МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ

РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

М.Ж. МУЗАПАРОВ

НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ

Том 3. Безориентированная технология. Бурение винтовыми забойными двигателями

Алматы 2005

УДК 622.243
ББК 33. 13
М 11

РЕЦЕНЗЕНТЫ:
Старший заместитель генерального директора АО«CNPC Актобемунайгаз»
доктор технических наук
Ж.С. СЕЙТПАГАМБЕТОВ
Профессор Актюбинского государственного университета им.К.Жубанова
доктор технических наук
Р. Ж. СЕМБИНОВ

М 11 Музапаров М.Ж.
Направленное бурение. Том 3. Безориентированная технология. Бурение винтовыми забойными двигателями.-
Алматы, 2005 – 204с.: ил.

ISBN 9965-27-808-3

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

Рассмотрены причины и механизм набора, спада кривизны и стабилизации вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин в условиях нормального и аномально-высокого пластового давления при бурении винтовыми забойными двигателями.

Описаны области эффективного использования различных по конструкции компоновок низа бурильных колонн ТБПВ-127, УБТ-146 и УБТ-178 с винтовыми забойными двигателями типа *Д* (**Россия**), СБТ-127, УБТ- 127, УБТ-159 с двигателями ***DTU*** (**Baker Hughes**),.

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

2502010300
М 00(05)-05

ISBN 9965-27-808-3

© Музапаров М.Ж., 2005

ОГЛАВЛЕНИЕ 3

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ 5

ВВЕДЕНИЕ..... 6

1 СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА 7

2 БУРЕНИЕ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН..... 23

3 СИСТЕМЫ С УПРАВЛЯЕМЫМИ ВИНТОВЫМИ ЗАБОЙНЫМИ ДВИГАТЕЛЯМИ..... 32

4 МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ЗЕНИТНОГО ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН ПРИ БУРЕНИИ ВИНТОВЫМИ ЗАБОЙНЫМИ ДВИГАТЕЛЯМИ С НЕОРИЕНТИРУЕМОЙ ШАРНИРНОЙ КОМПОНОВКОЙ В РЕЖИМЕ СКОЛЬЖЕНИЯ.....35

5 МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ЗЕНИТНОГО ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН ПРИ БУРЕНИИ ВИНТОВЫМИ ЗАБОЙНЫМИ ДВИГАТЕЛЯМИ С НЕОРИЕНТИРУЕМОЙ КОМПОНОВКОЙ В РЕЖИМЕ ВРАЩЕНИЯ..... 44

6 ВЫБОР НЕОРИЕНТИРУЕМЫХ КОМПОНОВОК ПРИ БУРЕНИИ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ВИНТОВЫМИ ЗАБОЙНЫМИ ДВИГАТЕЛЯМИ..... 78

ЗАКЛЮЧЕНИЕ..... 84

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ..... 87

ПРИЛОЖЕНИЕ А. Расчёты длины полуволн низа бурильных колонн..... 98

© Музапаров М.Ж., 2005

ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Стабилизирующая длина компоновки винтового забойного двигателя *Д* (Россия) с бурильными колоннами ТБПВ-127 и УБТ – 146 113

ПРИЛОЖЕНИЕ В. Стабилизирующая длина компоновки винтового забойного двигателя *Д* (Россия) с телеметрической системой СТТ-172 161

ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Стабилизирующая длина компоновки винтового забойного двигателя *DTU* (Baker Hughes)..... 175

ПРИЛОЖЕНИЕ Д. Стабилизирующая длина компоновки винтового забойного двигателя *Д* (Россия) диаметром 195 мм 181

© Музапаров М.Ж., 2005

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

СБО – скважины с большими отходами от вертикали

ГС – горизонтальные скважины

УБТ, СУБТ – утяжеленные (специальные) бурильные трубы

КНБК – компоновка низа бурильной колонны

ВНИИОЭНГ – Всероссийский научно-исследовательский институт организации и экономики нефтегазовой промышленности (г. Москва)

ОЦЭ – один и более центрирующих элементов

ВЗД – винтовые забойные двигатели

КВЗД – компоновка винтового забойного двигателя

НКНБК – неориентируемые компоновки низа бурильной колонны

ОКНБК – ориентируемые компоновки низа бурильной колонны

ТБПВ – трубы бурильные специального назначения

Д, Д1, Д2, Д3, ДГ, ДН – маркировки винтовых забойных двигателей

E – модуль Юнга для стали

I – момент инерции

θ – зенитный угол скважины

r,D – радиусы или диаметры скважин

m – длина безразмерной единицы веса бурильных труб (колонн)

кН – килоньютон

L – длины полуволн бурильных труб (колонн) в наклонно-направленных скважинах с соответствующими индексами

XYZ – координаты осей

Q – точечная масса

M – момент сил

F – обозначение сил, в каждом конкретном случае в соответствии с индексом обозначает ту или иную силу

R_x , R_y , R_z – реакционные силы опор (подпятника)

© Музапаров М.Ж., 2005

ВВЕДЕНИЕ

На протяжении последних двух десятилетий наиболее перспективным и динамично развивающимся направлением при освоении нефтяных месторождений является строительство горизонтальных скважин. Преимущество разработки нефтяного месторождения горизонтальной скважиной достигается в результате получения заданного уровня добычи нефти при значительно меньшем числе скважин по сравнению с вертикальными вследствие многократного увеличения в них поверхности вскрытия пласта и, как следствие, повышения производительности скважины.

На современном этапе развития горизонтального бурения исследование оптимальных параметров неориентируемых (без применения кривого переводника) компоновок низа бурильной колонны (НКНБК) с винтовыми забойными двигателями (ВЗД) приобретает важное значение, так как тип профиля скважины и затраты на её строительство определяют себестоимость добываемой нефти.

Использование ориентируемых КНБК (ОКНБК) связано с дополнительными – зачастую непроизводительными – затратами средств и времени на производство специальных работ, обеспечивающих бурение скважин по заданному профилю с применением в качестве отклонителей регулируемого кривого переводника.

Эффективность контроля угла и азимута искривления с помощью отклонителей ОКНБК резко снижается с глубиной скважины и их применение приводит к нежелательным последствиям, связанным с возникновением осложнений, аварий при спуско-подъёмных операциях. Устранение перечисленных недостатков и повышение технико-экономических показателей бурения скважин возможно при тщательном изучении и использовании КНБК с неориентируемыми винтовыми забойными двигателями (НКНБК

© Музапаров М.Ж., 2005

ВЗД) – особенно при бурении скважин в азимутах, противоположных азимутам естественного искривления.

Однако опыта проектирования и проводки подобных скважин на нефть и газ в Казахстане пока нет. Работы по установлению закономерностей формирования структуры КНБК с винтовыми забойными двигателями по безориентированной технологии и регулированию оптимальных параметров, обеспечивающих выполнение проектных профилей, еще не проводились.

В связи с этим, в настоящее время большое внимание уделяется теоретическим и производственным исследованиям, направленным на выявление областей эффективного использования различных по конструкции компоновок низа бурильных колонн ТБПВ-127, УБТ-146 и УБТ-178 с винтовыми забойными двигателями типа ***Д*** (**Россия**), СБТ-127, УБТ- 127 и УБТ-159 с двигателями ***DTU*** (**Baker Hughes**), научному обоснованию структуры неориентируемых компоновок низа бурильных колонн с винтовыми забойными двигателями в условиях противодействия геологических факторов :

- спада кривизны или уменьшения зенитного угла скважин;
- набора кривизны или увеличения зенитного угла скважин;
- стабилизации зенитного угла скважин.

1 СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА

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

© Музапаров М.Ж., 2005

Бурение наклонно направленных скважин с большими отходами от вертикали осуществляется для разведки и эксплуатации объектов, которые нельзя достичь с помощью обычных скважин.

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.

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.

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.

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.

Известно, что интенсивность изменения кривизны скважины зависит как 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 и др.), так и от геологических факторов (формы залегающих пластов и физико-механических свойств горных пород).

Для борьбы с искривлениями ствола скважин существует ряд компоновок низа бурильного инструмента [1], включающих в себя УБТ, СУБТ и УБТ с центрирующими приспособлениями и без них.

© Музапаров М.Ж., 2005

В настоящее время, когда осевые нагрузки на долото значительно возросли, предотвращать изгиб только применением УБТ трудно. Для этого необходимо изменить параметры режима бурения и, в первую очередь, - ограничить осевую нагрузку на долото, что ведёт к значительному снижению эффективности проводки скважин. Таким образом, предотвратить изгиб бурильной колонны можно, снижая технико-экономические показатели бурения, но это нецелесообразно. Между тем, для предупреждения искривления скважин совсем не обязательно, чтобы вся бурильная колонна сохранила прямолинейную форму. Для этого необходимо, чтобы оставалось прямолинейным нижнее звено колонны бурильных труб, т.е. чтобы низ колонны бурильных был бы жёстким. 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, жёстко связанного с долотом. Величина прогиба и перекоса компоновки в стволе скважины зависит, в основном, от её длины, жёсткости 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 [2] 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;

© Музапаров М.Ж., 2005

- беспорядочное биение колонны.

Независимо от осевой нагрузки и скорости вращения растянутая часть колонны вращается вокруг собственной 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 [3-7] 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 исследователей Лубински, Вудса, Макдональда [8] и др. решён 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 [9]:

- с малым радиусом искривления - 6... 12 м (до 10°/1 м);
- со средним радиусом - 90...240 м (до 6,6°/10 м);
- с большим радиусом искривления - 300 м и более (темп набора угла до 2°/10 м).

Системы с малым радиусом искривления основаны на применении отклоняющих клиньев и шарнирных компоновок в сочетании с гибкими тру-

© Музапаров М.Ж., 2005

бами. 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.

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 производится путём 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. Путём подбора соотношения размеров элементов КНБК достигается бурение по заданному радиусу кривизны. Способ бурения - роторный.

© Музапаров М.Ж., 2005

Существует модификация данного способа, предусматривающая применение принудительно изгибаемого с помощью специального устройства удлинённого вала забойного двигателя взамен гибкой бурильной колонны с шарнирным сочленением секций [9].

Имеются технические решения, основанные на использовании гидромониторного разрушения забоя.

Как уже отмечалось, путём 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 определённых 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 приведённой 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 [10].

Кроме того, перспективными для бурения со средними радиусами искривления являются шарнирные отклонители. При бурении ими может быть достигнута интенсивность искривления до 10°/10 м [11-13]. Шарнирные КНБК обладают целым рядом преимуществ, главными из которых являются следующие [11]:

© Музапаров М.Ж., 2005

- существенное повышение точности проводки ствола по заданной траектории, так как шарнирные КНБК могут обеспечивать практически постоянную интенсивность искривления в широком диапазоне изменения зенитного угла;
- 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 $\theta = 12°$;
- 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 [4,14-18].

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 [9-11,70-85].

Бурение скважин с большим радиусом кривизны. Участки с малым и средним радиусами 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°/10м). Для набора зенитного угла и коррекции направления сква-

© Музапаров М.Ж., 2005

жины используется в этом случае ориентируемые и неориентируемые КНБК.

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

Неориентируемые компоновки могут содержать определенном 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 применяется большое число различных ориентируемых и неориентируемых КНБК для бурения участков скважины с большим радиусом искривления.Разнообразны и конструкции элементов КНБК.

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 [19].

Наиболее простой в изготовлении компоновкой является кривой переводник в сочетании с УБТ и коротким турбобуром. Недостатками этой КНБК является 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 [12]. Кроме того, указанная компоновка не обеспечивает и постоянства интенсивности изменения азимута при заданном угле установки отклонения. Большая длина нижнего плеча компоновки становится причиной его повышенной чувствительности к изменениям вращающегося момента на долоте.

© Музапаров М.Ж., 2005

Перечисленные недостатки КНБК с кривым переводником послужили причиной поиска конструкции отклонителей на базе забойных двигателей 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 [13,19,86-96].

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

Использование в компоновке низа бурильной колонны неориентируемых отклонителей (калибратор, центратор, стабилизатор и др.), наряду с повышением качества проводки и удешевлением стоимости бурения наклонной скважины, позволяет сократить длину искривленного 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.

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

Надёжное управление искривлением наклонных скважин с использованием неориентируемых КНБК 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 Кас-

© Музапаров М.Ж., 2005

пийского, Чёрного и Азовского морей, а также отдельных месторождений на суше, в том числе и на Мангистау, вопрос эффективного управления искривлением наклонных скважин неориентируемыми компоновками, приобретает особую актуальность.

Как известно, при бурении неориентируемыми 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 физико-механических свойств проходимых пород (анизотропия пород) жёсткости 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[20-24] показано, что включением в КНБК ряда технических средств (неориентируемых отклонителей) - центраторов, стабилизаторов, калибраторов, расширителей различных конструкций и др.,возможно с высокой надёжностью траекторию ствола скважины.

Однако в указанных выше работах не получены зависимости, описывающие процесс искривления при проводке наклонных скважин неориентируемыми КНБК.

За последние годы в СНГ и дальнем зарубежье неоднократно предпринимались попытки подобрать компоновки низа бурильной колонны таким

© Музапаров М.Ж., 2005

образом, чтобы при бурении вертикальных или наклонно направленных скважин гарантировалось выдерживание их направления.

Первые научные разработки в области предотвращения кривизны скважин были выполнены за рубежом в 60-х годах Г.Вудсом и А. Лубински [8], которые связывали тогда расчёт КНБК с влиянием геологических факторов и нашли условия, при которых скважины при бурении в районах естественного искривления будет стремиться к совершенно определённому углу стабилизации (например, 3° или 5°). Однако Г. Вудс и А. Лубински дали свои рекомендации только для маятниковых 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 и 5°), 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 [25] 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 [26], можно использовать равновесные КНБК с множественной центрацией. При этом во многих случаях не принималось во внимание влияние геологических факторов [27-29], - принимались уже не мая-

© Музапаров М.Ж., 2005

тниковые 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.

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[32],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.

© Музапаров М.Ж., 2005

Вопросы вероятного искривления ствола скважины в пространстве обсуждались в последние годы в статьях Тутена [27-29]. 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 путём установки в нижней части бурильной колонны опорно-центрирующих элементов. Теоретические основы расчёта неориентируемых КНБК для бурения вертикальных и наклонных скважин впервые были изложены в работе [8]. В нашей стране последовательная, применимая к разным типам КНБК методика расчёта была предложена школой акад. М.П.Гулизаде [34-36]. Затем появились исследования Келаса [25,32], Тутена [27-29], Милхейма [26,31] и др.

Пользуясь результатами этих исследований или их модификациями (например [37]) 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_+ 5...6°/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 счёт изменения места установки опорно-центрирующих элементов при неизменном диаметре или путём изменения диаметра при постоянном месте установки.

© Музапаров М.Ж., 2005

При роторном бурении, когда разъём 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.

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 научнообоснованного выбора различных КНБК для управления траекториями бурения наклонных скважин [8,12,25-33,35,37]. 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 [12,35,36]. Она включает в себя методику расчёта в плоскости длины направляющей части бурильной колонны действующих на неё сил бурильной колонны (НКБ) в пределах направляющего участка, в том числе отклоняющие силы на долоте, а также управления движения НБК в анизотропной породе.

Уточнением этой модели является модель [38]. Её отличает большая, чем модель Л.Я.Сушона, строгость постановки задачи и учёт большого числа факторов, влияющих на искривление скважин (в частности, наката долота на стенку скважины).

Однако практическое использование модели искривление 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

© Музапаров М.Ж., 2005

с породой и др.). достаточно точное определение значения этих коэффициентов и эффективное их использование для прогноза траектории бурения возможный только в том случае, если осуществляется телеконтроль за искривлением скважины с одновременной обработкой инклинометрической информации с помощью ЭВМ, установленной непосредственно на буровой.

Ни надёжной телеметрии, ни исполнителей соответствующей квалификации буровые предприятия пока не имеют.

На протяжении последних двух десятилетий наиболее перспективным и динамично развивающимся направлением в нефтегазодобывающей промышленности при освоении нефтяных месторождений является строительство горизонтальных скважин.

Преимущество разработки нефтяного месторождения горизонтальной скважиной достигается в результате получения заданного уровня добычи нефти при значительно меньшем числе скважин по сравнению с вертикальными вследствие многократного увеличения в них поверхности вскрытия пласта и, как следствие, повышения производительности скважины.

Проектирование горизонтальной скважины, состоящей из вертикального, переходного и горизонтального интервалов, неосуществимо без учёта влияния структуры и параметров компоновки низа бурильной колонны (КНБК) с винтовыми забойными двигателями (ВЗД). Причём необходимо учитывать не только количественные показатели (вес колонны, двигателя, плотность раствора), но и геометрические параметры (длина и диаметр структурных элементов КНБК, диаметр и зенитный угол скважины), так как помимо геологических факторов они определяют характер и направление (стабилизация, набор или спад кривизны) горизонтальной скважины.

На современном этапе развития горизонтального бурения исследование оптимальных параметров неориентируемых (без применения кривого переводника) компоновок низа бурильной колонны (НКНБК) с винтовыми за-

© Музапаров М.Ж., 2005

бойными двигателями (ВЗД) приобретает важное значение, так как тип профиля скважины и затраты на её строительство определяют себестоимость добываемой нефти.

Использование ориентируемых КНБК (ОКНБК) связано с дополнительными - зачастую непроизводительными - затратами средств и времени на производство специальных работ, обеспечивающих бурение скважин по заданному профилю с применением в качестве отклонителей регулируемого кривого переводника.

Эффективность контроля зенитного угла и азимута искривления с помощью отклонителей ОКНБК резко снижается с глубиной скважины и их применение приводит к нежелательным последствиям, связанным с возникновением осложнений, аварий при спуско-подъёмных операциях. Устранение перечисленных недостатков и повышение технико-экономических показателей бурения скважин возможно при тщательном изучении и использовании КНБК с неориентируемыми винтовыми забойными двигателями (НКНБК ВЗД) - особенно при бурении скважин в азимутах, противоположных азимутам естественного искривления.

Однако опыта проектирования и проводки подобных скважин на нефть и газ в Казахстане пока нет. Работы по установлению закономерностей формирования структуры КНБК с винтовыми забойными двигателями по безориентированной технологии и регулированию оптимальных параметров, обеспечивающих выполнение проектных профилей, ещё не проводились.

В настоящее время большое внимание уделяется теоретическим и производственным исследованиям, направленным на выявление областей эффективного использования различных по конструкции компоновок с винтовыми забойными двигателями типа ***Д*** (**Россия**) и ***DTU*** (**Baker Hughes**), научного обоснования структуры НКНБК ВЗД для условий сильного противодействия геологических факторов:

© Музапаров М.Ж., 2005

- для спада кривизны или уменьшения зенитного угла скважин;
- для набора кривизны или увеличения зенитного угла скважин;
- для стабилизации зенитного угла самоискривляющихся скважин.

2 БУРЕНИЕ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Наклонно-направленной скважиной называется скважина, специально направленная в какую-либо точку, удаленную от вертикальной проекции ее устья. Наклонное бурение в настоящее время широко применяется при бурении скважин на нефть, газ и твердые полезные ископаемые (рисунок 1) [99].

