127***

Зенитный угол скважины θ, *град*	Осевая нагрузка, *кН*					
	50		100		150	
	L_T	$L_{СТ1}$	L_T	$L_{СТ1}$	L_T	$L_{СТ1}$
45	8,4	6,5	8,1	6,3	7,8	6,1
50	8,2	6,4	7,9	6,2	7,6	5,9
55	8,0	6,2	7,7	6,0	7,4	5,8
60	7,9	6,15	7,6	5,9	7,35	5,75
65	7,8	**6,1**	7,5	**5,85**	7,3	**5,7**
70	7,7	**6,0**	7,4	**5,8**	7,2	**5,6**
75	7,5	5,85	7,3	5,7	7,0	5,45
80	7,4	5,8	7,2	5,6	6,9	5,4
85	7,3	5,7	7,1	5,5	6,85	5,4
90	7,3	5,7	7,0	5,45	6,8	5,3

.

На предыдущем интервале 4415 - 4470 м **скважина 8002** (см.таблицу 28) прошла с интенсивным набором кривизны (+2,8^0 на 10м). Поэтому необходимо было стабилизировать достигнутый угол 68,9^0-69^0, для чего предложена компоновка (рисунок 36), весьма чувствительная к изменениям осевой нагрузки. Как видно на номограмме (рисунок 37), при нагрузке 70кН и данная компоновка длиной $L_{КНБК}$= **5,87**м находится в зоне стабилизации θ=68,9^0, т.к. $L_{КНБК}$= $L_{СТ1}$; если увеличить нагрузку до 75-80кН, то компоновка окажется в зоне набора кривизны,т.к. $L_{КНБК} > L_{СТ1}$ и если вернуться к исходной нагрузке 70кН – компоновка перейдёт в зону спада кривизны - $L_{КНБК} < L_{СТ1}$. Таким способом данная компоновка длиной 5,87*м* ~ $L_{СТ1}$ = 5,8 – 6,0 *м* обеспечила стабилизацию скважины 8002 в интервале 4471-4523м при углах 67^0-70^0 (рисунок 37), - это подтверждается данными таблицы 32.

Таблица 32 - Сравнительная оценка теоретических и фактических данных характера искривления скважины 8002 в интервале 4470 - 4526 *м*

Скважина	Интервал бурения, *м*	Глубина замера *м*	Зенитный угол скважины, *град*	Осевая нагрузка, *кН*	Принцип регуляции и интенсивность зенитного искривления, *град/м*
8002	4471 - 4523	4471	68,9	70	$L_{КНБК} = L_{СТ1}$
		4481	68,9	70	Стабилизация
		4482,7	68,91	75	$L_{КНБК} > L_{СТ1}$
		4491	69,1	80	Набор
		4510	69,0	75	Спад $L_{КНБК} < L_{СТ1}$
		4511,	69,0	75	Стабилизация $L_{КНБК} = L_{СТ1}$
		4517	68,9	70	Спад $L_{КНБК} < L_{СТ1}$
		4521	68,9	70	Стабилизация $L_{КНБК} = L_{СТ1}$
		4523	68,9	70	

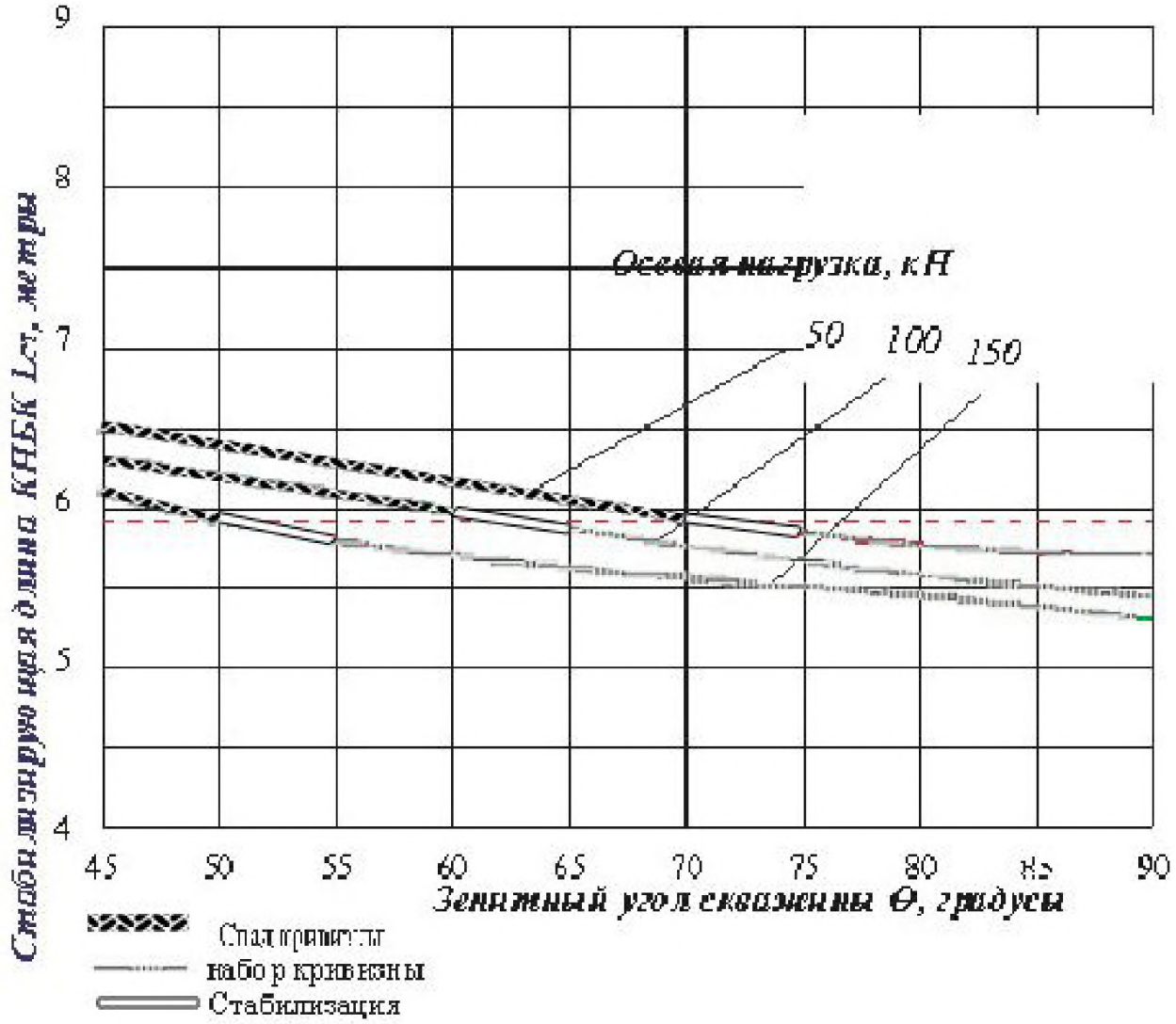


Рисунок 37 - Стабилизирующая длина компоновки с удлинёнными переводниками с ***КЛС*** и нижней свечой ***УБТ-127***

Компоновка роторного бурения с направляющей УБТ-159 (4м), калибратором и нижней свечой УБТ-159НМ

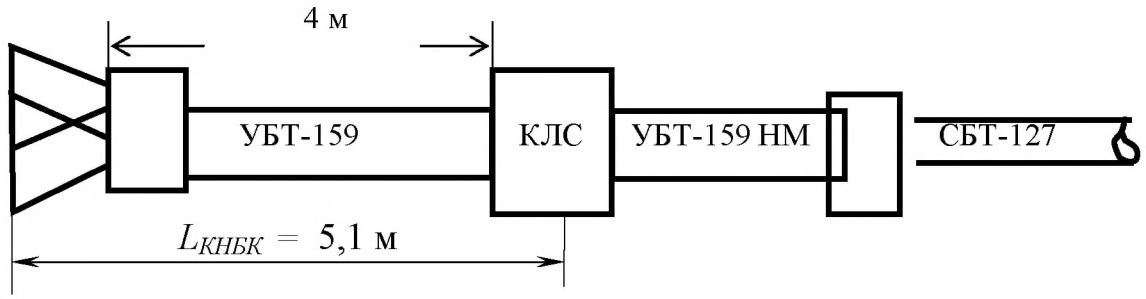


Рисунок 38 - Компоновка роторного бурения с направляющей УБТ-159 (4м), калибратором и нижней свечой УБТ-159НМ

Исходные данные:

диаметр скважины, мм - 216

- осевая нагрузка, кН - 47; 94 и 190
- плотность полимерного раствора, г/см^3 – 2,05
- высота и вес долота, м и кН – 0,25 и 0,39
- длина и вес КЛС, м и кН – 1,7 и 2,26
- длина и вес УБТ-159 НМ, м и кН – 9,11 и 11,25
- общая длина (расчетная) и вес КНБК, м и кН – 5,1 и 6,46
- вес 1м КНБК $P_{КНБК}$, кН – 1,267
- вес 1 м УБТ-159, кН – 1,235

По формуле (23) находим первую стабилизирующую длину КНБК:

$$L_{CT1} = L_T \sqrt{\frac{P_T}{P_{КНБК}}} = L_T \cdot \sqrt{\frac{1{,}235}{1{,}267}} = 0{,}987 \cdot L_{T,м},$$

где

L_T -длина полуволны нижней свечи УБТ-159НМ (таблица Б12 и рисунок Б9).

Результаты расчетов даны в таблице 33 и на рисунке 39.

Таблица 33 - Стабилизирующая длина компоновки роторного бурения с направляющей УБТ-159 (4м), калибратором и нижней свечой УБТ-159НМ

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка, кН					
	47		94		190	
	L_T	L_{CT1}	L_T	L_{CT1}	L_T	L_{CT1}
1	2	3	4	5	6	7
45	8,7	8,6	8,7	8,6	8,4	8,3
50	8,5	8,4	8,5	8,4	8,3	8,2

Продолжение таблицы 33

1	2	3	4	5	6	7
55	8,4	8,3	8,4	8,3	8,1	8,0
60	8,3	8,2	8,3	8,2	8,0	7,9
65	8,1	8,0	8,1	8,0	7,9	7,8
70	8,0	7,9	8,0	7,9	7,8	7,7
75	7,9	7,8	7,9	7,8	7,7	7,6
80	7,8	7,7	7,8	7,7	7,6	7,5
85	7,6	7,5	7,6	7,5	7,4	7,3
90	7,5	7,4	7,5	7,4	7,3	7,2

Компоновка с направляющей УБТ-159 длиной 4м была применена в **скважине 8011** в интервале 4503 - 4552 м с целью уменьшения зенитного угла (таблица 34).

Теоретически данная компоновка приводит к спаду кривизны скважины при углах от 45^0 до 90^0, т.к. в этом диапазоне длина компоновки 5,1м по номограмме (рисунок 39) значительно меньше величины первых стабилизирующих ($L_{СТ1}$) длин, но больше половины последних.

В диапазоне зенитных углов скважины 85-82^0 длина компоновки меньше первой стабилизирующей длины, т.е. $L_{КНБК}$ = 5,1 м < $L_{СТ1}$ = 7,6 – 7,3 м или больше половинной стабилизирующей 5,1м > **0,5** $L_{СТ1}$ = 3,8–3,65 м .

Поэтому скважина может искривляться по предложенной технологии и методике , как правило, в направлении спада кривизны.

Данные таблицы 34 подтверждают теоретические выводы: в интервале 4503 - 4552 м данной компоновкой обеспечен спад кривизны с 83^0 до 82^0 с интенсивностью – $0{,}02^0/м$..

Аналогичной компоновкой обеспечен спад кривизны **скважины 8018** с $85{,}8^0$до $84{,}6^0$ в интервале 4631–4695м с интенсивностью -$0{,}02^0/м$, **скважины 8012** с $87{,}88^0$до $83{,}5^0$ в интервале 4808–4990м с интенсивностью -$0{,}02^0/м$.

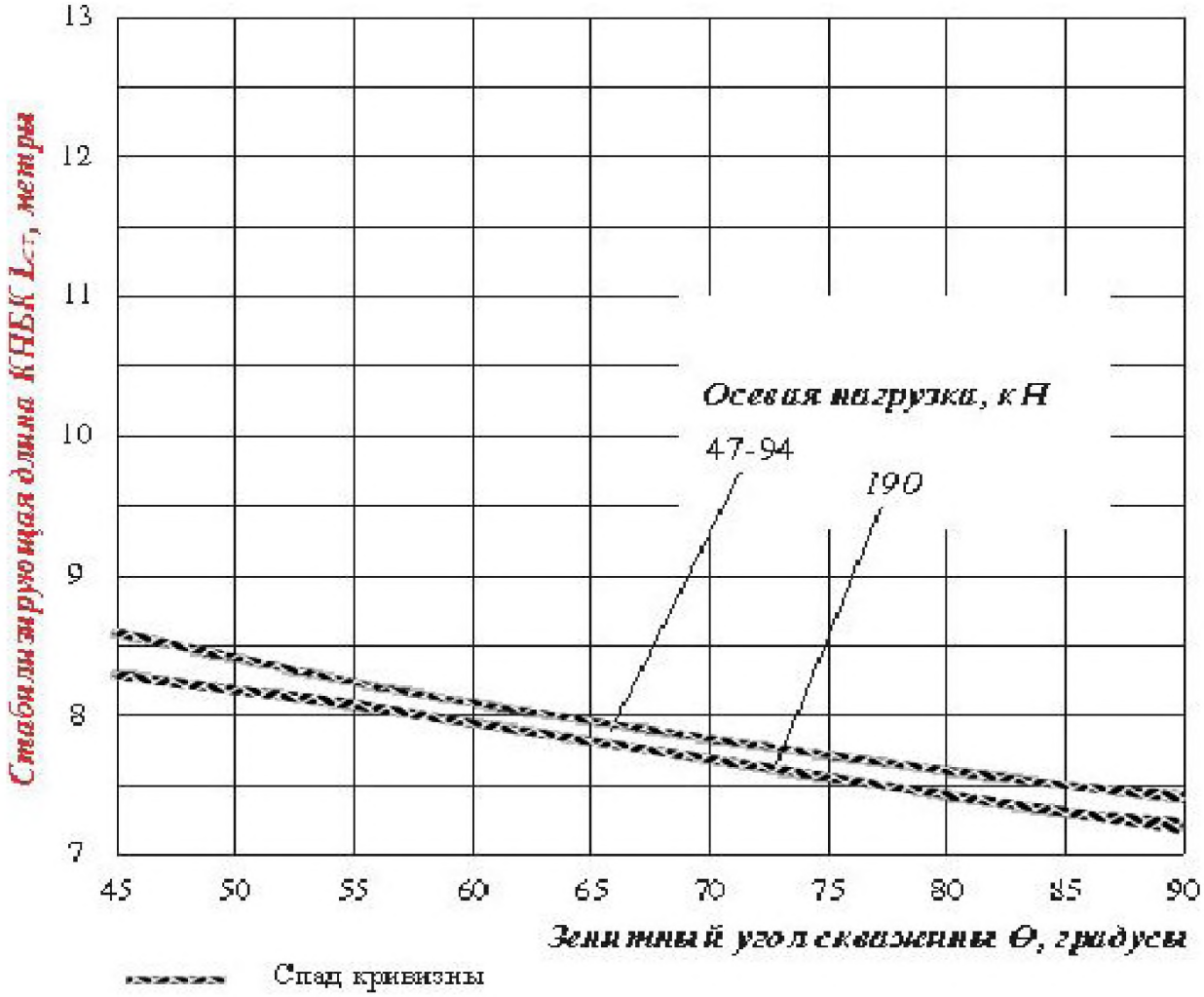


Рисунок 39 - Стабилизирующая длина компоновки роторного бурения с направляющей УБТ-159 (4м), калибратором и нижней свечой УБТ-159НМ

Таблица 34 - Сравнительная оценка теоретических и фактических данных характера искривления скважин 8011, 8018 и 8012

Скважина	Интервал бурения, *м*	Глубина замера, *м*	Зенитный угол скважины, *град*	Принцип регуляции и интенсивность зенитного искривления, *град/м*
8011	4503 - 4552	4503 4552	83,0 82,0	$L_{КНБК} < L_{СТ1}$ -0,02
8018	4631 – 4695	4630 4695	85,8 84,6	$L_{КНБК} < L_{СТ1}$ - 0,02
8012	4808 - 4990	4800 4990	87,88 83,51	$L_{КНБК} < L_{СТ1}$ - 0,02
8033	4589 - 4847	4576 4838	75,40 73,14	$L_{КНБК} < L_{СТ1}$ - 0,01

Выводы и рекомендации

1 Компоновка роторного бурения с направляющим удлиненным переводником **(1,98** или **1,0***м***)** без наддолотного калибратора, с опорным калибратором, телеметрической системой ***MWD*** и нижней свечой ***УБТ-159 НМ*** обеспечивает ***стабилизацию кривизны*** горизонтальной скважины Ø215,9 *мм* в диапазоне зенитных углов 45^0 - 90^0.

2 Компоновки роторного бурения с наддолотным калибратором, бурильной трубой ***СБТ-127*** или ***УБТ-127*** **,** опорной телеметрической системой ***MWD*** и нижней свечой ***УБТ-159НМ*** обеспечивает стабильный ***набор кривизны*** горизонтальной скважины Ø215,9 *мм* в диапазоне зенитных углов 45^0 - 90^0.

3 ***Корректирование трассы*** горизонтальной скважины Ø 215,9 *мм* в диапазоне зенитных углов 45^0-90^0 обеспечивается регулированием величины осевой нагрузки компоновкой роторного бурения с направляющими двумя удлинёнными переводниками (**2,98** *м*), опорным калибратором, нижней свечой ***УБТ-127, MWD, УБТ-159 НМ*** и колонной ***УБТ-127***.

4 Компоновка роторного бурения с направляющей трубой ***УБТ-159*** **(4,0** *м***)** без наддолотного калибратора, с опорным калибратором и нижней свечой ***УБТ-159 НМ*** обеспечивает ***спад кривизны*** горизонтальной скважины Ø 215,9 *мм* в диапазоне зенитных углов 45^0 - 90^0.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1 В ускорении и удешевлении проводки глубоких и в особенности и горизонтальных скважин существенное значение имеют сведения о длине полуволны бурильной колонны, так как один из основных технологических факторов – осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент - создается сжатой частью бурильной колонны.

2 Расчет длины полуволны бурильной колонны производится по методике Г. Вудса и А. Лубински с использованием номограммы Б.З.Султанова. 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.

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

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

5 Основой предлагаемой схемы зенитного искривления скважины при роторном бурении является концептуальная схема М.Ж. Музапарова, в которой механизм зенитного искривления скважины сводится к следующему: отклоняющая сила действует интенсивно в сторону висячей стенки (набор кривизны), если составляющая веса компоновки значительна (компоновка тяжёлая, т.е. длинная), а если вес компоновки незначителен (легкая компоновка, т.е. короткая), то долото начнет интенсивно подрабатывать лежачую стенку (спад кривизны). Эта схема отличается от ранее известных тем, что только в ней учитывается совместное влияние нижней (компоновка) и верхней (нижняя свеча бурильной колонны) частей ***КНБК*** на зенитное искривление.

6 Для каждой совокупности факторов, влияющих на механизм искривления – зенитного угла, осевой нагрузки, диаметров скважины и бурильной колонны, плотности глинистого раствора - существует строго определенная по своей длине компоновка, при бурении которой обеспечивается прямолинейность ствола, т.е. стабилизация зенитного угла скважины.

Расчетная или выбранная длина компоновки, обеспечивающей равновесие ***КНБК***, - соответственно стабилизацию угла, - эта длина и есть стабилизирующая длина компоновки.

7 Основной принцип регуляции зенитного искривления определяется подбором стабилизирующей длины компоновки,- равновесной одной полуволне нижней свечи бурильной колонны; в конкретных геологических условиях, вызывающих негативное естественное увеличение зенитного угла или набор кривизны скважин, задача стабилизации зенитного угла достигается применением компоновки длиной, равной стабилизирующей; задача спада кривизны или уменьшения зенитного угла достигается компоновкой длиной, меньшей стабилизирующей длины; задача набора кривизны или увеличения угла достигается применением компоновки длиной, превышающей стабилизирующую.

8 Компоновка роторного бурения с направляющим удлиненным переводником(**1,98** или **1,0***м* без наддолотного калибратора, с опорным калибратором, телеметрической системой ***MWD*** и нижней свечой ***УБТ-159 НМ*** обеспечивает стабилизацию ***кривизны*** горизонтальной скважины Ø215,9 *мм* в диапазоне зенитных углов 45^0 - 90^0.

9 Компоновки роторного бурения с наддолотным калибратором, бурильной трубой ***СБТ-127*** или ***УБТ-127,*** опорной телеметрической системой ***MWD*** и нижней свечой ***УБТ-159НМ*** обеспечивает стабильный набор кривизны горизонтальной скважины Ø 215,9 *мм* в диапазоне зенитных углов 45^0 - 90^0.

10 Корректирование трассы горизонтальной скважины Ø 215,9 *мм* в диапазоне зенитных углов 45^0-90^0 обеспечивается регулированием величины осевой нагрузки компоновкой роторного бурения с направляющими двумя удлинёнными переводниками (**2,98** *м*), опорным калибратором, нижней свечой ***УБТ-127, MWD, УБТ-159 НМ*** и колонной ***УБТ-127***.

11 Компоновка роторного бурения с направляющей трубой ***УБТ-159*** **(4,0** *м***)** без наддолотного калибратора, с опорным калибратором и нижней свечой ***УБТ-159*** обеспечивает ***спад кривизны*** горизонтальной скважины Ø 215,9*мм* в диапазоне зенитных углов 45^0 - 90^0.

12 В работе созданы способ формализованного описания технико-технологических параметров, методика и технологическая схема качественного прогнозирования и моделирования процесса искривления скважины. Разработан комплекс номограмм и на их основе использован метод качественного прогнозирования и моделирования зенитного искривления для решения конкретных задач горизонтального бурения– стабилизации, спада или набора кривизны – скважин на нефть и газ.

13 Новая технология горизонтального бурения скважин может быть использована нефтегазодобывающими, проектными организациями в практической

деятельности, а также ВУЗами, ведущими подготовку инженеров нефтяников в учебном процессе.

14 Новая технология горизонтального бурения на месторождениях Жанажол и Кенкияк- подсолевое внедрена в ОАО «CNPC-Актобемунайгаз».

Фактический экономический эффект от внедрения составил в сумме 127 000 000 тенге.

ЛИТЕРАТУРА

1 Ван Дунлян. Новое развитие технологий по горизонтальному бурению и бурению с большим смещением забоя за рубежом.-НИИ информации CNPC, 10. 1999г.

2 World Oil, 7. 1996г. P.65-78

3 Petroleum Engineer International, 3. 1996г. P.51-52

4 Petroleum Engineer International, 11. 1995г. P.16-23

5 Petroleum Engineer International, 11. 1995г. P.29-34

6 Ца Динцай. Новое развитие техники и технологии по горизонтальному бурению за рубежом-НИИ информации CNPC, 09. 1995г. World Oil,12. 1995г. P.59-62

8 JPT,США,5. 1996г. P.432-434

9 Joshi S.D. Horizontal wells: successes and failures. The Journal of Canadion Petroleum Technology. №10, 2000.

10 Алдамжаров Н.Н., Музапаров М.Ж. Анализ эксплуатации горизонтальных скважин месторождения Жанажол.//Тр. 2-Междунар. научно-технической конференции молодых ученых. – Алматы, КазНТУ, 2002. – с. 17-13.

11 Биишев А.Г. Актуальные проблемы совершенствования техники и технических средств для управления траекториями бурения наклонных и горизонтальных скважин в Западной Сибири.– М.: ВНИИОЭНГ, 1994, 32 с.

12 Алдамжаров Н.Н., Музапаров М.Ж., Турсын А. Факторы, влияющие на добычу нефти месторождения Жанажол. – Алматы, Нефть и газ, 3/2002. – с. 8-10.

13 Биишев А.Г., Сулейманов В.И. Методика прогноза траектории бурения компоновками низа бурильной колонны, содержащими калибраторы, центраторы и эксцентраторы и эксцентричные элементы //Рекомендации по осн-

овным направлениям АСУ строительством скважин на буровых предприятиях Башкирии. – Уфа: КИВЦ ПО Башнефть, 1990.

14 Караваев Л.А. Разработка способов добычи нефти с помощью горизонтальной скважины на месторождении Кенкияк (дипломный проект) – Актобе, КазНТУ,2003.

15 Проект бурения наклонно-направленной скважины № 8002 с крутым зенит-ным углом. – ОАО "СНПС-Актобемунайгаз" РК и Нефтегазовый НИИ Синь-Цзяна КНР, 01,2002.

16 Отчет по работам бурения на наклонно-направленных скважинах 3461, 3462, 3463 и 3464 – ТОО ККБК "Великая Стена", Актобе, 11.2001.

17 Шахбахбеков К.Б. и др. К вопросу качественной проводки наклонных скважин. Изв. ВУЗов «Нефть и газ».1975, № 6, с15-18.

18 Щербанин А.А. Корректирование направления ствола наклонно-направленной скважины без применения отклоняющих систем. Бурение. Реф.научн. -техн.сб., 1970, вып.3, с 9-12.

19 Щербанин А.А. Влияние угла наклона и нагрузки на долото на отклонение прямолинейно-направленного участка ствола скважин. Нефт. хоз-во, 1969, №10, с22-24

20 Григорян Н.А. Бурение наклонных скважин уменьшенных и малых диаметров.-М., Недра, 1974, 240с.

21 Калинин А.Г. Искривление скважин –М., Гостоптехиздат,1963, 308 с.

22 Кауфман Л.Я., Кваше А.А., Сушон Л.Я. Особенности проектирования профилей наклонно-направленных скважин для месторождений Западной Сибири. - Автоматизация и телемеханизация нефтяной промышленности, 1979, №7, с16-10.

23 Гулизаде М.П., Кауфман Л.Я., Сушон Л.Я. Методика расчета интенсивности искривления ствола наклонной скважины. – Тюмень, 1974, 60с.

24 Смирнов А.П. Современное состояние и направления развития бурения наклонно-направленных скважин в СССР и за рубежом. – М.: 1984. – (обзор.-информ./ВНИИОЭНГ. Сер. «Бурение», Вып.9(71.)

25 К проектированию рациональных профилей наклонных скважин. /М.П. Гулизаде, К.Б. Шахбазбеков, Д.С. Корданов и др./ Изв. вузов. Нефть и газ, 1965, №11, с.25-30.

26 Гулизаде М.П., Оганов С.А., Сукрисман С.Д. Исследование поведения низа бурильной колонны в наклонной скважине при бурении роторным способом. -Изв. Вузов. Нефть и газ, 1971, №12.

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 Воробьев Г.А. Оптимизация работы сжатой зоны бурильной колонны. Автореф. дис. канд. техн. наук. – М., 1984.

29 Козловский Е.А,, Питерский В.М., Комаров М.А. Кибернетика в бурении. -М.:Недра, 1982, 298с.

30 Крикшюнас В.П., Шербаков М.Н. Исследования потерь осевой нагрузки при бурении ССК горизонтальных скважин вследствие трения колонны бурильных труб об их стенки. //Исследование технологии и техники бурения ССК и повышения эффективности их внедрения.-Л :ВИТР, 1988, с.15-25.

31 Новиков Г.П., Буглов Н.А., Новожилов Б.А., Воробьев Г.А., Козловский А.Е., Карпиков А.В. Основные принципы оптимизации параметров нижней части бурильной колонны при алмазном бурении геологоразведочных скважин в анизотропных породах.- М., 1990.с.71.:ил.-Техн. и технология и организация геол.-развед. работ. Обзор /ВИЭМС.-Библиогр.:с.69-71.(36 назв).

32 Вудс Г., Лубински А. Искривление скважин при бурении. Пер.с англ.- М., Гостоптехиздат, 1960, 161 с.

33 Вареца С.А., Соловьев И.Я. Техника и технология бурения горизонтальных скважин при вскрытии водоносных горизонтов// Техн., технология и организация геолого-развед. работ. –М.,1992-36 с. –(обзор. информ../МГП «Геоинформмарк»).

34 Балденко Д.Ф., Власов А.В., Мутовкин Н.Ф. Новые конструкции винтовых забойных двигателей для горизонтального бурения // НТИС. Сер. «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море».–М.:ВНИИОЭНГ, 1992.-Вып. 6-7,-с.16-19.

35 Балденко Д.Ф., Кочнев А.М. Винтовые забойные двигатели // Нефтяное хоз-во. –1993.-№ 1.

36 Забойные винтовые двигатели для бурения скважин / М.Т. Гусман., Д.Ф.Балденко., А.М.Кочнев и др.-М.: Недра, 1981. 232 с.

37 Поташников В.Д. Бурение наклонно направленных скважин с применением шарнирных компоновок. -М., 1989.-(обзор.информ./ВНИИОЭНГ. Сер. «Техника и технология бурения скважин»).

38 Сушон Л.Я., Емельянов Т.В., Муллагалиев Р.Т. Управление искривлением наклонных скважин в Западной Сибири. – М.: Недра,1988.

39 Техника и методы управления траекторией ствола наклонных скважин. – М., 1971.- (обзор.информ../ВНИИОЭНГ.Сер. «Бурение»).

40 Божанов Е.Т., Кулиев Ю.М. К вопросу проектирования профилей наклонных скважин с большим отклонением.–Алматы,«Поиск»,1996, № 5.

41 Бурение наклонно направленной скважины с отклонением забоя 2453 м. /И.Г.Архипов, Ю.А.Аронов, В.В.Безумов и др.//Сер. Бурение / ВНИИОЭНГ. – 1972. - № 11.

42 Буслаев В.Ф., Плетников А.И. Бурение наклонно направленных скважин роторным способом.– М., 1986. –(обзор.информ.,/ВНИИОЭНГ. Сер. «Бурение»; Вып.6).

43 Ван-Дюссэн, Стивенс Х.Д. Программы для повышения эффективности наклонно-направленного бурения. Нефть, газ и нефтехимия. М., Недра – 1980, № 8, с. 27-31.

44 А.с.438773 СССР, МКИ Е 21 В 7/08. Шарнирный отклонитель для подземных скважин.

45 А.с.966219 СССР, МКИ Е 21 В 7/06. Снаряд для направленного бурения скважин.

46 А.с.438773 СССР, МКИ Е 21 В 7/06. Шарнирный отклонитель.

47 А.с.750036 СССР, МКИ Е 21 В 7/06. Устройство для бурения наклонно направленных скважин.

48 А.с.825826 СССР, МКИ Е 21 В 7/08. Отклонитель для бурения наклонно направленных скважин.

49 А.с.969881 СССР, МКИ Е 21 В 7/06. Отклонитель для бурения наклонно направленных скважин.

50 А.с.142239 СССР, МКИ Е 21 В 7/08. Шарнирный отклонитель для проверки наклонных скважин турбинным способом.

51 *Don R. Holbert. Tandetial abtitude theory explains directional drilling // Oil and Gas J. – 1983/ - Vol/81, № 34.*

52 *Antony W Gorody TEDSI develops horizontal drilling technology // Oil and Gas J. – 1984. – Vol. 82, № 40.*

53 Принципы выбора КНБК./А.С. Повалихин, К.М. Солодкий, А.Ф. Федоров и др. - Нефтяное хоз-во, 1984, №9, с.8-10.