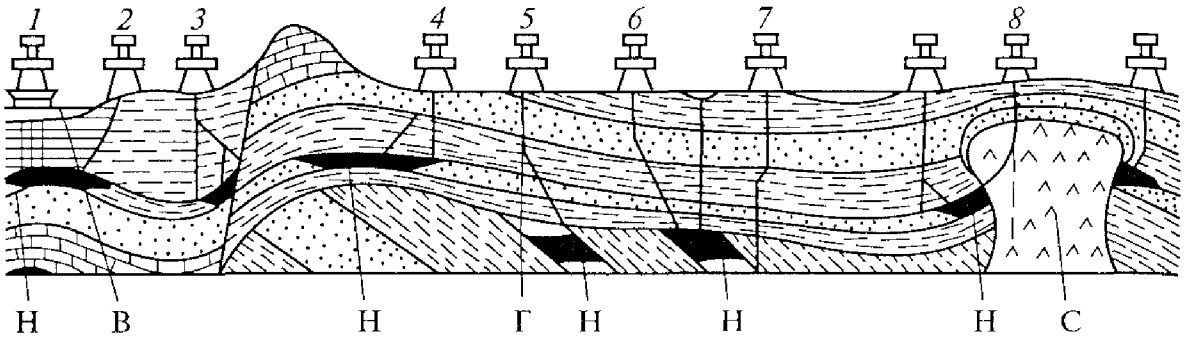


Рисунок 1 - Примеры наклонного бурения скважин:

1 — проходка с морского основания; *2* — разбуривание морского нефтяного месторождения с берега; *3* — отклонение ствола скважины от сбросовой зоны (зоны разрыва) по направлению и нефтеносному участку; *4* — проходка наклонной скважины, когда забой будет расположен под участком, недоступном для монтажа буровой установки; 5— бурение на нефтяные пласты моноклинального типа; *6* — бурение вспомогательной наклонной скважины для ликвидации пожара или открытого фонтана; 7— уход в сторону при аварии; *8* — проходка наклонных скважин в районе замывания соляного купола; **Н** — нефть; **В** — вода; **Г** — газ; **С** — соль.

Существует два способа бурения наклонных скважин:

роторный, представляющий собой прерывистый процесс искривления ствола скважины последовательными зарезками (уходами в сторону);

забойными двигателями, обеспечивающий непрерывный процесс искривления ствола скважины.

Подавляющее большинство наклонно-направленных скважин бурят с применением винтовых забойных двигателей. Эти двигатели имеют гораздо большую мощность, чем турбобуры, более низкую частоту вращения вала, что благоприятно сказывается при наборе кривизны.

Профили наклонных скважин. Профиль наклонной скважины должен быть таким, чтобы при минимальной затрате средств и времени на ее проходку было обеспечено выполнение задачи, поставленной при бурении данной скважины.

При бурении наклонно-направленных скважин наибольшее распространение получили четыре типа профилей (рисунок2).

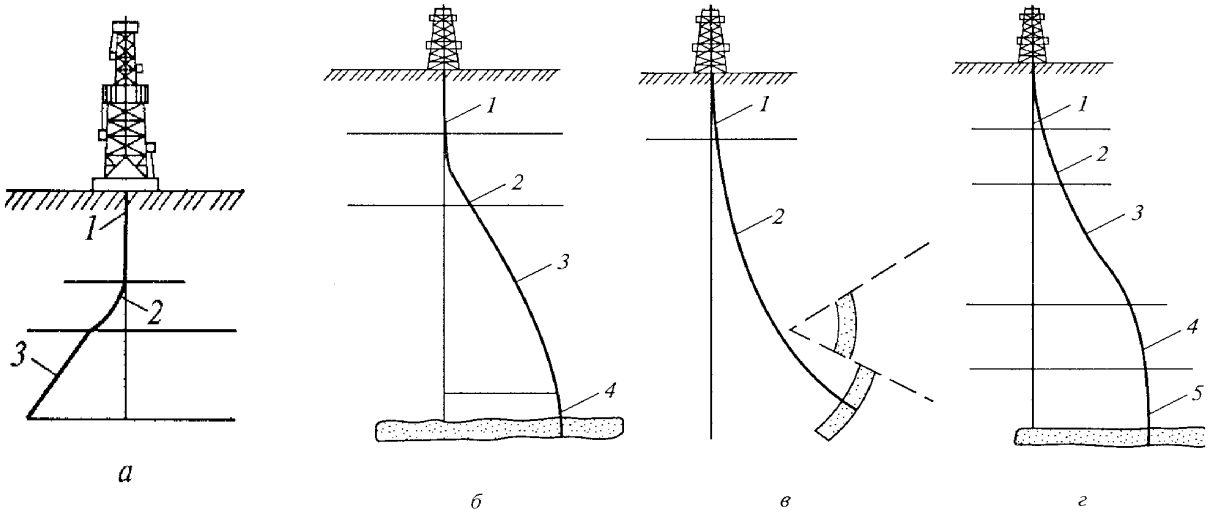


Рисунок 2 - Профили наклонных скважин:

а — профиль I; *б*— профиль П; *в* — профиль III; *г*— профиль IV;
1 — вертикальный участок; 2 — участок с нарастающей кривизной;
3 — наклонная прямая; *4*— участок с убывающей кривизной;
5— вертикальный участок

© Музапаров М.Ж., 2005

Профиль I (см. рисунок *2а)* — наиболее распространенный. Состоит из трех участков: верхнего участка *1* — вертикального, второго участка 2, выполненного по плавной кривой, и третьего участка *3* — по наклонной прямой. Этот профиль рекомендуется в основном для бурения наклонных скважин на однотпластовые месторождения с большими отклонениями при средней глубине скважины.

Профиль II (см. рисунок *2б)* состоит из четырех участков: верхнего участка 1 — вертикального, второго участка 2, выполненного по кривой с нарастающей кривизной, третьего участка *3* — по наклонной прямой и четвертого участка *4* — по кривой с убывающей кривизной. Часто этот профиль применяется в несколько видоизмененном виде — отсутствует участок *3,* т.е. сразу за участком 2 с нарастающей кривизной следует участок *4 с* убывающей кривизной. Профиль этого типа обычно применяют при бурении наклонных скважин глубиной до 2500 м.

Профиль III (см. рисунок *2в)* — менее распространен, чем первые два. Состоит из двух участков: верхнего участка 1 — вертикального и второго участка 2, выполненного по кривой, постепенно увеличивающей угол наклона ствола. Бурение скважин по такому профилю осуществляется в тех случаях, когда необходимо выдержать заданные углы входа ствола скважины в пласт.

Профиль IV (см. рисунок 2г) — применяется при бурении глубоких наклонных скважин. Этот профиль отличается от предыдущих тем, что к вертикальному участку 7, участку *2,* выполненному по кривой, и участку *3,* представляющему наклонную прямую, добавляется криволинейный участок *4,* характеризующийся снижением полученной кривизны, т.е. выхолаживанием ствола, доходящим до вертикали, и прямой вертикальный участок *5.* Профиль такого типа следует применять в тех случаях, когда нижний участок скважины имеет несколько продуктивных горизонтов.

© Музапаров М.Ж., 2005

Рассмотренные выше профили представляют собой кривую линию, расположенную в одной вертикальной плоскости. Такие профили называются ***профилями обычного типа***. В бурении иногда приходится прибегать к профилям, которые представляют собой пространственную кривую линию, напоминающую винтовую или спиральные линии — ***профили пространственного типа***. Скважины по профилю этого типа бурят в тех районах, где велико влияние геологических условий на самопроизвольное искривление ствола скважины. При построении профиля таких скважин стремятся максимально использовать закономерности самопроизвольного искривления скважин и тем самым свести к минимуму интервалы бурения с отклонителем.

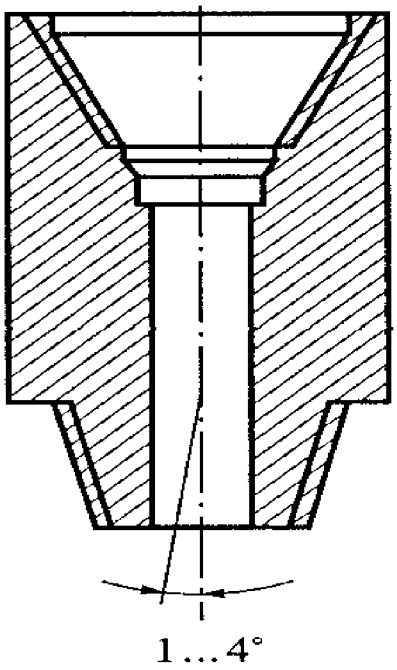


Рисунок 3 - Кривой переводник

Отклоняющие устройства. Назначение отклоняющих устройств — создание на долоте отклоняющего усилия или наклона оси долота к оси скважины в целях искусственного искривления ствола скважины в заданном или произвольном направлении. Их включают в состав компоновок низа бурильных колонн. Они отличаются своими особенностями и конструктивным выполнением.

В турбинном бурении в качестве отклоняющих устройств применяют кривой переводник, турбинные отклонители типа ТО и ШО, отклонитель Р-1, отклонитель с накладкой, эксцентричный ниппель и др.; в электробурении — в основном механизм искривления (МИ); в роторном бурении — отклоняющие клинья, шарнирные отклонители и др.

© Музапаров М.Ж., 2005

Рассмотрим некоторые отклонители. ***Кривой переводник*** (рисунок 3) — это наиболее распространенный и простой в изготовлении и применении отклонитель при бурении наклонно-направленных скважин. Он представляет собой толстостенный патрубок с пересекающимися осями присоединительных резьб. Резьбу с перекосом $1...4^0$ нарезают, в основном, на ниппеле, в отдельных случаях — на муфте. Кривой переводник в сочетании с УБТ длиной 8... 24 м крепят непосредственно к забойному двигателю.

Отклонитель Р-1 (рисунок 4) выполняется в виде отрезка УБТ, оси присоединительных резьб которой перекошены в одной плоскости и в одном направлении относительно ее оси. Отклонитель Р-1 предназначен для набора зенитного угла до 90° и выше, изменения азимута скважины, зарезки нового ствола с цементного моста и из открытого ствола.

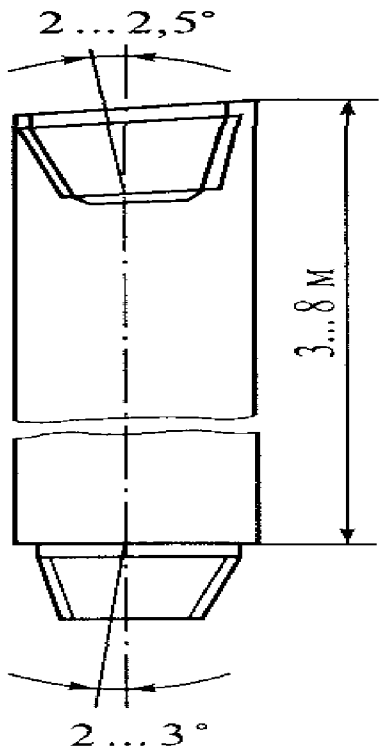


Рисунок 4- Отклонитель Р-1

Отклонитель с накладкой — это сочетание кривого переводника и турбобура, имеющего на корпусе накладку. Высота накладки выбирается такой, чтобы она не выдавалась за габаритные размеры долота. Отклонитель с накладкой при применении односекционных турбобуров обеспечивает получение больших углов наклона скважины. Его рекомендуется применять в тех случаях, когда непосредственно над кривым переводником необходимо установить трубы малой жесткости (немагнитные или обычные бурильные трубы).

Отклоняющее устройство для секционных турбобуров представляет переводник, соединяющий валы и корпуса

© Музапаров М.Ж., 2005

верхней и нижней секции турбобура под углом 1,5...2,0°, причем валы соединяются с помощью муфты.

Турбинные отклонители **(ТО)** конструктивно выполняются посредством соединения нижнего узла с верхним узлом через кривой переводник, а валов — через специальный шарнир. Серийно выпускаются турбинные отклонители (рисунок 5) и шпиндели-отклонители (ШО). Турбинные отклонители име-ют следующие преимущества:

кривой переводник максимально приближен к долоту, что увеличивает эффективность работы отклонителя;

значительно уменьшено влияние колебания осевой нагрузки на величину отклоняющей силы на долоте, что позволяет получить фактический радиус искривления, близкий к расчетному.

Недостаток турбинных отклонителей — малая стойкость узла искривленного соединения валов нижнего и верхнего участков отклонителя.

Эксцентричный ниппель представляет собой отклонитель, выполненный в виде накладки, приваренной к ниппелю турбобура. Применяется этот отклонитель при бурении в устойчивых породах, где отсутствует опасность заклинивания или прихвата бурильной колонны.

Упругий отклонитель состоит из специальной накладки с резиновой рессорой. Накладка приваривается к ниппелю турбобура. Этот отклонитель применяют при бурении в породах, где эксцентричный ниппель не применим из-за опасности прихватов.

© Музапаров М.Ж., 2005

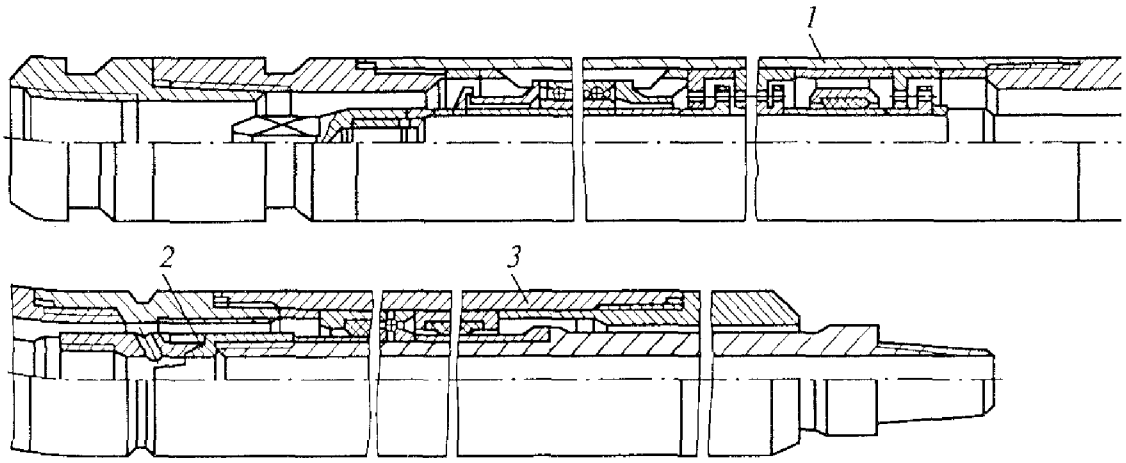


Рисунок 5 - Турбинный отклонитель ТО-2:

1— турбинная секция; 2 — шарнирное соединение;
3 — шпиндельная секция

Винтовой забойный двигатель Д1-195 относится к машинам объемного (гидростатического) действия. По сравнению с другими типами забойных гидравлических двигателей винтовой двигатель имеет ряд преимуществ:

низкая частота вращения при высоком крутящем моменте на валу двигателя позволяет получить увеличение проходки за рейс долота (в сравнении с турбинным бурением);

существует возможность контроля за работой двигателя по изменению давления на стояке насосов;

перепад давления на двигателе создает возможность применения высокопроизводительных гидромониторных долот.

По принципу действия ВЗД представляет собой планетарно-роторную гидравлическую машину объемного типа с внутренним косозубым зацеплением (рисунок 6).

Двигатель содержит ротор и статор. Стальной статор внутри имеет привулканизированную резиновую обкладку с винтовыми зубьями левого

© Музапаров М.Ж., 2005

направления. На стальном роторе нарезаны наружные винтовые зубья также левого направления. Число зубьев ротора на единицу меньше числа зубьев статора, в результате чего для осуществления зацепления ось ротора смещена относительно оси статора на величину эксцентриситета, равную половине высоты зуба. Шаги винтовых линий ротора и статора прямо пропорциональны числу зубьев. Специальный профиль зубьев ротора и статора обеспечивает их непрерывный контакт между собой, образуя на длине шага статора единичные рабочие камеры. Буровой раствор, поступающий в двигатель от насосов буровой установки, может пройти к долоту только в том случае, если ротор поворачивается относительно статора, обкатываясь под действием неуравновешенных гидравлических сил.

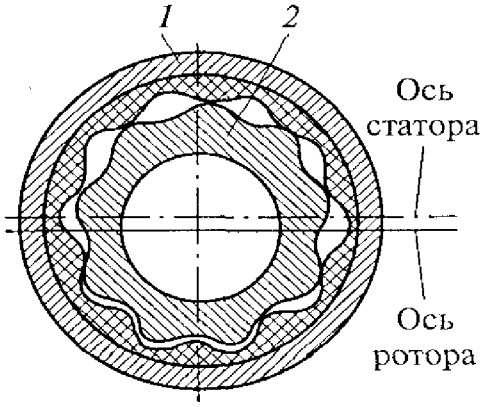


Рисунок 6 - Поперечное сечение рабочих органов винтового (объемного) забойного двигателя:

1 — статор;

2 — ротор

Ротор, совершая планетарное движение, поворачивается по часовой стрелке (абсолютное движение), в то время как геометрическая ось ротора перемещается относительно оси статора против часовой стрелки (переносное движение). За счет разности в числах зубьев ротора и статора переносное движение редуцируется в абсолютное с передаточным числом, равным числу зубьев ротора, что обеспечивает пониженную частоту вращения и высокий крутящий момент на выходе.

Винтовой (объемный) забойный двигатель Д1-195 (рисунок 7) содержит следующие основные узлы: секцию двигателя 2, секцию шпиндель-

© Музапаров М.Ж., 2005

ную *4*, переливной клапан 1 и карданный вал *3*. Через переливной клапан осуществляется слив бурового раствора из бурильных труб при подъеме колонны с эксцентрично (планетарно) вращающегося ротора на вал шпиндельной секции. Шпиндельная секция служит для передачи осевого усилия с бурильных труб на долото. В настоящее время промышленностью выпускаются следующие винтовые забойные двигатели: Д1-88; Д1-127; ДЗ-172; Д4-172; Д1-195; Д2-195; ДЗ-195 (таблица 1).