54 Сегаль В.А. Бурение наклонно-направленных скважин и борьба с искривлением. Обзор зарубежной литературы. Сер. «Бурение». М., ВНИИОЭНГ, 1967, 89с.

55 Поташников В.Д., Васильев Ю.С. Искривление скважин с заданной интенсивностью// Вопросы совершенствования техники и технологии буровых работ на нефть и газ.:Тр./ВНИИБТ.-М., 1984.-59.

56 Поташников В.Д. Разработка метода искривления скважин с заданной интенсивностью шарнирными компоновками низа бурильной колонны: Дис.канд.техн.наук.-М.,1987.

57 А.с.1379444 СССР, МКИ Е 21 В 7/08. Способ уменьшения зенитного угла искривления скважин.

58 А.с.1579968 СССР, МКИ Е 21 В 7/08. Шарнирная компоновка низа буриль-ной колонны.

59 А.с.1592464 СССР, МКИ Е 21 В 7/08. Шарнирный отклонитель.

60 А.с.1599514 СССР, МКИ Е 21 В 7/08. Забойная компоновка для бурения наклонно направленных скважин.

61 А.с.1709053 СССР, МКИ Е 21 В 7/08. Забойная компоновка для искривления ствола скважины.

62 А.с.1735563 СССР, МКИ Е 21 В 7/08. Способ направленного бурения скважин шарнирной компоновкой и устройства для его осуществления.

63 А.с.1745853 СССР, МКИ Е 21 В 7/08.Управляемый отклонитель.

64 А.с.211466 СССР, МКИ Е 21 В 7/08. Шарнирный переходник.

65 А.с.407026 СССР, МКИ Е 21 В 7/04. Отклонитель.

66 А.с.926212 СССР, МКИ Е 21 В 7/08. Направляющая колонна для бурения наклонной скважины.

67 А.с.1656113 СССР, МКИ Е 21 В 7/08. Шарнирная муфта бурильной колонны.

68 А.с.1070294 СССР, МКИ Е 21 В 7/08. Шарнирная муфта.

69 А.с.1694841 СССР, МКИ Е 21 В 7/08. Наддолотная шарнирная муфта.

70 Пат.4828053 США НКИ 175-61.

71 Пат.4828053 США НКИ 175-61.

72 Пат.4762186 США НКИ 175-61.

73 Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин. - Справ. М.: Недра, 1997 - 648с.

74 А.с.135846 СССР, МКИ Е 21 В 7/08. Отклонитель для бурения наклонных скважин.

75 А.с.192113 СССР, МКИ Е 21 В 7/08. Отклонитель для наклонного бурения.

76 Григорян Г.Н. О принципе работы турбинных отклонителей ОТС //Нефтяное хозяйство. – 1983. - № 5.

77 Мамедбеков О.К. Регулирование пространственного искривления наклонных скважин неориентируемыми забойными компоновками. Азерб.нефт.хоз-во, 1986, №3, с27-30.

78 Марков С.А., Середа Н.Г. Применение центраторов при борьбе с искривлениями скважин.- Изв.вузов. Геология и разведка, 1967, №6, с. 123-125.

79 Кулиев Ю.М. К вопросу проектирования профилей наклонных скважин. В книге «Теория и практика наклонных скважин». – Тематический сб. науч.тр. АзИНЕФТЕХИМ им. М. Азизбекова, Баку, 1982, с. 47-49.

80 Сушон Л.Я., Емельянов Т.В. Проектирование профилей и забойных компоновок для бурения наклонных скважин в Западной Сибири // ВНИИОЭНГ. Обзор.информация.Сер.бурения.-1981, вып.10. – 40 с.

81 Инструкция по бурению наклонно-направленных скважин - Тр. ВНИИБТ.М., 1966, вып.31., 174 с.

82 Инструкция по бурению наклонных скважин с кустовых площадок на нефтяных месторождениях Западной Сибири. РД 39-2-171-79.- Мин-во нефтяной промышленности СибНИИНП. Тюмень, 1979, 72с.

83 Инструкция по бурению наклонных скважин с кустовых площадок на нефтяных месторождениях Западной Сибири.ТР. СибНИИНП. Тюмень, 1977, 71с.

84 Кулиев Ю.М. Совершенствование технологии проводки наклонных скважин путем разработки и внедрения рационального профиля

эффективных компоновок низа бурильной колонны. – Дисс. канд. техн. наук, Баку. АзИНЕФТЕХИМ им. М.Азизбекова, 1986. с. 165.

85 *Callas N.P., Callas R.Y.Boundery value problem is solved. Oil and Gas Y., 1980, 15/XII.v.17, № 76*

86 *Milheim K. Behaving of multistabili-pp.18-24. Zers of bottom hole assambly, Oil and Gas Y., 1979, 1/1, v, 14, № 37, pp 27-31.*

87 *Toutain P, Analizing drill string behavior. An introduction to deviation control parametres.Part I.-World Oil, 1981/VI, v5, №6, pp2455-2457.*

88 *Toutain P, Results of dimentional study give recommendations for inclination control. Part II.- World Oil, 1981, VII, v5, №7, 4341-4350.*

89 *Toutain P. What effects azimuth control. Parth III.- World Oil, 1981, IX, v5, №9, pp4976-4982.*

90 *Sutko, Myers, Gaston, Directional drilling.- a composition of measured and predicted changes in holes angle. Journal of Petroleum Technology.- 1980.*

91 *Callas N.P. Predicting borehole trajectory.- Oil and Gas Y., 1981, 24/VIII, v.18, №81, pp.44-45, 48, 50-52.*

92 Гулизаде М.П., Зельманович Г.М., Кауфман Л.Я. методика расчета компоновок низа бурильной колонны, расположенных в искривленном стволе скважины. – Изв.вузов Нефть и газ, 1973, № 17 с. 18-22.

93 К расчету компоновки низа бурильной колонны, применяемой для безориентированного управления зенитным углом /Гулизаде М.П., СушонЛ.Я., Емельянов П.В., Кауфман Л.Я./Нефт.хоз-во.-1974.-№ 1.

94 *Millheim K. The effect of hole curvature on the trajectory of a borehole.- World Oil, 1981, v192, №5, pp 18-23, 37*

95 В.Б.Суханов, И.И.Барабашкин, А.С.Повалихин, А.Н.Сорокин. Результаты промышленных испытаний КНБК с передвижным центратором. // Нефтяное. хоз-во. – 1990. - № 4.

96 Оганов С.А., Гасанов И.З., Кулиев Ю.М., Цыбульский И.С. Определение диаметра и длины стабилизатора для обеспечения условий предупреждения

его касания к верхней стенке ствола скважины. Научные труды АзНЕФТЕХИМ 1979, №3, с.21-23

97 *Wilson Gerald E. How to drill a usable hole. Part 2. Designing the bottomhole assembly. "World Oil", 1976, 183, №4, pp 47- 51.*

98 Белоруссов В.О., Боднарук Т.М. Прогнозирование и расчет естественного искривления скважин: Спр.пособие. – М.: Недра, 1988. –175 с. ил.

99 Белоруссов В.О. Подбор компоновок низа бурильной колонны методом прогнозирования–Обзор. информ.Сер.бурение. М:ВНИИОЭНГ,1984.48 с.

100 Временная инструкция по проектированию профилей и выбору рациональных компоновок низа бурильной колонны для условно-вертикальных и естественно-искривляющихся скважин / Боднарук Т.М., Белоруссов В.О., Степанюк В.А. и др. – Киев: РТП ХозУ ПО Укрнефть, 1980, с 176.

101 Шагисултан И.З., Биишев А.Г., Кагарманов Н.Ф. Математическая модель пространственного искривления скважин // Тр. Башнипинефть.-Уфа, 1983.-Вып.67.

102 Томми М. Уоррен. Тенденции перехода к управляемым системам роторного наклонно направленного бурения. –М.: Нефтегазовые технологии. № 6, ноябрь-декабрь 1997. с. 6-12.

103 *Barr, J.D., et al, "Steerable rotary drilling with an experimental system," paper SPE/IADC 29382, presented at the 1995 SPE/ IADC Conference, Amsterdam, Feb. 28-March 2, 1995.*

104 *Oppelt, J., and F. Donati, "Rotary steerable drilling system: Status of development," Current Issues in Drilling Technology, GEOPEC, Aberdeen, Uk, Sept. 18-19, 1996.*

105 *Appleton, R.A., Apparatus for directional drilling, U.S. Patent 5,421,421, June 6, 1995.*

106 *DDD stabilizer brochure, May, 1992.*

107 *Warren, T.M., "Rotary steerable lateral drilling system," presented at fourth International Williston Basin Horizontal Well Workshop, Bismarck, N.D., May 5-7, 1996.*

108 *Bell, S.S., "Automated rotary steerable tool passes test," World Oil, December 1996, p. 31.*

109 Курбалиев Т.Ш. Параметры низа бурильной колонны УБТ-159 при бурении наклонно направленной скважины. Тр. Межд. Конфер. «Информационные технологии и автоматизация производственных процессов» - Алматы, Каз НТУ, 2002 . стр.113-117.

110 КурбалиевТ.Ш. Технология управления зенитным искривлением наклонно направленных скважин диаметром 216 мм при роторном бурении на месторождении Жанажол. – Там же. с. 117-121.

111 Музапаров М.Ж., Курбалиев Т.Ш. Стабилизирующая длина КНБК из УБТ-159/71,4 при роторном бурении наклонно-направленных скважин ø216 мм. Материалы Республиканской научно-практической конференции «Проблемы и тенденции развития национальной экономики в XXI веке» (14-15 ноября 2002г.) г. Актобе, АГУ им. К.Жубанова, 2002. с. 187-192.

112 Музапаров М.Ж., Курбалиев Т.Ш., Чэнь Цзюнь, Хуан Лисинь. Первая горизонтальная скважина на месторождении Кенкияк. – Алматы, Нефть и газ. 2003, №2. с.73-76.

113 Чэнь Цзюнь, Музапаров М.Ж., Курбалиев Т.Ш., Хуан Лисинь. Первый опыт по горизонтальному бурению скважины на месторождении Кенкияк. – Сб. статей «Новые технологии по горизонтальному бурению скважин». Актобе, 2003. с.24-29.

114 Курбалиев Т.Ш., Караваев Л.А., Музапаров М.Ж. Полуволна бурильной колонны УБТ-159/71,4 в наклонно-направленной скважине Ø216 мм. Сборник материалов 5-Республиканской конференции молодых ученых. Актобе, АГУ им. К.Жубанова, 2003. с.159-161.

115 Музапаров М.Ж., Чэнь Цзюнь, Курбалиев Т.Ш. Краткий анализ исследований по технике и технологии наклонно-направленного бурения на нефть и газ. Сб. статей «Новые технологии по горизонтальному и наклонно-направленному бурению скважин». Актобе, 2003. с. 20-37.

116 Курбалиев Т.Ш., Караваев Л.А., Чэнь Цзюнь, Музапаров М.Ж. Параметры низа бурильной колонны УБТ-159-71,4 при бурении наклонно-направленной скважины. Там же. с.44-47.

117 Музапаров М.Ж., Курбалиев Т.Ш., Чэнь Цзюнь. Новая технология наклонно-направленных, горизонтальных и разветвляющихся скважин. Там же. с.48-50

118 Погарский А.А., Чефранов К.А., Шишкин О.П. Оптимизация процессов глубокого бурения.- М.: Недра, 1981.296с.

119 Григулецкий В.Г., Лукьянов В.Т. Проектирование компоновок нижней части бурильной колонны. –М.: Недра, 1990. 302 с.

120 Музапаров М.Ж. Причины и закономерности естественного искривления скважин при ударно-вращательном бурении.- Тез. докл. 1-ой Всесоюз. конф. по наклонному бурению Баку, 1978. с.49-50.

121 Султанов Б.З. Управление устойчивостью и динамикой бурильной колонны.-М.:Недра, 1991.208с.

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

123 Использование естественного искривления при проводке наклонно-направленных скважин. Т.М. Боднарук, В.А. Степанюк, В.О. Белоруссов, Я.И. Гирнык- Нефт.хоз-во, 1983, №3, с13-14.

124 Курбалиев Т.Ш. Технология роторного наклонно-направленного бурения скважин опорно-центрирующими компоновками на месторождении Жанажол. – Дисс. канд. техн. наук, Алматы, КБТУ, 2004. с.114.

125 Смирнов А.П. Современное состояние и направления развития бурения наклонно-направленных скважин в СССР и за рубежом.-М., 1984.-(обзор. информ./ ВНИИОЭНГ. Сер. «Бурение», Вьш.9 (71).

126 Музапаров М.Ж., Абугалиев С.К., Жиенгалиев К. Выбор неориентируемых компоновок при бурении наклонно-направленной скважины винтовыми забойными двигателями. — Сб. материалов Межд. научно-техн. конфер. Центрально Азиатского университета “Развитие науки, новых технологий и проблемы высшего профессионального образования за десятилетие независимости: итоги и перспективы”, Алматы, ЦАУ, 2002. с. 105-108.

127 Музапаров М.Ж., Абугалиев С.К., Жиенгалиев К. Общая математическая модель стабилизирующей длины неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя. - Там же, с. 108-110.

128 Музапаров М.Ж., Абугалиев С.К., Жиенгалиев К. Расчёт стабилизирующей длины неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя ДГ-172 с утяжеленной бурильной колонной УБТ-146. - Там же, с.110-113.

129 Музапаров М.Ж., Абугалиев С.К., Жиенгалиев К. Неориентируемые компоновки с винтовыми забойными двигателями. - Там же, с.1 13-117.

130 Музапаров М.Ж., Дамыс Е., Абугалиев С.К. Параметры низа бурильной колонны ТБГІВ-127 при бурении направленной скважины забойными двигателями. - Там же, с. 121-124.

131 Музапаров М.Ж., Абугалиев С.К., Чэнь Цзюнь, Курбалиев Т.Ш., Ешманов Д.Ж. Новый подход к безориентированной технологии горизонтального бурения на нефть и газ. - Алматы, Нефть и газ. 2004, №1. с. 37-43.

132 Музапаров М.Ж., Абугалиев С.К., Курбалиев Т.Ш. Выбор неориентируемых компоновок с винтовыми забойными двигателями при бурении горизонтальной скважины. — Алматы, Нефть и газ. 2004, №1 с.43-46.

133 Мұзапаров М.Ж., Әбуғалиев С.К., Ешманов Д.Ж., Курбалиев Т.Ш. – Көлбеу бағытталған ұңғыманы бұрғылау тізбегінің жартылай толқыны - Алматы, Вестник Национальной Инженерной Академии РК, 2004, с.53-58

134 Мұзапаров М.Ж., Әбуғалиев С.К., Курбалиев Т.Ш. Бұрандалы түпті қозғалтқыштармен көлденең ұңғымаларды бұрғылау үшін бағытталмайтын құрылымдарды таңдау - Там же, с. 58-61.

135 Абугалиев С.К. Параметры полуволны забойного винтового двигателя Д5-172 при бурении наклонно направленной скважины. Тр. Межд. конфер. «Информационные технологии и автоматизация производственных процессов» - Алматы, КазНТУ, 2002. с.493-496.

136 Абугалиев С.К. Расчёт стабилизирующей длины неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д5-172 с бурильной колонной ТБПВ-127. - Там же, с.496-499.

137 Әбуғалиев С. Қ., Мұзапаров М.Ж., Караваев Л.А. және т.б. Винтті түптік қозғалтқышты бағдарланатын құрастырмалар. Сб. докл. 5- Республиканской научной конференции молодых ученых (11-12 апреля 2003г.), г. Актобе, АГУ им. К. Жубанова, 2003, с. 13-15.

138 Әбуғалиев С. Қ., Мұзапаров М.Ж., Караваев Л.А. және т.б. УБТ-146 ауырлатылған бұрғылау құбырын қолданып бағдарланбайтын ДГ -172 винтті түптік қозғалтқышымен 216 мм-лік ұңғыманы бұрғылау кезіндегі тұрақтандыру ұзындығының есебі. —Там же, с. 15-17.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

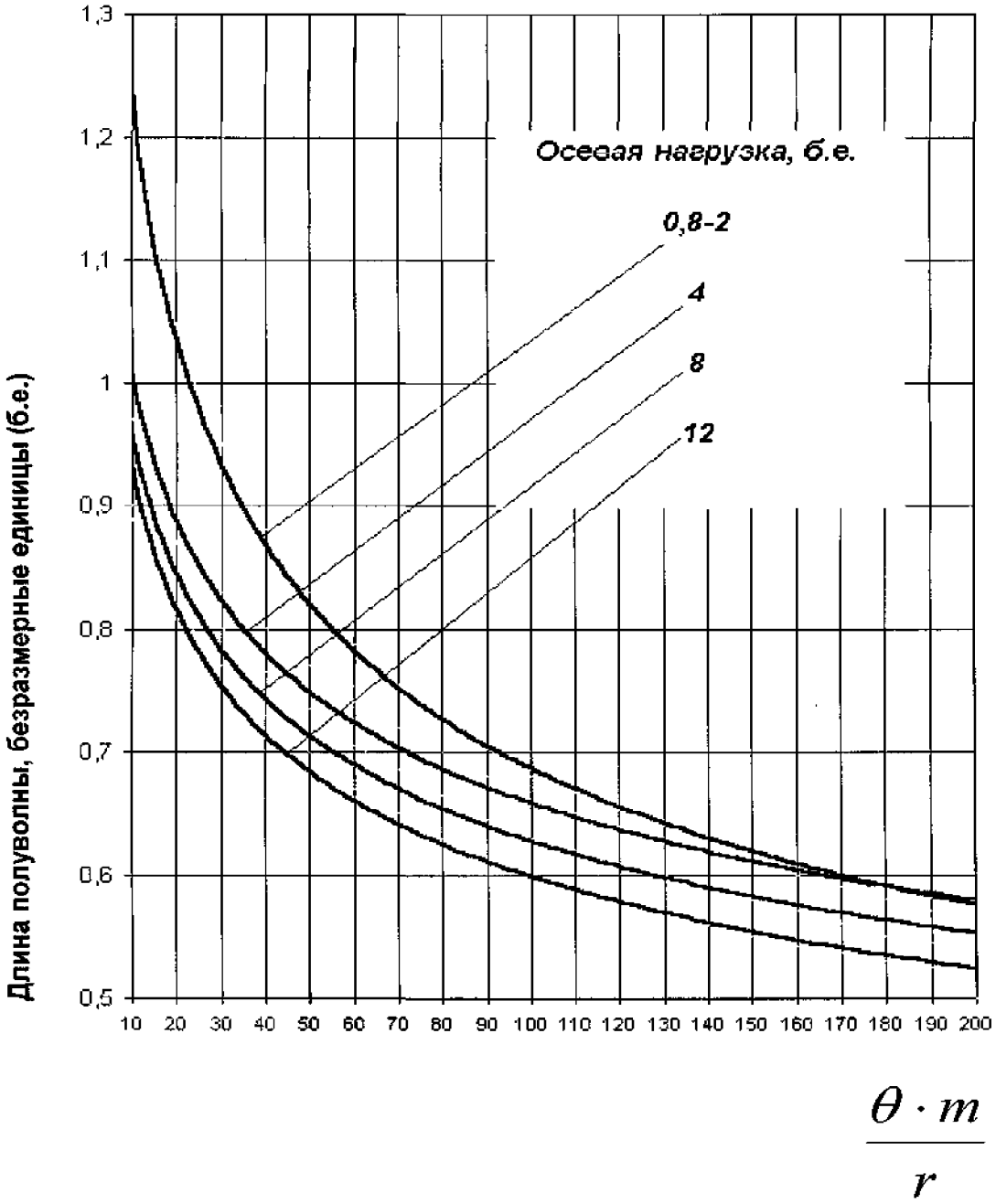


Рисунок А. 1

Музапаров М.Ж., 2005

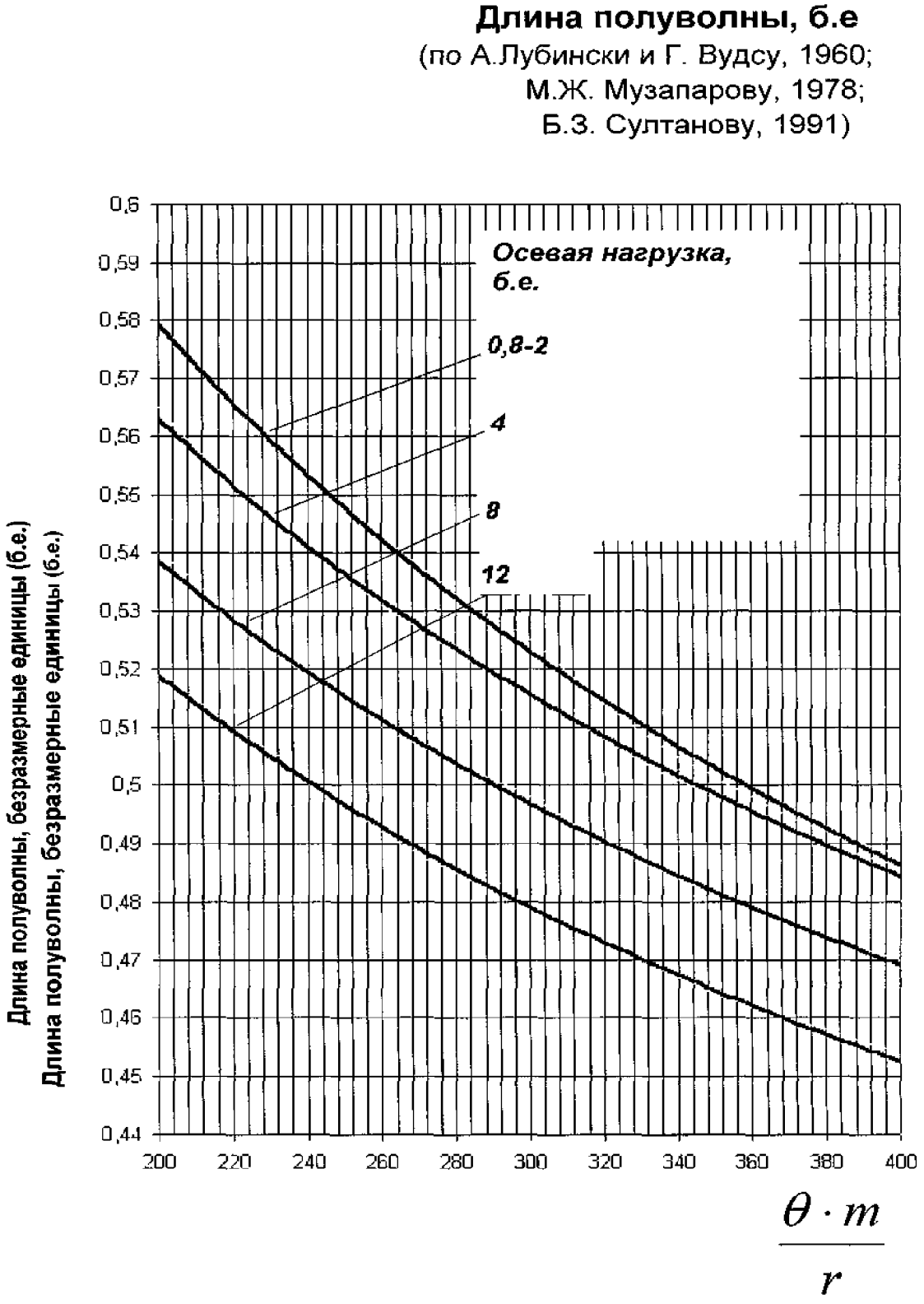

Длина полуволны, б.е
(по А.Лубински и Г. Вудсу, 1960;
М.Ж. Музапарову, 1978;
Б.З. Султанову, 1991)
Осевая нагрузка, б.е.
0,8-2
4
8
12
Длина полуволны, безразмерные единицы (б.е.)
Длина полуволны, безразмерные единицы (б.е.)
0,6
0,59
0,58
0,57
0,56
0,55
0,54
0,53
0,52
0,51
0,5
0,49
0,48
0,47
0,46
0,45
0,44
200
220
240
260
280
300
320
340
360
380
400
$\frac{\theta \cdot m}{r}$

Рисунок А.2

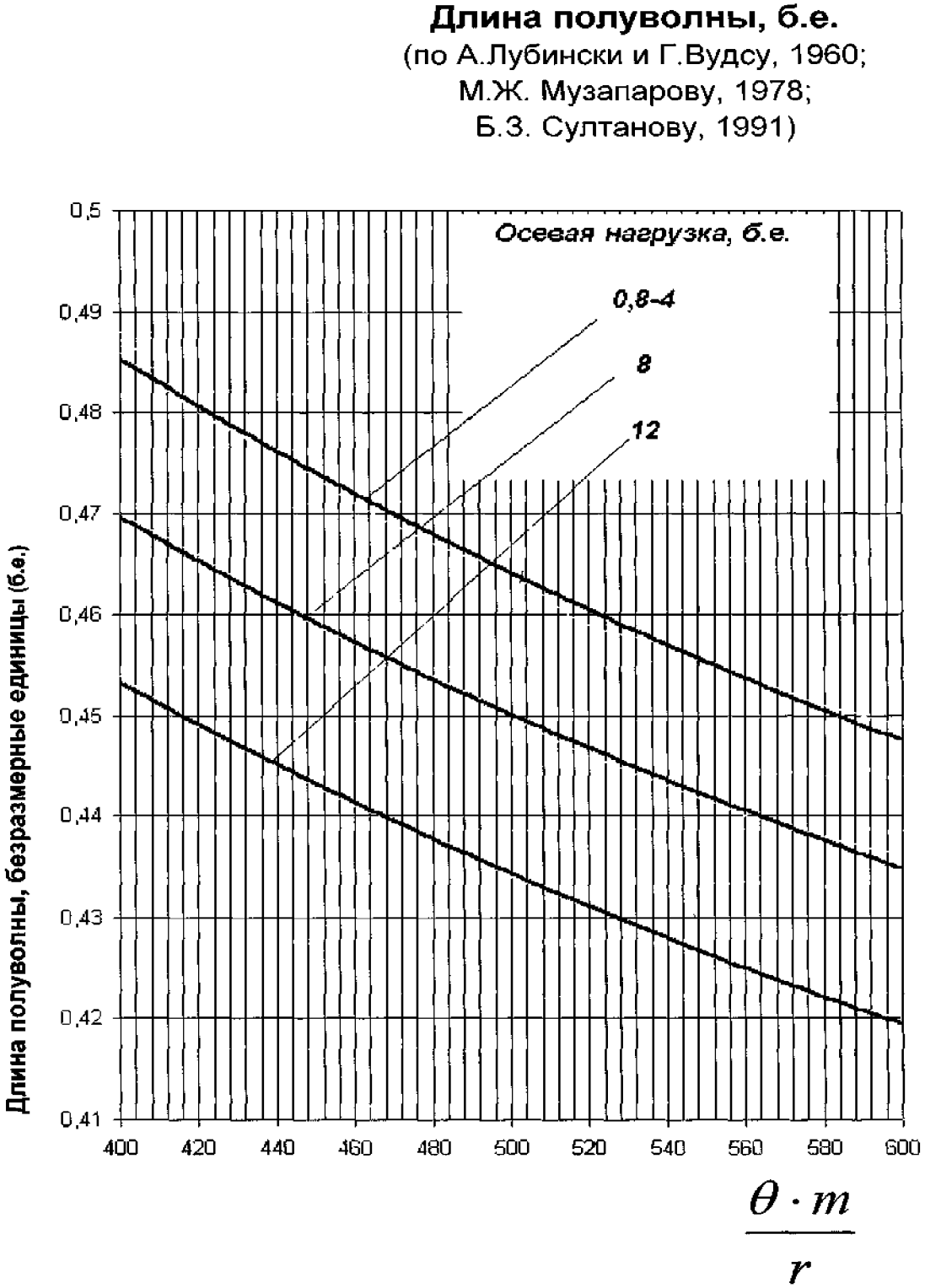


Рисунок А.3

Музапаров М.Ж., 2005

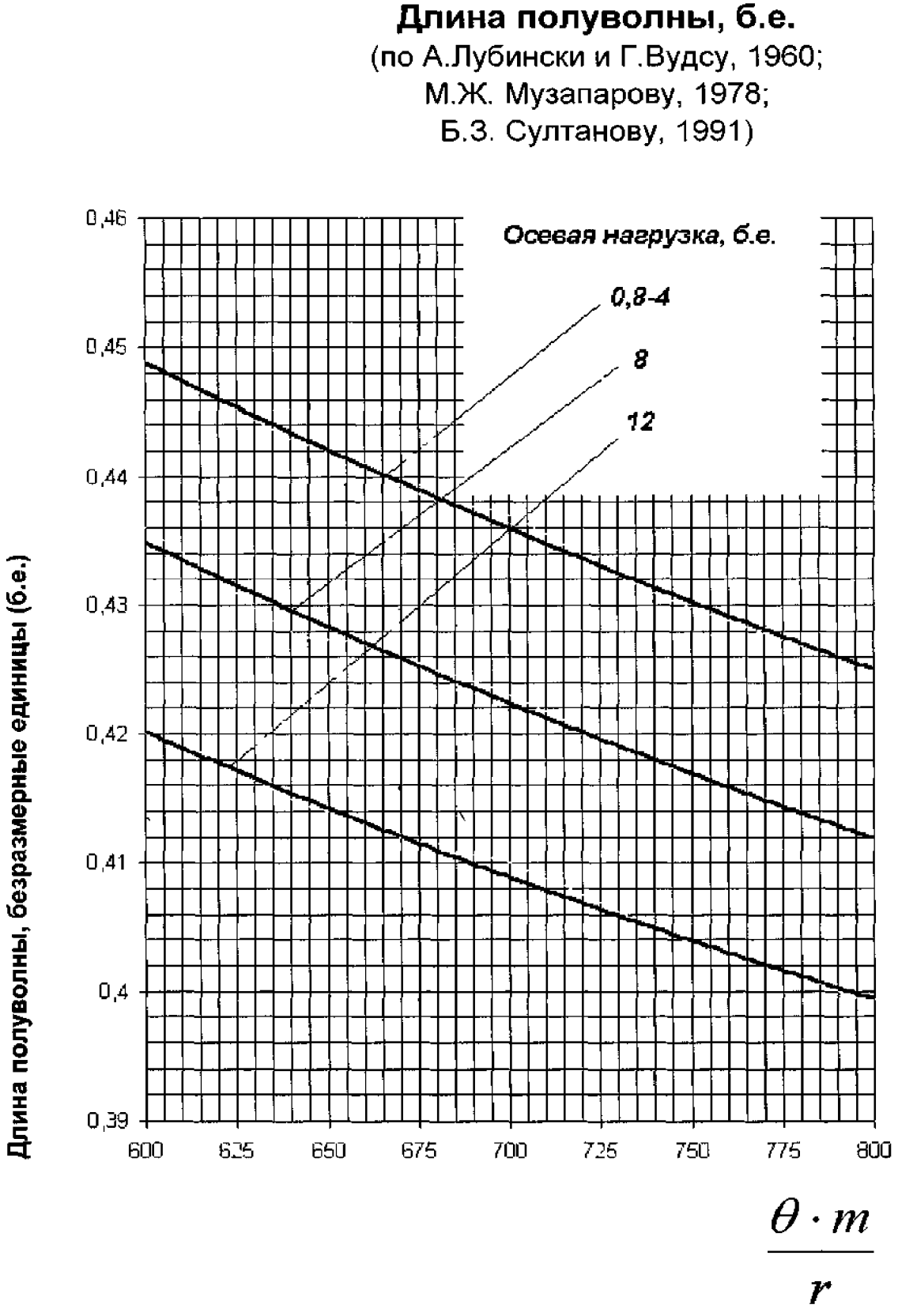

Длина полуволны, б.е.
(по А.Лубински и Г.Вудсу, 1960;
М.Ж. Музапарову, 1978;
Б.З. Султанову, 1991)
Осевая нагрузка, б.е.
0,8-4
8
12
Длина полуволны, безразмерные единицы (б.е.)
0,46
0,45
0,44
0,43
0,42
0,41
0,4
0,39
600
625
650
675
700
725
750
775
800
$\frac{\theta \cdot m}{r}$

Рисунок А.4

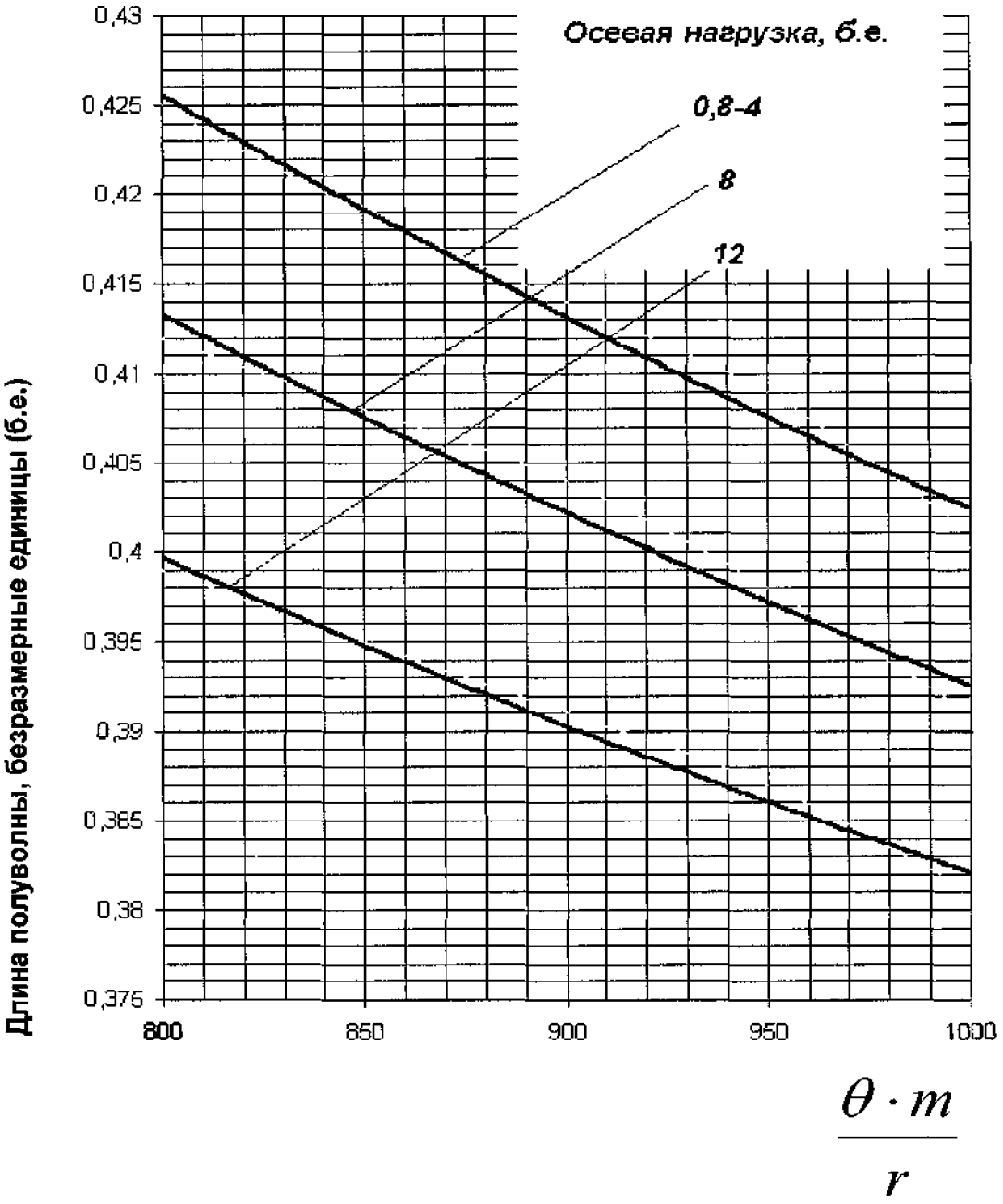

Длина полуволны, б.е.
(по А.Лубински и Г.Вудсу, 1960;
М.Ж. Музапарову, 1978;
Б.З. Султанову, 1991)
Осевая нагрузка, б.е.
0,8-4
8
12
Длина полуволны, безразмерные единицы (б.е.)
0,43
0,425
0,42
0,415
0,41
0,405
0,4
0,395
0,39
0,385
0,38
0,375
800
850
900
950
1000
$\frac{\theta \cdot m}{r}$

Рисунок А.5

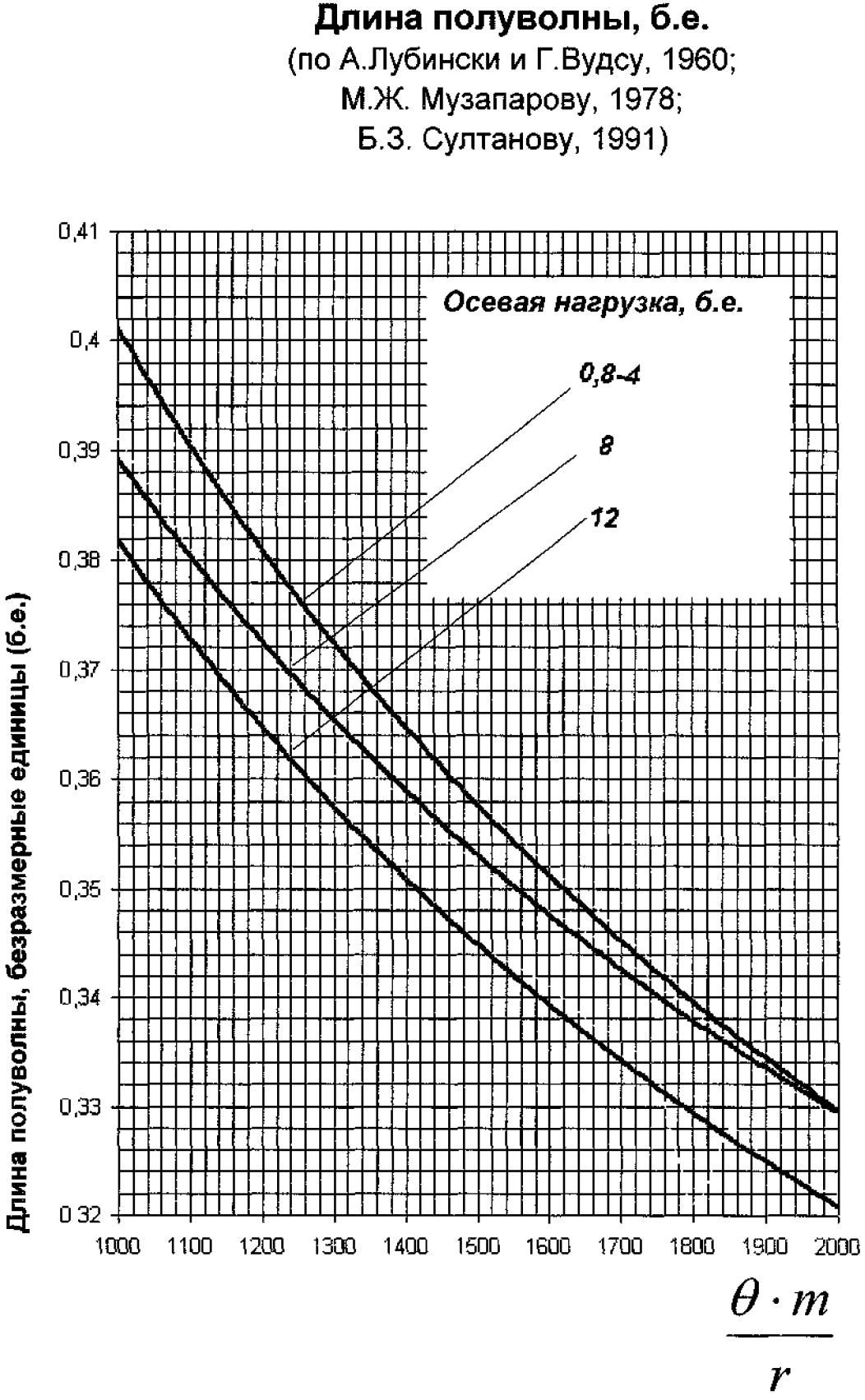

Длина полуволны, б.е.
(по А.Лубински и Г.Вудсу, 1960;
М.Ж. Музапарову, 1978;
Б.З. Султанову, 1991)
Осевая нагрузка, б.е.
0,8-4
8
12
Длина полуволны, безразмерные единицы (б.е.)
0,41
0,4
0,39
0,38
0,37
0,36
0,35
0,34
0,33
0,32
1000
1100
1200
1300
1400
1500
1600
1700
1800
1900
2000
θ · m / r

Рисунок А.6

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

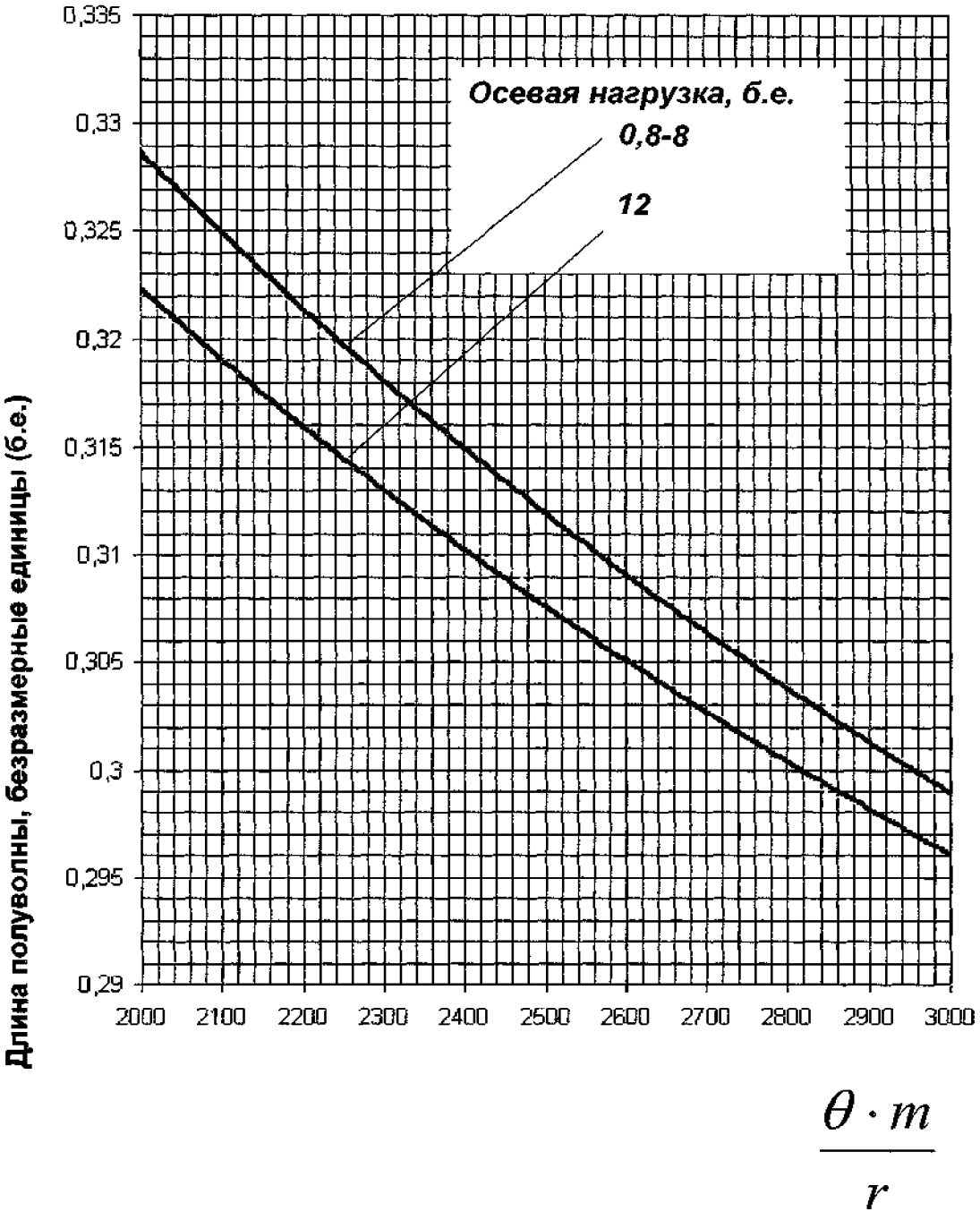


Рисунок А.7

Музапаров М.Ж., 2005

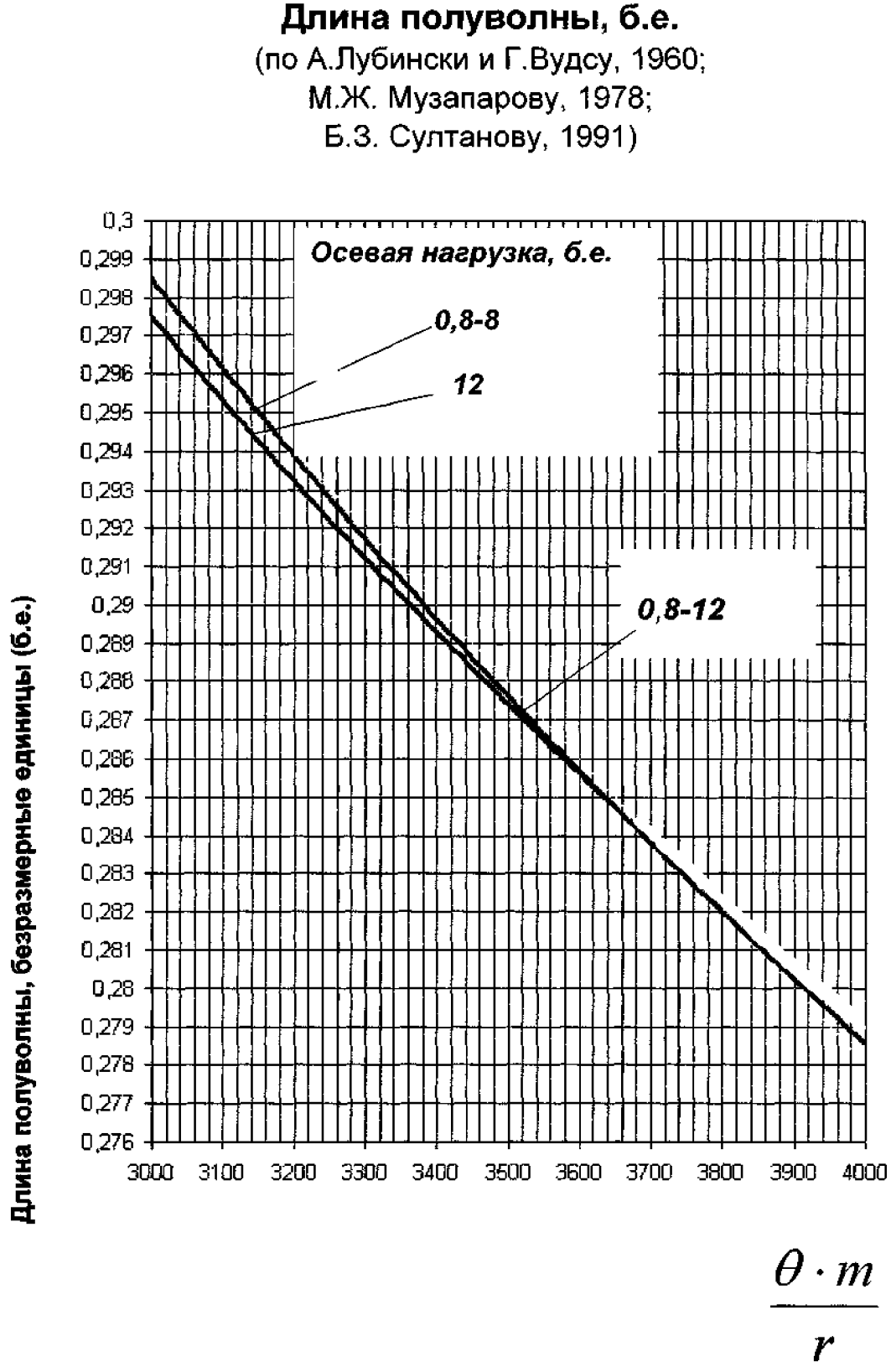

Длина полуволны, б.е.
(по А.Лубински и Г.Вудсу, 1960;
М.Ж. Музапарову, 1978;
Б.З. Султанову, 1991)
Длина полуволны, безразмерные единицы (б.е.)
Осевая нагрузка, б.е.
0,8-8
12
0,8-12
0,3
0,299
0,298
0,297
0,296
0,295
0,294
0,293
0,292
0,291
0,29
0,289
0,288
0,287
0,286
0,285
0,284
0,283
0,282
0,281
0,28
0,279
0,278
0,277
0,276
3000
3100
3200
3300
3400
3500
3600
3700
3800
3900
4000
$\frac{\theta \cdot m}{r}$

Рисунок А.8

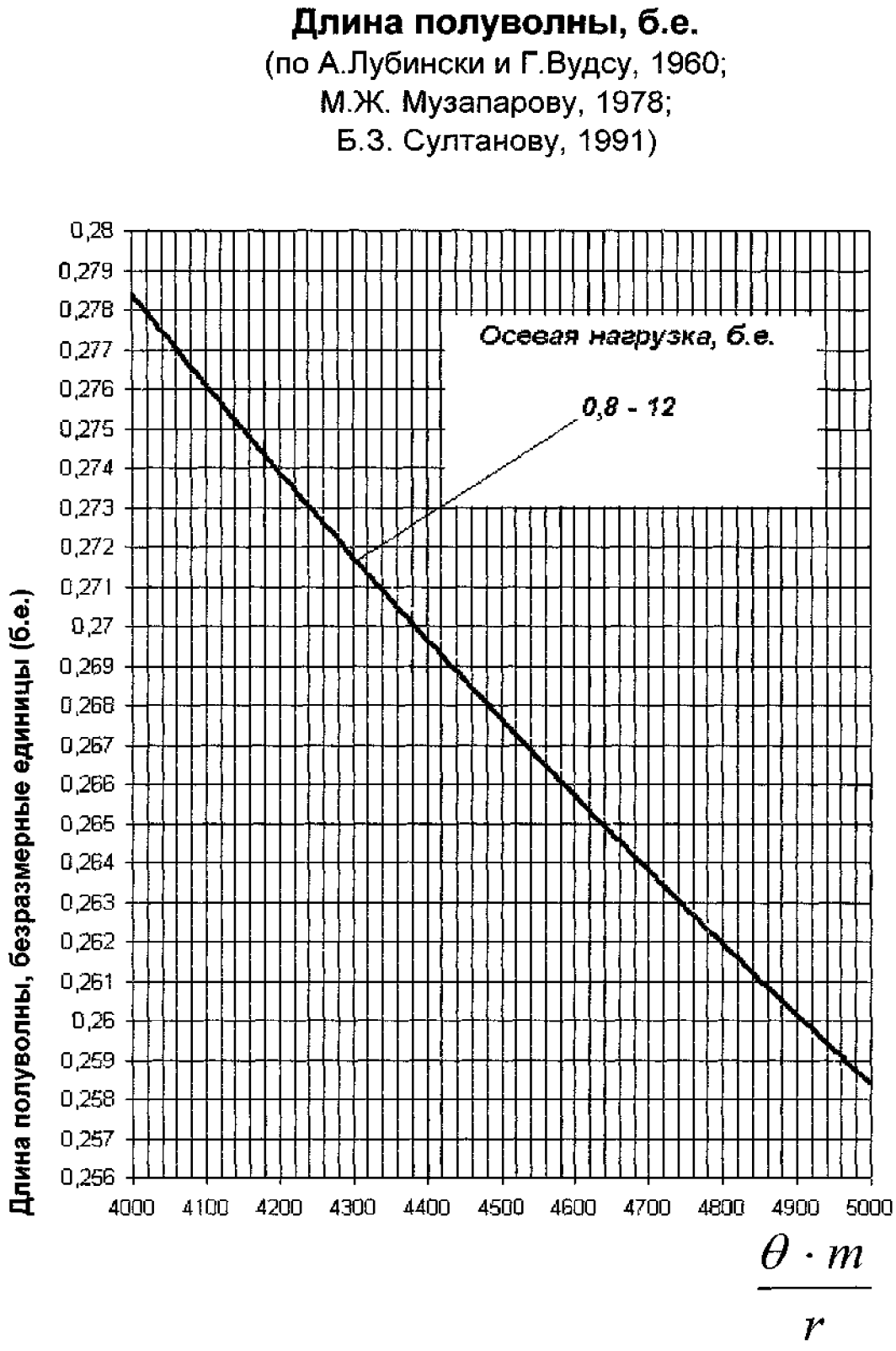

Длина полуволны, б.е.
(по А.Лубински и Г.Вудсу, 1960;
М.Ж. Музапарову, 1978;
Б.З. Султанову, 1991)
Длина полуволны, безразмерные единицы (б.е.)
0,28
0,279
0,278
0,277
0,276
0,275
0,274
0,273
0,272
0,271
0,27
0,269
0,268
0,267
0,266
0,265
0,264
0,263
0,262
0,261
0,26
0,259
0,258
0,257
0,256
4000
4100
4200
4300
4400
4500
4600
4700
4800
4900
5000
Осевая нагрузка, б.е.
0,8 - 12
$\frac{\theta \cdot m}{r}$

Рисунок А.9

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

РАСЧЁТЫ ДЛИНЫ ПОЛУВОЛН НИЗА БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН

При бурении с использованием глинистого раствора с удельным весом $\gamma = 1{,}15 - 1{,}25$ *г/см*^{3}

Утяжелённые бурильные трубы УБТ- 178

Исходные данные: диаметр скважины $D_c = 216$ *мм*, вес 1 *м* ***УБТ–178/90*** в воздухе 1,56 *кН*, плотность глинистого раствора $\gamma = 1{,}25$ *г/см*^{3}.

Требуется рассчитать длины полуволн ***УБТ-178*** для зенитных углов $1\ldots90^0$ и осевых нагрузок 100…200 *кН*.

Решение. Длина безразмерной единицы веса ***УБТ-178*** в глинистом растворе $m = 10^{-2}\sqrt[3]{\dfrac{EI}{10^{-2}k\rho_T}} = 10^{-2}\sqrt[3]{\dfrac{2{,}1\cdot10^6\cdot3{,}14\cdot(17{,}8^4-9{,}0^4)}{10^{-2}0{,}84\cdot156\cdot64}} = 19{,}64$ *м*,

где k - коэффициент, зависящий от материала труб и плотности промывочной жидкости (таблица Б1).

Таблица Б1- Коэффициент k

Тип трубы	Плотность промывочной жидкости $\gamma =$ *г/см*^{3}											
	Вода	глинистый раствор										
	1,0	1,10	1,20	1,25	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1
СБТ	0,87	0,86	0,85	0,84	0,83	0,82	0,81	0,80	0,78	0,77	0,76	0,74	0,73
ЛБТ	0,70	0,67	0,64	0,62	0,61	0,50	0,46	0,43	0,39	0,36	0,32	0,29	0,26

Вес одной ***безразмерной единицы***

$$\boldsymbol{тр}_T = 19{,}64 \cdot 0{,}84 \cdot 1{,}56 = 25{,}7 \text{ кН}$$

Заданные осевые нагрузки: 100 *кН* : 25,7 = 4 ***б.е.***

150 *кН* : 25,7 = 6 ***б.е.***

200 *кН* : 25,7 = 8 ***б.е.***

Результаты расчётов L_T ***УБТ-178*** приводятся в таблице Б2 и на рисунке Б1.

Таблица Б2 - Длина полуволны ***УБТ-178*** в горизонтально- направленной скважине диаметром 216 *мм*

Зенитный угол скважины θ		$\frac{\theta \cdot m}{r}$ $\frac{m}{r}=1042$	Осевая нагрузка в безразмерных единицах					
			4		6		8	
			в килоньютонах (*кН*)					
			4 · 25,7=102,8		6 · 25,7=154,2		8 · 25,7=205,6	
			Длина полуволны					
градусы	*радиан*		б.е. по табл.2	*м*	б.е. по табл.2	*м*	б.е. по табл.2	*м*
1	0,0174	18	0,890	17,6	0,872	17,3	0,854	16,9
3	0,0524	55	0,755	14,9	0,737	14,6	0,720	14,2
5	0,0873	91	0,678	13,4	0,660	13,1	0,643	12,7
10	0,1745	182	0,578	11,4	0,564	11,2	0,549	10,9
15	0,2618	273	0,526	10,4	0,516	10,2	0,506	10,0
20	0,3491	364	0,495	9,8	0,485	9,6	0,478	9,4
25	0,4363	455	0,472	9,3	0,465	9,2	0,458	9,1
30	0,5236	546	0,456	9,0	0,449	8,9	0,442	8,7
35	0,6109	637	0,443	8,8	0,435	8,6	0,428	8,5
40	0,6981	727	0,432	8,5	0,425	8,4	0,419	8,3
45	0,7854	818	0,423	8,4	0,417	8,2	0,411	8,1
50	0,8727	909	0,413	8,2	0,408	8,1	0,403	8,0
55	0,9599	1000	0,401	7,9	0,396	7,8	0,391	7,7
60	1,0472	1091	0,392	7,7	0,387	7,6	0,382	7,5
65	1,1345	1182	0,383	7,5	0,378	7,4	0,373	7,3
70	1,2217	1273	0,374	7,3	0,370	7,25	0,366	7,2
75	1,3090	1364	0,367	7,2	0,363	7,15	0,360	7,1
80	1,3963	1455	0,361	7,1	0,358	7,05	0,355	7,0
85	1,4835	1546	0,355	7,0	0,353	6,95	0,350	6,9
90	1,5705	1636	0,350	6,9	0,348	6,85	0,346	6,8

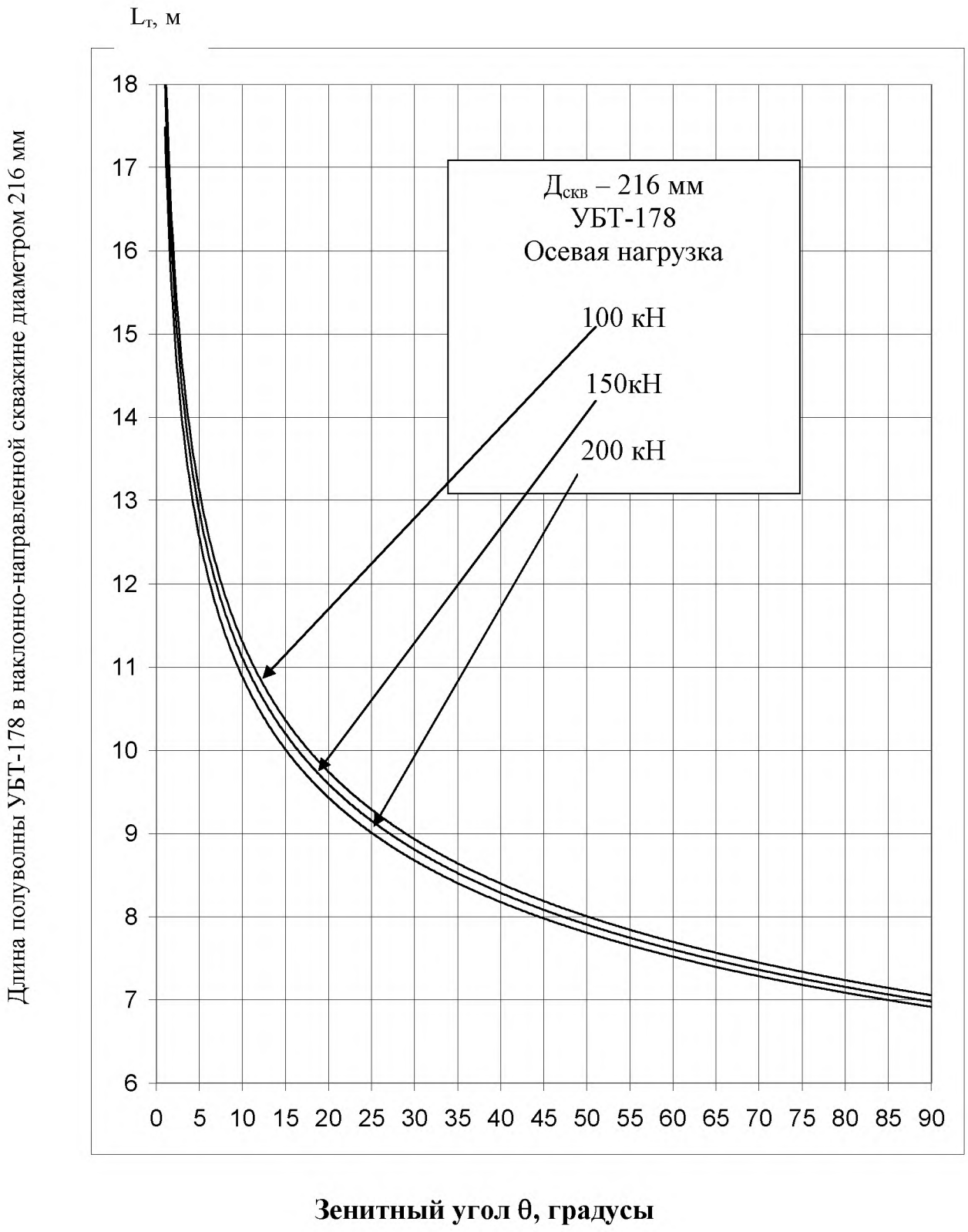


Рисунок Б1 - Длина полуволны L_T ***УБТ-178*** в наклонно-направленной скважине диаметром 215,9 мм

Утяжелённые бурильные трубы УБТ-146

Исходные данные: диаметр скважины 216 *мм*, вес 1 *м* ***УБТ-146*** с учетом замковых соединений в воздухе 0,96 к*Н*, бурение осуществляется глинистым раствором с плотностью 1,2 *г/см*^{3}.