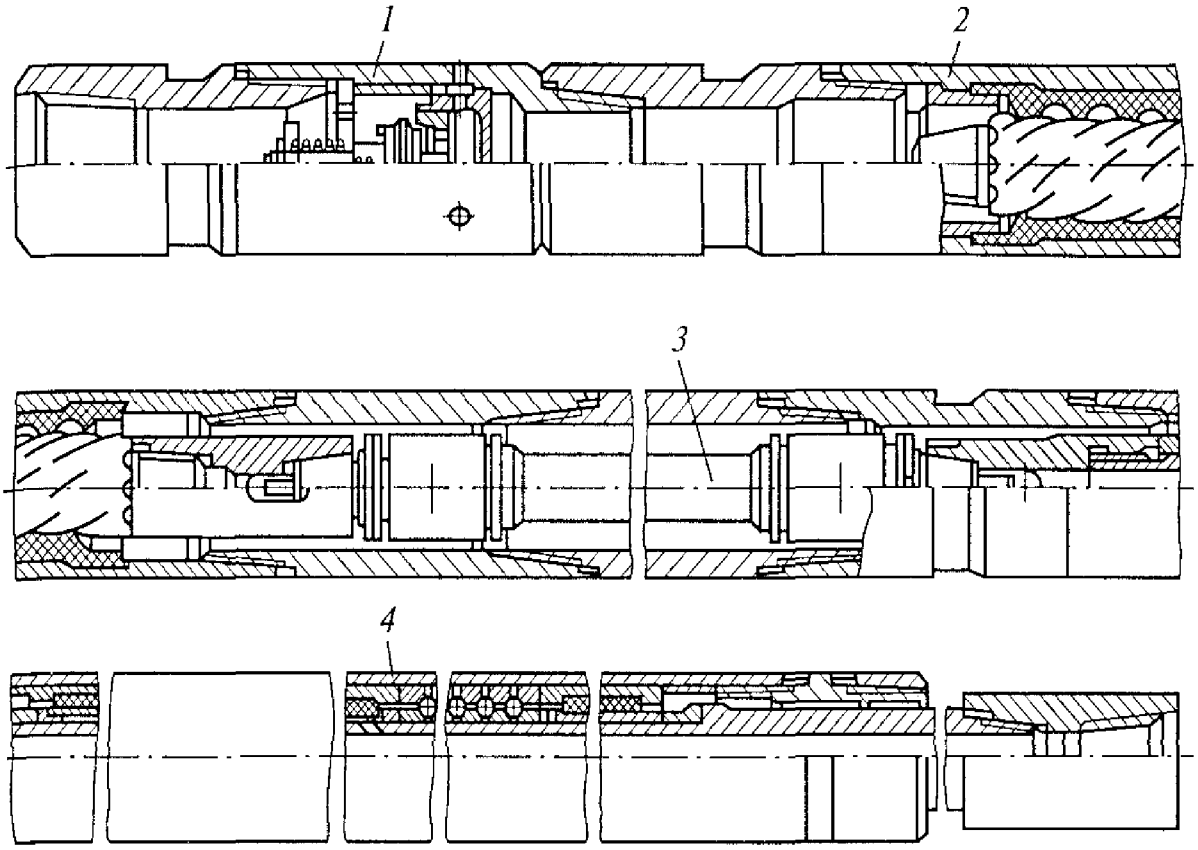


Рисунок 7 - Винтовой (объемный) забойный двигатель Д1-195:
1 — переливной клапан; 2 — секция двигателя; 3 — карданный вал;
4 — секция шпиндельная

© Музапаров М.Ж., 2005

3 СИСТЕМЫ С УПРАВЛЯЕМЫМИ ВИНТОВЫМИ ЗАБОЙНЫМИ ДВИГАТЕЛЯМИ

Бурение с управляемыми винтовыми забойными двигателями ведётся [97] в двух режимах : с неподвижной бурильной колонной (именуемый далее **«скольжение»**) и с вращающейся колонной **(«вращение»).** Режим скольжения используют для изменения зенитного угла или направления скважины путём сохранения стационарности бурильной колонны в поперечном направлении, что и позволяет сориентировать долото нужным образом. Бурение в режиме скольжения связано с рядом недостатков, приводящих к неэффективной работе.

Во-первых, чтобы обеспечить желаемую траекторию, забойный двигатель должен быть сориентирован и должен сохранять заданную ориентацию в ходе бурения.Ориентация двигателя обеспечивается сочетанием вращения бурильной колонны и «подработки», чтобы повернуть трубу в нужном направлении. После того как направление установлено, для поддержания заданной ориентации к бурильной колонне требуется приложить момент, компенсирующий реактивный момент на двигателе при работе долота. Это может быть полезно, когда сила трения относительно мала, при этом нагрузку на долото можно отрегулировать так, чтобы изменить реактивный момент, который в свою очередь скручивает нижний конец колонны и изменяет положение передней поверхности долота.Таким образом, небольшие изменения положения передней поверхности долота могут быть обеспечены просто в результате регулирования нагрузки на долото. Это вредно, если силы трения значительны, поскольку скручивание нижнего конца бурильной колонны сохранять постоянным трудно. По этой причине сложно поддерживать желаемое положение передней поверхности долота.

© Музапаров М.Ж., 2005

Во-вторых, при бурении в режиме скольжения затруднено удаление шлама из скважины, особенно в скважинах с большим зенитным углом [97]. Полнота удаления шлама в значительной степени зависит от вращения бурильной колонны, которое препятствует осаждению шлама на забой. Недостаточная очистка требует дополнительного времени на промывку, приподъёмы и спуски шламоуловителя, а если эта необходимость игнорируется, могут возникнуть прихваты и увеличенные потери давления, вызывающие повышенную опасность потери циркуляции.

В-третьих, подачу бурильной колонны зачастую не удаётся осуществлять плавно и непрерывно, а это не позволяет забойному двигателю работать в оптимальном режиме. Когда бурильная колонна неподвижна, обусловленное трением сопротивление её скольжению вдоль оси зависит от статического коэффициента трения, массы бурильной колонны и геометрии скважины. Разгрузка колонны на забой для увеличения нагрузки на долото должна позволить колонне преодолеть силы трения, чтобы осуществлять скольжение. Как только бурильная колонна начинает движение, коэффициент трения из статического превращается в динамический, что обычно приводит к уменьшению сил трения на 25%[97]. Это означает, что минимальное приращение нагрузки на долото составит примерно 25% от суммарной величины сил трения в скважине.

Например, если нормальная сила трения в скважине составляет 222,4кН, то для того, чтобы начать спуск, разгрузка колонны на забой должна составить 298кН. Как только колонна начинает движение, коэффициент трения уменьшается на 25%, и скольжение колонны происходит до тех пор, пока суммарная величина нагрузки на долото и силы трения скольжения не сравняется с величиной разгрузки на поверхности. В данном конкретном случае минимальное приращение нагрузки на долото составит 75,6 кН. Поэтому, чтобы не застопорить двигатель прежде чем приложить дополнительную нагрузку, требуется разбурить значительный участок. Ко-

© Музапаров М.Ж., 2005

нечно,если бурильная колонна вращается, трение всегда будет динамическим, поэтому ограничение, накладываемое на величину приращения нагрузки на долото, незначительно. Минимально ограничение, накладываемое на величину приращения нагрузки на долото, и в том случае, когда механическая скорость достаточно велика, чтобы подачу можно было осуществлять непрерывно.

Технологически управляемые системы направленного бурения с винтовыми забойными двигателями можно классифицировать разными способами, но два из них являются, вероятно, наиболее существенными: **ориентированная** и **безориентированная** технологии. Первая – ориентируемые компоновки винтового забойного двигателя (ОКВЗД) на базе кривого переводника с постоянным углом перекоса; вторая – неориентируемые компоновки без кривого переводника (НКВЗД).

Ориентируемые компоновки винтового забойного двигателя на базе кривого переводника с постоянным углом перекоса общеизвестны [98].

С увеличением объёма наклоннонаправленного 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.

© Музапаров М.Ж., 2005

4 МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ЗЕНИТНОГО ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН ПРИ БУРЕНИИ ВИНТОВЫМИ ЗАБОЙНЫМИ ДВИГАТЕЛЯМИ С НЕОРИЕНТИРУЕМОЙ ШАРНИРНОЙ КОМПОНОВКОЙ В РЕЖИМЕ СКОЛЬЖЕНИЯ

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

Как отмечает А.А. Погарский, К.А.Чефранов и О.П.Шишкин [40], «... 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 учёта всех элементов, в действительности следует не системному, а огульному подходу, не делает различия между элементами, придерживается «уравниловки» в их оценке».

Е.А.Козловский, В.М.Питерский и М.А.Комаров [41] обращают внимание исследователей на самые главные требования, предъявляемые к факторам при построении математической модели процесса на основе детерминированного подхода - это требования управляемости (измеряе-

© Музапаров М.Ж., 2005

мости с заданной точностью), однозначности (фактор должен непосредственно воздействовать на объект, а не быть функцией других параметров), совместимости (осуществимость и безопасность) и независимости (ни один из факторов не может быть представлен комбинацией других).

Исходя из этих требований, в рассматриваемых моделях учитываются, в основном, технологические и технические факторы-осевая нагрузка,вес и длина КНБК, диаметры скважины и компоновки, жесткость компоновки и колонны и связанная с ней длина полуволны.

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

Исследованию динамики бурильной колонны уделялось большое внимание. За последние годы результаты расчётов компоновки нижней части колонны в странах СНГ (М.М. Александров, В.Г.Григулецкий, К.М.Солодкий, Б.З.Султанов и др.[36,39,42-67]) и за рубежом (Г. Вудс, А. Лубински) 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.

В настоящей работе расчёт длины полуволны бурильной колонны производится по методике Г.Вудса и А. Лубински с использованием номограммы Б.З. Султанова [39]. Отказ в данном случае от формул Г.М. Саркисова, А.Н. Динника, Б.И. Воздвиженского, М.Г. Васильева и др. вполне закономерен, потому что ими не учитывается один из важнейших факторов искривления скважин - зенитный угол скважины.

До настоящего времени отсутствуют практические расчёты длины полуволн компоновок, а также, бурильных труб нефтяного стандарта. Таким

© Музапаров М.Ж., 2005

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

На рисунке 8 схематически изображена КВЗД, состоящая из винтового забойного винтового двигателя 1, удлинителя 2 с долотом 6, низа бурильной колонны или телеметрической системы. Причём двигатель,- с одной стороны, соединён с удлинителем шарнирной муфтой 4, с другой – с бурильной колонной или телеметрической системой переводником 5.

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

Благодаря наличию в забойной компоновке шарнирной муфты, двигатель своим нижним переходником касается или стремится коснуться висячей стенки, и удлинитель ориентируется с перекосом в сторону выкручивания (спада кривизны) скважины. В действительности эта тенденция имеет место в строго определённых условиях и зависит от соотношения сил, действующих на компоновку в целом: нормальных*) составляющих веса удлинителя $Q_y^{'}$, и винтового забойного двигателя $Q_{ВЗД}^{'}$.

*) относительно оси скважин

© Музапаров М.Ж., 2005

Однако нужно учесть, что при отсутствии осевой нагрузки единственной внешней силой, действующей на компоновку, является нормальная составляющая $Q_T^{'}$ собственного веса отрезка,- т.н.«длины полуволны» L_T низа бурильной колонны между двигателем и точкой касания T.

Если создать осевую нагрузку, на компоновку будет действовать и другая сила – сила давления F колонны на стенку скважины в точке T. Теперь на компоновку действует одновременно несколько сил: F- сила давления колонны на стенку скважины, $Q_T^{'}$ - нормальная составляющая веса полуволны – с одной стороны (относительно точки O); $Q_y^{'}$ и $Q_{ВЗД}^{'}$ - с другой. Причём силы $Q_y^{'}$, благодаря эффекту отвеса, создают перелом компоновки в точке B - в шарнирном соединении с винтовым двигателем.

В зависимости от соотношения указанных сил F, $Q_T^{'}$, $Q_{ВЗД}^{'}$, $Q_y^{'}$, возможны три принципиально различных положения компоновки:

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

2) точка T находится на висячей стенке скважины, а точка B при этом занимает положение – ниже оси скважины (в апсидальной плоскости), ориентируя ось удлинителя в направлении увеличения зенитного угла;

3) независимо от положения точек T и O точка B занимает такое положение, при котором ось удлинителя в апсидальной плоскости совпадает с

осью скважины. Такая ориентация компоновки соответствует стабилизирующей длине L_{CT} удлинителя, определяющей такое равновесие забойной компоновки, при котором, благодаря соосности удлинителя и скважины, обеспечиваются условия для стабилизации зенитного угла и сохранения прямолинейности ствола скважины.

Для определения математической зависимости равновесия забойной компоновки рассмотрим последнюю как составную балку AT, лежащую на двух опорах A и O и состоящую из двух балок AB и BT шарнирно соединённых в точке B (рисунок 8).

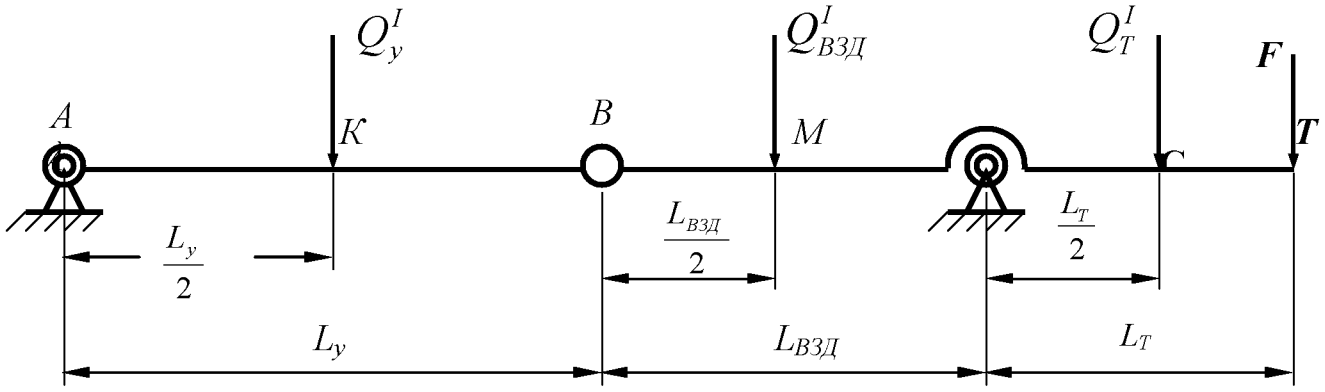


Рисунок 8- Схема равновесия шарнирной компоновки низа бурильной колонны при бурении винтовым забойным двигателем

К балке AB в точке K приложена сила $Q_y^{'} = Q_y \cdot \sin\theta$. К балке BT в точках M, C и T приложены соответственно силы $Q_{ВЗД}^{'}$, $Q_T^{'}$ и F. Плечи $M = MO = 0{,}5 \cdot L_{ВЗД}$; $OC = CT = 0{,}5 \cdot L_T$, где Q_y - суммарный вес удлинителя $Q_y = P_y \cdot L_y$ кН;

L_T -длина полуволны, м;

Q_T - вес полуволны длиной L_T, кН;

$P_{\text{у}}$, $L_{ВЗД}$, θ, F - известные величины.

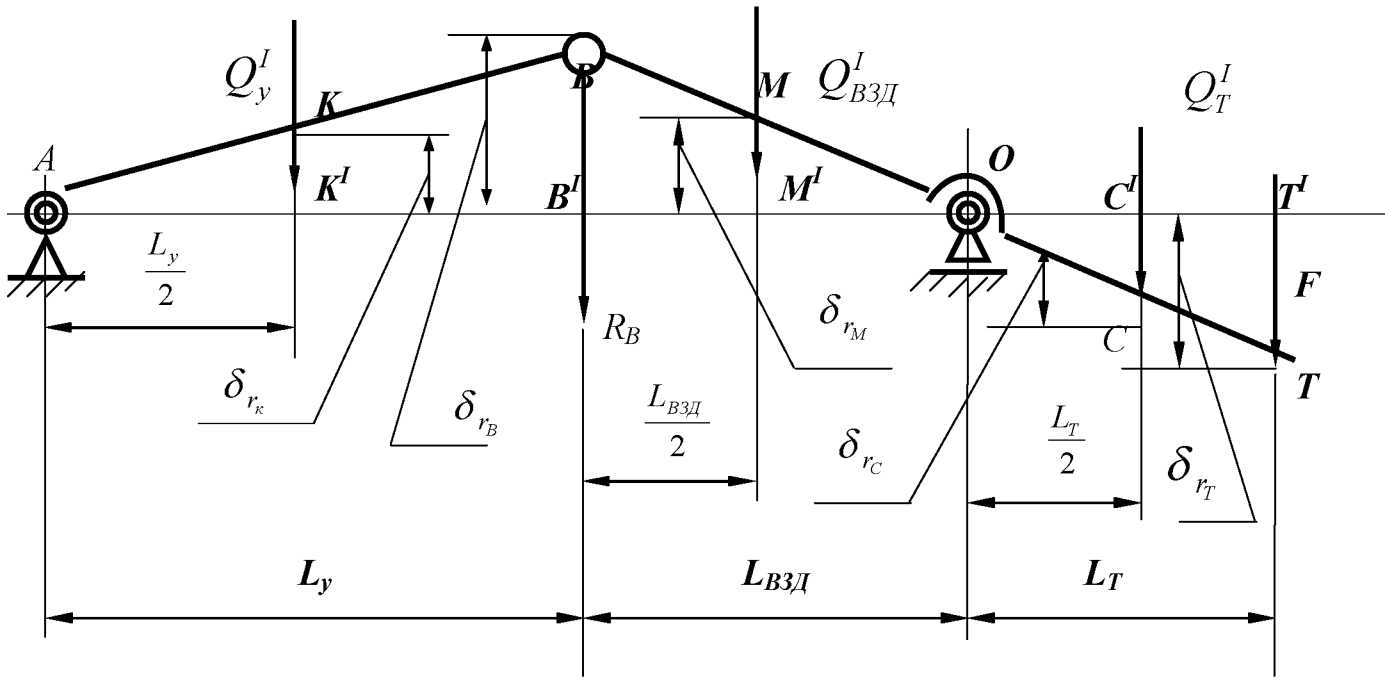


Рисунок 9 - Схема расчёта L_{CT} – стабилизирующей длины удлинителя винтового забойного двигателя

Для составления уравнения равновесия системы, изображённой на рисунке 2, принимаем распространённый в теоретической механике принцип возможных перемещений [6] .

Дадим возможное перемещение δr_T точке T, тогда точка B получит возможное перемещение $\delta r_в$ (ориентация компоновки в сторону

выкручивания скважины). Реакцию стенки скважины в точке B обозначим через $R_в$. Заметим, что силы F и $R_в$ относительно точки O имеют всегда противоположные знаки. Обозначим через $\delta_{r_к}, \delta_{r_м}, \delta_{r_с}$ возможные перемещения точек приложения K, M и C сил $Q'_у, Q'_{ВЗД}$ и $Q'_Т$. Выразим, воспользовавшись подобием треугольников ABB' и AKK', BOB' и MOM', TOT' и COC', BOB' и TOT', зависимость между возможными линейными перемещениями

$$\delta_{r_в} = 2 \cdot \delta_{r_к} = 2 \cdot \delta_{r_м} = 2 \cdot \frac{L_y}{L_T} \delta_{r_с} = \frac{L_y}{L_T} \cdot \delta_{r_T} \qquad (1)$$

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

$$R_в \cdot \delta_{r_в} - Q'_у \cdot \delta_{r_к} - Q'_{ВЗД} \cdot \delta_{r_м} + Q'_Т \cdot \delta_{r_с} + F \cdot \delta_{r_T} = 0. \qquad (2)$$

Воспользовавшись формулой (1), после почленного сокращения уравнения (2) на $\delta_{r_в}$ находим

$$- R_в - 0{,}5 \cdot L_у \cdot Q_у \cdot \sin\theta - 0{,}5 \cdot Q_{ВЗД} \cdot \sin\theta + 0{,}5 \cdot \frac{L_T}{L_{ВЗД}} \cdot Q_T \cdot \sin\theta + \frac{L_T}{L_{ВЗД}} \cdot F = 0 \qquad (3)$$

Выразив силы $Q_у$ и Q_T через соответствующие линейные размеры, получим:

© Музапаров М.Ж., 2005

$$- R_B - 0{,}5 \cdot P_y \cdot L_y^2 \cdot \sin\theta - 0{,}5 \cdot Q_{ВЗД} \cdot \sin\theta + 0{,}5 \cdot P_T \cdot \frac{L_T^2}{L_{ВЗД}} \cdot \sin\theta + \frac{L_T}{L_{ВЗД}} \cdot F = 0. \quad (4)$$

Из (4) следует, что величина и направление реакции $R_в$ зависят от значений четырёх переменных – зенитного угла скважины θ, удлинителя L_y и силы давления на стенку скважины F в точке T .

Решая уравнение (4) при $R_в = 0$, найдём стабилизирующие значения L_{CT} – длины удлинителя для различных значений θ, L_T и F, при которых точка B шарнирного соединения двигателя и удлинителя находится на оси скважины, и компоновка ориентируется в направлении стабилизации зенитного угла скважины.

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

- при $R_в < 0$ и $F > 0$ компоновка ориентируется в сторону выкручивания скважины (спада кривизны или уменьшения зенитного угла);
- при $R_в > 0$ и $F < 0$ компоновка занимает положение, соответствующее выполаживанию скважины (набору кривизны или увеличению зенитного угла).

Сила давления F на стенки скважины при осевой нагрузке 0,8-2 б.е. (10,4-26,0кН) составляет 0,01-0,02кН, поэтому в дальнейших расчётах ве-

личиной F можно пренебречь. С учётом вышесказанного стабилизирующая длина удлинителя КВЗД с винтовым забойным двигателем при $(L_y + L_{ВЗД}) \leq L_T$ находится из выражения (4):

$$L_{СТ_1} = \frac{p_T \dfrac{L_T^2}{L_{ВЗД}} - Q_{ВЗД}}{P_y}. \qquad (5)$$

при $(L_y + L_{ВЗД}) > L_T$

$$L_{СТ_1} = \frac{p_T \dfrac{(2L_T - L_{ВЗД})}{L_{ВЗД}} - Q_{ВЗД}}{P_y}. \qquad (6)$$

5 МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ЗЕНИТНОГО ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН ПРИ БУРЕНИИ ВИНТОВЫМИ ЗАБОЙНЫМИ ДВИГАТЕЛЯМИ С НЕОРИЕНТИРУЕМОЙ КОМПОНОВКОЙ В РЕЖИМЕ ВРАЩЕНИЯ

Для определения стабилизирующей длины КВЗД при бурении винтовыми забойными двигателями с вращающейся колонной **(« режим вращения»)** следует перейти к динамической модели, полагая, что компоновка КВЗД при этом может вращаться как жёсткое тело вокруг оси скважины или как гибкий вал вокруг своей собственной оси. Следовательно, необходимо учитывать силы инерции, прибегая к методу кинетостатики [68].

При установившемся вращении забойная компоновка движется с постоянной угловой скоростью ω по стенке скважины. Схематизируя КВЗД (рисунок 10) в виде однородного круглого диска с точечной массой Q и радиуса r, равного половине диаметра компоновки, определим динамические реакции подпятника $R_{в_y}$ (точка касания нижней свечи бурильной колонны стенок скважины), если ОА = L - длина компоновки ВЗД и ОВ = L_T - длина полуволны бурильной колонны. Центр тяжести диска C отстоит от оси вращения на расстоянии ОС = a. ZOY – апсидальная плоскость; ось X - азимут простирания пород, θ - зенитный угол скважины; висячая и лежачая стенки показаны на рисунке 10.

Диск под действием M вращается вокруг оси Z скважины, перпендикулярной к его плоскости. Приняв за центр приведения сил инерции центр тяжести диска C, обозначив центробежную $F_n^{(J)}$, тангенциальную $F_t^{(I)}$ составляющие главного вектора, $M_c^{(1)}$ -главный момент инерции:

© Музапаров М.Ж., 2005

$$F_n^{(I)} = \frac{Q}{g} a \bullet \omega^2 ; \quad (7)$$

$$F_\tau^{(I)} = \frac{Q}{g} a\,\alpha ; \quad (8)$$

$$M_c^{(I)} = -\frac{Qr^2}{2g} , \quad (9)$$

составляем уравнения равновесия

$$\sum F_{Kx} = R_{Ax} + R_{Bx} + F_\tau^{(I)} = 0 ; \quad (10)$$

$$\sum F_{Ky} = R_{Ay} + R_{By} + F_n^{(I)} = 0 ; \quad (11)$$

$$\sum F_{Kz} = R_{Az} - Q = 0 ; \quad (12)$$

$$M_X(F_K) = -Qa + R_{Ay}L - R_{By}L_T = 0 ; \quad (13)$$

$$M_Y(F_K) = -R_{Ax}L + R_{Bx}L_T = 0 ; \quad (14)$$

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

Подставив сюда значения $F_n^{(I)}$, $F_t^{(I)}$, $M_c^{(I)}$ и решив систему уравнений (10- 15), получим

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

$$R_{Ay} = -\frac{L_T}{L_T + L} \cdot a \cdot \alpha ; \quad (17)$$

© Музапаров М.Ж., 2005

$$R_{Az} = 0; \tag{18}$$

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

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

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

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 $F_n^{(I)}$ и $F_t^{(I)}$, оставаясь неизменными по величине и направлению, окажутся приложенными в точке O. При этом первые пять уравнений остаются неизменными, а шестое принимает вид

$$\sum_{K=1}^{n} m_z(F_K) = M + M_Z^{(I)} = 0.$$

Решая это уравнение, получаем:

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

что совпадает с полученным прежде результатом.

Из полученных результатов следует основные выводы:

- составляющая опорной реакции подпятника R_{Az} не зависит от движения диска, т.е. остаётся неизменной как при покое, так и при вращении диска;

- если составляющие динамических опорных реакций R_{Az} и R_{AY} по модулю не равны, то они имеют всегда противоположные направления. Имея в виду, что реакция R_{Ay} — не что иное, как отклоняющая сила, и если

сориентировать её по направлению к лежачей стенке скважины или к висячей, то можно добиться собственно выкручивания (спада кривизны или уменьшения зенитного угла) или выполаживания (набора кривизны или увеличения зенитного угла) скважины. При этом должны быть непременно соблюдены два условия:

- в первом случае (выкручивание)- первая точка касания нижней свечи бурильной колонны (ТБПВ –127, УБТ –146 и т.п.) должна находиться на лежачей стенке (реакция $+ R\text{B}_\text{Y}$);

- во втором случае (выполаживание) - точка касания нижней свечи должна находиться на висячей стенке (реакция $- R\text{B}_\text{Y}$).

В свою очередь, эти условия зависят от соотношения сил тяжести верхней (относительно калибратора ВЗД как опорной точки), т.е. полуволны, бурильной колонны (ТБПВ -127, УБТ –146 и т.п.), и нижней частей компоновки КВЗД.

Отсюда механизм зенитного искривления наклонной скважины сводится к следующему:

- если компоновка КВЗД тяжелее нижней полуволны бурильной колонны, то точка касания последней находится на висячей стенке (рисунок 10*а*);

- и реакция $- R_{By}$ направлена в сторону лежачей стенки,- соответственно отклоняющая сила R_{A1y} вызывает разрушение висячей стенки забоя, т.е.выполаживание скважины (набор кривизны);

- если компоновка ВЗД легче полуволны, то точка касания последней находится на лежачей стенке, реакция $+ R_{\text{By}}$ направлена в сторону висячей стенки, соответственно отклоняющая сила $-R_{\text{A1y}}$ вызывает разрушение лежачей стенки забоя, т.е. выкручивание скважины (рисунок 10в) или спад кривизны.

© Музапаров М.Ж., 2005

- если компоновку ВЗД и полуволну уравновесить, то составляющие динамических опорных реакций тоже будут равны (по модулю) $|R_{A1y}|=|R_{By}|$,- при этом КВЗД оказывается в условиях динамического равновесия, - плоскость, проходящая через эти реакции, совершает круговое движение, перпендикулярное оси и меняет своё положение, поворачиваясь на 360°, и долото равномерно разрушает поверхность забоя тоже перпендикулярно оси, т.е. стабилизирует зенитный угол скважины (рисунок 10*б*).

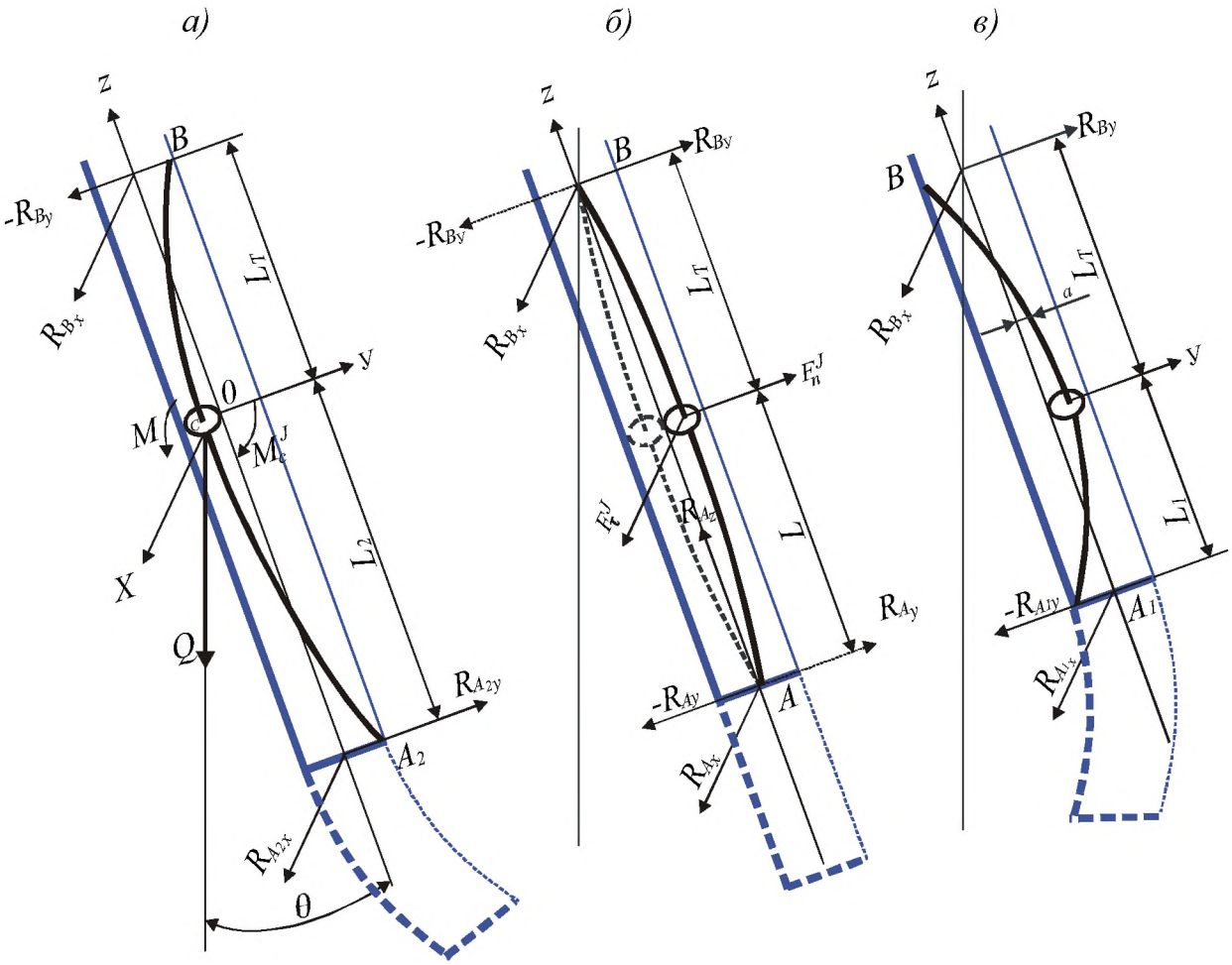
Расчётная или выбранная длина компоновки, обеспечивающей равновесие КВЗД, - соответственно стабилизацию угла, - эта длина и есть стабилизирующая длина компоновки ВЗД.

На рисунке 11 схематически показано равновесие КВЗД для бурения винтовым забойным двигателем, где показана КВЗД с одной ($m=1$, m-количество полуволн) полуволной L_T и соответственно - первой стабилизирующей длиной компоновки $L_{КВЗД} < L_{СТ1.}$

Представим себе второй вариант, когда КВЗД 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 ВЗД $L_{КВЗД} < L_{СТ2.}$.

Третий вариант когда КВЗД будет состоять из трёх ($m=3$) полуволн ($3L_т$) нижней свечи бурильной колонны и соответственно -третьей стабилизирующей длины компоновки ВЗД ($L_{КВЗД} < L_{СТ3}$).

Рассматривая компоновку винтового забойного двигателя (долото 1, винтовой забойный двигатель 2, калибратор 3 и полуволна 4 бурильной



а) набор кривизны или увеличение зенитного угла скважины;

б) стабилизация зенитного угла скважины;

в) спад кривизны или уменьшение зенитного угла скважины;

- висячая стенка скважины;

- лежачая стенка скважины.

Рисунок 10-Схема динамических сил, действующих на систему «скважина-вращающаяся КВЗД»

колонны) как балку и исходя из условия равновесия системы относительно опорной точки (калибратора 3), находим

$$\frac{Q_T \cdot L_T}{2} = \frac{Q_{КВЗД} \cdot L_{КВЗД}}{2} \qquad (22)$$

или

$$P_T \cdot L_T^2 = P_{КВЗД} \cdot L_{КВЗД}^2, \qquad (23)$$

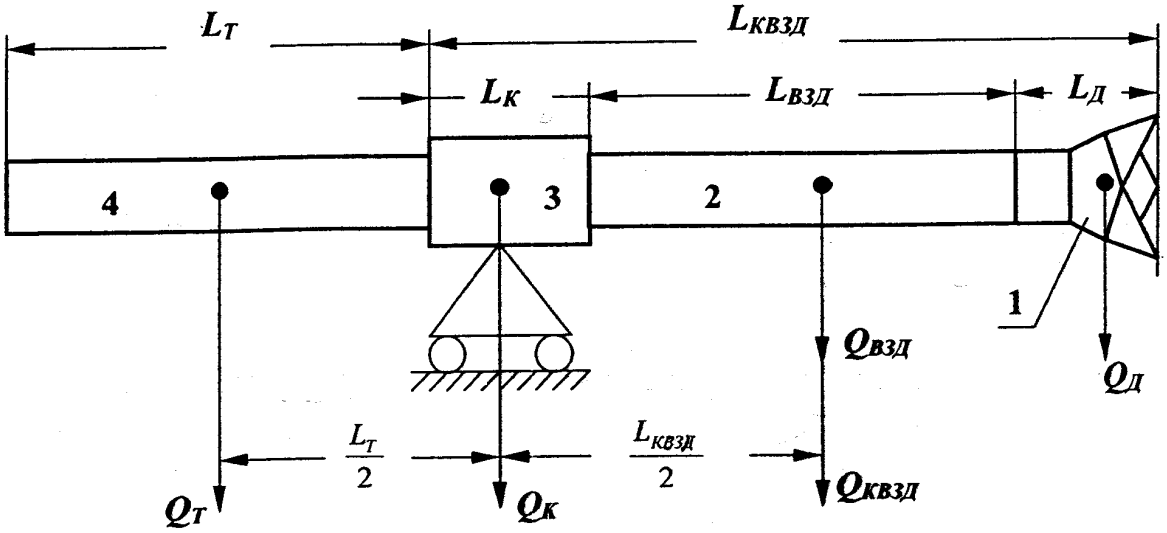


Рисунок 11 - Схема для расчёта стабилизирующей длины неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя

где

P_T и $P_{ВЗД}$ - вес 1 м нижней свечи (полуволны) и компоновки винтового забойного двигателя, кН;

$Lквзд$ - общая длина КВЗД, состоящая из долота $Lд$ = 0,5 м, калибратора $L_К$ = 0,5 м, винтового забойного двигателя $L_{взд}$ (таблица 1), м;

$Q_{взд}$, $Q_К$,, $Q_Д$ - соответственно вес винтового забойного двигателя (см. таблица 1), калибратора и долота, кН.

Подставив эти значения в формулу (23), находим величину ***первой*** стабилизирующей длины $L_{квзд} = L_{ст\ 1}$ - неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя:

$$L_{CT1} = L_{KB3D} = L_T \sqrt{\frac{P_T}{P_{KB3D}}}, \quad \text{м.} \qquad (24)$$

второй стабилизирующей длины $L_{квзд} = L_{ст\,2}$

$$L_{CT2} = L_{KB3D} = 2L_T \sqrt{\frac{P_T}{P_{KB3D}}}, \quad \text{м.} \qquad (25)$$

третьей стабилизирующей длины $L_{квзд} = L_{ст\,3}$

$$L_{CT3} = L_{KB3D} = 3L_T \sqrt{\frac{P_T}{P_{KB3D}}}, \quad \text{м.} \qquad (26)$$

Таблица 1 - Технические характеристики винтовых забойных двигателей

Марка двигателя	Длина, м	Вес, кН	Вес 1 м, кН
1	2	3	4
РОССИЯ			
Д - 127	4,5	3,00	0,667
Д1 - 127	5,54	3,79	0,685

© Музапаров М.Ж., 2005

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
ДГ - 145	6,9	4,15	0,601
Д - 155	4,33	4,66	1,078
ДН - 172	5,05	6,87	1,360
ДГ - 172	5,3	6,87	1,296
Д5 - 172	6,22	7,55	1,214
Д3 - 172	6,88	8,95	1,300
Д2 - 172М	6,9	7,70	1,116
Д1 - 195	6,2	10,90	1,758
Д2 - 195	6,53	10,79	1,653
Д3 - 195	6,53	10,00	1,532
ДС - 195	9,7	17,66	1,821
BAKER HUGHES			
DTU – 165	5,73	6,5	1,13
DTU – 165	4,9	5,8	1,18
DTU – 165 / 172	5,6 (5,8)	6,8 / 7,8	1,21 / 1,34
DTU – 172	5	6,9	1,38
DTU – 172	5,7 (5,92)	8,0 (8,3)	1,40

Выводы и рекомендации

Имея таким образом, количественное значение главного критерия – стабилизирующей длины КВЗД, вернёмся к основным выводам ранее рассмот-

© Музапаров М.Ж., 2005

ренного механизма зенитного угла искривления скважин. Иначе говоря, принцип регуляции зенитного угла представляется следующим образом.

Установлено, что **зенитное искривление** самовыполаживающихся скважин **не происходит** только в тех случаях, когда компоновка ВЗД уравновешена одной ($1L_{\text{Т}}$) полуволной нижней свечи бурильной колонны, т.е. длина компоновки ВЗД ($L_{\text{КВЗД}}$) адекватна соответственно первой ($L_{\text{СТ1}}$) стабилизирующей длине.

Вывод из состояния равновесия КВЗД приводит к самопроизвольному отклонению оси ствола скважины, причём: **к набору кривизны**, т.е. к выполаживанию, если длина компоновки колеблется в пределах

$$L_{\text{СТ1}} < L_{КВЗД} < L_{СТ2},$$

$$L_{СТ2} < Lквзд < L_{\text{СТ3}} -$$

к спаду кривизны, т.е. к выкручиванию скважины, если длина компоновки больше половины, но меньше первой стабилизирующей, т.е.

$$0{,}5\, L_{\text{СТ1}} < L_{КВЗД} < L_{СТ1.}$$

Расчёт стабилизирующей длины неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя ДГ-172 с бурильной колонной ТБПВ-127

Исходные данные: диаметр скважины 216 мм, осевая нагрузка 56, 75 и 93 кН, длина двигателя ***ДГ-172*** 5,3 м, общий вес 6,87 кН, вес 1 м двигателя $P_{взд}$ = 1,296 кН, вес 1 м ТБПВ-127 $P_{т}$= 0,325 кН.