Требуется рассчитать длины полуволн ***УБТ-146*** для осевых нагрузок 57-171 *кН* в диапазоне зенитных углов от 1 до 90 *градусов.*

Решение. Длина безразмерной единицы веса ***УБТ-146*** в глинистом растворе: $m = 10^{-2}\sqrt[3]{\frac{2{,}1\cdot 10^6\cdot 3{,}14\cdot(14{,}6^4-7{,}5^4)}{10^{-2}\cdot 64\cdot 0{,}85\cdot 96}} = 17{,}48\ м$.

Вес одной безразмерной единицы $\boldsymbol{m\,p_T} = 17{,}48\cdot 0{,}85\cdot 96 = 14{,}26$ к*Н*

Заданные осевые нагрузки: 57,05 к*Н* : 14,26 к*Н* = 4 ***б.е.*** 85,56 к*Н* = 6 ***б.е.***

14,08 к*Н* = 8 ***б.е.*** 142,60 *кН* = 10 ***б.е.*** 171,12 к*Н* = 12 ***б.е.***

Соотношение $\frac{m}{r} = \frac{17{,}48\cdot 2}{0{,}216-0{,}146} = 499{,}4$

Результаты расчетов $\boldsymbol{L}_{\text{т}}$ ***УБТ-146*** приводятся в таблице Б3 и на рисунке Б2.

Утяжелённые бурильные трубы УБТ-203

Исходные данные: диаметр скважины Dc = 216 *мм*, вес 1 *м* ***УБТ-203*** в воздухе 1,925 к*Н*, плотность глинистого раствора 1,2 *г/см*^{3}.

Требуется рассчитать длины полуволн ***УБТ-203*** для зенитных углов скважины от 1 до 90 *градусов* и осевых нагрузок 70-210 *кН*.

Решение. Длина безразмерной единицы веса ***УБТ-203*** в глинистом растворе:

$$m = 10^{-2}\sqrt[3]{\frac{2{,}1\cdot 10^6\cdot 3{,}14\cdot(20{,}3^4-10^4)}{10^{-2}\cdot 64\cdot 0{,}85\cdot 192{,}5}} = 21{,}6\ м$$

Вес 1 безразмерной единицы $\boldsymbol{m\,p}_{\text{т}} = 21{,}6\cdot 0{,}85\cdot 1{,}925 = 35{,}3$кН

Заданные осевые нагрузки: 70 *кН* : 35,3*кН*=2 ***б.е.*** 140 *кН* : 35,3кН=4 ***б.е.***

210 *кН* : 35,3кН=6 ***б.е*** Соотношение $\frac{m}{r} = \frac{21{,}6\cdot 2}{0{,}013} = 3322$

Результаты расчетов L_T ***УБТ-203*** приводятся в таблице Б4 и на рисунке Б3.

Таблица Б3 - Длина полуволны ***УБТ-146*** в горизонтально- направленной скважине диаметром 216 *мм*

Зенитный угол θ, *град*	$\frac{\theta \cdot m}{r}$ $\frac{m}{r} = 499$	Осевая нагрузка в ***безразмерных единицах***									
		4		6		8		10		12	
		Длина полуволны									
		б.е.	*м*	*б.е.*	*м*	*б.е.*	*м*	*б.е.*	*м*	*б.е.*	*м*
1	9	0,980	17,1	0,943	16,5	0,905	15,8	0,900	15,7	0,897	15,7
3	26	0,846	14,8	0,832	14,5	0,817	14,3	0,803	14,0	0,790	13,8
5	44	0,788	13,8	0,770	13,5	0,753	13,2	0,735	12,8	0,718	12,5
10	87	0,686	12,0	0,668	11,7	0,654	11,4	0,633	11,1	0,616	10,8
15	131	0,629	11,0	0,614	10,7	0,599	10,5	0,583	10,2	0,567	9,9
20	174	0,586	10,2	0,571	10,0	0,556	9,7	0,545	9,5	0,535	9,3
25	218	0,553	9,7	0,541	9,4	0,529	9,2	0,520	9,1	0,511	8,9
30	261	0,531	9,3	0,520	9,1	0,510	8,9	0,501	8,8	0,492	8,6
35	305	0,514	9,0	0,505	8,8	0,496	8,7	0,488	8,5	0,477	8,3
40	349	0,498	8,7	0,489	8,5	0,481	8,4	0,472	8,2	0,464	8,1
45	392	0,488	8,5	0,480	8,4	0,472	8,2	0,464	8,1	0,456	8,0
50	436	0,477	8,3	0,470	8,2	0,463	8,1	0,454	7,9	0,446	7,8
55	479	0,467	8,1	0,460	8,0	0,454	7,9	0,446	7,8	0,438	7,7
60	523	0,459	8,0	0,453	7,9	0,446	7,8	0,438	7,7	0,431	7,6
65	567	0,452	7,9	0,445	7,8	0,439	7,7	0,431	7,6	0,423	7,5
70	610	0,447	7,8	0,440	7,7	0,433	7,6	0,426	7,5	0,419	7,4
75	654	0,442	7,7	0,434	7,6	0,427	7,5	0,420	7,4	0,413	7,2
80	697	0,437	7,6	0,430	7,5	0,423	7,4	0,417	7,3	0,410	7,2
85	741	0,431	7,5	0,425	7,4	0,418	7,3	0,411	7,2	0,405	7,1
90	784	0,427	7,4	0,420	7,3	0,413	7,2	0,406	7,1	0,400	7,0

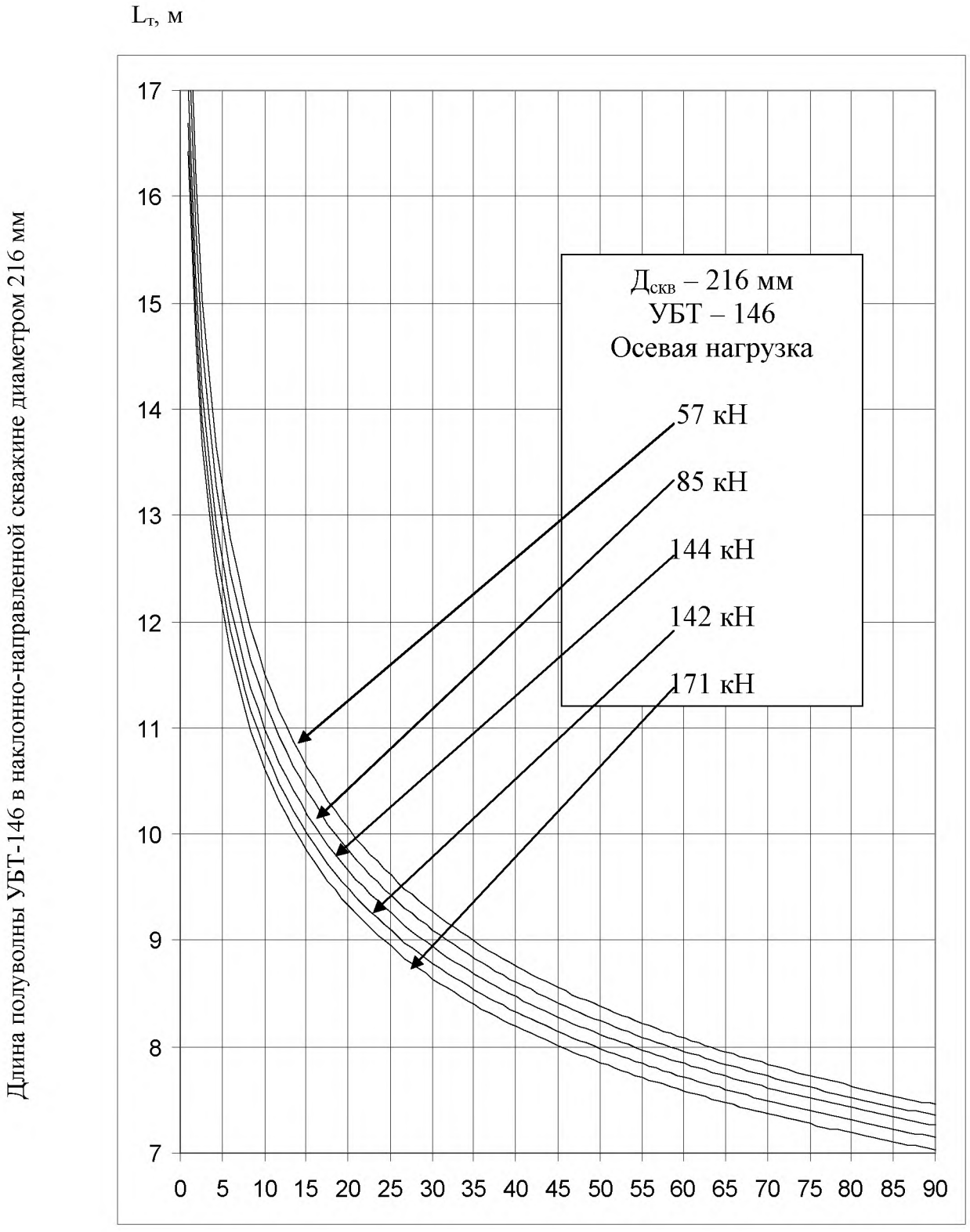


Рисунок Б2 - Длина полуволны L_T ***УБТ-146*** в горизонтально-направленной скважине диаметром 216 мм

Таблица Б4 - Длина полуволны **УБТ-203** в горизонтально - направленной скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол θ, *град*	$\frac{\theta m}{r}$	Осевая нагрузка в ***безразмерных единицах***							
		2		4		6		8	
		Длина полуволны							
		б.е.	*м*	*б.е.*	*м*	*б.е.*	*м*	*б.е.*	*м*
1	58	0,796	17,2	0,746	16,1	0,728	15,7	0,711	15,3
3	174	0,595	12,8	0,586	12,6	0,571	12,3	0,556	12,0
5	290	0,529	11,4	0,519	11,2	0,510	11,0	0,501	10,8
10	580	0,451		0,451	9,7	0,445	9,6	0,438	9,4
15	870	0,416		0,416	9,0	0,411	8,9	0,406	8,8
20	1160	0,385		0,385	8,3	0,380	8,2	0,375	8,1
25	1450	0,361		0,361	7,8	0,358	7,7	0,355	7,6
30	1740	0,343		0,343	7,4	0,342	7,38	0,341	7,36
35	2030	0,328		0,328	7,1				
40	2320			0,318	6,9				
45	2610			0,309	6,7				
50	2900			0,302	6,5				
55	3188			0,294	6,3				
60	3478			0,288	6,2				
65	3768			0,282	6,1				
70	4058			0,276	6,0				
75	4348			0,271	5,9				
80	4638			0,266	5,7				
85	4927			0,261	5,6				
90	5217			0,256	5,5				

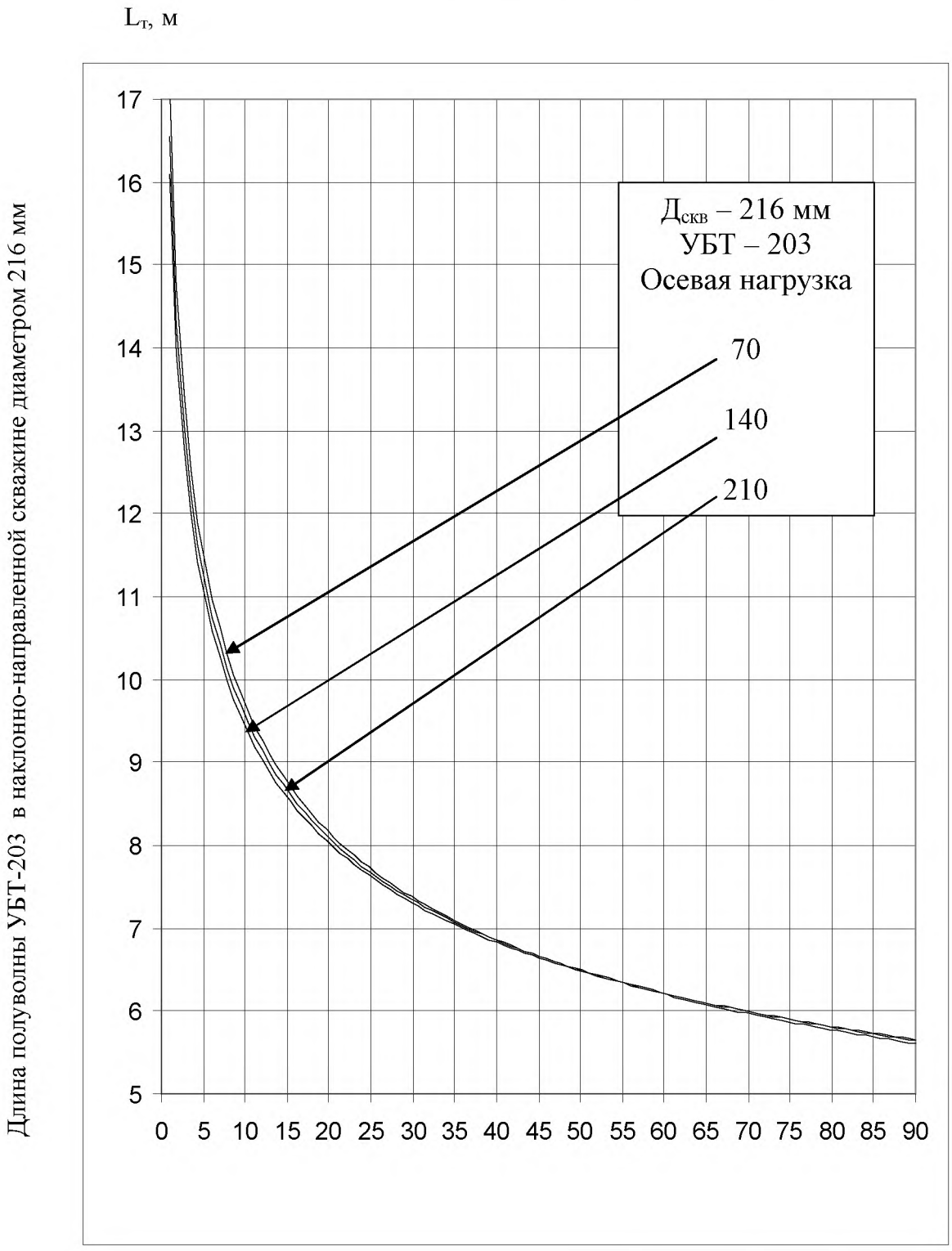


Рисунок Б3 - Длина полуволны L_T ***УБТ-203*** в горизонтально-направленной скважине диаметром 216 мм

Утяжелённые бурильные трубы ТБПВ-127

Исходные данные: диаметр скважины ***Dc*** = 216 *мм*, вес 1 *м* ***ТБПВ-127*** в воздухе 0,325 к*Н*, плотность глинистого раствора 1,2 *г/см*^{3}.

Требуется рассчитать длины полуволн ***ТБПВ-127*** для зенитных углов скважины от 1 до 90 *градусов* и осевых нагрузок 9,00-*37,00кН*.

Решение. Длина безразмерной единицы веса ***ТБПВ-127*** в глинистом растворе:

$$m = 10^{-2}\sqrt[3]{\frac{2{,}1\cdot 10^6\cdot 3{,}14\cdot(12{,}7^4-10{,}7^4)}{10^{-2}\cdot 64\cdot 0{,}85\cdot 32{,}5}} = 16{,}9\ м$$

Вес одной *безразмерной единицы*

$$\boldsymbol{m}\,\boldsymbol{p}_{\text{т}} = 16{,}9\cdot 0{,}85\cdot 0{,}325 = 4{,}669\ \text{к}H$$

Заданные осевые нагрузки:

9,34 к*Н* : 4,67кН=2 ***б.е.***

18,68к*Н* : 4,67кН=4 ***б.е.***

37,36к*Н* : 4,67кН=8 ***б.е.***

56,04к*Н* : 4,67кН=12 ***б.е.***

74,72к*Н* : 4,67кН=16 ***б.е***.

93,40к*Н* : 4,67кН=20 ***б.е.***

Соотношение $\dfrac{m}{r} = \dfrac{16{,}9\cdot 2}{0{,}216-0{,}127} = 379{,}8 \approx 380{,}0$.

Расчеты $\boldsymbol{L}_{\text{т}}$ ***ТБПВ-127*** приводятся в таблице Б5 и на рисунке Б4.

Таблица Б5 - Длина полуволны **ТБПВ-127** в наклонно направленной скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол θ, *град*	$\frac{\theta \cdot m}{r}$ $\frac{m}{r} = 380$	Осевая нагрузка в ***безразмерных единицах***					
		2		4		8	
		Длина полуволны					
		б.е.	*м*	*б.е.*	*м*	*б.е.*	*м*
3	20	1,046	17,7	0,870	14,7	0,845	14,3
5	33	0,929	15,7	0,821	13,9	0,789	13,3
10	66	0,775	13,1	0,732	12,4	0,697	11,8
15	99	0,683	11,5	0,662	11,2	0,631	10,7
20	133	0,637	10,8	0,627	10,6	0,597	10,1
25	166	0,602	10,2	0,594	10,0	0,564	9,5
30	199	0,580	9,8	0,565	9,5	0,540	9,1
35	232	0,558	9,4	0,545	9,2	0,522	8,8
40	265	0,545	9,2	0,529	8,9	0,508	8,6
45	298	0,526	8,9	0,516	8,7	0,498	8,4
50	332	0,509	8,6	0,504	8,5	0,486	8,2
55	365	0,497	8,4	0,493	8,3	0,476	8,0
60	398	0,488	8,2	0,486	8,2	0,470	7,9
65	431	0,478	8,1	0,478	8,1	0,463	7,8
70	464	0,473	8,0	0,473	8,0	0,456	7,7
75	497	0,464	7,8	0,464	7,8	0,450	7,6
80	530	0,458	7,7	0,458	7,7	0,444	7,5
85	564	0,453	7,6	0,453	7,6	0,440	7,4
90	597	0,449	7,5	0,449	7,5	0,436	7,3

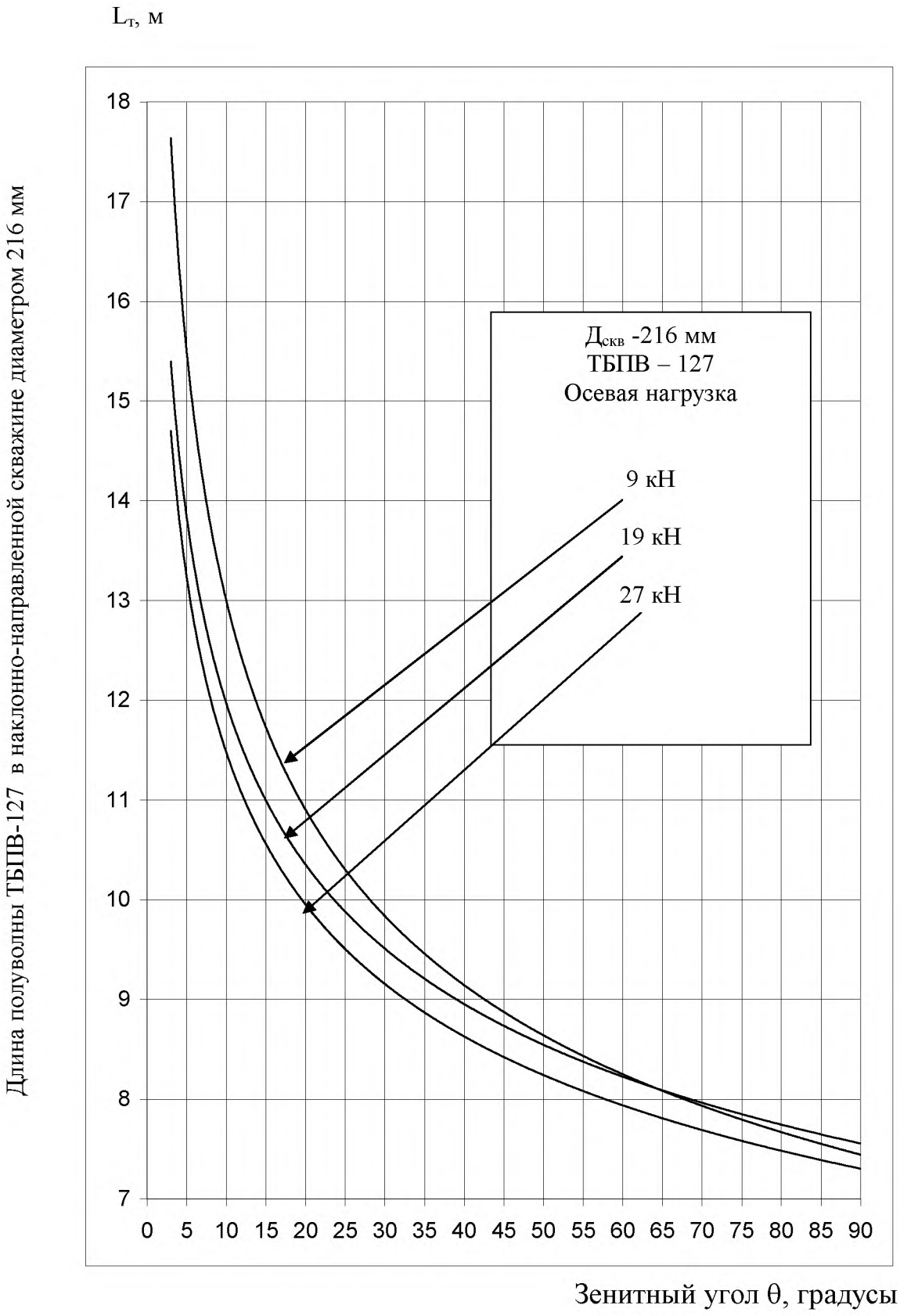


Рисунок Б4 - Длина полуволны ***L_T ТБПВ-127*** в горизонтально-направленной скважине диаметром 216 мм

Утяжелённые бурильные трубы УБТ-127

Исходные данные:

диаметр скважины ***Dc***=216 *мм*, вес 1*м* ***УБТ-127*** в воздухе 0,789 к*Н*,

плотность глинистого раствора 1,15-1,2 $г/см^3$.

Требуется рассчитать длины полуволн ***УБТ-127*** для зенитных углов скважины от 3 до 90 градусов и осевых нагрузок 82-205 *кН*.

Решение. Длина безразмерной единицы веса ***УБТ-127*** в глинистом растворе:

$$m = 10^{-2}\sqrt[3]{\frac{2{,}1\cdot 10^6 \cdot 3{,}14\cdot(12{,}7^4 - 7{,}14^4)}{10^{-2}\cdot 64\cdot 0{,}85\cdot 78{,}9}} = 15{,}3м$$

Вес одной безразмерной единицы

$$m\ P_т = 15{,}3 \cdot 0{,}789 = 10{,}26 \text{ кН}.$$

Заданные осевые нагрузки:

82,08 кН : 10,26кН = 8 б.е.

123,12 кН : 10,26кН= 12 б.е.

164,16 кН : 10,26кН = 16 б.е.

205,20 кН : 10,26кН = 20 б.е.

Соотношение $\frac{m}{r} = \frac{15{,}3\cdot 2}{0{,}216 - 0{,}127} = 344$

Результаты расчетов L_T для ***УБТ-127*** приводятся в таблице Б6 и на рисунке Б5.

Таблица Б6 - Длина полуволны ***УБТ–127*** в наклонно направленной скважине ø216 мм ($\gamma = 1{,}15 - 1{,}2$ *г/см*^{3})

Зенитный угол скважины	$\frac{\theta \cdot m}{r}$	Осевая нагрузка в б.***е (кН)***							
		8 (82)		12(123)		16 (164)		20 (205)	
		Длина полуволны							
		б.е	*м*	б.е	*м*	б.е	*м*	б.е	*м*
3	18		13,1		12,8				
5	30		12,2		11,8				
10	60		10,8		10,2				
15	90		9,9		9,3				
20	120		9,3		8,8				
25	150		8,9		8,4				
30	180		8,4		8,1				
35	210		8,2		7,9		7,3		7,0
40	240		7,9		7,65		7,2		6,9
45	270		7,8		7,3		7,1		6,8
50	300	0,497	7,6	0,479	7,3	0,459	7,0	0,436	6,7
55	330	0,487	,45	0,470	7,2	0,449	6,9	0,429	6,6
60	360	0,479	7,3	0,463	7,1	0,442	6,8	0,423	6,5
65	390	0,471	7,2	0,455	7,0	0,436	6,7	0,418	6,4
70	420	0,465	7,1	0,449	6,9	0,431	6,6	0,412	6,3
75	450	0,459	7,0	0,443	6,8	0,425	6,5	0,409	6,25
80	480	0,454	6,9	0,438	6,7	0,421	6,45	0,407	6,2
85	510	0,449	6,85	0,433	6,6	0,418	6,4	0,404	6,15
90	540	0,444	67,8	0,428	6,5	0,415	6,3	0,400	6,1

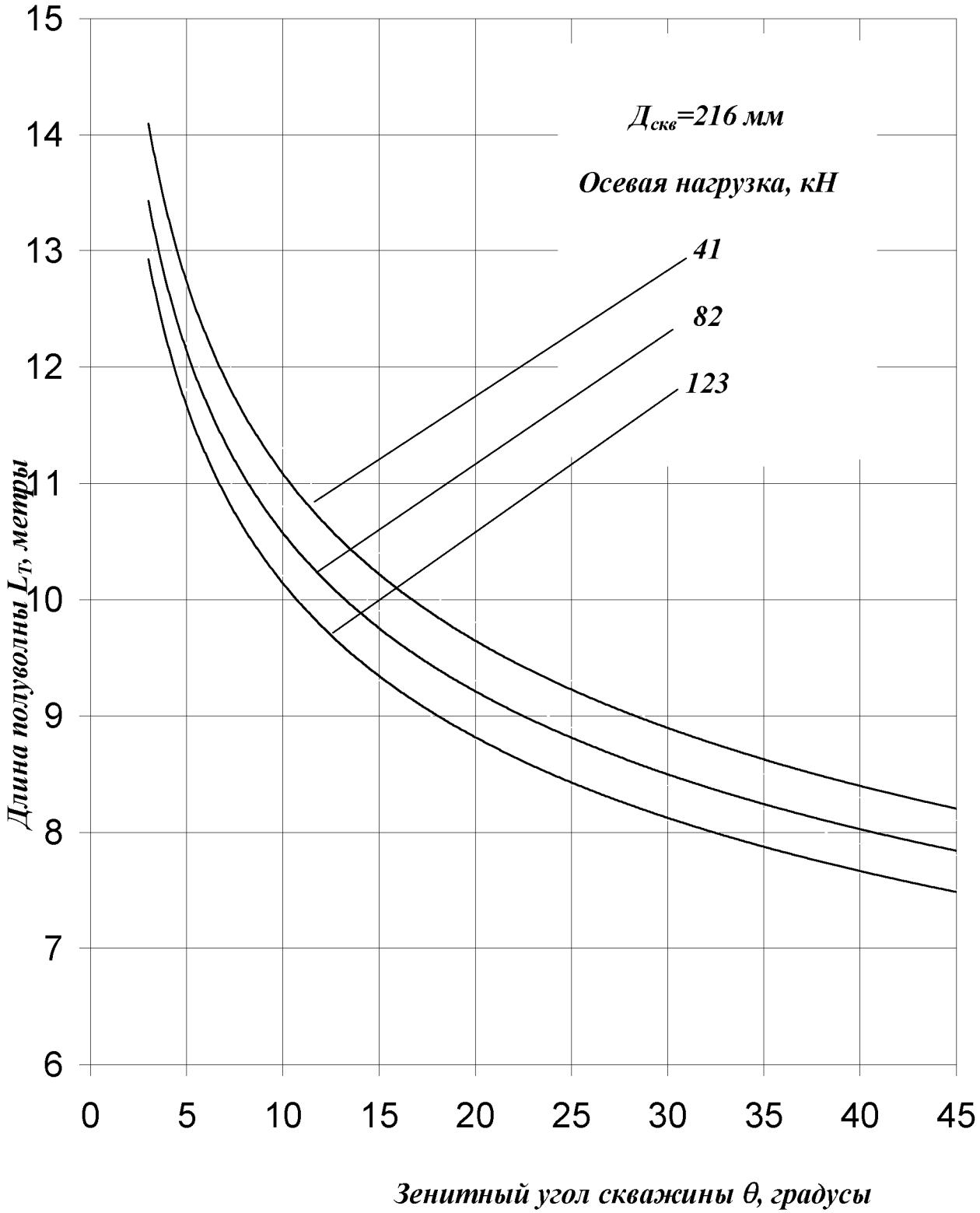


Рисунок Б5 - Длина полуволны L_T **УБТ-127** в наклонно направленной скважине диаметром **216** *мм* (γ = 1,15-1,2 $г/см^3$)

Утяжелённые бурильные трубы УБТ-159/57,2

Исходные данные: диаметр скважины 216 мм, вес 1 м УБТ-159/57,2 с учётом замковых соединений в воздухе 1,354 кН, бурение осуществляется раствором γ=1,15-1,2г/см^3, осевые нагрузки 51-205 кН, зенитные углы 1- 45^0.

Решение. Длина безразмерной единицы веса УБТ-159/57,2 глинистом растворе:

$$m = 10^{-2}\sqrt[3]{\frac{2{,}1\cdot 10^6 \cdot 3{,}14\cdot(15{,}88^4 - 5{,}72^4)}{10^{-2}\cdot 64\cdot 0{,}85\cdot 135{,}4}} = 19{,}0\ м.$$

Вес одной безразмерной единицы $m\,p_T$ = 19,0 · 1,354 = 25,726 кН

Заданные осевые нагрузки: 51,45 кН: 25,726 кН = 2 б.е.

102,90 кН: 25,726 кН = 4 б.е. 205,81 кН: 25,726 кН = 8 б.е.

Соотношение $$\frac{m}{r} = \frac{19{,}0\cdot 2}{0{,}2159 - 0{,}1588} = 665{,}5.$$

Результаты расчетов L_T для УБТ-159/57,2 приводятся в таблице Б7 и на рисунке Б6.

Таблица Б7 - Длина полуволны УБТ-159/57,2 в наклонно- направленной скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол θ, град	$\frac{\theta\cdot m}{r}$ $\frac{m}{r}$ = 665	Осевая нагрузка в безразмерных единицах					
		4		2		8	
		Длина полуволны					
		б.е.	м	б.е.	м	б.е.	м
1	2	3	4	5	5	6	7
1	11,6	0,950	18,0	1,182	22,4	0,890	17,0
3	34,8	0,815	15,5	0,916	17,4	0,785	14,9
5	58,0	0,746	14,2	0,796	15,1	0,711	13,5
10	116,0	0,645	12,2	0,659	12,5	0,584	11,1

Продолжение таблицы Б7

1	2	3	4	5	6	7	8
15	174	0,585	11,1	0,595	11,3	0,555	10,5
20	232	0,544	10,3	0,558	10,6	0,522	9,9
25	290	0,519	9,9	0,529	10,0	0,5,1	9,5
30	348	0,498	9,5	0,502	9,55	0,482	9,1
35	406	0,485	9,2	0,486	9,25	0,469	8,9
40	464	0,470	8,9	0,470	8,95	0,456	8,7
45	522	0,459	8,7	0,459	8,7	0,446	8,5

Утяжелённые бурильные трубы УБТ-159/71,4

Исходные данные: диаметр скважины 216 мм, вес 1 м УБТ-159/71,4 с учётом замковых соединений в воздухе 1,235 кН, бурение осуществляется глинистым раствором с плотностью γ=1,15 - 1,2 г/см^3.