По формуле (24) определяем стабилизирующую длину неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя ***ДГ-172*** с бурильной колонной ТБПВ-127 в диапазоне зенитных углов (3…90) градусов:

$$L_{СТ} = L_T \frac{P_T^{0,5}}{P_{ВЗД}^{0,5}} = L_T \cdot \sqrt{\frac{32,5}{129,6}} = 0,50 L_T \quad , \text{м}$$

где

$L_{Т}$ – длина полуволны бурильной колонны ТБПВ-127 (см. таблицу А4), м.

Результаты расчетов даны в таблице 2 и рисунке 12.

Таблица 2 – Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя ДГ-172 с бурильной колонной ТБПВ-127 в скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка в килоньютонах (кН)					
	56		75		93 и более	
	L_T, м	$L_{СТ}$, м	L_T, м	$L_{СТ}$, м	L_T, м	$L_{СТ}$, м
1	2	3	4	5	6	7
3	13,8	6,9	13,5	6,75	13,2	6,6
5	12,8	6,4	12,5	6,25	11,8	5,9

© Музапаров М.Ж., 2005

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
10	11,1	5,55	10,8	5,4	10,1	5,05
15	10,1	5,05	9,8	4,9	9,3	4,65
20	9,59	4,79	9,04	4,52	8,6	4,3
25	9,13	4,56	8,61	4,30	8,1	4,05
30	8,78	4,39	8,28	4,14	7,8	3,9
35	8,55	4,27	8,02	4,01	7,6	3,8
40	8,28	4,14	7,87	3,93	7,5	3,75
45	8,11	4,05	7,74	3,87	7,4	3,7
50	7,94	3,97	7,60	3,8	7,3	3,65
55	7,77	3,88	7,46	3,73	7,2	3,6
60	7,60	3,8	7,28	3,64	7,1	3,55
65	7,55	3,77	7,25	3,62	7,0	3,5
70	7,45	3,72	7,19	3,59	6,9	3,45
75	7,33	3,66	7,09	3,54	6,85	3,42
80	7,25	3,62	7,03	3,51	6,8	3,4
85	7,16	3,58	6,94	3,47	6,75	3,37
90	7,09	3,54	6,87	3,43	6,7	3,35

© Музапаров М.Ж., 2005

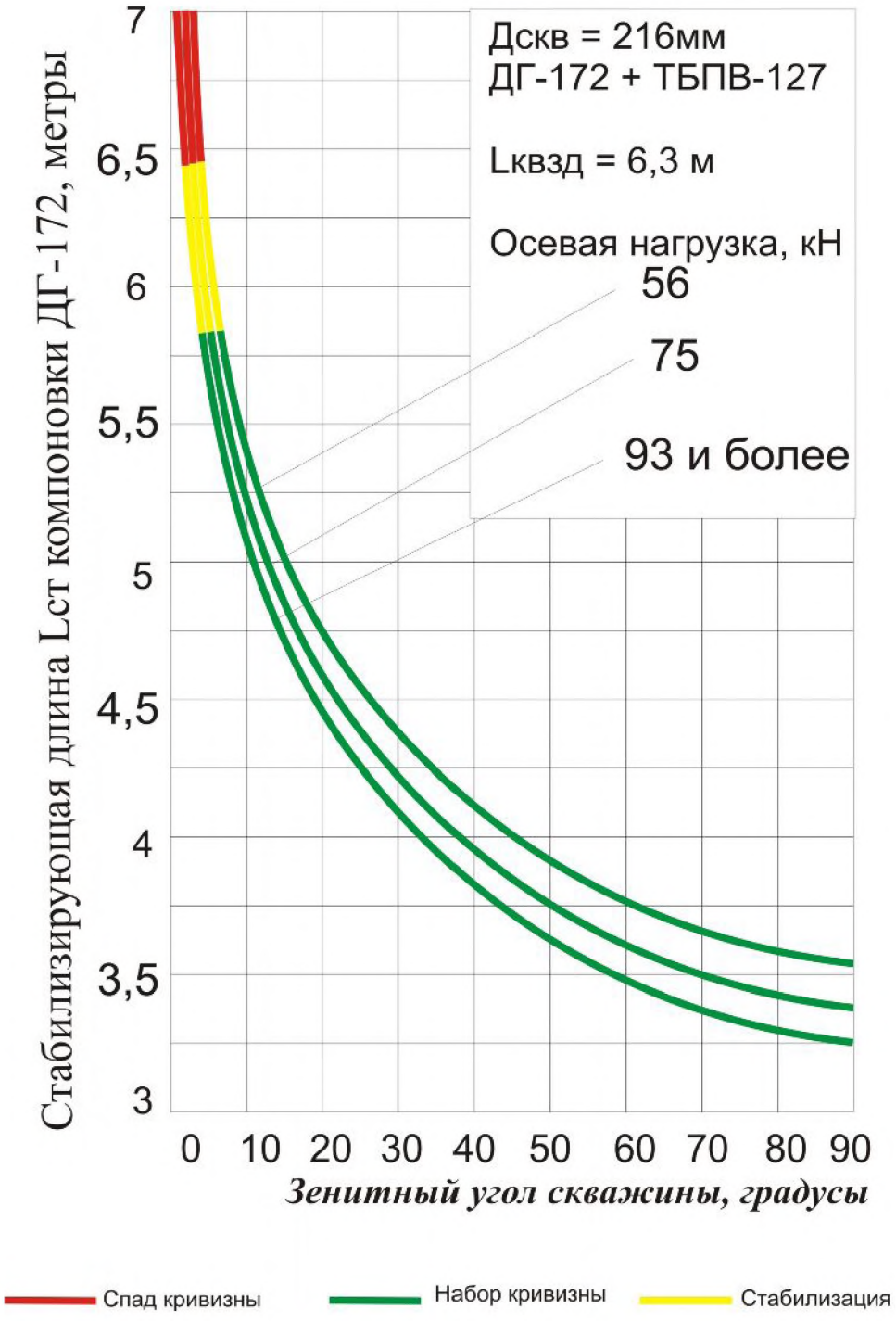


Рисунок 12 – Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки ДГ-172 + ТБПВ-127

Расчёт стабилизирующей длины неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя ДГ-172 с утяжелённой бурильной колонной УБТ- 146

Исходные данные: диаметр скважины 216 мм, осевая нагрузка 114, 143 и 171 кН, длина двигателя ДГ-172 5,3 м, общий вес 6,87 кН, вес 1 м двигателя P взд = 1,296 кН, вес 1 м УБТ-146 P т= 0,96 кН.

По формуле (24) определяем стабилизирующую длину компоновки бинтового забойного двигателя ДГ-172:

$$L_{CT\text{-}1} = L_T \frac{P_T^{0,5}}{P_{ВЗД}^{0,5}} = L_T \cdot \sqrt{\frac{96}{126,6}} = 0,86 \cdot L_T, \text{ м},$$

где $L_т$ -длина полуволны УБТ-146 (см. таблицу А2), м

Результаты расчетов даны в таблице 3 и рисунке 13.

Таблица 3 - Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя ДГ-172 с утяжелённой бурильной колонной УБТ-146 в скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ, град,	Осевая нагрузка в килоньютонах (кН)					
	114		143		171	
	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}
1	2	3	4	5	6	7
1	15,8	13,6	15,7	13,5	15,7	13,5
3	14,3	12,3	14,0	12,0	13,8	11,9
5	13,2	11,3	12,8	11,0	12,5	10,7
10	11,4.	9,8	11,1	9,5	10,8	9,3

© Музапаров М.Ж., 2005

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
15	10,5	9,0	10,2	8,8	9,9	8,5
20	9,7	8,3	9,5	8,2	9,3	8,0
25	9,2	7,9	9,1	7,8	8,9	7,6
30	8,9	7,6	8,8	7,5	8,6	7,4
35	8,7	7,5	8,5	7,3	8,3	7,1
40	8,4	7,2	8,2	7,0	8,1	7,0
45	8,2	7,1	8,1	7,0	8,0	6,9
50	8,1	7,0	7,9	6,8	7,8	6,7
55	7,9	6,8	7,8	6,7	7,7	6,6
6	7,8	6,7	7,7	6.6	7,6	6,5
65	7,7	6,6	7,6	6,5	7,5	6,4
70	7,6	6,5	7,5	6,4	7,4	6,35
75	7,5	6,4	7,4	6,35	7,3	6,3
80	7,4	6,35	7,3	6,3	7,2	6,2
85	7,3	6,3	7,2	6,2	7,1	6,1
90	7,2	6,2	7,1	6,1	7,0	6,0

© Музапаров М.Ж., 2005

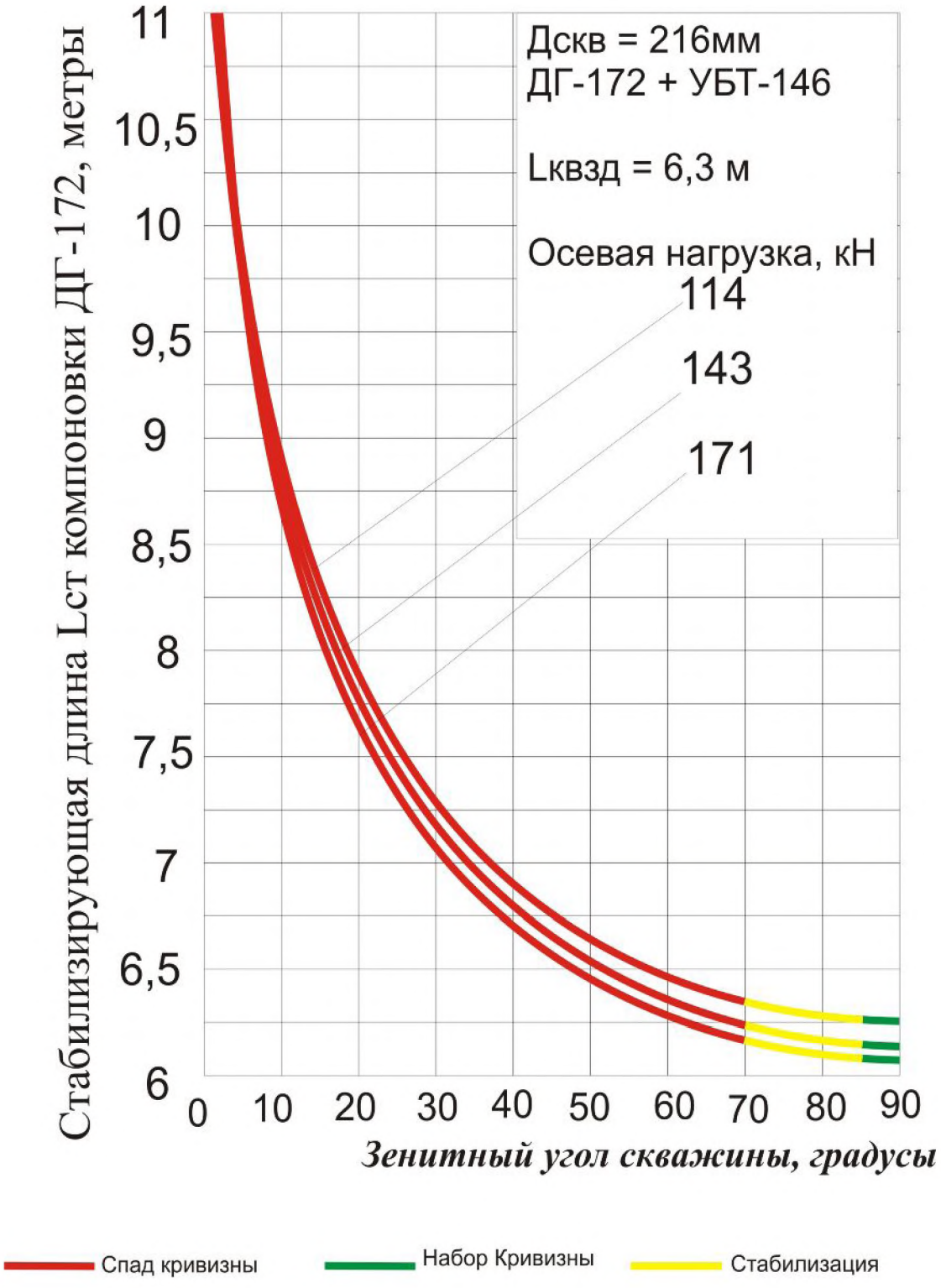


Рисунок 13 - Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки ДГ-172 + УБТ-146

© Музапаров М.Ж., 2005

Расчёт стабилизирующей длины неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д5-172 с бурильной колонной ТБПВ-127

Исходные данные: диаметр скважины 216 мм, осевая нагрузка 56, 75 и 93 кН, длина двигателя Д5-172 6,22 м, общий вес 7,55 кН, вес 1 м двигателя $P_{взд}$ = 1,214 кН, вес 1 м ТБПВ- 127 $P_{т}$= 0,325 кН.

По формуле (24) определяем стабилизирующую длину винтового забойного двигателя Д5-172 с бурильной колонной ТБПВ-127 в диапазоне зенитных углов (3…90) градусов:

$$L_{ст} = L_{т} \frac{P_{T}^{0,5}}{P_{ВЗД}^{0,5}} = L_{т} \cdot \sqrt{\frac{32,5}{12,14}} = 0,52 \cdot L_{т}, \text{ м.}$$

где

$L_{т}$ -длина полуволны бурильной колонны ТБПВ-127 (см. таблицу А4), м.

Результаты расчётов даны в таблице 4 и показаны на рисунке14.

Таблица 4 – Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д5-172 с бурильной колонной ТБПВ-127 в скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка в килоньютонах (кН)					
	56		75		93 и более	
	$L_{т}$,м	$L_{ст}$,м	$L_{т}$,м	$L_{ст}$, м	$L_{т}$,м	$L_{ст}$, м
1	2	3	4	5	6	
3	13,8	7,17	13,5	7,02	13,2	6,86
5	12,8	6,65	12,5	6,5	11,8	6,13

© Музапаров М.Ж., 2005

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7
10	11,1	5,77	10,8	5,61	10,1	5,25
15	10.1	5,25	9,8	5,09	9,3	4,83
20	9,59	4,98	9,04	4,7	8,6	4,47
25	9,13	4,74	8,61	4,47	8,1	4,21
30	8,78	4,56	8,28	4,30	7,8	4,05
35	8,55	4,44	8,02	4,17	7,6	3,95
40	8,28	4,30	7,87	4,09	7,5	3,9
45	8,11	4,21	7,74	4,02	7,4	3,84
50	7,94	4,12	7,60	3,95	7,3	3,79
55	7,77	4,04	7,46	3,87	7,2	3,74
60	7,60	3,95	7,28	3,78	7,1	3,69
65	7,55	3,92	7,25	3,77	7,0	3,64
70	7,45	3,87	7,19	3,73	6,9	3,58
75	7,33	3,81	7,09	3,68	6,85	3,56
80	7,25	3,77	7,03	3,65	6,8	3,53
85	7,16	3,72	6,94	3,60	6,75	3,51
90	7,09	3,68	6,87	3,57	6,7	3,48

© Музапаров М.Ж., 2005

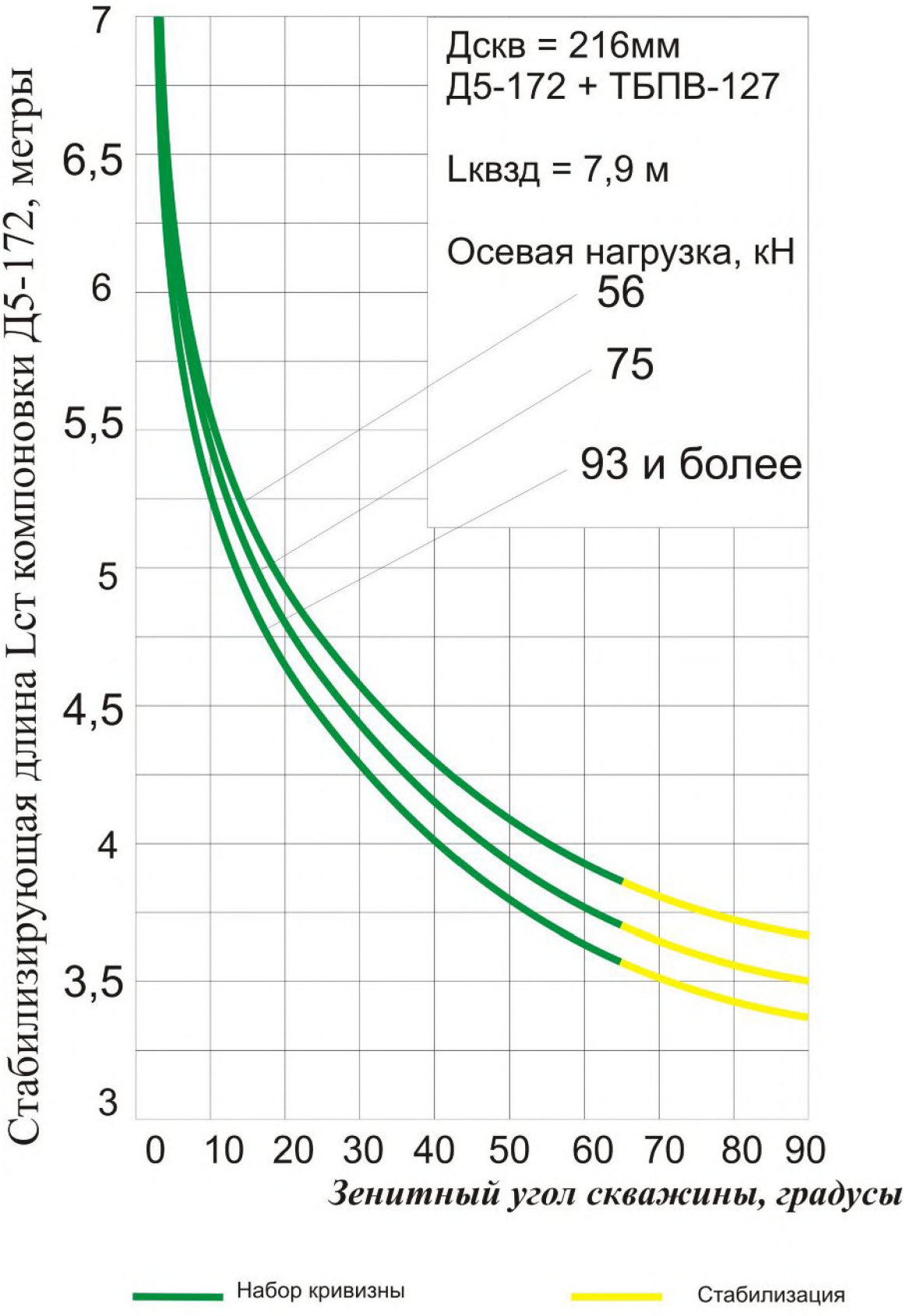


Рисунок 14 – Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки Д5-172 + ТБПВ-127

Расчет стабилизирующей длины неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д5-172 с утяжеленной бурильной колонной УБТ- 146

Исходные данные: диаметр скважиныї 216 мм, осевая нагрузка 114, 143 и 171 кН, длина двигателя Д5-172 6,22 м, обший вес 7,55 кН, вес 1 м двигателя $P_{ВЗД}$ =1,214 кН, вес 1 м УБТ-146 $P_Т$= 0,96 кН.