Требуется рассчитать длины полуволн УБТ-159/71,4 для осевых нагрузок 45-180 кН в диапазоне зенитных углов от 1 до 45 градусов.

Решение. Длина безразмерной единицы веса УБТ-159/71,4 в глинистом растворе:

$$m = 10^{-2}\sqrt[3]{\frac{2{,}1\cdot 10^6 \cdot 3{,}14\cdot(15{,}88^4 - 7{,}14^4)}{10^{-2}\cdot 64\cdot 0{,}85\cdot 123{,}5}} = 18{,}1\ м.$$

Вес одной безразмерной единицы $m\,p_T$ = 18,1 · 1,235 = 22,35 кН.

Заданные осевые нагрузки: 44,71кН : 22,35кН=2б.е. 89,41кН :22,35 кН = 4 б.е. 134,12 кН : 22,35 кН = 6 б.е. 178,83 кН : 22,35 кН = 8 б.е.

Соотношение $$\frac{m}{r} = \frac{18{,}1\cdot 2}{0{,}2159 - 0{,}1588} = 634{,}0.$$

Результаты расчетов L_T для УБТ-159/71,4 приводятся в таблице Б8.

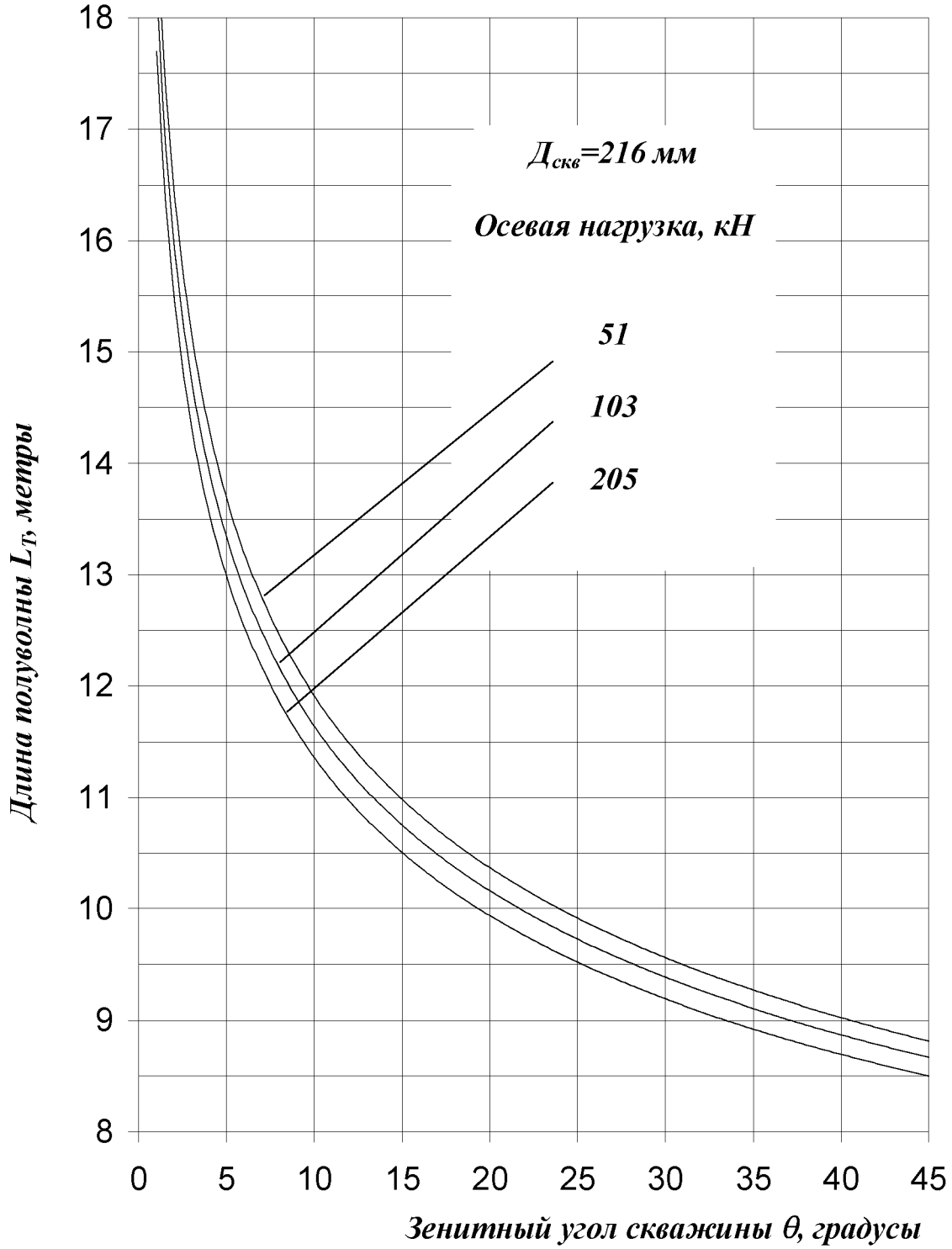


Рисунок Б6 - Длина полуволны L_T УБТ-159 / 57,2 в наклонно направленной скважине диаметром 216 мм

Таблица Б8 - Длина полуволны УБТ-159/71,4 в наклонно направленной скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол θ, град	$\frac{\theta \cdot m}{r}$ $\frac{m}{r} = 634$	Осевая нагрузка в безразмерных единицах (кН)							
		4 (90)		6 (135)		8 (180)		2 (45)	
		Длина полуволны							
		б.е.	м	б.е.	м	б.е.	м	б.е.	м
1	11	0,960	17,4	0,927	16,8	0,895	16,2	1,192	21,6
5	55	0,785	14,2	0,767	13,9	0,750	13,6	0,808	14,6
10	110	0,650	11,8	0,635	11,5	0,620	11,2	0,667	12,1
15	166	0,594	10,7	0,579	10,5	0,564	10,2	0,602	10,9
20	221	0,552	10,0	0,540	9,8	0,528	9,6	0,565	10,2
25	277	0,524	9,5	0,514	9,3	0,504	9,1	0,534	9,7
30	332	0,505	9,2	0,496	9,0	0,487	8,8	0,509	9,2
35	387	0,488	8,8	0,480	8,7	0,472	8,5	0,489	8,85
40	442	0,476	8,6	0,468	8,5	0,461	8,3	0,475	8,6
45	498	0,464	8,4	0,457	8,3	0,450	8,1	0,464	8,4

Бурильная колонна СБТ–127

Исходные данные:

Диаметр скважины , *мм* – 216

Плотность полимерного раствора , *г/см* ^{3} – 1,1

Коэффициент ***K*** = 0.85 при γ = 1,15 –1,20

Вес 1 *м* ***СБТ – 127*** в воздухе , *кН* – 0,32

Диаметр наружный ***СБТ – 127*** , *см* – 12,7

Диаметр внутренний ***СБТ – 127*** , *см* – 10,9

Заданные осевые нагрузки , *кН* – 50-60 и более

Диапазон зенитных углов , *градусы* – 3-90

Решение.

Длина безразмерной единицы веса ***СБТ – 127*** в растворе $\gamma = 1{,}15 - 1{,}2$ *г/см* ^{3}

$$m = 16{,}55 \text{ м}$$

Вес 1 безразмерной единицы $mP_T = 16{,}55 \times 0{,}32 = 5{,}3$ *кН.*

Заданные осевые нагрузки 50 – 60 *кН* , т.е 10-12 б.е и более.

Соотношение $\frac{m}{r} = \frac{16.55 \times 2}{0.216 - 0.127} = 372$.

Результаты расчетов длины полуволны L_T для ***СБТ – 127*** приводятся в таблице Б9.

Таблица Б9 - Длина полуволны ***СБТ –127*** в наклонно – направленной скважине Ø 216 *мм*

Зенитный угол θ		$\frac{\theta m}{r}$	Осевая нагрузка 10-12 б.е (50-60 кН)	
град	радиан		Длина полуволны	
			б.е	м
1	2	3	4	5
3	0,0524	19,5	0,830	13,7
5	0,0873	32,5	0,750	12,4
10	0,1745	65	0,660	10,9
15	0,2618	97	0,620	10,3
20	0,3421	130	0,575	9,5
25	0,4363	162	0,560	9,3
30	0,5236	195	0,545	9,0
35	0,6109	227	0,516	8,5

Продолжение таблицы Б9

1	2	3	4	5
40	0,6981	260	0,502	8,3
45	0,7854	292	0,490	8,1
50	0,8727	325	0,480	7,9
55	0,9599	357	0,472	7,8
60	1,0472	389	0,464	7,7
65	1,1345	422	0,457	7,6
70	1,2217	454	0,450	7,5
75	1,3090	487	0,445	7,4
80	1,3963	519	0,439	7,3
85	1,4835	552	0,434	7,2
90	1,5705	584	0,430	7,1

ДЛИНА ПОЛУВОЛНЫ НИЗА БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН
при бурении с использованием глинистого раствора с удельным весом γ = 1,95 – 2,05 *г/ см*^{3}

Утяжелённые бурильные трубы УБТ-127

Исходные данные:

диаметр скважины, *мм* 216

плотность полимерного раствора, *г/см*^{3} 1,95 - 2,05

коэффициент ***k*** при γ = 1,95-2,05 (таблица Б1) 0,74

диапазон зенитных углов, *град* 30-90

диаметры наружный и внутренний ***УБТ-127***,*см* 12,7 и 7,14

вес 1 *м* ***УБТ-127*** в воздухе, *кН* 0,789

заданные осевые нагрузки, *кН* 50;100;150

Решение:

Длина безразмерной единицы веса ***УБТ-127*** в полимерном растворе

$$m = 10^{-2}\sqrt{\frac{2.1\cdot10^{6}\cdot3.14(12.7^{4}-7.14^{4})}{10^{-2}\cdot64\cdot0.74\cdot78.9}} = 16{,}1 \text{ м.}$$

Вес 1 безразмерной единицы $mP_т = 16{,}1\cdot78{,}9 = 12{,}7$ *кН*.

Заданные осевые нагрузки 50,8 *кН* : 12,7 *кН* = 4 б.е.

101,6 *кН* : 12,7 *кН* = 8 б.е. 152,4 *кН* : 12,7 *кН* = 12 б.е.

Результаты расчетов ***УБТ-127*** приводятся в таблице Б10 и на рисунке Б7.

Таблица Б10 - Длина полуволны ***УБТ-127*** в наклонно-направленной и горизон-тальной скважине Ø216 *мм*

Зенитный угол скважины θ		$\frac{\theta m}{r}$ $\frac{m}{r}$ =362	Осевая нагрузка (*б.е*)					
			4		8		12	
град	*радиан*		в килоньютонах (*кН*)					
			50		100		150	
			длина полуволны					
			б.е	*м*	*б.е*	*м*	*б.е*	*м*
1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	0,0524	19	0,880	14,2	0,850	13,7	0,827	13,3
5	0,0873	32	0,824	13,3	0,793	12,8	0,762	12,3
10	0,1745	63	0,734	11,8	0,700	11,3	0,664	10,7
15	0,2618	95	0,670	10,8	0,637	10,2	0,605	9,7
20	0,3491	126	0,634	10,2	0,604	9,7	0,572	9,2

Продолжение таблицы Б10

1	2	3	4	5	6	7	8	9
25	0,4363	158	0,602	9,7	0,572	9,2	0,545	8,8
30	0,5236	190	0,570	9,2	0,545	8,8	0,525	8,4
35	0,6109	221	0,552	8,9	0,528	8,5	0,510	8,2
40	0,6981	253	0,535	8,6	0,514	8,3	0,495	8,0
45	0,7854	284	0,526	8,4	0,506	8,1	0,487	7,8
50	0,8727	316	0,510	8,2	0,492	7,9	0,475	7,6
55	0,2599	347	0,498	8,0	0,481	7,7	0,463	7,4
60	1,0472	379	0,490	7,9	0,474	7,6	0,458	7,35
65	1,1345	410	0,483	7,8	0,468	7,5	0,451	7,3
70	1,2217	442	0,476	7,7	0,461	7,4	0,445	7,2
75	1,3090	474	0,468	7,5	0,455	7,3	0,439	7,0
80	1,3963	505	0,460	7,4	0,447	7,2	0,432	6,9
85	1,4835	537	0,457	7,35	0,443	7,1	0,428	6,9
90	1,5705	568	0,452	7,3	0,439	7,0	0,423	6,8

Бурильная колонна СБТ–127

Исходные данные:

диаметр скважины, *мм*	216
плотность полимерного раствора, $г/см^3$	1,95-2,05
коэффициент ***k*** при γ = 1,95 - 2,05 (таблица Б11)	0,74
диапазон зенитных углов, *град*	30-90
диаметр наружный ***СБТ-127***,*см*	12,7
диаметр внутренний ***СБТ-127,****см*	10,9
вес ***1*** *м* ***СБТ-127*** в воздухе, *кН*	0,32
заданные осевые нагрузки, *кН*	65-70 и более

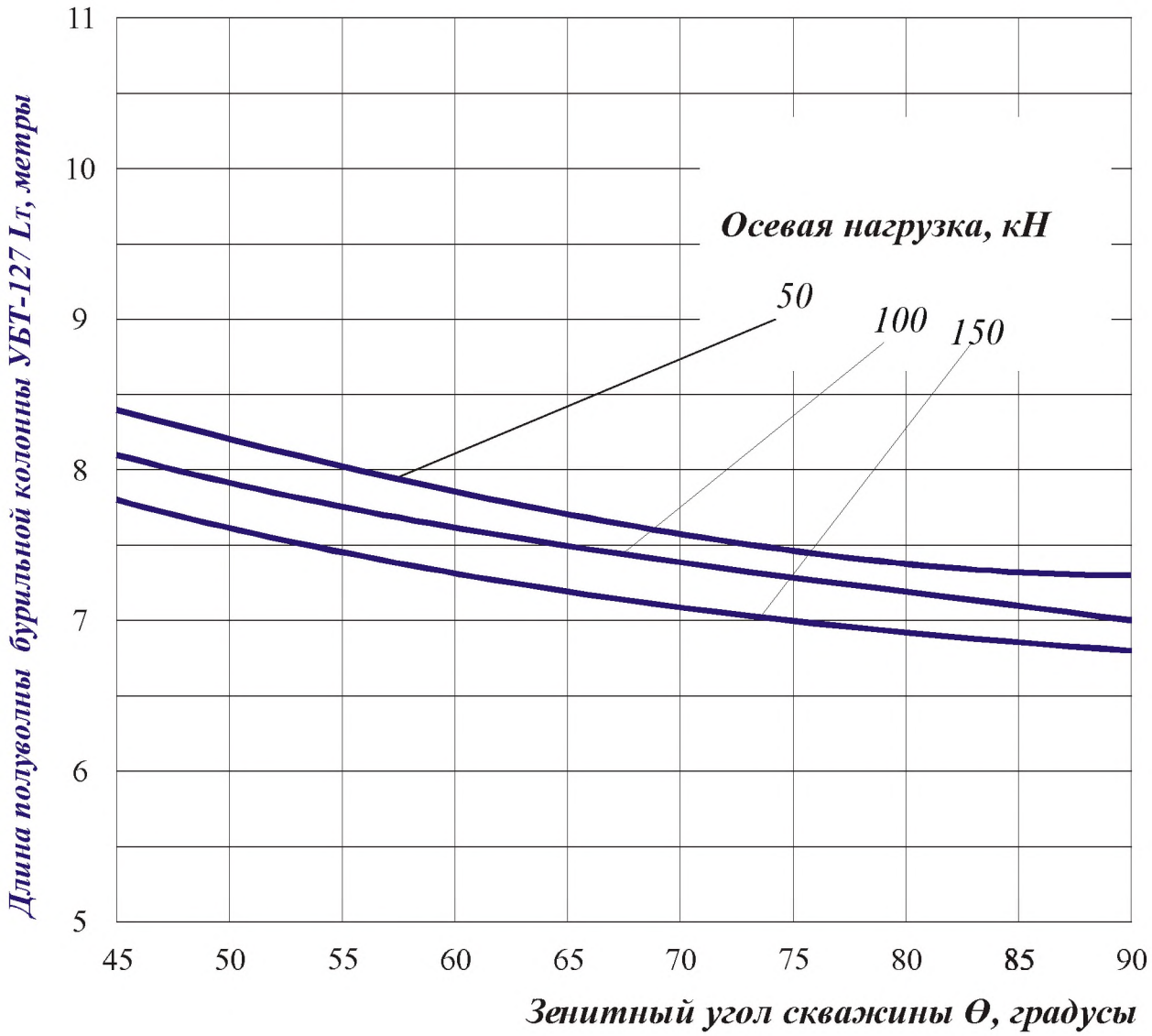


Рисунок Б7 - Длина полуволны ***УБТ-127*** в наклонно-направленной и горизонтальной скважине Ø216 *мм*

Решение:

Длина безразмерной единицы веса ***СБТ-127*** в полимерном растворе

$$m = 10^{-2} \sqrt[3]{\frac{2.1 \cdot 10^6 \cdot 3.14(12.7^4 - 10.9^4)}{10^{-2} \cdot 64 \cdot 0{,}74 \cdot 32}} = 17{,}3 \text{ м.}$$

Вес 1 безразмерной единицы $mP_т = 17{,}3 \cdot 0{,}32 = 5{,}54$ *кН*.

Заданные осевые нагрузки

$$66{,}5\ кН : 5{,}54\ кН = 12\ б.е.\ \text{и более}$$

Соотношение $\dfrac{m}{r} = \dfrac{17{,}3 \cdot 2}{0{,}216\text{-}0{,}127} = 389{,}0$

Результаты расчетов $L_т$ для ***СБТ-127*** приводятся в таблице Б11 и на рисунке Б8

Таблица Б11- Длина полуволны ***СБТ-127*** в горизонтально-направленной скважине Ø216 *мм*

зенитный угол θ		θ m	Осевая нагрузка (б.е)					
			12		20		30	42
град	*радиан*		в килоньютонах (кН)					
			65-70		110		180	240
			длина полуволны					
			б.е	м	б.е.	м	м	м
1	2	3	4			7		
30	0,5236	204	0,518	9,0	0,460	7,9	7,0	6,1
35	0,6109	238	0,501	8,7	0,450	7,8	6,9	6,0
40	0,6981	272	0,488	8,4	0,442	7,6	6,7	5,8
45	0,7854	305	0,478	8,3	0,435	7,5	6,6	5,7
50	0,8727	340	0,467	8,1	0,426	7,4	6,5	5,6
55	0,2599	373	0,460	8,0	0,421	7,3	6,4	5,5
60	1,0472	407	0,453	7,8	0,415	7,2	6,3	5,4
50	0,8727	340	0,467	8,1	0,426	7,4	6,5	5,6
55	0,2599	373	0,460	8,0	0,421	7,3	6,4	5,5
60	1,0472	407	0,453	7,8	0,415	7,2	6,3	5,4
65	1,1345	441	0,445	7,7	0,410	7,1	6,2	5,3

Продолжение таблицы Б11

1	2	3	4			7		
70	1,2217	475	0,439	7,6	0,407	7,0	6,1	5,2
75	1,3090	509	0,432	7,5	0,404	6,9	6,0	5,1
80	1,3963	543	0,428	7,4	0,400	6,8	5,9	5,0
85	1,4835	577	0,422	7,3	0,396	6,7	5,8	4,9
90	1,5705	611	0,419	7,2	0,393	6,6	5,7	4,8

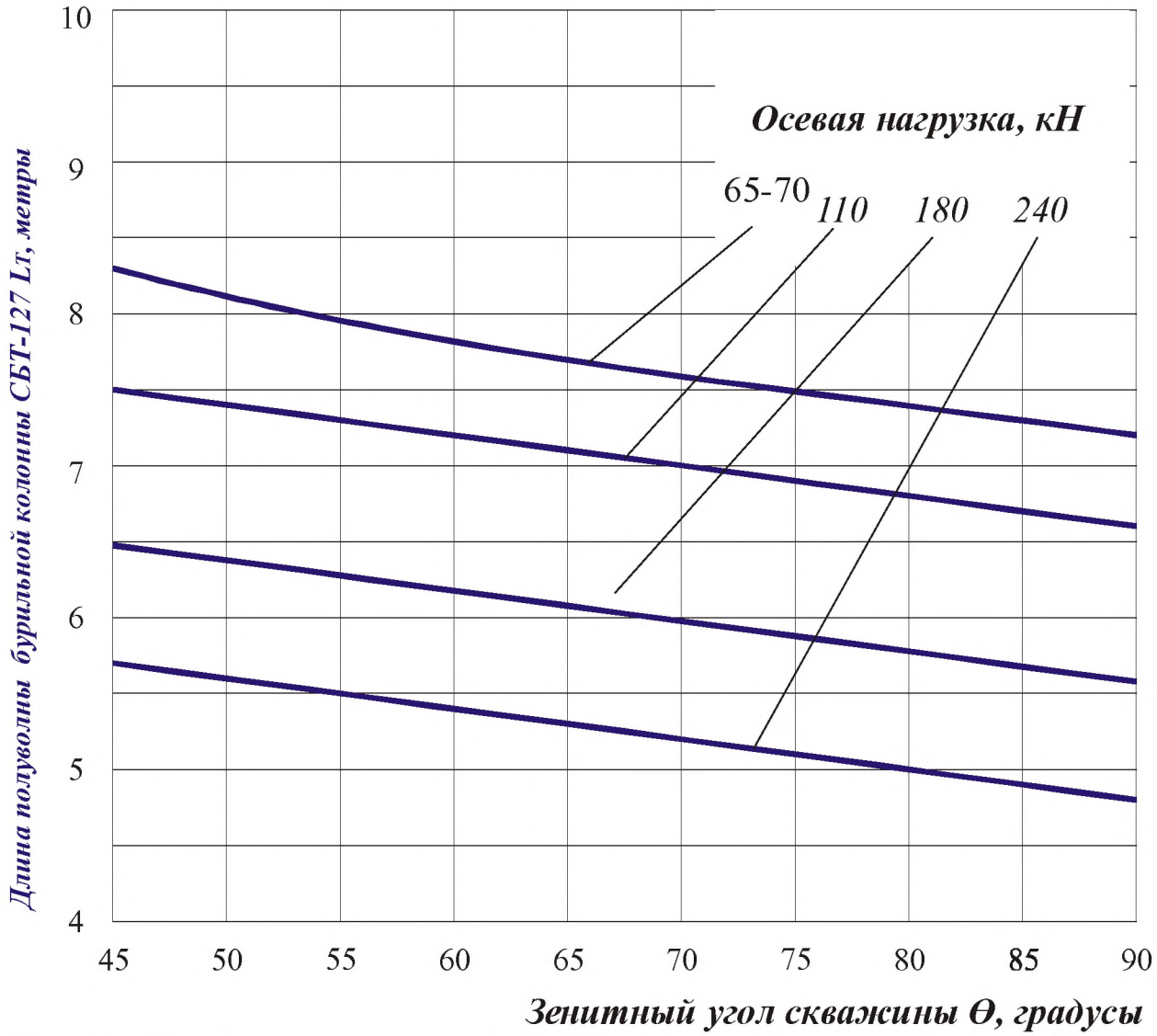


Рисунок Б8 - Длина полуволны ***СБТ-127*** в горизонтально-направленной скважине Ø216 *мм*

Утяжелённые бурильные трубы УБТ-159/71,4

Исходные данные:

диаметр скважины 216 *мм*, вес 1*м* ***УБТ-159/71,4*** с учётом замковых соединений в воздухе 1,235 *кН*, бурение осуществляется глинистым раствором с плот-ностью 1,95-2,05 $г/см^3$.

Требуется рассчитать длины полуволн ***УБТ-159/71,4*** для осевых нагрузок 47, 94, 190 *кН* в диапазоне зенитных углов от 45 до 90 *градус*ов. Решение. Длина безразмерной единицы веса ***УБТ-159/71,4*** в полимерном растворе:

$$m = 10^{-2}\sqrt[3]{\frac{2.1\cdot10^{6}\cdot3.14(15.88^{4}-7.14^{4})}{10^{-2}\cdot64\cdot0,75\cdot123,5}} = 19,0 \text{ м.}$$

Вес одной безразмерной единицы

$mP_т = 19\cdot1,235=23,5$ *кН*.

Заданные осевые нагрузки

$$47,0 \text{ кН} : 23,5 \text{ кН} = 2 \text{ б.е.}$$
$$94,0 \text{ кН} : 23,5 \text{ кН} = 4 \text{ б.е.}$$
$$190,0 \text{ кН} : 23,5 \text{ кН} = 8 \text{ б.е.}$$

Соотношение $\frac{m}{r} = \frac{19\cdot2}{0,2159-0,1588} = 667.$

Результаты расчетов $L_т$ для ***УБТ-159/71,4*** приводятся в таблице Б12 и на рисунке Б9.

Таблица Б12 - Длина полуволны ***УБТ-159/71,4*** в горизонтально-направленной скважине Ø 216 *мм* (***γ*** = 1,95-2,05 *г/см*^{3})

Зенитный угол скважины ***θ***, *град*	Осевая нагрузка, *кН*		
	47	94	190
	Длина полуволны $L_т$, *м*		
45	8,7	8,7	8,4
50	8,5	8,5	8,3
55	8,4	8,4	8,1
60	8,3	8,3	8,0
65	8,1	8,1	7,9
70	8,0	8,0	7,8
75	7,9	7,9	7,7
80	7,8	7,8	7,6
85	7,6	7,6	7,4
90	7,5	7,5	7,3

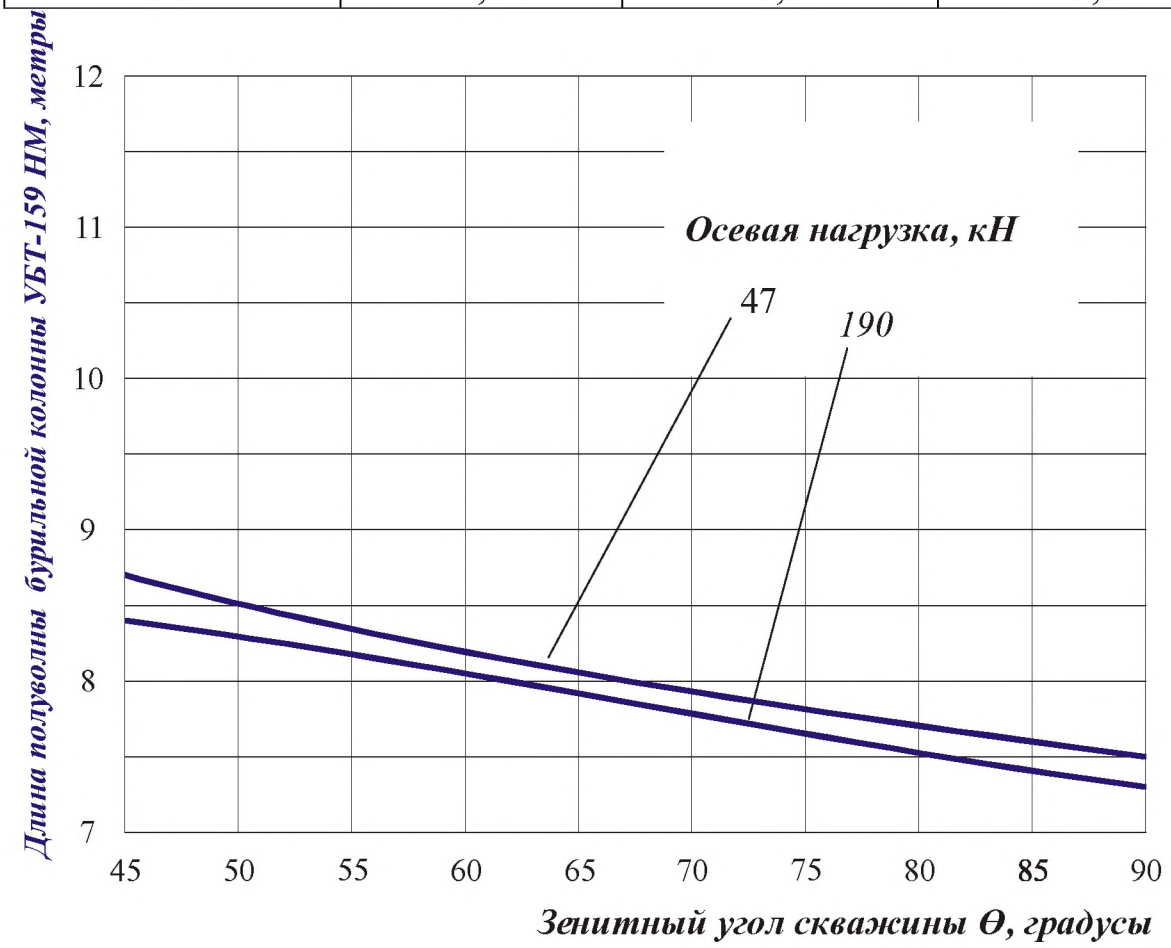


Рисунок Б9– Длина полуволны утяжеленной бурильной трубы ***УБТ-159/71***,4 в горизонтальной скважине ∅ 216 мм

ПРИЛОЖЕНИЕ В

СТАБИЛИЗИРУЮЩАЯ ДЛИНА КОМПОНОВОК РОТОРНОГО БУРЕНИЯ

Неориентируемая компоновка УБТ –178 с нижней свечой УБТ –178

Исходные данные: диаметр скважины 216 *мм*, осевая нагрузка 100, 150 и 200 *кН*, вес 1 *м* ***УБТ-178*** P_T и $P_к$ = 1,56 к*Н*, плотность глинистого раствора γ = 0,0125 *кН/см*^{3}, коэффициент K = 0,84, длина калибратора $L_{КЛ}$ = 0,35 *м*, долота $L_Д$ = 0,5 *м*; вес калибратора $Q_{КЛ}$ = 0,43 *кН*, долота $Q_Д$ = 0,49 к*Н*.

По формуле (23) определяем стабилизирующую длину $L_{СТ} = L_{КНБК}$:

$$P_T \cdot L_T^{\,2} = [\, P_К (L_{КНБК} - 0{,}85) + 92] \cdot L_{КНБК}$$

или

$$P_к \cdot L^2_{\,КНБК} - (0{,}85 \cdot P_К - 92) \cdot L_{КНБК} - P_T \cdot L_T^{\,2} = 0,$$

отсюда

$$L_{КНБК} = \frac{(0{,}85 \cdot P_К - 92) \pm \sqrt{(0{,}85 \cdot P_К - 92)^2 + 4P_К \cdot P_T \cdot L_T^{\,2}}}{2 \cdot P_К}$$

или $$L_{СТ} = L_{КНБК} = \frac{40{,}6 \pm \sqrt{1648{,}4 + 97344 \cdot L_T^{\,2}}}{312}, \; м.$$

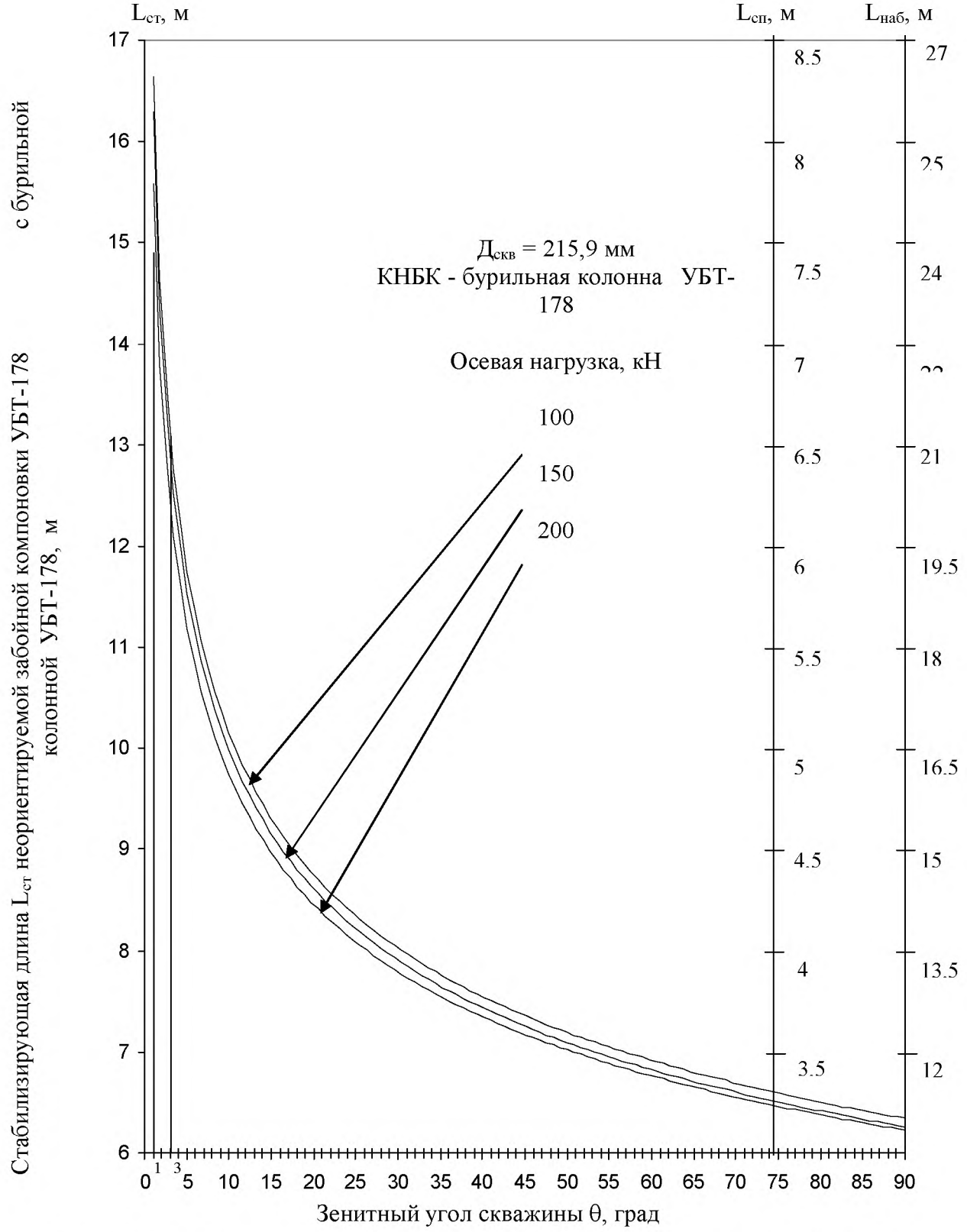
Результаты расчетов даны в таблице В1, рисунке В1.

Таблица В1 - Стабилизирующая длина компоновки из утяжеленной бурильной трубы **УБТ-178** низа бурильной колонны **УБТ-178** в скважине ∅216 мм

Зенитный угол скважины θ, *град*	Осевая нагрузка, *кН*					
	100		150		200	
	$L_т$, *м*	$L_{ст}$, *м*	$L_т$, *м*	$L_{ст}$, *м*	$L_т$, *м*	$L_{ст}$, *м*
1	2	3	4	5	6	7
1	17,6	15,8	17,3	15,6	16,9	15,2
5	13,4	12,1	13,1	11,8	12,7	11,4
10	11,4	10,3	11,2	10,1	10,9	9,8

Продолжение таблицы В1

1	2	3	4	5	6	7
15	10,4	9,3	10,2	9,2	10,0	9,0
20	9,8	8,8	9,6	8,6	9,4	8,5
25	9,3	8,4	9,2	8,3	9,1	8,2
30	9,0	8,1	8,9	8,0	8,7	7,8
35	8,8	7,9	8,6	7,7	8,5	7,6
40	8,5	7,6	8,4	7,5	8,3	7,5
45	8,4	7,5	8,2	7,4	8,1	7,3
50	8,2	7,4	8,1	7,3	8,0	7,2
55	7,9	7,1	7,8	7,0	7,7	6,9
60	7,7	6,9	7,6	6,8	7,5	6,7
65	7,5	6,7	7,4	6,65	7,3	6,6
70	7,3	6,6	7,25	6,5	7,2	6,5
75	7,2	6,5	7,15	6,4	7,1	6,4
80	7,1	6,4	7,05	6,3	7,0	6,3
90	6,9	6,2	6,85	6,15	6,8	6,1



Lст – стабилизирующая длина; ***Lсп*** – длина, обеспечивающая спад; ***Lнаб*** – длина, обеспечивающая набор кривизны скважины ∅ 215,9 *мм* при роторном бурении.

Рисунок В1 - Номограммы оптимальных длин ***КНБК*** из ***УБТ-178*** с бурильной колонной ***УБТ-178***

Неориентируемая компоновка УБТ –178 с нижней свечой УБТ –146

Исходные данные: диаметр скважины 216 *мм*, осевая нагрузка 57, 85, 114, 142 и 171 *кН*, вес 1 *м* ***УБТ-146*** с учетом замковых соединений в воздухе P_T=*0,96 кН,* вес 1*м* ***УБТ-178*** P_K=*1,56 кН* в воздухе, плотность глинистого раствора γ = 0,012 к*Н/см*^{3}, коэффициент K = 0,85, длина центратора и калибратора $L_ц = L_{КЛ}$ = 0,35 *м*, долота $L_Д$ = 0,5 *м* ; вес центратора и калибратора $Q_ц = Q_{КЛ}$ = 0,43 к*Н*, долота $Q_Д$ = 0,49 к*Н*.

По формуле (23) определяем стабилизирующую длину $L_{СТ} = L_{КНБК}$:

$$P_T \cdot L_T^{\,2} = [\, P_K (L_{КНБК} - L_{КЛ} - L_Д) + Q_{КЛ} + Q_Д] \cdot L_{КНБК}$$

или

$$P_T \cdot L_T^{\,2} = [\, P_K (L_{КНБК} - 0{,}85) + 92] \cdot L_{КНБК},$$

отсюда $$L_{КНБК} = \frac{(0{,}85 \cdot P_K - 92) \pm \sqrt{(0{,}85 \cdot P_K - 92)^2 + 4P_K \cdot P_T \cdot L_T^{\,2}}}{2 \cdot P_K}$$

или $$L_{СТ} = L_{КНБК} = \frac{40{,}6 \pm \sqrt{1648{,}4 + 59904 \cdot L_T^{\,2}}}{312}, \text{ м.}$$

Результаты расчетов даны в таблице В2, рисунке В2 .

Таблица В2 - Стабилизирующая длина компоновки из утяжеленной бурильной трубы **УБТ-178** низа бурильной колонны **УБТ-146** в скважине диаметром 216 мм

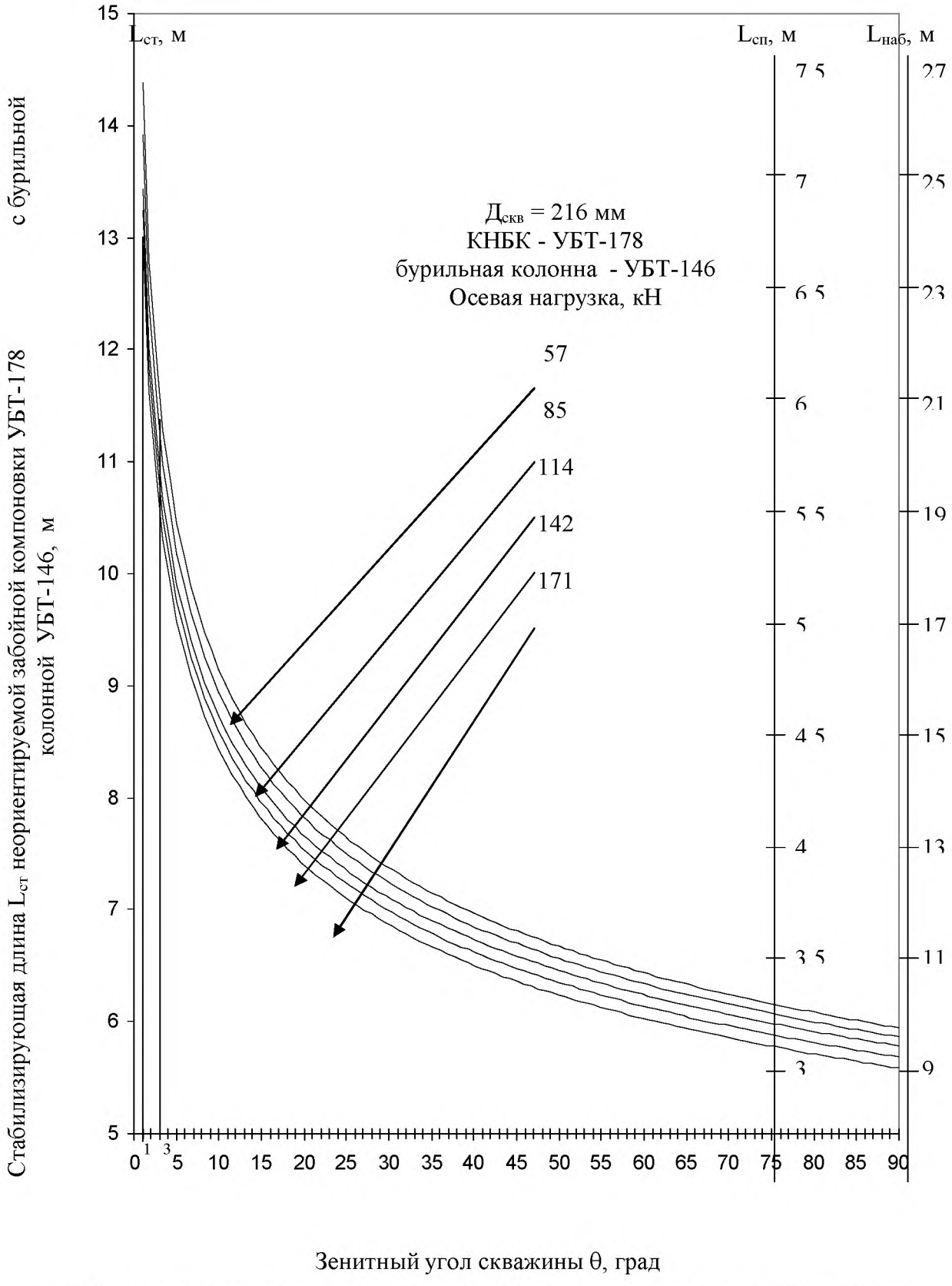
Зенитный угол скважины θ, *град*	Осевая нагрузка, *кН*									
	57		85		114		142		171	
	Длина полуволны $L_т$ и стабилизирующая длина $L_{ст}$, *м*									
	$L_т$	$L_{ст}$	$L_т$	$L_{ст}$	$L_т$	$L_{ст}$	$L_т$	$L_{ст}$	$L_т$	$L_{ст}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	17,1	13,5	16,5	13,0	15,8	12,4	15,7	12,4	15,7	12,4
3	14,8	11,7	14,5	11,5	14,3	11,3	14,0	11,1	13,8	10,9

Продолжение таблицы В2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
5	13,8	10,9	13,5	10,7	13,2	10,5	12,8	10,2	12,5	9,9
10	12,0	9,5	11,7	9,2	11,4	9,0	11,1	8,8	10,8	8,6
15	11,0	8,7	10,7	8,5	10,5	8,3	10,2	8,1	9,9	7,8
20	10,2	8,1	10,0	7,9	9,7	7,7	9,5	7,55	9,3	7,4
25	9,7	7,7	9,4	7,5	9,2	7,35	9,1	7,3	8,9	7,1
30	9,3	7,4	9,1	7,3	8,9	7,1	8,8	7,0	8,6	6,85
35	9,0	7,2	8,8	7,0	8,7	6,9	8,5	6,8	8,3	6,6
40	8,7	6,9	8,5	6,8	8,4	6,7	8,2	6,5	8,1	6,45
45	8,5	6,8	8,4	6,7	8,2	6,5	8,1	6,45	8,0	6,4
50	8,3	6,6	8,2	6,5	8,1	6,45	7,9	6,3	7,8	6,2
55	8,1	6,45	8,0	6,4	7,9	6,3	7,8	6,2	7,7	6,1
60	8,0	6,4	7,9	6,3	7,8	6,2	7,7	6,1	7,6	6,05
65	7,9	6,3	7,8	6,2	7,7	6,1	7,6	6,05	7,5	6,0
70	7,8	6,2	7,7	6,1	7,6	6,05	7,5	6,0	7,4	5,9
75	7,7	6,1	7,6	6,05	7,5	6,0	7,4	5,9	7,3	5,8
80	7,6	6,05	7,5	6,0	7,4	5,9	7,3	5,8	7,2	5,7
85	7,5	6,0	7,4	5,9	7,3	5,8	7,2	5,7	7,1	5,6
90	7,4	5,9	7,3	5,8	7,2	5,7	7,1	5,6	7,0	5,5

Неориентируемая компоновка УБТ –146 с нижней свечой УБТ –178

Исходные данные:
диаметр скважины 216 *мм*, осевая нагрузка 103, 154 и 206 *кН*, вес 1 *м* ***УБТ-178*** P_T =1,56 к*Н* и ***УБТ-146*** $P_к$ = 0,96 к*Н* в воздухе, плотность глинистого раствора γ = 0,0125 к$Н/см^3$, коэффициент K = 0,84, длина калибратора $L_{КЛ}$ = 0,35 *м*, долота $L_Д$ = 0,5 *м*; вес центратора и калибратора $Q_{КЛ}$ = 0,43 к*Н*, долота $Q_Д$ =0, 49 к*Н*.



***L*ст** – стабилизирующая длина; L_c –длина, обеспечивающая спад; $L_{наб}$– длина, обеспечивающая набор кривизны скважины ∅216 *мм* при роторном бурении

Рисунок В2 - Номограммы оптимальных длин ***КНБК*** из ***УБТ-178*** с бурильной колонной ***УБТ-146***

По формуле (23) определяем стабилизирующую длину $L_{СТ} = L_{КНБК}$:

$$P_T \cdot L_T^{\,2} = [\, P_K (L_{КНБК} - 0{,}85) + 92] \cdot L_{КНБК}$$

или

$$P_к \cdot L^2_{\,КНБК} - (0{,}85 \cdot P_K - 92) \cdot L_{КНБК} - P_T \cdot L_T^{\,2} = 0,$$

отсюда

$$L_{КНБК} = \frac{(0{,}85 \cdot P_K - 92) \pm \sqrt{(0{,}85 \cdot P_K - 92)^2 + 4P_K \cdot P_T \cdot L_T^{\,2}}}{2 \cdot P_K}$$

или

$$L_{СТ} = L_{КНБК} = \frac{-10{,}4 \pm \sqrt{108{,}2 + 59904 \cdot L_T^{\,2}}}{192}, \text{ м.}$$

Результаты расчетов даны в таблице В3, рисунке В3 .

Таблица В3 - Стабилизирующая длина неориентируемой забойной компоновки **УБТ-146** роторного бурения с бурильной колонной **УБТ-178** в скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины *θ, град*	Осевая нагрузка в килоньютонах *(кН)*					
	103		154		206	
	L_T	$L_{СТ}$	L_T	$L_{СТ}$	L_T	$L_{СТ}$
1	2	3	4	5	6	7
1	17,6	22,3	17,3	22,0	16,9	21,5
3	14,9	18,9	14,6	18,5	13,8	17,5
5	13,4	17,0	13,1	16,6	12,7	16,1
10	11,4	14,5	11,2	14,2	10,9	13,8
15	10,3	13,1	10,2	12,9	10,0	12,7
20	9,8	12,4	9,6	12,2	9,4	11,9
25	9,3	11,8	9,2	11,7	9,1	11,5
30	9,0	11,4	8,9	11,3	8,7	11,5
35	8,8	11,2	8,6	10,9	8,5	10,8
40	8,5	10,8	8,4	10,7	8,3	10,5
45	8,4	10,7	8,2	10,4	8,1	10,3

Продолжение таблицы В3

1	2	3	4	5	6	7
50	8,2	10,4	8,1	10,3	8,0	10,2
55	7,9	10,0	7,8	9,9	7,7	9,8
60	7,7	9,8	7,6	9,6	7,5	9,5
65	7,5	9,5	7,4	9,4	7,3	9,3
70	7,3	9,3	7,25	9,2	7,2	9,1
75	7,2	9,1	7,15	9,1	7,1	9,0
80	7,1	9,0	7,05	8,95	7,0	8,9
85	7,0	8,9	6,95	8,8	6,9	8,8
90	6,9	8,8	6,85	8,7	6,8	8,6

Неориентируемая компоновка УБТ –203 с нижней свечой УБТ –178

Исходные данные: диаметр скважины 216 *мм*, осевая нагрузка 100, 150 и 200 *кН*, вес 1 *м* ***УБТ-178*** P_T =1,56 к*Н* и ***УБТ-203*** $P_к$ = 1,925 к*Н* в воздухе, плотность глинистого раствора γ = 0,0125 к$Н/см^3$, коэффициент K = 0,84, длина калибратора $L_{КЛ}$ = 0,35 *м*, долота $L_Д$ = 0,5 *м;* вес центратора и калибратора $Q_{КЛ}$ = 0,43 к*Н*, долота $Q_Д$ = 0,49 к*Н*.

По формуле (23) определяем стабилизирующую длину $L_{СТ} = L_{КНБК}$:

$$P_T \cdot L_T^{\,2} = [\, P_K (L_{КНБК} - 0{,}85) + 92] \cdot L_{КНБК}$$

или

$$P_к \cdot L^2_{\,КНБК} - (0{,}85 \cdot P_K - 92) \cdot L_{КНБК} - P_T \cdot L_T^{\,2} = 0,$$

отсюда

$$L_{КНБК} = \frac{(0{,}85 \cdot P_K - 92) \pm \sqrt{(0{,}85 \cdot P_K - 92)^2 + 4P_K \cdot P_T \cdot L_T^{\,2}}}{2 \cdot P_K}$$

или

$$L_{СТ} = L_{КНБК} = \frac{71{,}6 \pm \sqrt{5130 + 120120 \cdot L_T^{\,2}}}{385}, \text{ м.}$$

Результаты расчётов даны в таблице В4, рисунке В4 .

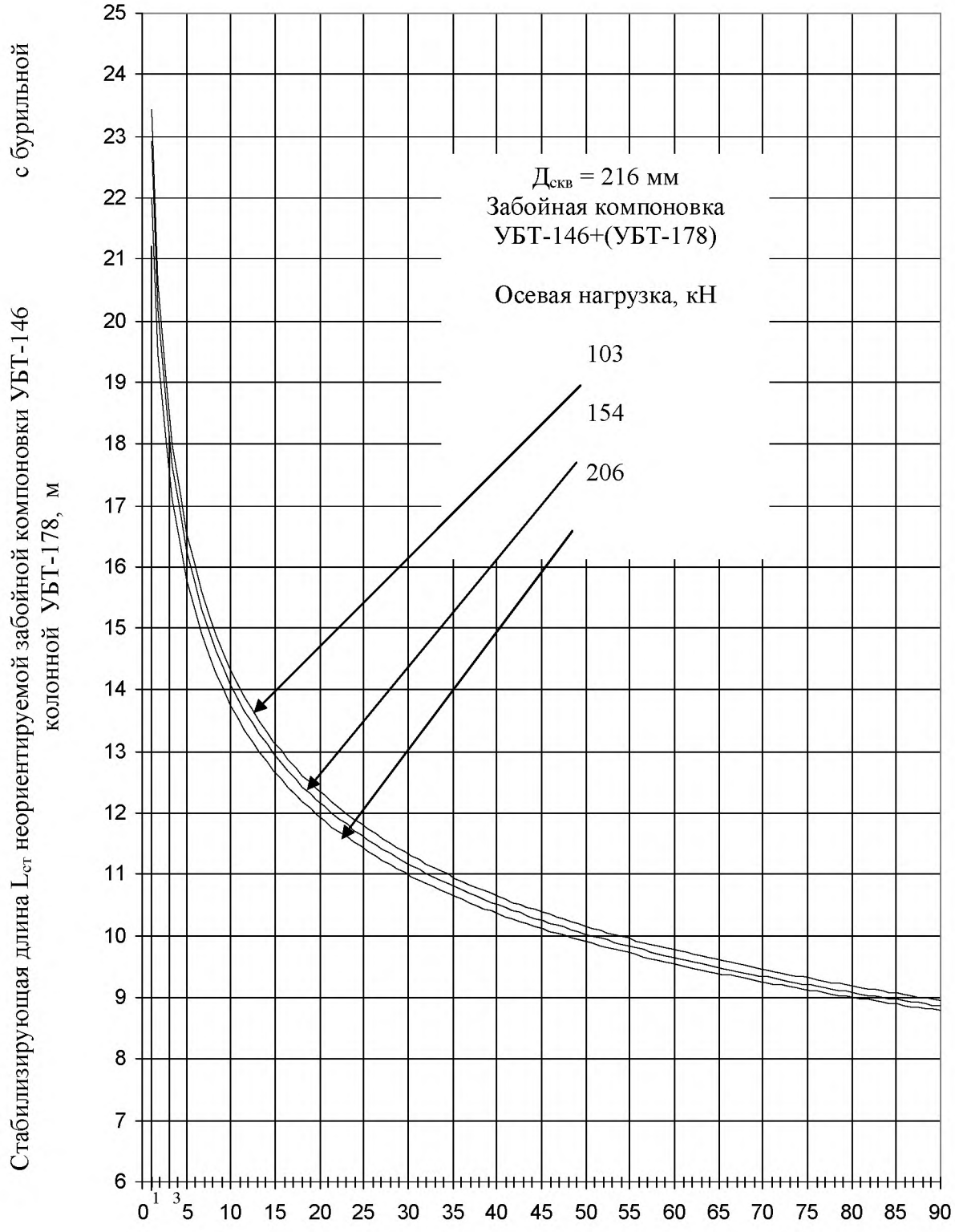


Рисунок В3 - Стабилизирующая длина $L_{ст}$ неориентируемой забойной компоновки ***УБТ-146*** с бурильной колонной ***УБТ-178***

Таблица В4 - Стабилизирующая длина неориентируемой забойной компоновки **УБТ-203** роторного бурения с бурильной колонной **УБТ-178** в скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ, *град*	Осевая нагрузка в килоньютонах *(кН)*					
	100		150		200	
	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}
1	17,6	19,4	17,3	19,05	16,9	18,61
3	14,9	16,4	14,6	16,1	14,2	15,66
5	13,4	14,8	13,1	14,46	12,7	14,03
10	11,4	12,6	11,2	12,39	10,9	12,06
15	10,4	11,5	10,2	11,3	10,0	11,08
20	9,8	10,86	9,6	10,64	9,4	10,42
25	9,3	10,31	9,2	10,31	9,1	10,1
30	9,0	9,99	8,9	9,99	8,7	9,66
35	8,8	9,77	8,6	9,55	8,5	9,44
40	8,5	9,44	8,4	9,34	8,3	9,22
45	8,4	9,34	8,2	9,12	8,1	9,00
50	8,2	9,23	8,1	9	8,0	8,9
55	7,9	8,79	7,8	8,68	7,7	8,57
60	7,7	8,57	7,6	8,46	7,5	8,35
65	7,5	8,35	7,4	8,24	7,3	8,13
70	7,3	8,13	7,25	8,08	7,2	8,02
75	7,2	8,02	7,15	7,97	7,1	7,91
80	7,1	7,91	7,05	7,86	7,0	7,8
85	7,0	7,8	6,95	7,75	6,9	7,7
90	6,9	7,7	6,85	7,64	6,8	7,59

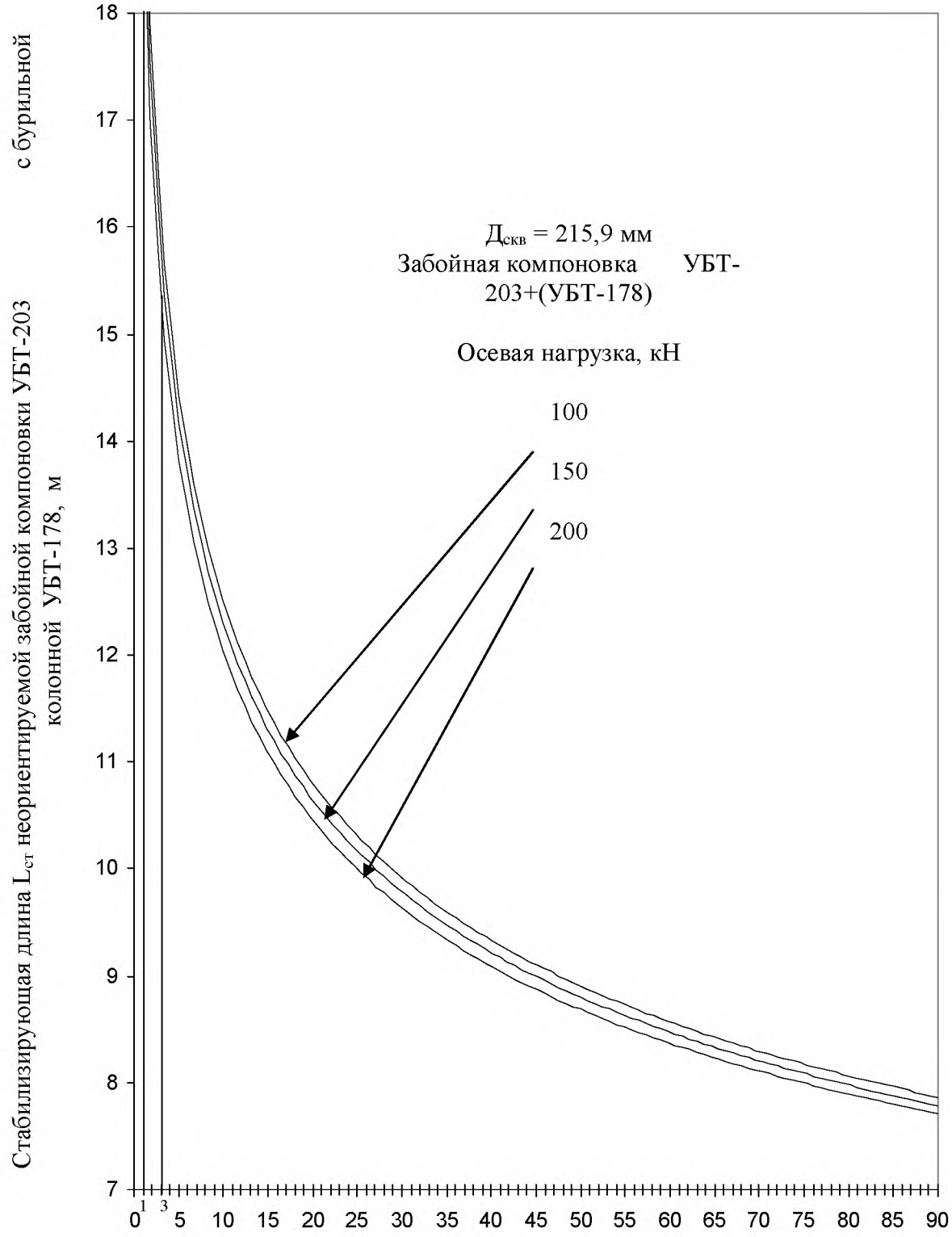


Рисунок В4 - Номограммы оптимальных длин ***КНБК*** из ***УБТ-203*** с бурильной колонной ***УБТ-178***

Неориентируемая компоновка УБТ –178 с нижней свечой УБТ –203

Исходные данные: диаметр скважины 216 *мм*, осевая нагрузка70, 140 и 200 *кН*, вес 1 *м* ***УБТ-178*** P_T =1,56 к*Н* и ***УБТ-203*** $P_к$ = 1,925 к*Н* в воздухе, плотность глинистого раствора γ = 0,0125 к$Н/см^3$, коэффициент K = 0,84, длина калибратора $L_{КЛ}$ = 0,35 *м*, долота $L_Д$ = 0,5 *м*; вес центратора и калибратора $Q_{КЛ}$ = 0,43 к*Н*, долота $Q_Д$ = 0,49 к*Н*.

По формуле (23) определяем стабилизирующую длину $L_{СТ} = L_{КНБК}$:

$$P_T \cdot L_T^{\,2} = [\, P_K (L_{КНБК} - 0{,}85) + 92] \cdot L_{КНБК}$$

или

$$P_к \cdot L^2_{\,КНБК} - (0{,}85 \cdot P_K - 92) \cdot L_{КНБК} - P_T \cdot L_T^{\,2} = 0,$$

отсюда

$$L_{КНБК} = \frac{(0{,}85 \cdot P_K - 92) \pm \sqrt{(0{,}85 \cdot P_K - 92)^2 + 4P_K \cdot P_T \cdot L_T^{\,2}}}{2 \cdot P_K}$$

или

$$L_{СТ} = L_{КНБК} = \frac{71{,}6 \pm \sqrt{5130 + 120120 \cdot L_T^{\,2}}}{385}, \text{ м.}$$

Результаты расчетов даны в таблице В5, рисунке В5 .