По формуле (24) определяем стабилизирующую длину компоновки винтового забойного двигателя Д5 -172 :

$$L_{ст\text{-}1} = L_т \frac{P_T^{0,5}}{P_{ВЗД}^{0,5}} = L_т \cdot \sqrt{\frac{96}{121,4}} = 0,89 \cdot L_т, \text{ ,м,}$$

где $L_т$ - длина полуволны УБТ-146 (см. таблицу А2), м

Результаты расчетов даны в таблице 5 и показаны на рисунке 15.

Таблица 5 - Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д5-172 с утяжеленной бурильной колонной УБТ-146 в скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ,град	Осевая нагрузка в килоньютонах (кН)					
	114		143		171	
	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}
1	2	3	4	5	6	7
1	15,8	14,1	15,7	14,0	15,7	14,0
3	14,3	12,7	14,0	12,4	13,8	12,3
5	13,2	11,7	12,8	11,4	12,5	11,1

© Музапаров М.Ж., 2005

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	
10	11,4	10,1	11,1	9,9	10,8	9,6
15	10,5	9,3	10,2	9,1	9,9	8,8
20	9,7	8,6	9,5	8,4	9,3	8,3
25	9,2	8,2	9,1	8,1	8,9	7,9
30	8,9	7,9	8,8	7,8	8,6	7,6
35	8,7	7,7	8,5	7,5	8,3	7,4
40	8,4	7,5	8,2	7,3	8,1	7,2
45	8,2	7,3	8,1	7,2	8,0	7,0
50	8,1	7.2	7,9	7,0	7,8	6,9
55	7,9	7,0	7,8	6,9	7,7	6,8
60	7,8	6,9	7,7	6,8	7,6	6,75
65	7,7	6,8	7,6	6,75	7,5	6,7
70	7,6	6,75	7,5	6,7	7,4	6,6
75	7,5	6.7	7,4	6,6	7,3	6,5
80	7,4	6,6	7,3	6,5	7,2	6,4
85	7,3	6,5	7,2	6,4	7,1	6,3
90	7,2	6,4	7,1	6,3	7,0	6,2

© Музапаров М.Ж., 2005

Рисунок 15 - Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки Д5-172 + УБТ-146

Расчет стабилизирующей длины компоновки винтового забойного двигателя DTU-165 с телеметрической системой MWD и немагнитной трубой УБТ-159 НМ, опорным переводником Ø165 мм и нижней свечой УБТ-127

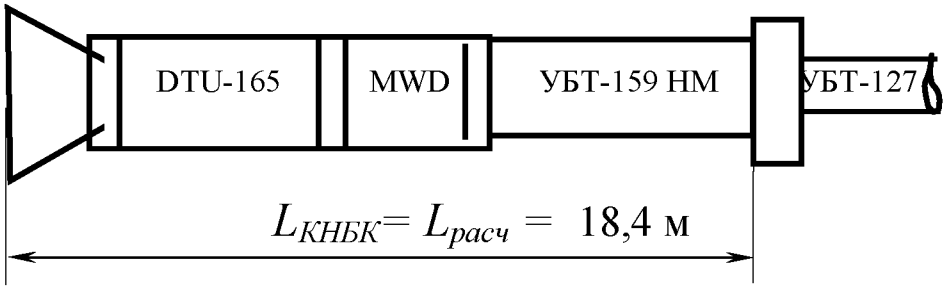


Рисунок 16 - Компоновка винтового забойного двигателя DTU-165 с телеме-трической системой MWD и немагнитной трубой УБТ-159 НМ, опорным переводником Ø165 мм и нижней свечой УБТ-127

Исходные данные:

- диаметр скважины, мм - 216
- осевая нагрузка, кН - 50; 100 и 150
- плотность полимерного раствора, г/см^3 – 2,05
- высота и вес долота, м и кН – 0,25 и 0,39
- длина и вес DTU-165, м и кН – 6,75; 7,50
- длина и вес MWD, м и кН – 0,8; 1,11
- длина и вес УБТ-159 НМ, м и кН – 9,11 и 11,25
- общая длина (расчетная) и вес КНБК, м и кН – 18,4; 22,246

© Музапаров М.Ж., 2005

- вес 1м КНБК $P_{КНБК}$, кН – 1,209
- вес 1 м УБТ-127 P_T, кН – 0,789

По формулам (24-26) находим:

первую стабилизирующую длину КВЗД

$$L_{CT1} = L_T \sqrt{\frac{P_T}{P_{КНБК}}} = L_T \cdot \sqrt{\frac{78{,}9}{120{,}9}} = 0{,}81 \cdot L_T, м,$$

вторую $$L_{CT2} = 0{,}81 \cdot 2 \cdot L_T = 1{,}62 \cdot L_T, м,$$

третью $$L_{CT3} = 0{,}81 \cdot 3 \cdot L_T = 2{,}43 \cdot L_T, м,$$

где

L_T и P_T –длина полуволны и вес 1м нижней свечи УБТ-127 (таблица А5)

Результаты расчётов даны в таблице 6.

Таблица 6 – Стабилизирующая длина КНБК винтового забойного двигателя DTU-165 с нижней свечой УБТ-127 при бурении наклонно-направленных скважин диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка, кН								
	50			100			150		
	L_{CT3}	L_{CT1}	L_{CT2}	L_{CT3}	L_{CT1}	L_{CT2}	L_{CT3}	L_{CT1}	L_{CT2}
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	34,5	11,4	22,8	33,3	11,0	22,0	32,3	10,6	21,2
5	32,3	10,6	21,2	31,1	10,2	20,4	29,9	9,8	19,6

© Музапаров М.Ж., 2005

10	28,7	9,4	18,8	27,4	9,0	18,0	26,0	8,6	17,2
15	26,2	8,6	17,2	24,8	8,2	16,4	23,6	7,8	15,6
20	24,8	8,2	16,4	23,6	7,8	15,6	22,3	7,4	14,8

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
25	23,6	7,8	15,6	22,3	7,4	14,8	21,4	7,0	14,0
30	22,3	7,4	14,8	21,4	7,0	14,0	20,4	6,7	13,4
35	21,6	7,1	14,2	20,6	6,8	13,6	19,9	6,6	13,2
40	20,9	6,9	13,8	20,2	6,6	13,2	19,4	6,4	12,8
45	20,4	6,7	13,4	19,7	6,5	13,0	18,9	6,2	12,4
50	19,9	6,55	13,1	19,2	6,3	12,6	18,5	6,1	12,2
55	19,4	6,4	12,8	18,7	6,2	12,4	18,0	5,9	11,8
60	19,2	6,3	12,6	18,5	6,1	12,2	17,9	5,85	11,7
65	18,9	6,2	12,4	18,2	6,0	12,0	17,7	5,8	11,6
70	18,7	6,15	12,3	18,0	5,9	11,8	17,5	5,75	11,5
75	18,2	6,0	12,0	17,7	5,85	11,7	17,0	5,6	11,2
80	18,0	5,9	11,8	17,5	5,8	11,6	16,8	5,5	11,0
85	17,9	5,85	11,7	17,2	5,7	11,4	16,7	5,45	10,9
90	17,7	5,8	11,6	17,0	5,6	11,2	16,5	5,4	10,8

© Музапаров М.Ж., 2005

Данный тип компоновки имеет три варианта: DTU–165 длиной 6 м (рисунок 17) и 7 м (рисунок 18) с нижней свечой УБТ – 127 и DTU–165 длиной 6 м с нижней свечой СБТ – 127 (рисунок 19).

Ориентируемая компоновка винтового забойного двигателя DTU–165 длиной 6 м плюс УБТ– 159 НМ с нижней свечой УБТ – 127 (рисунок 17).

По формуле (25) и используя данные таблицы А54, находим вторую стабилизирующую длину КНБК (таблица 7). Заметим, что значения первой стабилизирующей длины $L_{ст1} = 0{,}81 \times L_т = 11{,}2 – 7{,}9$ м ниже фактической длины данной КБНК ($L_{КНБК} = 15{,}37$ м) , поэтому в расчетах участвуют лишь значения второй $L_{ст2} = 1{,}62\ L_т$ стабилизирующей длины КНБК .

Таблица 7 - Стабилизирующая длина ориентируемой компоновки винтового забойного двигателя DTU –165 плюс УБТ – 159 НМ с нижней свечой УБТ –127

Зенитный угол скважины Θ, град	Осевая нагрузка, б.е (кН)					
	4 (41)		8 (82)		12 (123)	
	$L_{ст2}$	$L_{ст3}$	$L_{ст2}$	$L_{ст3.}$	$L_{ст2}$	$L_{ст3}$
10	18,3	---	17,5	---	16,5	--
15	16,8	---	16,0	---	15,0	---
20	15,9	---	15,0	---	14,2	---
25	15,1	---	14,4	---	13,6	---
30	14,4	---	13,6	---	13,1	---
35	13,8	---	13,3	---	12,8	---
40	13,4	---	12,8	---	12,4	---
45	13,1	---	12,6	---	12,1	---
50	12,8	---	12,3	---	11,8	---
55	12,5	---	12,1	---	11,6	---
60	12,3	---	11,8	---	11,5	---
65	12,1	---	11,7	---	11,3	---

© Музапаров М.Ж., 2005

70	11,8	---	11,5	---	11,2	---
75	11,7	---	11,3	---	11,0	16,5
80	11,6	17,4	11,2	16,8	10,8	16,3
85	11,4	17,13	11,1	16,6	10,7	16,0
90	11,3	17,0	11,0	16,5	10,5	15,8

© Музапаров М.Ж., 2005

Зоны и направление скважины диаметром 216 мм при бурении ориентируемой компоновкой забойного винтового двигателя DTU - 165 (L =6 м) с УБТ - 159 НМ и нижней свечой УБТ- 127

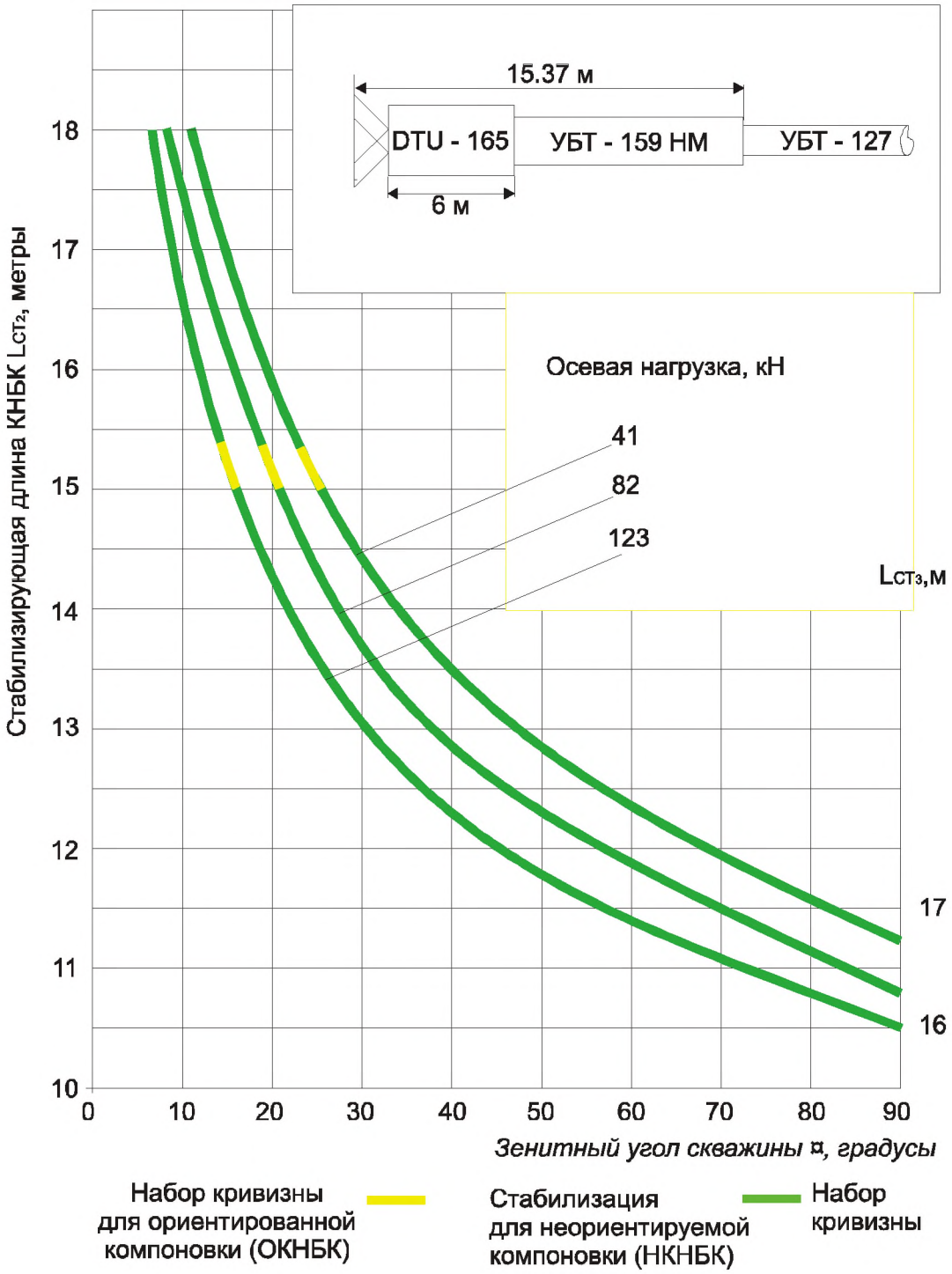


Рисунок 17 – Характер зенитного искривления скважины компоновкой винтового забойного двигателя DTU-165 длиной 6 м с УБТ-159НМ и нижней свечой УБТ-127

Зоны и направление скважины диаметром 216 мм при бурении компоновкой забойного винтового двигателя DTU - 165 (L =7 м) с УБТ - 159 НМ (L = 9,12 м) и нижней свечой УБТ- 127

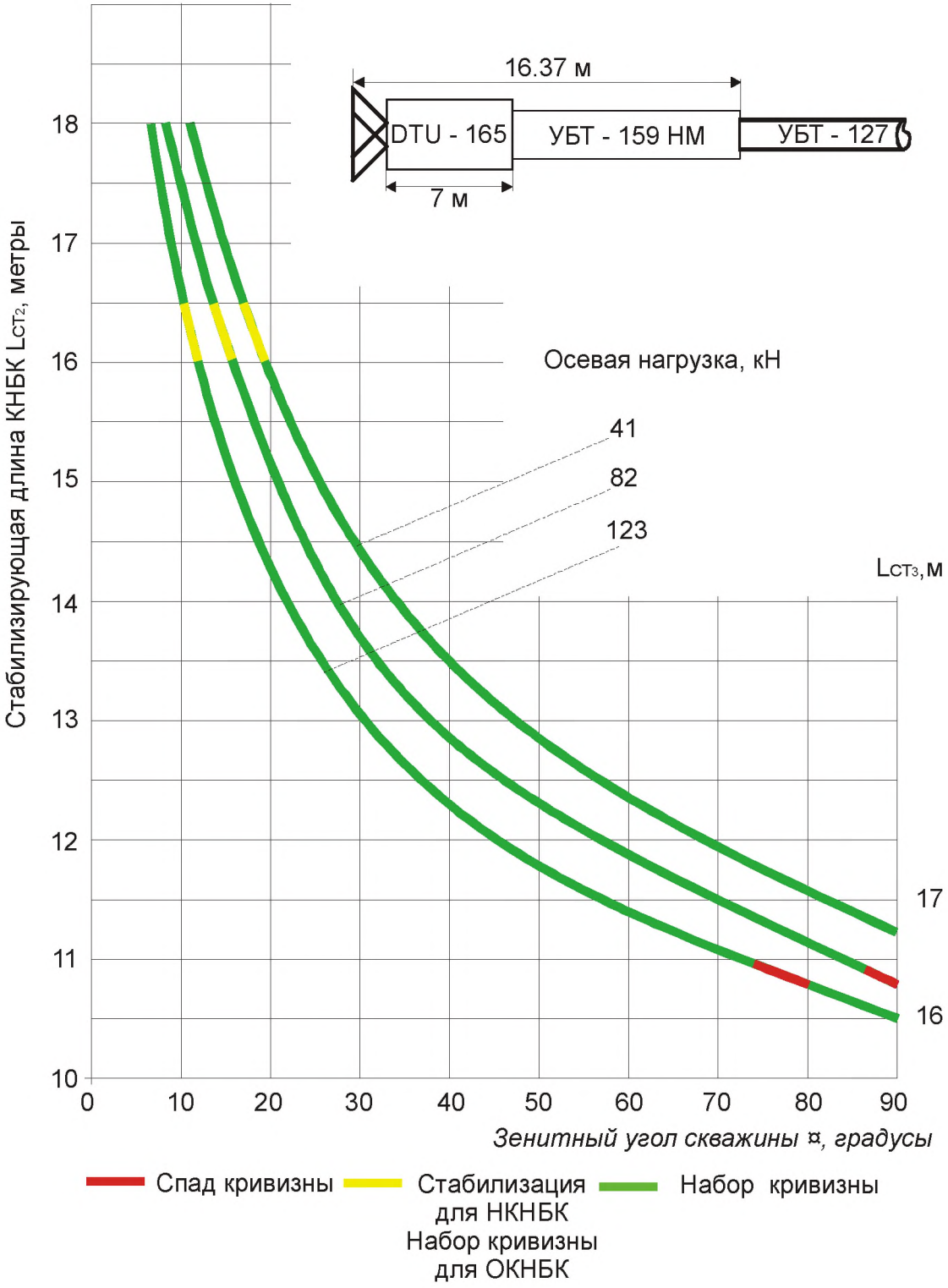


Рисунок 18 - Характер зенитного искривления скважины компоновкой винтового забойного двигателя DTU-165 длиной 7 м с УБТ-159НМ и нижней свечой УБТ-127

Таблица 8 - Стабилизирующая длина компоновки винтового забойного двигателя DTU -165 плюс УБТ-159 НМ с нижней свечой СБТ-127

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка б.е. (кН)			
	10-12 (50-60 и более)			
	$L_т$	$L_{ст_1}$	$L_{ст_2}$	$L_{ст_3}$
1	2	3	4	5
3	13,7	7,1	14,2	21,4
5	12,4	6,4	12,9	19,3
10	10,9	5,7	11,3	17,0
15	10,3	5,3	10,7	16,0
20	9,5	4,9	9,9	14,8
25	9,3	4,8	9,7	14,5
30	9,0	4,7	9,4	14,0
35	8,5	4,4	9,0	13,3
40	8,3	4,3	8,6	12,9
45	8,1	4,2	8,4	12,6
50	7,9	4,10	8,2	12,3
55	7,8	4,05	8,1	12,1
60	7,7	4,0	8,0	12,0
65	7,6	3,95	7,9	11,8
70	7,5	3,9	7,8	11,7
75	7,4	3,85	7,7	11,5
80	7,3	3,8	7,6	11,4
85	7,2	3,75	7,5	11,2
90	7,1	3,7	7,4	11,1