Таблица В5 - Стабилизирующая длина неориентируемой забойной компоновки **УБТ-178** роторного бурения с бурильной колонной **УБТ-203** в скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ, *град*	Осевая нагрузка в килоньютонах (*кН*)					
	70		140		210	
	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}
1	17,2	19,1	16,1	17,9	15,7	17,4
3	12,8	14,2	12,6	14,0	12,3	13,6
5	11,4	12,6	11,2	12,4	11,0	12,2
10	9,7	10,8	9,7	10,8	9,6	10,6
15	9,0	10,0	9,0	10,0	8,9	9,9
20	8,3	9,2	8,3	9,2	8,2	9,1
25	7,8	8,6	7,8	8,6	7,7	8,5
30	7,4	8,2	7,4	8,2	7,4	8,2
35	7,1	7,9	7,1	7,9	7,1	7,9
40	6,9	7,6	6,9	7,6	6,9	7,6
45	6,7	7,4	6,7	7,4	6,7	7,4
50	6,5	7,2	6,5	7,2	6,5	7,2
55	6,3	7,0	6,3	7,0	6,3	7,0
60	6,2	6,9	6,2	6,9	6,2	6,9
65	6,1	6,8	6,1	6,8	6,1	6,8
70	6,0	6,7	6,0	6,7	6,0	6,7
75	5,9	6,5	5,9	6,5	5,9	6,5
80	5,7	6,3	5,7	6,3	5,7	6,3
85	5,6	6,2	5,6	6,2	5,6	6,2
90	5,5	6,1	5,5	6,1	5,5	6,1

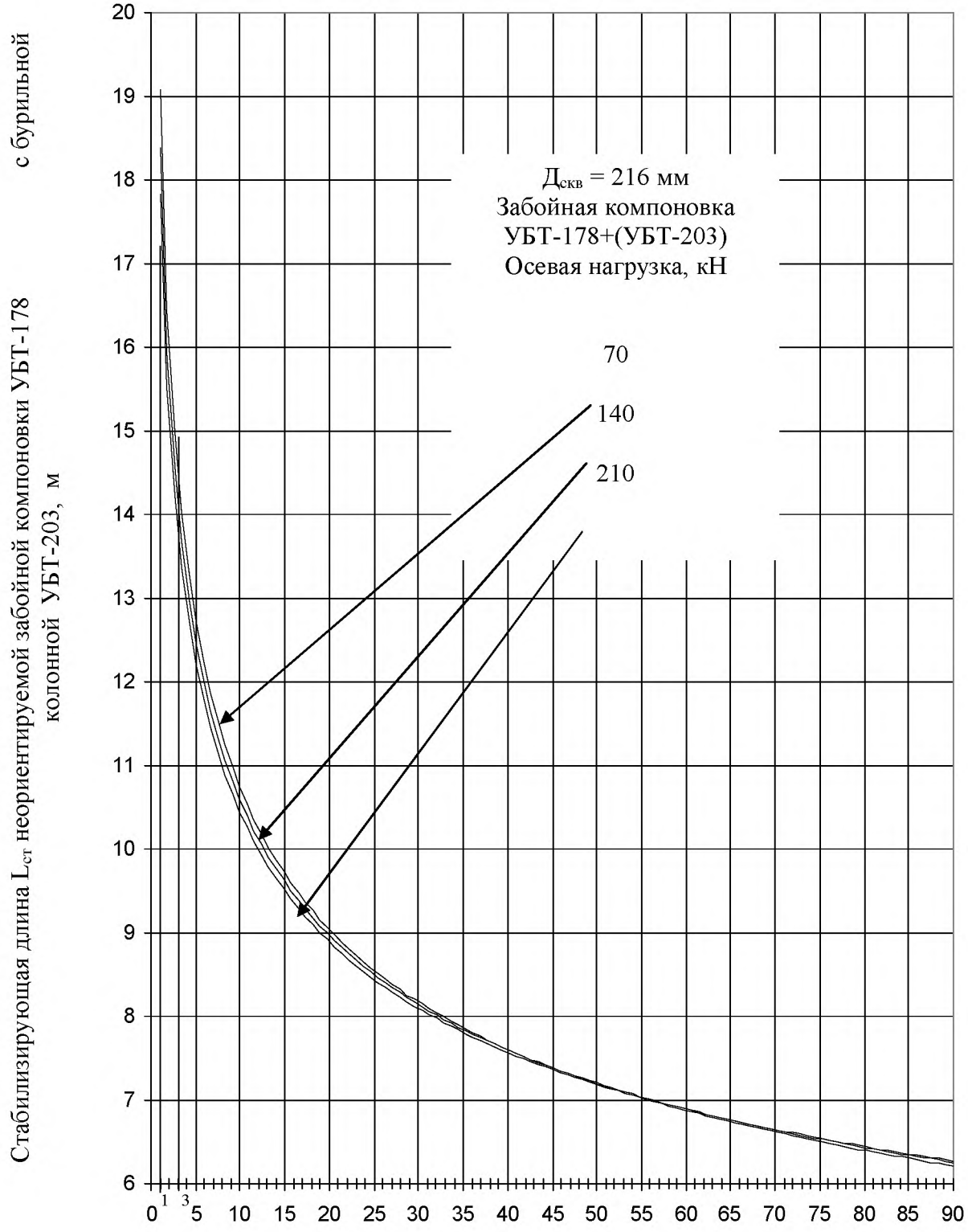


Рисунок В5 - Стабилизирующая длина ***$L_{ст}$*** неориентируемой забойной компоновки ***УБТ-178*** с бурильной колонной ***УБТ-203***