© Музапаров М.Ж., 2005

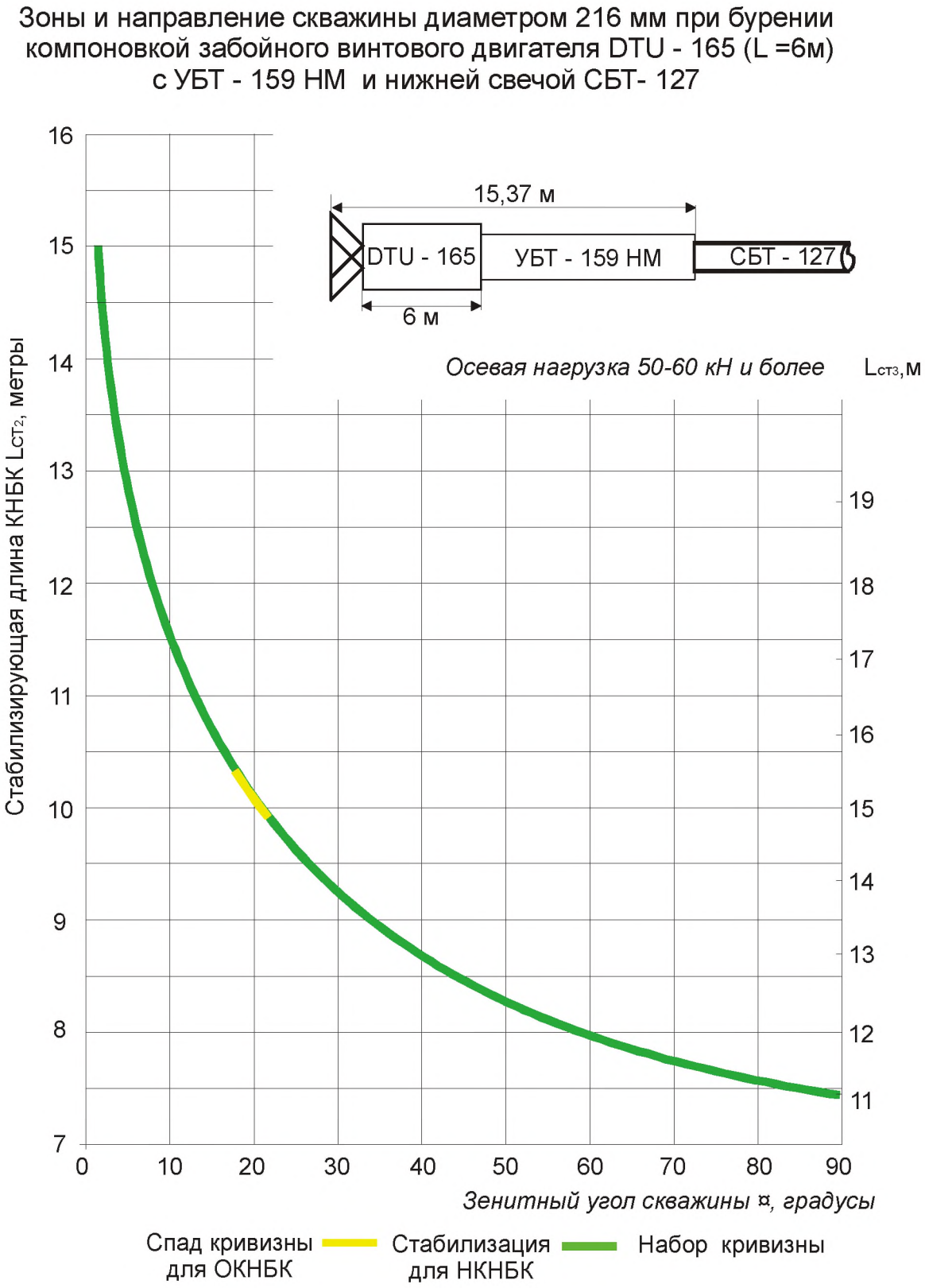


Рисунок 19 – Характер зенитного искривления скважины компоновкой винтового забойного двигателя DTU-165 длиной 6 м с УБТ-159НМ и нижней свечой СБТ-127

Результаты расчетов приведены в таблице 7 и на рисунке 17 , из которых можно сделать следующие выводы :

- компоновка ($L_{КНБК}$ = 15,37 м = $L_{ст2}$) при осевой нагрузке 41 кН уравновешивается при зенитном угле 16 ^{0} двумя полуволнами УБТ – 127 длиной L_{To} = 10,2 – 10,3 м каждая (см. таблицу А52) , при осевых нагрузках 82 и 123 кН соответственно 12^0 и 11^0 (L_{To}= 10,4 м и L_{To}= 10 м), т.е данная компоновка попадает в так называемую зону стабилизации – в узком зенитных углов 11^0-16^0 ($L_{КНБК}$= 16,57 м = $L_{ст2}$). За пределами этих углов компоновка находится в зоне набора кривизны, т.к $L_{ст2} < L_{КНБК}$ = 15,37 м.

Таблица 8 - Стабилизирующая длина компоновки винтового забойного двигателя DTU-165 с немагнитной трубой УБТ-159 НМ, калибратором КЛСи нижней свечой УБТ-159

Зенитный угол скважины Θ, град	Осевая нагрузка, кН					
	47		94		190	
	$L_т$	$L_{ст.1}$	$L_т$	$L_{ст.1}$	$L_т$	$L_{ст.1}$
1	2	3	4	5	6	7
1	22,3	23,6	18,0	19,1	16,9	17,9
3	17,3	18,3	15,4	16,3	14,8	15,7
5	15,5	16,4	14,5	15,4	13,8	14,6
10	12,5	13,2	12,2	12,9	11,6	12,3
15	11,2	11,9	11,1	11,8	10,5	11,1
20	10,5	1,1	10,3	10,9	9,9	10,5
25	10,0	10,6	9,8	10,4	9,5	10,1
30	9,5	10,1	9,4	10,0	9,1	9,6

© Музапаров М.Ж., 2005

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7
35	9,1	9,6	9,1	9,6	8,8	9,3
40	8,9	9,4	8,9	9,4	8,6	9,1
45	8,7	9,2	8,7	9,2	8,4	8,9
50	8,5	9,0	8,5	9,0	8,3	8,8
55	8,4	8,9	8,4	8,9	8,1	8,6
60	8,3	8,8	8,3	8,8	8,0	8,5
65	8,1	8,6	8,1	8,6	7,8	8,3
70	8,0	8,5	8,0	8,5	7,8	8,3
75	7,9	8,4	7,9	8,4	7,7	8,2
80	7,8	8,3	7,8	8,3	7,6	8,1
85	7,6	8,1	7,6	8,1	7,4	7,8
90	7,5	8,0	7,5	8,0	7,3	7,7

Выводы и рекомендации

1 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), совмес-

© Музапаров М.Ж., 2005

тимости (осуществимость и безопасность) и независимости (ни один из факторов не может быть представлен комбинацией других).

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

3 Основой предлагаемой схемы зенитного искривления скважины при бурении винтовыми забойными двигателями является концептуальная схема М.Ж. Музапарова, в которой механизм зенитного искривления скважины сводится к следующему: отклоняющая сила действует интенсивно в сторону висячей стенки (выполаживание или набор кривизны), если составляющая веса компоновки значительна (компоновка тяжелая, т.е. длинная), а если вес компоновки незначителен (легкая компоновка, т.е. короткая), то долото начнет интенсивно подрабатывать лежачую стенку (выкручивание или 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.

4 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, обеспечивающая равновесие КНБК и стабилизацию угла - это есть стабилизирующая длина компоновки.

5 Основной принцип регуляции зенитного искривления: зенитное искривление самовыполаживающихся скважин не происходит (стабилизация) только в тех случаях, когда компоновка винтового забойного двигателя

© Музапаров М.Ж., 2005

уравновешена одной ($1L_т$) или двумя ($2L_т$), или тремя ($3L_т$) полуволнами нижней свечи бурильной колонны, т.е. длина компоновки ВЗД адекватна соответственно первой ($L_{СТ1}$), второй ($L_{СТ2}$) или третьей ($L_{СТ3}$) стабилизирующей длинам. Вывод из состояния равновесия КВЗД приводит к самопроизвольному отклонению оси ствола скважин, причем:

- к набору кривизны, если длина компоновки ВЗД колеблется в пределах

$$L_{СТ1} < L_{КВЗД} < L_{СТ2}$$

или

$$L_{СТ2} < L_{КВЗД} < L_{СТ3};$$

- к спаду кривизны, если длина компоновки ВЗД меньше первой стабилирующей, т.е.

$$0,5\,L_{СТ1} < L_{КВЗД} < L_{СТ1}.$$

© Музапаров М.Ж., 2005

6 ВЫБОР НЕОРИЕНТИРУЕМЫХ КОМПОНОВОК ПРИ БУРЕНИИ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ВИНТОВЫМИ ЗАБОЙНЫМИ ДВИГАТЕЛЯМИ

На большинстве нефтяных площадей при наклонно направленном бурении наиболее распространён проектный профиль, состоящий из четырёх участков [19,66,69,70,71]:

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

Разновидность четырёхинтервального профиля – это профиль, содержащий следующие участки:

- 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 трёхинтервальные профили, состоящие из:

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

© Музапаров М.Ж., 2005

Разновидностью трёхинтервального 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 проведення 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.

Вертикальный участок (зенитные углы 0…3°). Обеспечение вертикальности (стабилизация) скважины не входит в зону влияния винтовых забойных двигателей (рисунок 20). Вместе с тем, если вертикальный ствол отклонился до зенитного угла 3^0 и более, то вернуть его к вертикали рекомендуется применением одной из неориентируемых компоновок винтовых забойных двигателей ДГ-172 (см.рисунок 13), Д5-172 (см.рисунок 15), ДЗ-172 (рисунок Б13) с утяжелённой свечой из УБТ-146.

Набор кривизны или увеличение зенитного угла скважины, начиная с 0...3°,обеспечивается одной из трёх неориентируемых компоновок винтовых забойных двигателей Д5-172 (см.рисунок 14), ДЗ-172 (рисунок Б10) или Д2-172М (рисунок Б12) с нижней свечой из труб ТБПВ-127.

© Музапаров М.Ж., 2005

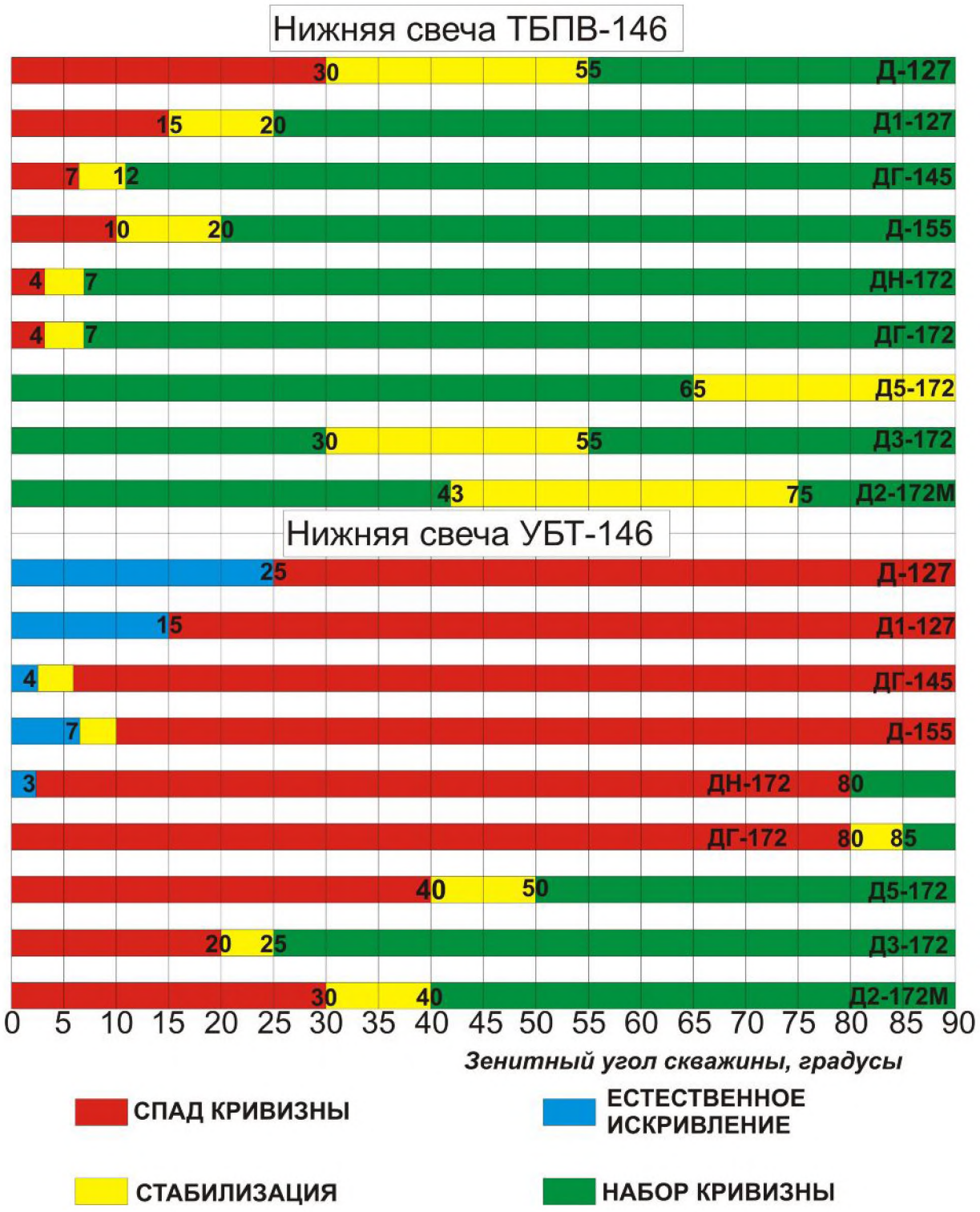


Рисунок 20 - Карта рационального применения неориентируемых компоновок винтовых забойных двигателей типа *Д* (**Россия**) при управлении трассой наклонно-направленных и горизонтальных скважин диаметром 216 мм

Участок набора зенитного угла с 3^0 до 30^0. Интенсивный набор кривизны скважины обеспечивается тремя компоновками: Д3-172 и Д2-172М с ТБПВ-127; менее интенсивный: Д5-172 с ТБПВ-127 и ДГ-145 с ТБПВ-127 (начиная с угла 12^0).

При необходимости стабилизации угла на данном участке рекомендуется воспользоваться в достаточно узких диапазонах зенитных углов:

$\theta = 4\text{-}7^0$- компоновками ДН-172 (рисунок Б8) и ДГ-172 (см . рисунок 12) с ТБПВ-127;

$\theta = 7\text{-}10^0$- компоновкой Д-155 с УБТ-146 (рисунок Б6);

$\theta = 7\text{-}12^0$- ДГ-145 с ТБПВ-127 (рисунок Б4);

$\theta = 10\text{-}20^0$- Д-155 с ТБПВ-127 (рисунок Б7);

$\theta = 20\text{-}25^0$-Д3-172 с УБТ-146 (рисунок Б11).

При необходимости уменьшения зенитного угла рекомендуется в качестве нижней свечи применять только УБТ-146 в диапазоне зенитных углов:

$\theta = 3\text{-}20^0$- Д3-172;

$\theta = 3\text{-}30^0$- ДН-172 (рисунок Б9), ДГ-172, Д5-172, Д2-172;

$\theta = 4\text{-}30^0$- ДГ-145;

$\theta = 10\text{-}30^0$-Д-155.

Участок зенитного угла с 30^0 до 55^0

Интенсивный набор кривизны скважины обеспечивается:

при $\theta = 30^0\text{-}50^0$- компоновкой Д5-172 с ТБПВ-127;

$\theta = 30^0\text{-}47^0$- Д2-172 с ТБПВ-127.

Менее интенсивный:

при $\theta = 30^0\text{-}55^0$- ДГ-145, Д-155, ДН-172 и ДГ-172 с ТБПВ-127; Д3-172 с УБТ-146;

$\theta = 40^0\text{-}55^0$- Д2-172М с УБТ-146.

Стабилизация угла:

при $\theta = 30^0\text{-}55^0$- Д-127 (рисунок Б1) и Д3-172 с ТБПВ-127;

© Музапаров М.Ж., 2005

при $\theta = 47^0$-55^0 - Д2-172М с ТБПВ-127;

при $\theta = 40^0$-50^0- Д5-172 с УБТ-146.

Уменьшение зенитного угла:

в диапазоне $\theta = 30^0$-50^0 –Д-127, ДГ-145, Д-155, ДН-172 и ДГ-172 с УБТ-146;

$\theta = 30^0$-40^0 – Д5-172 с УБТ-146.

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

Интенсивный набор кривизны скважины обеспечивается:

при $\theta = 55^0$-90^0 – ДГ-145, Д-155, ДН-172 и ДГ-172 с ТБПВ-127,

Д3-172 с УБТ-146.

Менее интенсивный:

при $\theta = 55^0$-90^0 – Д-127, Д3-172 с ТБПВ-127;

Д5-172 и Д2-172М с УБТ-146;

при $\theta = 75^0$-90^0 - Д2-172М с ТБПВ-127.

Стабилизация угла:

при $\theta = 65^0$-90^0 - Д5-172 с ТБПВ-127;

$\theta = 55^0$-75^0 - Д2-172М с ТБПВ-127;

$\theta = 70^0$-85^0 - ДГ-172 с УБТ-146;

$\theta = 80^0$-90^0 - ДН-172 с УБТ-146.

Технология проведения прямолинейного участка и участка падения зенитного угла в диапазоне 0^0-90^0 подробно описана в предыдущих участках набора зенитного угла.

ВЫВОДЫ

1. В ускорении проводки глубоких наклонно-направленных скважин существенное значение имеют сведения о длине полуволны бурильной колонны, так как один из основных технологических факторов - осевая наг-

© Музапаров М.Ж., 2005

рузка на породоразрушающий инструмент - создается сжатой частью бурильной колонны. Расчет длины полуволны бурильной колонны производится по методике Г. Вудса и А. Лубински с использованием номограммы Б. З. Султанова, так как ими учитывается один из важнейших факторов искривления скважин – зенитный угол скважины.

2. Процесс искривления скважины определяется комплексом факторов, суммарное воздействие которых может быть оценено только с позиций системного подхода. Исходя из этого, в рассматриваемых автором 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.

3. За основу предлагаемой схемы зенитного искривления скважины при бурении винтовыми забойными двигателями принята концептуальная схема М.Ж. Музапарова, которая сводится к следующему: отклоняющая сила действует 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 КВЗД на зенитное искривление.

4. 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 длина компоновки, обеспечивающая равновесие КНБК, - соответственно стабилизацию угла, - есть стабилизирующая длина компоновки.

© Музапаров М.Ж., 2005

5. Принцип регуляции зенитного искривления определяется подбором стабилизирующей длины компоновки, - равновесной одной полуволне нижней свечи бурильной колонны. При этом задача стабилизации зенитного угла достигается применением компоновки длиной, равной стабилизирующей; задача спада кривизны или уменьшения зенитного угла – компоновкой, меньшей стабилизирующей длины; задача набора кривизны достигается применением компоновки длиной, превышающей стабилизирующую.

6. Оптимальными компоновками набора кривизны являются компоновки винтовых забойных двигателей типа *Д* (Россия) – ДН-172 и ДГ-172 с нижней свечой ТБПВ-127, спада кривизны – компоновки этих же винтовых забойных двигателей с нижней свечой УБТ-146.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. В ускорении 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 - 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. Исключение из общей методики расчета формул, предложенных Г. М. Саркисовым, А. Н. Динником, Б. И. Воздвиженским, М. Г. Васильевым и др. вполне закономерен, так как 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 пози-

© Музапаров М.Ж., 2005

ций 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 технические факторы - осевая нагрузка, диаметр и зенитный угол скважины, диаметр и длина компоновки, плотность глинистого раствора, жесткость колонны и связанная с ней длина полуволны.