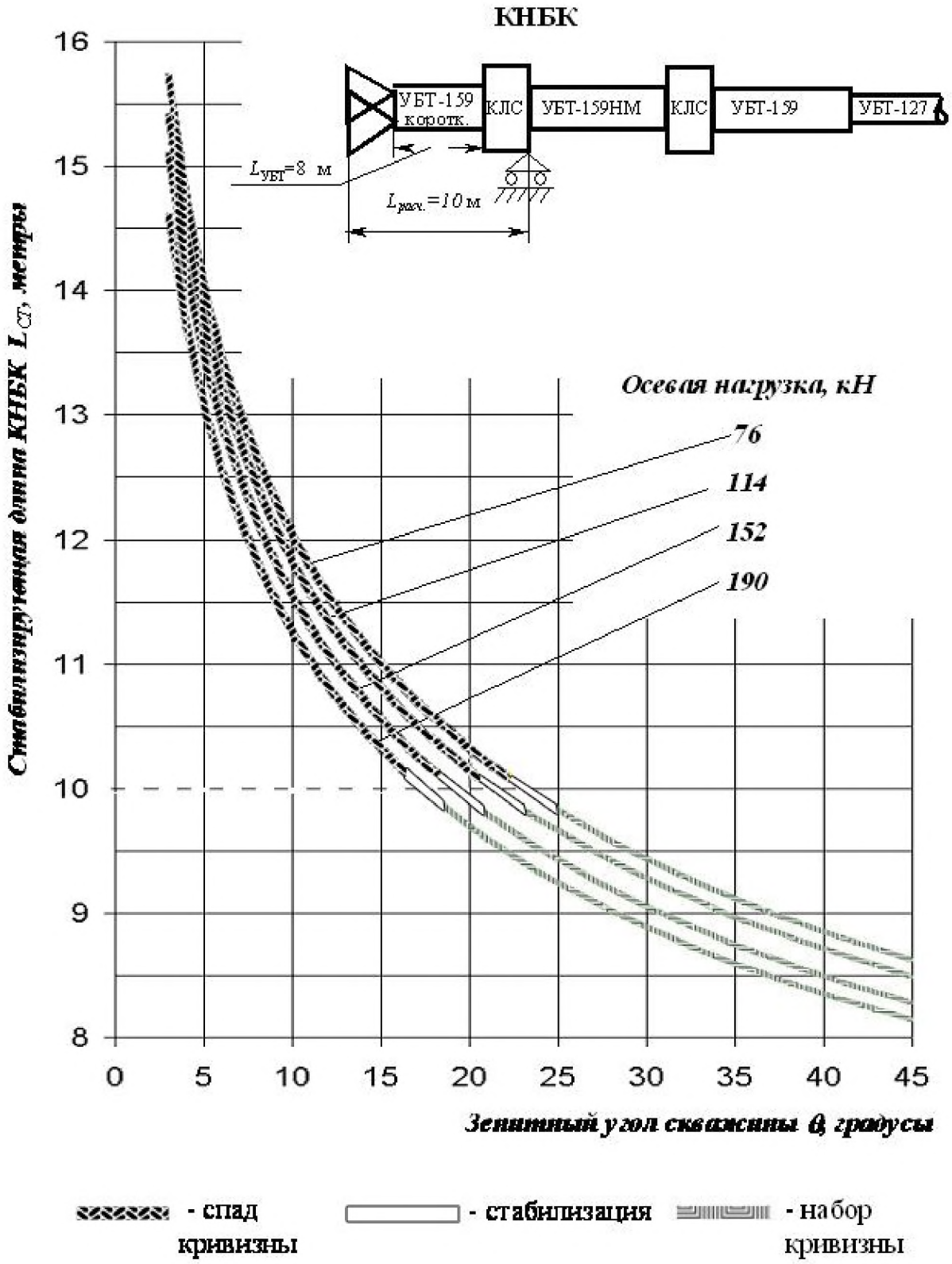


Рисунок В6 - Зоны и направление скважины диаметром 216 мм при роторном бурении

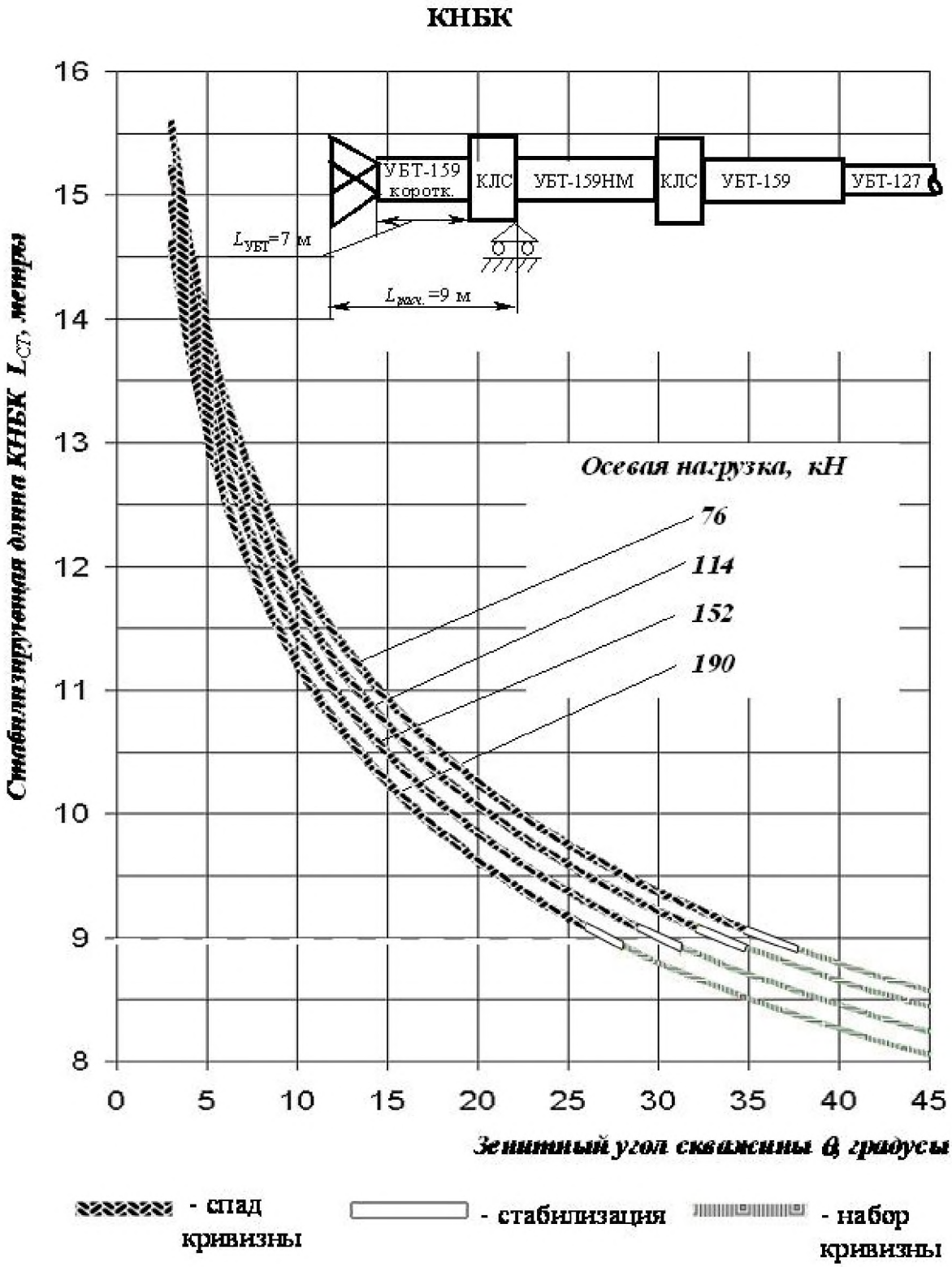


Рисунок В7 - Зоны и направление скважины диаметром 216 мм при роторном бурении

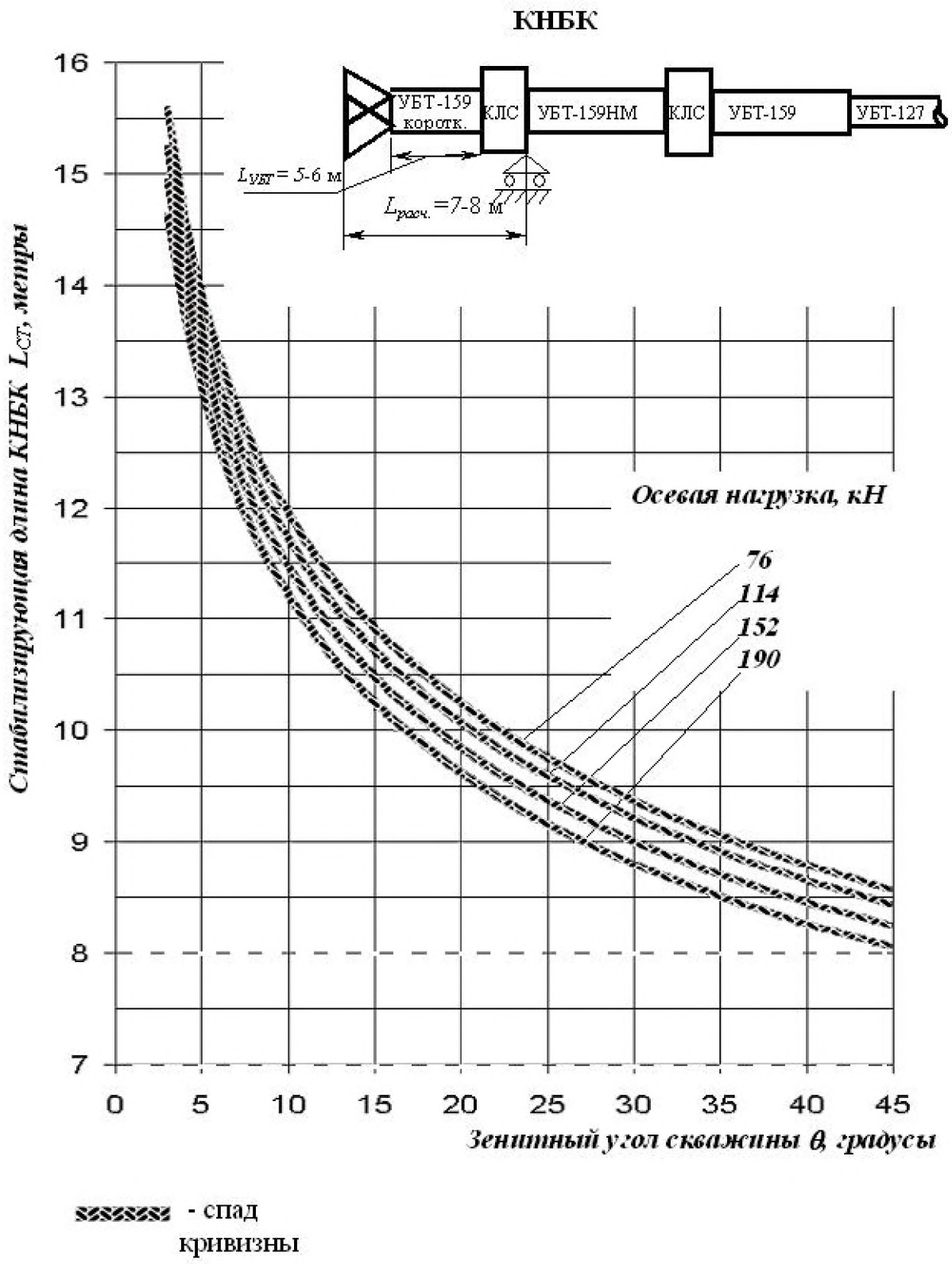


Рисунок В8 - Зоны и направление скважины диаметром 216 мм при роторном бурении

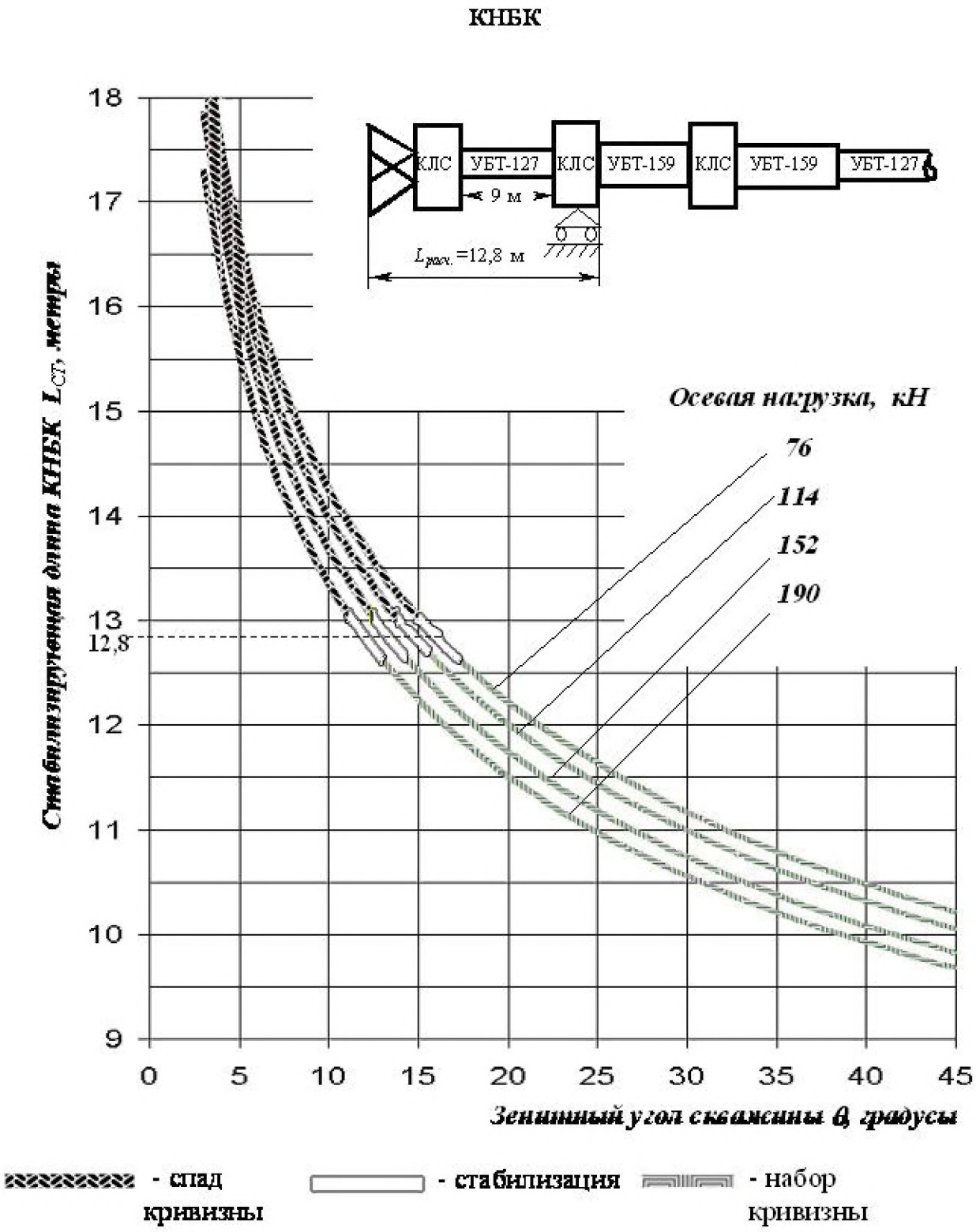


Рисунок В9 - Зоны и направление скважины диаметром 216 мм при роторном бурении

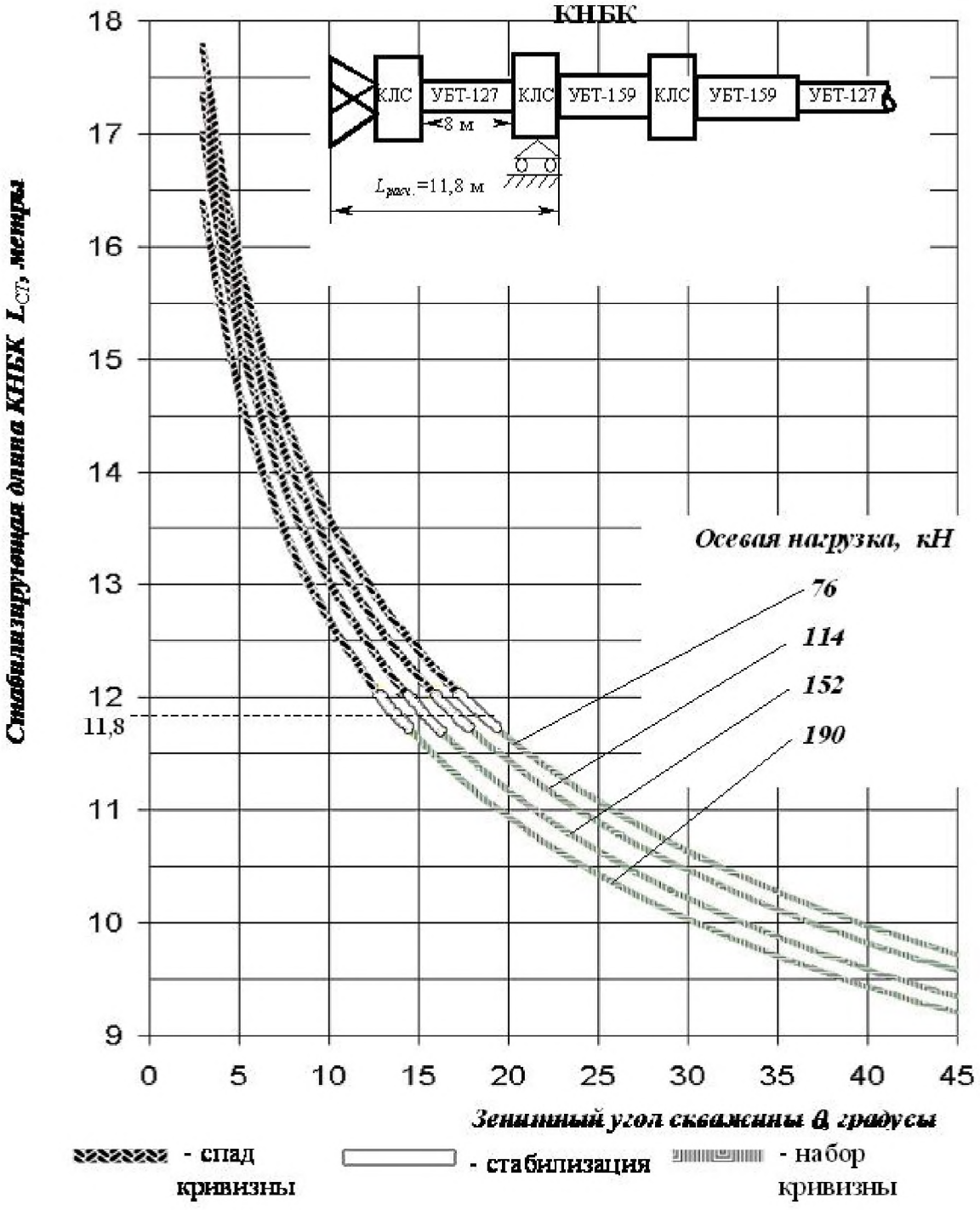


Рисунок В10 - Зоны и направление скважины диаметром 216 мм при роторном бурении

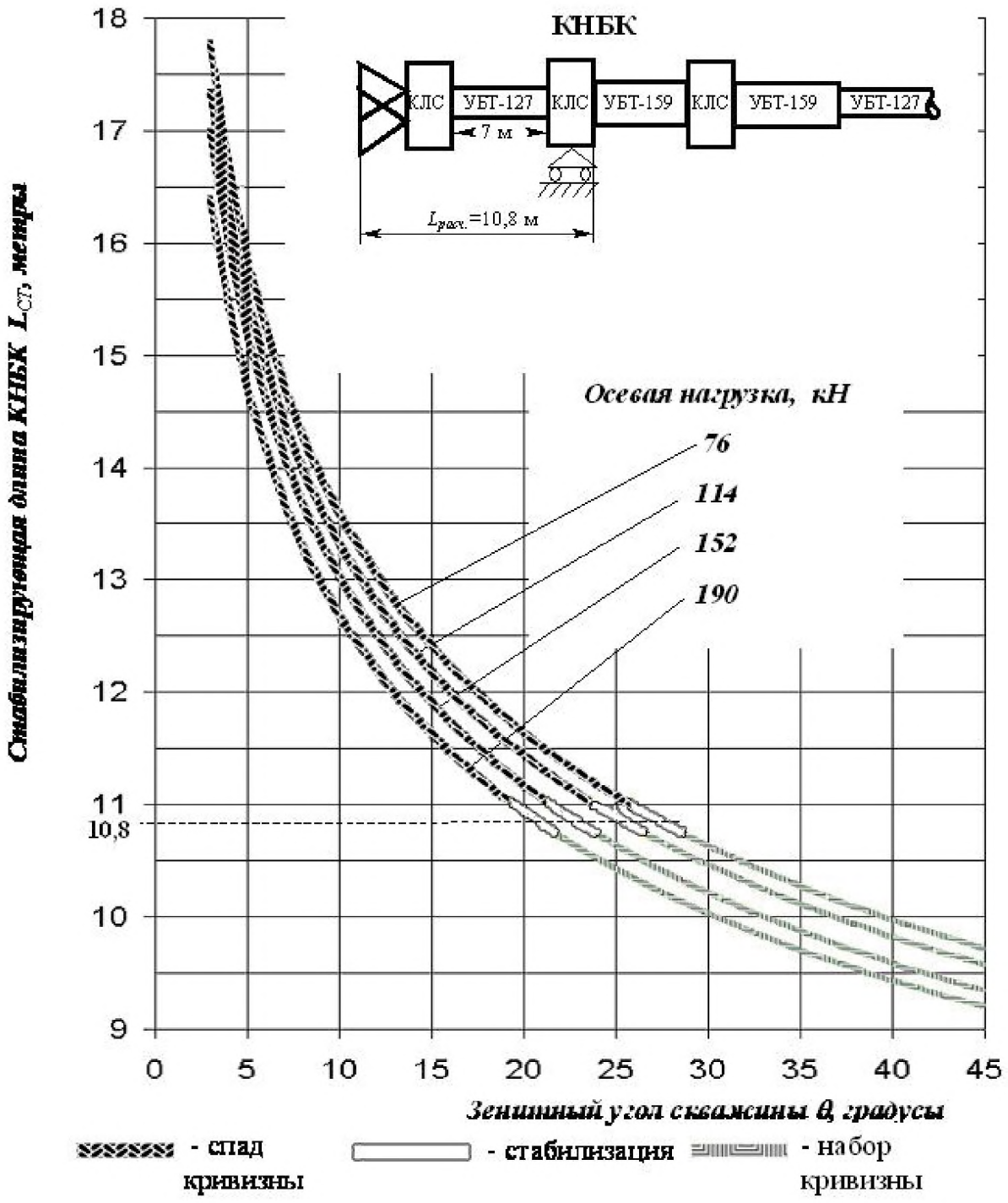


Рисунок В11 - Зоны и направление скважины диаметром 216 мм при роторном бурении

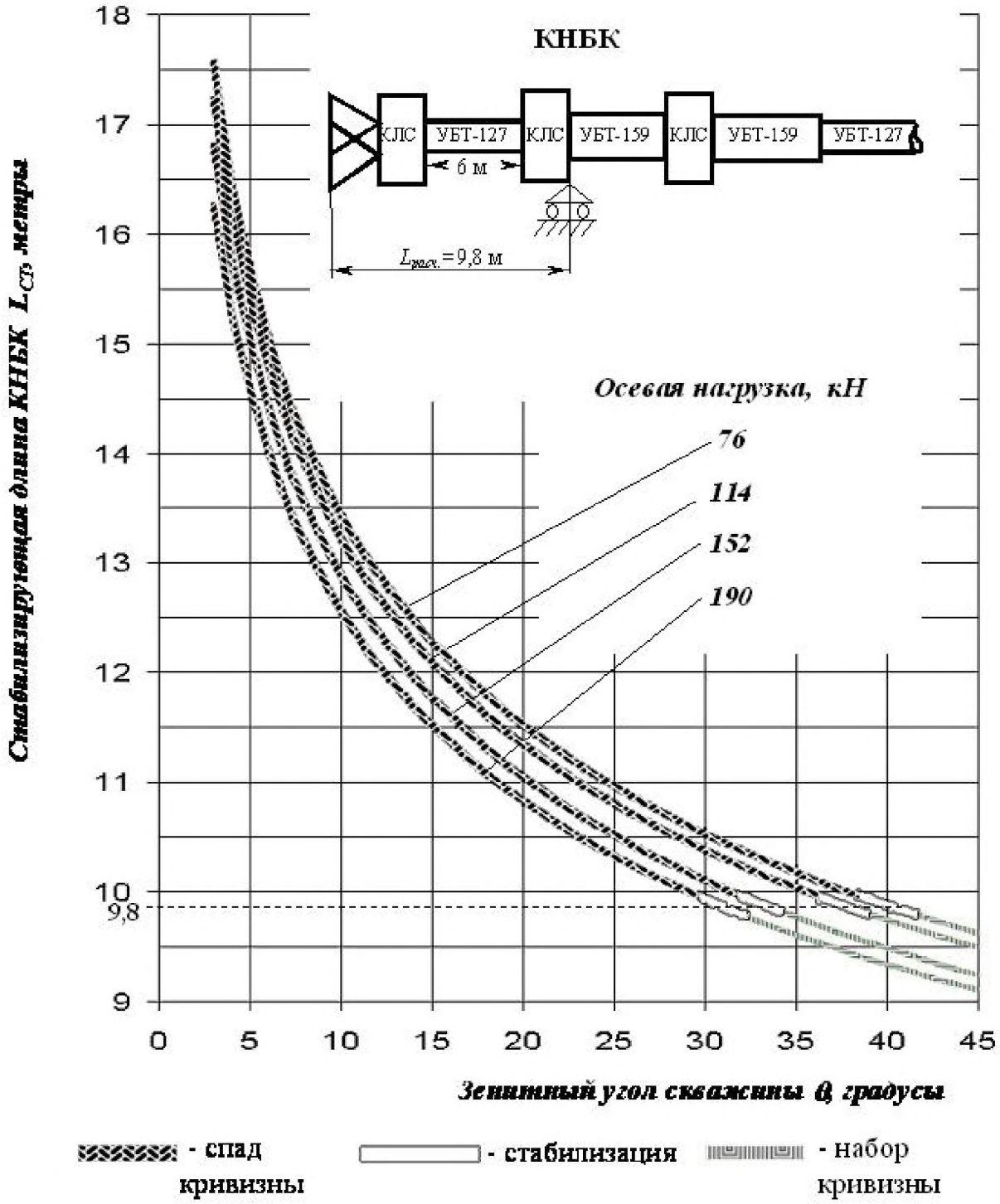


Рисунок В12- Зоны и направление скважины диаметром 216 м при роторном бурении

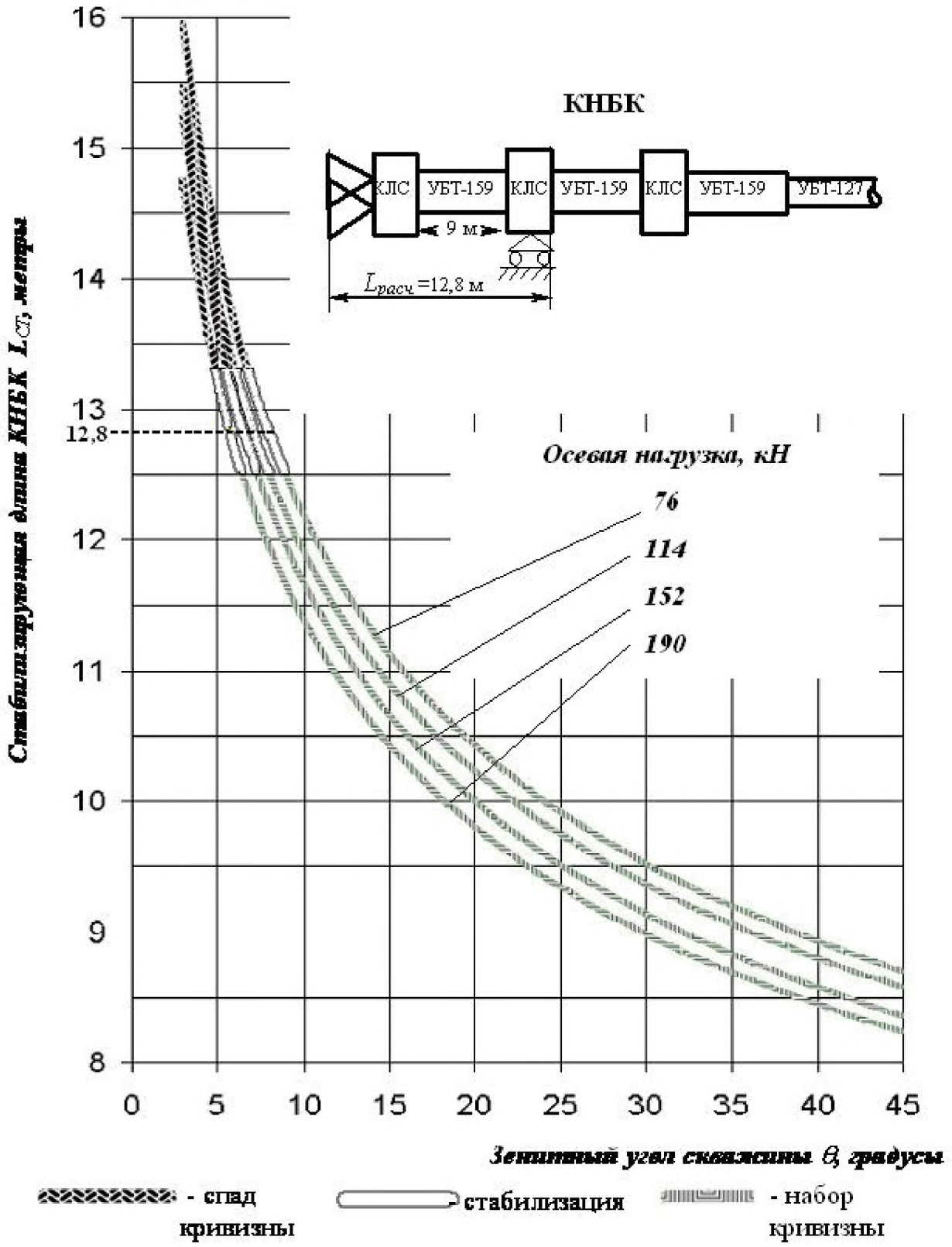


Рисунок В13- Зоны и направление скважины диаметром 216 мм при роторном бурении

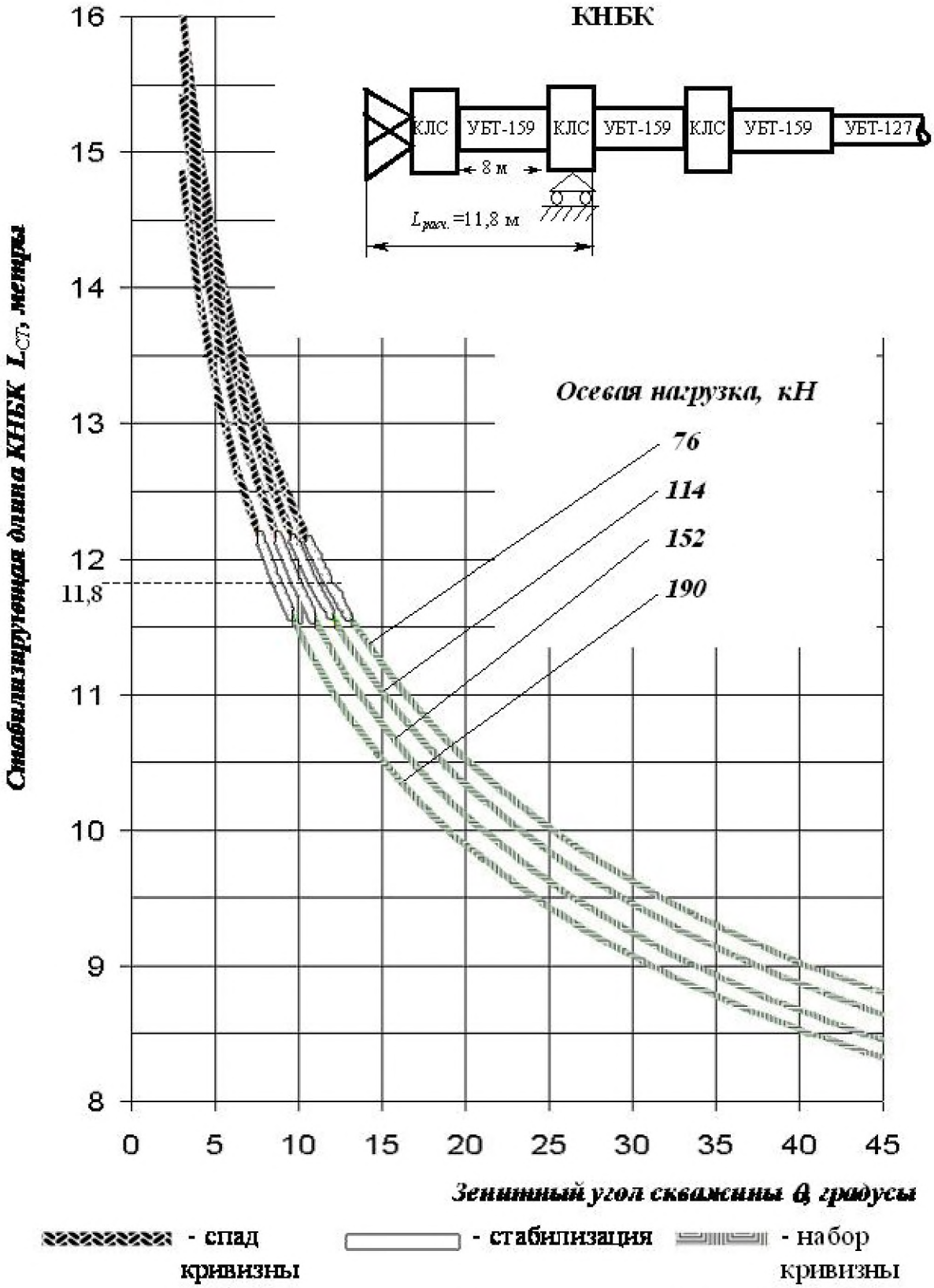


Рисунок В14 - Зоны и направление скважины диаметром 216 мм при роторном бурении

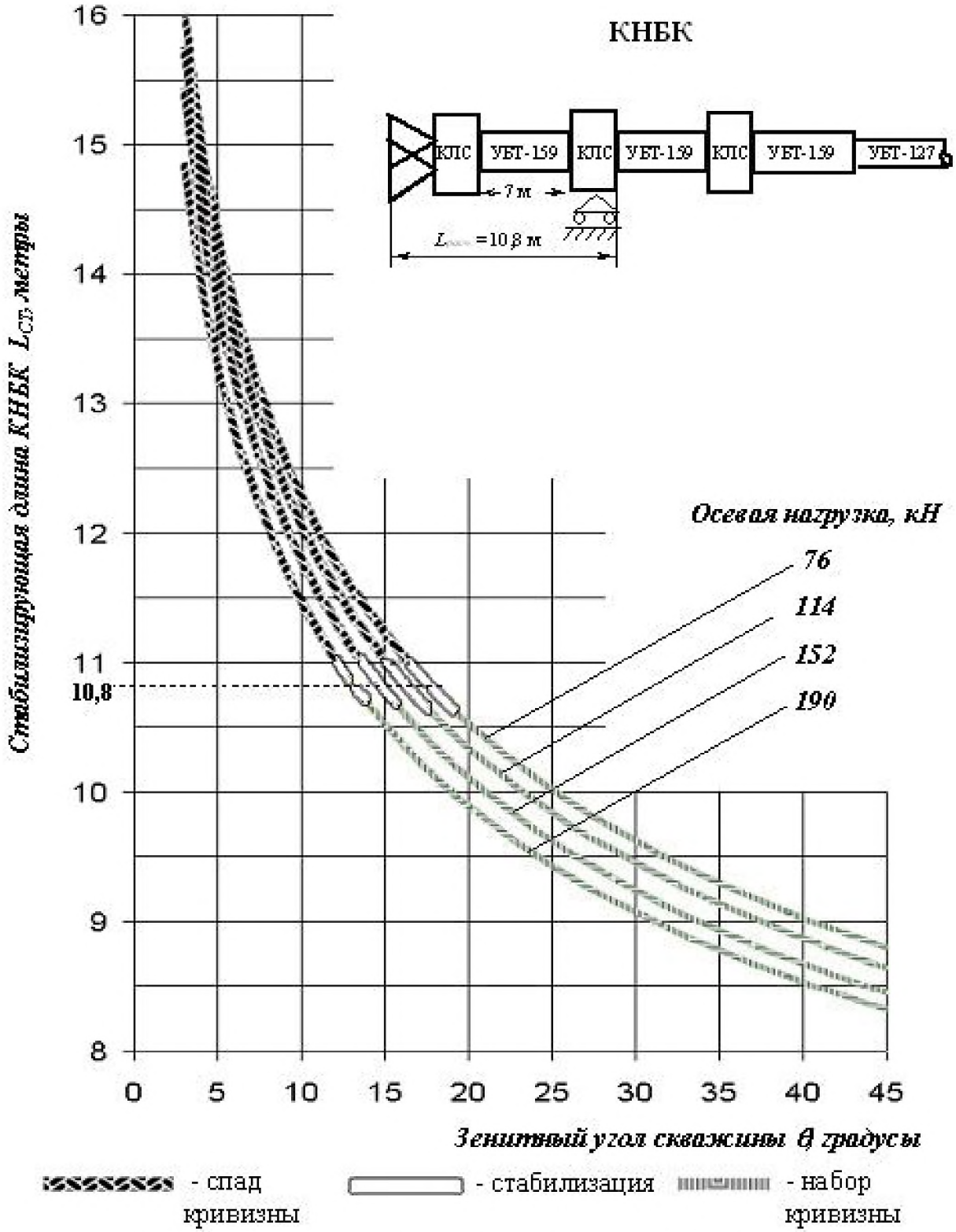


Рисунок В15 - Зоны и направление скважины диаметром 216 мм при роторном бурении

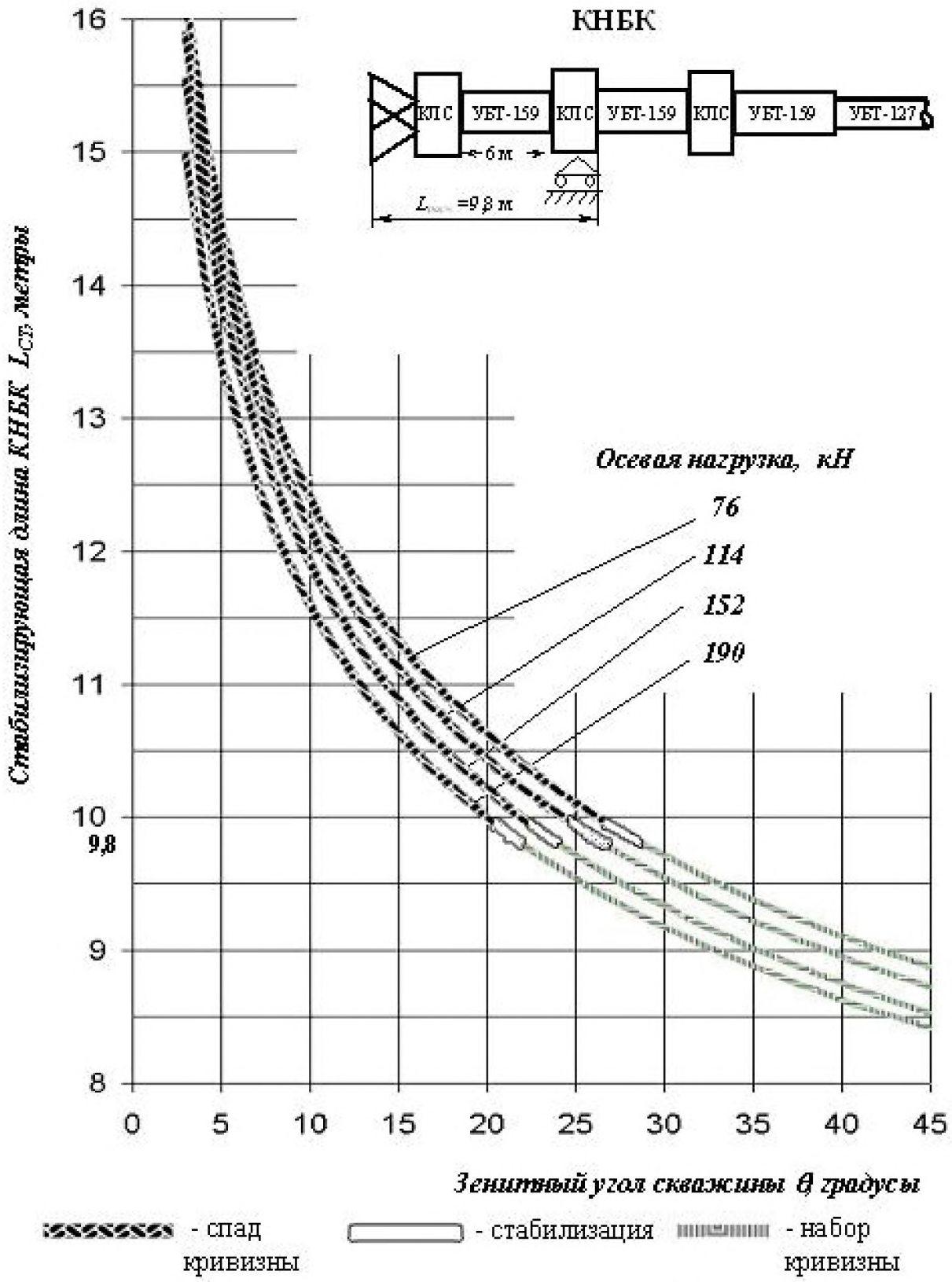


Рисунок В16 - Зоны и направление скважины диаметром 216 мм при роторном бурении

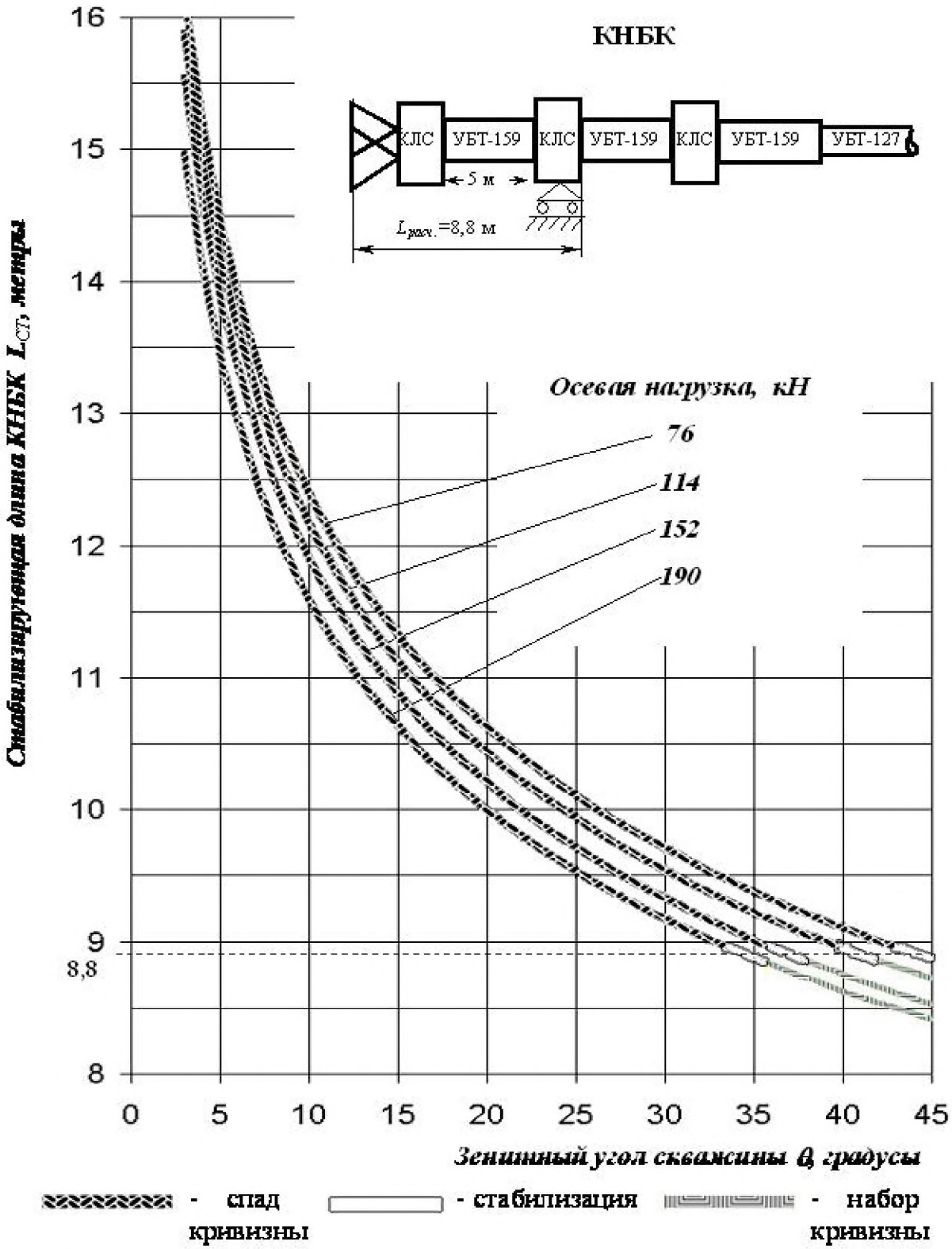
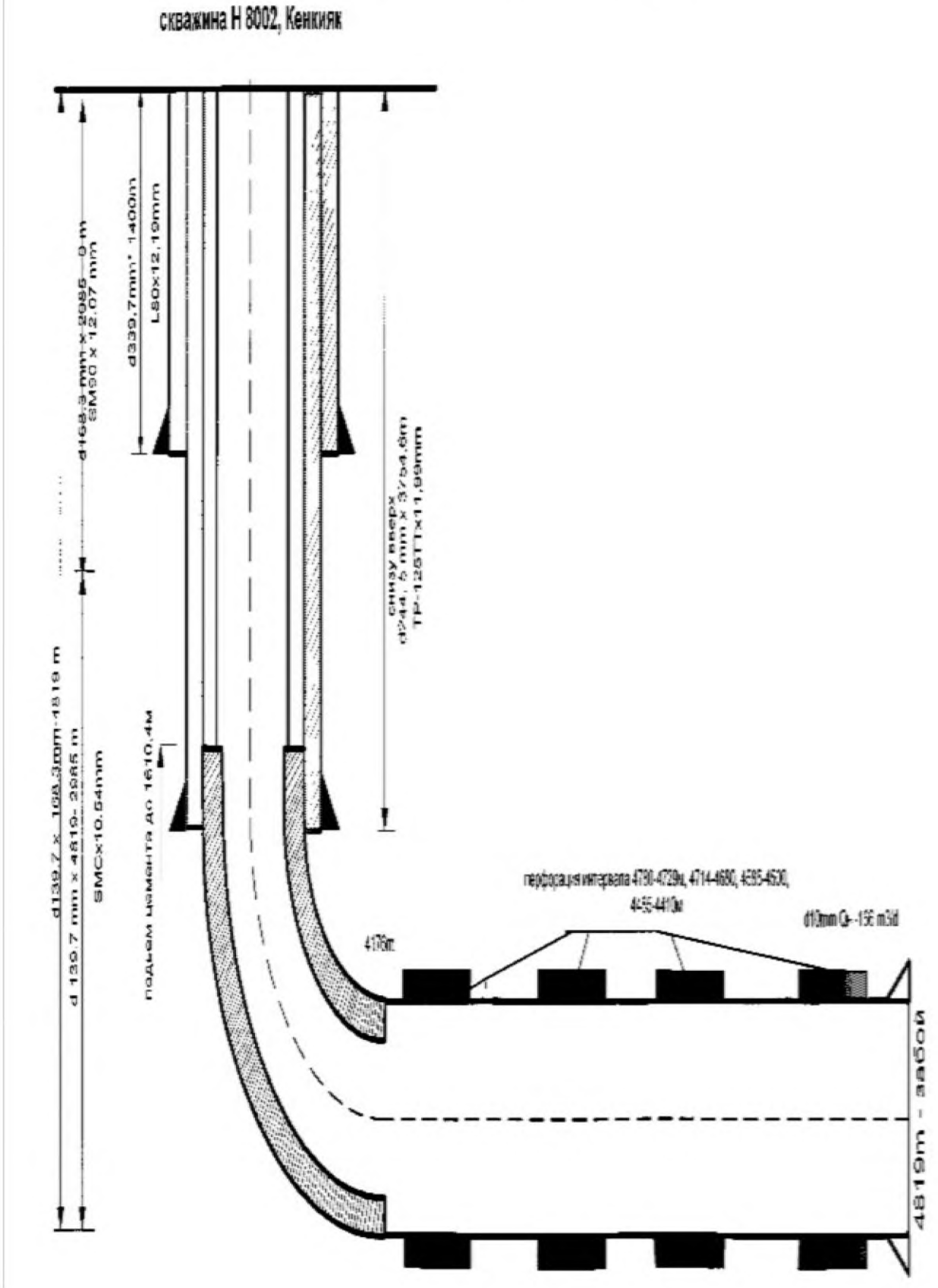
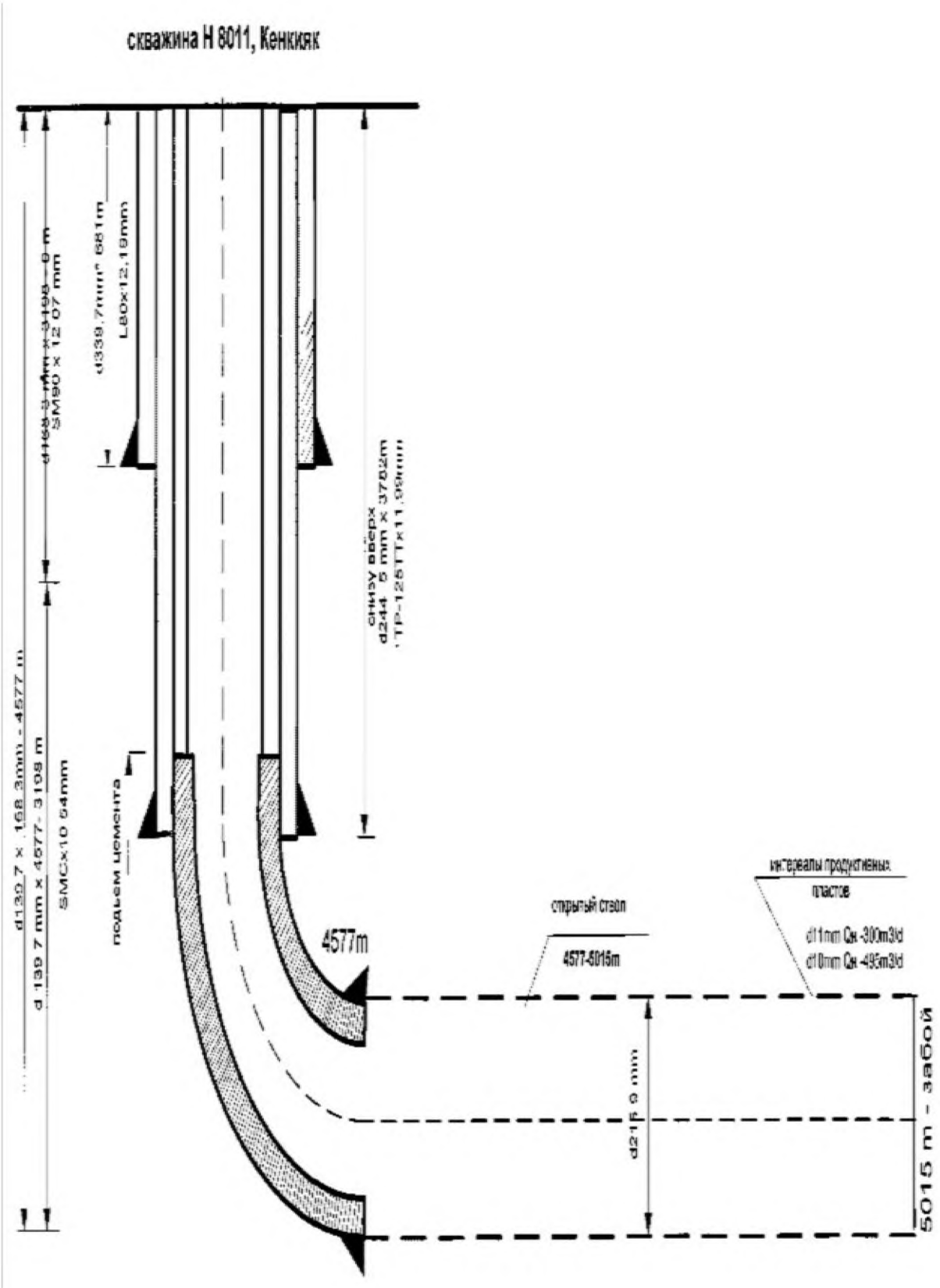


Рисунок В17 - Зоны и направление скважины диаметром 216 мм при роторном бурении

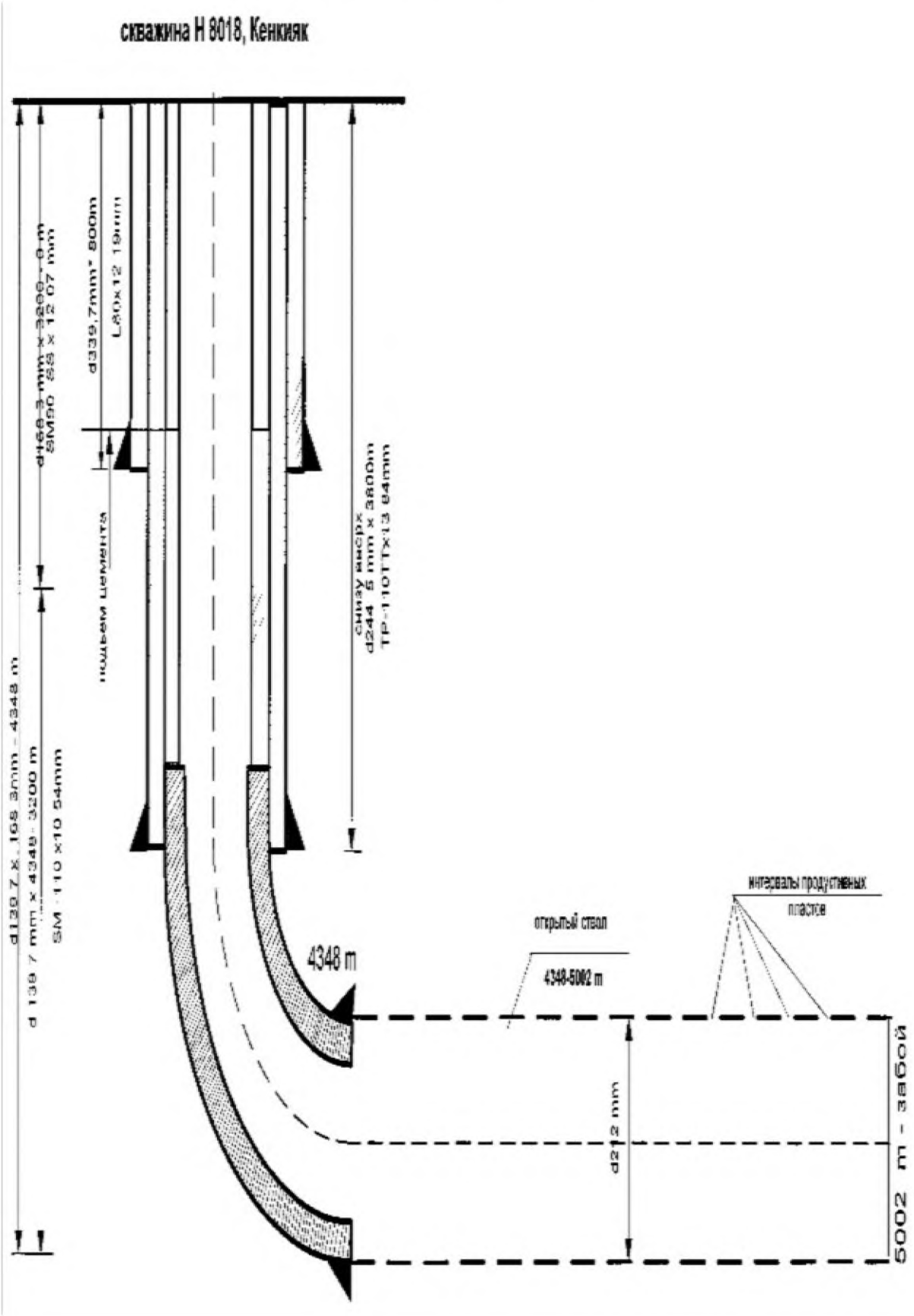
ПРИЛОЖЕНИЕ Г
Горизонтальная скважина 8002



ПРИЛОЖЕНИЕ Д
Горизонтальная скважина 8011



ПРИЛОЖЕНИЕ Е
Горизонтальная скважина 8018



Музапаров М.Ж., 2005