5. Основой предлагаемой схемы зенитного искривления скважины при бурении винтовыми забойными двигателями является концептуальная схема, в которой механизм зенитного искривления скважины сводится к следующему: отклоняющая сила действует интенсивно в сторону висячей стенки (выполаживание или набор кривизны), если составляющая веса компоновки значительна (компоновка тяжелая, т.е. длинная), а если вес компоновки незначителен (легкая компоновка, т.е. короткая), то долото начнет интенсивно подрабатывать лежачую стенку (выкручивание или 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 оп-

© Музапаров М.Ж., 2005

ределенная по своей длине компоновка, при бурении которой обеспечивается прямолинейность ствола, т.е. стабилизация зенитного угла скважины. Расчетная или выбранная длина компоновки, обеспечивающая равновесие КНБК, - соответственно стабилизацию угла, - это 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 выполаживание (набор кривизны или увеличение зенитного угла) скважин, задача стабилизации зенитного угла достигается применением компоновки длиной, равной стабилизирующей; задача выкручивания (спада кривизны или уменьшение зенитного угла) достигается компоновкой длиной, меньшей стабилизирующей длины. При этом задача выполаживания достигается применением компоновки длиной, превышающей стабилизирующую.

© Музапаров М.Ж., 2005

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 К проектированию рациональных профилей наклонных скважин. / М.П.Гулизаде, К.Б.Шахбазбеков, Д.С.Корданов и др.\ Изв. вузов. Нефть и газ, 1965,311,с.25-30.

2 Григулецкий В.Г., Лукьянов В.Т. Проектирование компоновок нижней части бурильной колонны. -М.: Недра, 1990.302с.

3 Алексеев В.Н. Исследование устойчивости движения бурильной колонны на стенде. Методика и техника разведки. Л.: ОНТИ ВИТР, 1979. Вып. 131. С. 17-23.

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

5 Кодзаев Ю.В. Разведка месторождений ТПИ многоствольными горизонтальными скважинами. М.Недра,1989, 200 с.ил.

6 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 зффективности их внедрения.-Л :ВИТР, 1988, с.15-25.

7 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 технол. и орг. геол.-развед. работ. Обзор /ВИЭМС. -Библиогр.:с.69-71.(36 назв).

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

© Музапаров М.Ж., 2005

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

10 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.-Вьш. 6-7.-С.16-19.

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

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

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

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

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

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

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

18 Вареца С.А., Соловьев И.Я. Техника и технология бурения горизонтальных скважин при вскрытии водоносных горизонтов // Техн., техн. и

© Музапаров М.Ж., 2005

орг. геол.-разв. работ.-М., 1992-3 6с.-(обзор. информ../ МГП «Геоинформмарк»).

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

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

21 Инструкция по бурению наклонно- направленных скважин. -РД 39-2-810-83 -М.: ВНИИБТ, 1983.

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

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

24 Кулиев Ю.М. Совершенствование технологии проводки наклонных скважин путем разработки и внедрения рационального профиля зффективных компоновок низа бурильной колонны. - Дисс. канд. техн. наук, Баку. АзИНЕФТЕХИМ им. М.Азизбекова,1986. с.165.

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

26 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.

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

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

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

© Музапаров М.Ж., 2005

30 Sutko, Myers,Gaston,Directional drilling.- a composition of measured and predicted changes in holesangle. Journal of Petroleum Technology.- 1980.

31 Millheim K. The effect of hole curvature on the trajectory of a borehole.- World Oil, 1981,vl92, №5, pp 18-23, 37

32 Callas N.P. Predicting borehole trajectory.- Oil and Gas Y.,1981,24/VIII, v.l8, №81 ,pp.44-45,48,50-52.

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

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

35 Гулизаде М.П., Зельманович Г.М., Кауфман Л.Я., Сушон Л.Я. Методика расчета компоновок низа бурильной колонны, расположенных в искривленном стволе скважины .- Изв.вузов Нефть и газ, 1973, № 17 с.l 8-22.

36 К расчету компоновки низа бурильной колонны, применяемой для безориентированного управлення зенитным углом / Гулизаде М.П., Сушон Л.Я., Емельянов П.В., Кауфман Л.Я./ Нефт. Хоз-во. - 1974. -№1.

37 Биишев А.Г., Сулейманов В.И. Методика прогноза траектории бурения компоновками низа бурильной колонны, содержащими калибраторы, центраторы и зксцентричные элементы // Рекомендации по основным направлениям АСУ строительством скважин на буровых предприятиях Башкирии. - Уфа: КИВЦ ПО Башнефть, 1990

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

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

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

© Музапаров М.Ж., 2005

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

42 Григулецкий В.Г., Лукьянов В.Т. Проектирование компоновок нижней части бурильной колонны. -М.: Недра, 1990.302с.

43 Григулецкий В.Г. Расчет компоновок низа бурильной колонны для борьбы с искривлением скважин при роторном и турбинном бурении,- Обзор. информ. Сер. бурение. М., ВНИИОЭНГ, 1978, с.79.

44 А.Ф.Федоров., К.М.Солодкий., А.Г.Калинин., А.С.Повалихин. Метод оптимизации параметров компоновок для стабилизации зенитного угла наклонных скважин // Нефтяное хоз-во.-1982.-№11.

45 Белоруссов В.О., Боднарук Т.М. Прогнозирование и расчет естественного искривления скважин: Справочное пособие. - М.: Недра, 1988. -175 с. ил.

46 Белоруссов В.О. Подбор компоновок низа бурильной колонны методом прогнозирования. — Обзорная информация. Сер.бурение. - М.:ВНИИ ОЭНГ 1984. 48 с.

47 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 ХозУПО Укрнефть,1980, с 176.

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

49 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

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

51 Музапаров М.Ж. Технология стабилизации и изменения зенитного угла в условиях естественного искривления скважин.//Материалы

© Музапаров М.Ж., 2005

Всесоюзной научно-технической конференции «Направленное бурение геологоразведочных скважин». -Чита, 1989, с. 56-64.

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

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

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

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

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

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

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

59 Музапаров М.Ж. Определение длины полуволны бурильной колонны в наклонно направленной скважине. Методическое руководство. Алматы, КазНТУ,1998,с.1-23.

60 Музапаров М.Ж. Управление искривлением скважин. Учебное пособие -Алматы, КазНТУ, 2000, с. 1 -101.

61 Музапаров М.Ж.,Ешманов Д.Ж., Дамысулы Е. Бұрғылау тізбегінің жартылай толқынының ұзындығын анықтау.-Тр. Межд. конфер. «Молодые

© Музапаров М.Ж., 2005

ученые - 10-летию Независимости Казахстана»-Алматы, КазНТУ, 2001, с.781-784.

62 Музапаров М.Ж.,Ешманов Д.Ж.,Аршидинова М.Т. Определение длины полуволны низа бурильной колонны. - Сб. тез. докл. Пятого Международного симпозиума. - С.П., ЛГИ, 2001.

63 Музапаров М.Ж. Направленное бурение. 1том. Бесклиновая технология: Учебник для ВУЗов.- Алматы. 2001.204 с.

64 Музапаров М.Ж. Бағдарлы бұрғылау. 1 том. Сынасыз технология. ЖОО үшін оқулық.-2001. 213 б.

65 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.

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

67 Сушон Л.Я., Емельянов П.В. Проектирование профилей и забойных компоновок для бурения наклонных скважин в Западной Сибири// ВНИИОЭНГ. Обзор .информация. Сер. «Бурение».-1981, вып.10. - 40 с.

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

69 Калинин А.Г. Искривление скважин - М., Недра, 1974, 304 с.

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

71 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).

72 Музапаров М.Ж., Абугалиев С.К., Жиенгалиев К. Выбор неориентируемых компоновок при бурении наклонно-направленной

© Музапаров М.Ж., 2005

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.

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

74 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.

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

76 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.

77 Музапаров М.Ж., Әбугалиев 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.

78 Музапаров М.Ж., Әбугалиев С.К., Курбалиев Т.Ш. Выбор неориентируемых компоновок с винтовыми забойными двигателями при бурении горизонтальной скважины. — Алматы, Нефть и газ. 2004, с.43-46.

79 Музапаров 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.

80 Музапаров М.Ж., Әбугалиев С.К., Курбалиев Т.Ш. Бұрандалы түпті қозғалтқыштармен көлденең ұңғымаларды бұрғылау үшін бағытталмайтын

© Музапаров М.Ж., 2005

құрылымдарды таңдау - Там же, с. 58-61.

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

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

83 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.

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

85 Ахметов С.М., Абугалиев С.К. Результаты исследования и перспективы использования винтовых забойных двигателей в горизонтальном бурении нефтяных и газовых скважин. - Материалы научных трудов Второго международного семинара-совещания «Пути реализации инновационных технологий глубокой переработки нефти и газа». – Атырау: АИНГ, 2004. – с.510-511.

86 Гержберг Ю.М. Регулирование траектории и диаметра ствола скважины с помощью радиально упругих свойств. -М., 1987.-(Обзор.информ. /ВНИИОЭНГ.Сер. "Бурение"; Вып.1).

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

88 Григорян Г.Н. О принципе работы турбинных отклонителей ОТС // Нефтяное хоз-во. -1983.-№ 5.

© Музапаров М.Ж., 2005

89 Мамедбеков О.К. Регулирование пространственного искривления наклонных скважин неориентируемыми забойными компоновками. Азерб. нефт. хоз-во, 1986, №3, с. 27-30.

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

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

92 В.Б.Суханов, И.И.Барабашкин, А.С.Повалихин, А.Н.Сорокин. Результаты промышленных испытаний КНБК с передвижным центратором. // Нефтяное ХОЗ-ВО.-1990. -№4.

93 Шаньгин А.И. Бурение направленно-искривленных скважин. М., Гостоптехиздат., 1961.

94 Шахбазбеков К.Б. и др. К вопросу качественной проводки наклонных скважин. Изв. вузов «Нефть и газ» .1975, №6, СI5-18.

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

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

97 Томми М. Уоррен. Тенденции перехода к управляемым системам роторного наклонно направленного бурения. – Нефтегазовые технологии, 1997, №6. с.6 – 12.

98 Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноевых А.Н. Винтовые забойные двигатели : Справочное пособие. – М.: Недра, 1999. – 375 с.: ил.

99 Вадецкий Ю. В. Бурение нефтяных и газовых скважин. — М.: Изд. центр «Академия», 2003 — 352 с.

© Музапаров М.Ж., 2005

ПРИЛОЖЕНИЕ А

РАСЧЁТЫ ДЛИНЫ ПОЛУВОЛН НИЗА БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН

При бурении с использованием глинистого раствора с удельным весом γ = 1,15 – 1,25 *г/см*^{3}

Таблица А1 - 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					
1	2	3	4	5	6	7	8	
градусы	*радиан*		б.е	*м*	б.е.	*м*	б.е.	
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
	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

© Музапаров М.Ж., 2005

Продолжение таблицы А1

1	2	3	4	5	6	7	8	
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

Таблица А2 - 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		8		10		12	
		Длина полуволны							
		б.е.	м	б.е.	м	б.е.	м	б.е.	м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	9	0,980	17,1	0,905	15,8	0,900	15,7	0,897	15,7
3	26	0,846	14,8	0,817	14,3	0,803	14,0	0,790	13,8
5	44	0,788	13,8	0,753	13,2	0,735	12,8	0,718	12,5

Продолжение таблицы А2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10	87	0,686	12,0	0,654	11,4	0,633	11,1	0,616	10,8
15	131	0,629	11,0	0,599	10,5	0,583	10,2	0,567	9,9
20	174	0,586	10,2	0,556	9,7	0,545	9,5	0,535	9,3
25	218	0,553	9,7	0,529	9,2	0,520	9,1	0,511	8,9
30	261	0,531	9,3	0,510	8,9	0,501	8,8	0,492	8,6
35	305	0,514	9,0	0,496	8,7	0,488	8,5	0,477	8,3
40	349	0,498	8,7	0,481	8,4	0,472	8,2	0,464	8,1
45	392	0,488	8,5	0,472	8,2	0,464	8,1	0,456	8,0
50	436	0,477	8,3	0,463	8,1	0,454	7,9	0,446	7,8
55	479	0,467	8,1	0,454	7,9	0,446	7,8	0,438	7,7
60	523	0,459	8,0	0,446	7,8	0,438	7,7	0,431	7,6
65	567	0,452	7,9	0,439	7,7	0,431	7,6	0,423	7,5
70	610	0,447	7,8	0,433	7,6	0,426	7,5	0,419	7,4
75	654	0,442	7,7	0,427	7,5	0,420	7,4	0,413	7,2
80	697	0,437	7,6	0,423	7,4	0,417	7,3	0,410	7,2
85	741	0,431	7,5	0,418	7,3	0,411	7,2	0,405	7,1
90	784	0,427	7,4	0,413	7,2	0,406	7,1	0,400	7,0

© Музапаров М.Ж., 2005

Таблица А3 - 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	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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				

© Музапаров М.Ж., 2005

Продолжение таблицы А3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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				

Таблица А4 - 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
1	2	3	4	5	6	7	8
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

© Музапаров М.Ж., 2005

Продолжение таблицы А4

1	2	3	4	5	6	7	8
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

© Музапаров М.Ж., 2005

Таблица А5 - Длина полуволны ***УБТ–127*** в наклонно направленной скважине ø216 мм ($\gamma = 1{,}15 - 1{,}2$ *г/см*^{3})

Зенитный угол скважины		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*
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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	7,45	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

© **Музапаров М.Ж., 2005**

Продолжение таблицы А5

1	2	3	4	5	6	7	8		10
85	510	0,449	6,85	0,433	6,6	0,418	6,4	0,404	6,15
90	540	0,444	6,8	0,428	6,5	0,415	6,3	0,400	6,1

Таблица А6 - 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
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

© Музапаров М.Ж., 2005

Таблица А7 - 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

Таблица А8 - 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

Продолжение таблицы А8

1	2	3	4	5
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
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

© Музапаров М.Ж., 2005

ДЛИНА ПОЛУВОЛНЫ НИЗА БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН

при бурении с использованием глинистого раствора с удельным весом $\gamma = 1{,}95 - 2{,}05$ *г/см*^{3}

Таблица А9 - Длина полуволны ***УБТ-127*** в наклонно-направленной и горизонтальной скважине Ø216 *мм*

Зенитный угол скважины θ		$\frac{\theta m}{r}$ / $\frac{l}{r}$ =362	Осевая нагрузка (*б.е*)					
			4		8		12	
			в килоньютонах (*кН*)					
град	радиан		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
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		8,5	0,510	8,2
40	0,6981	253	0,535	8,6	0,514	8,3	0,495	8,0

© Музапаров М.Ж., 2005

Продолжение таблицы А9

1	2	3	4	5	6	7	8	9
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

Таблица А10- Длина полуволны ***СБТ-127*** в горизонтально-направленной скважине Ø216 *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

© Музапаров М.Ж., 2005

Продолжение таблицы А10

1	2	3	4	5
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
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

© Музапаров М.Ж., 2005

Таблица А11 - 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

Таблица А12 - Длина полуволны телеметрической системы **СТТ-172**

Зенитный угол θ, град		Осевая нагрузка в ***безразмерных единицах*** (*кН*)					
		4 (52)		8 (104)		12 (156)	
		Длина полуволны					
		б.е.	*м*	***б.е.***	*м*	***б.е.***	*м*
1	2	3	4	5	6	7	8
15	218	0,552	9,7	0,528	9,2	0,510	8,9

© Музапаров М.Ж., 2005

Продолжение таблицы А12

1	2	3	4	5	6	7	8
20	278	0,523	9,2	0,504	8,8	0,485	8,5
25	347	0,498	8,7	0,481	8,4	0,463	8,1
35	486	0,467	8,2	0,454	7,9	0,438	7,6
40	556	0,454	8,0	0,440	7,7	0,425	7,4
45	625	0,446	7,8	0,432	7,6	0,418	7,3
50	695	0,437	7,6	0,423	7,4	0,410	7,2
55	764	0,429	7,5	0,416	7,3	0,403	7,1
60	834	0,420	7,4	0,410	7,2	0,396	7,0
65	903	0,414	7,3	0,404	7,1	0,391	6,9
70	973	0,405	7,1	0,394	6,9	0,383	6,7
75	1042	0,396	6,9	0,386	6,7	0,377	6,6
80	1112	0,390	6,8	0,380	6,6	0,372	6,5
85	1181	0,382	6,7	0,373	6,5	0,366	6,4
90	1251	0,376	6,6	0,368	6,4	0,361	6,3

© Музапаров М.Ж., 2005

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Стабилизирующая длина компоновки винтового забойного двигателя *Д* (Россия) с бурильными колоннами ТБПВ-127 и УБТ - 146

Расчёт стабилизирующей длины неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д-127 с бурильной колонной ТБПВ-127

Исходные данные: диаметр скважины 216 мм, осевая нагрузка 56, 75 и 93 кН, длина двигателя типа Д-127 составляет 4,5 м, общий вес 3,0 кН, вес 1 м двигателя $P_{ВЗД}$ = 0,667 кН, вес 1 м ТБПВ -127 равен P_T= *0,*325 кН.

По формуле (24) определяем стабилизирующую длину винтового забойного двигателя Д-127 с бурильной колонной ТБПВ-127 в диапазоне зенитных углов (3 . . .90) градусов:

$$L_{CT} = L_T \frac{P_T^{0,5}}{P_{ВЗД}^{0,5}} = L_T \cdot \sqrt{\frac{32,5}{66,7}} = 0,7 \cdot L_T, \text{ м},$$

где

L_T - длина полуволны бурильной колонны ТБПВ-127 (см. таблица А4), м.

Результаты расчетов приведены в таблице Б1, на основе которых построен график зависимостей стабилизирующей длины компоновки от зенитного угла как показано это на рисунке Б1.

Таблица Б1 - Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д-127 с бурильной колонной ТБПВ-127 в скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка, кН					
	56		75		93 и более	
	L_T, м	L_{CT}, м	L_T, м	L_{CT}, м	L_T, м	L_{CT}, м
1	2	3	4	5	6	7

© Музапаров М.Ж., 2005

Продолжение таблицы Б1

1	2	3	4	5	6	7
3	13,8	9,7	13,5	9,4	13,2	9,2
5	12,8	9,0	12,5	8,7	11,8	8,3
10	11,1	7,8	10,8	7,5	10,1	7,1
15	10,1	7,1	9,8	6,9	9,3	6,5
20	9,59	6,7	9,04	6,3	8,6	6,0
25	9,13	6,4	8,61	6,0	8,1	5,7
30	8,78	6,1	8,28	5,8	7,8	5,4
35	8,55	6,0	8,02	5,6	7,6	5,3
40	8,28	5,8	7,87	5,5	7,5	5,2
45	8,11	5,7	7,74	5,4	7,4	5,1
50	7,94	5,6	7,60	5,3	7,3	5,0
55	7,77	5,4	7,46	5,2	7,2	5,0
60	7,60	5,3	7,28	5,1	7,1	5,0
65	7,55	5,3	7,25	5,1	7,0	4,9
70	7,45	5,2	7,19	5,0	6,9	4,8
75	7,33	5,1	7,09	5,0	6,85	4,8
80	7,25	5,0	7,03	4,9	6,8	4,7
85	7,16	5,0	6,94	4,8	6,75	4,7
90	7,09	5,0	6,87	4,8	6,7	4,7

© Музапаров М.Ж., 2005

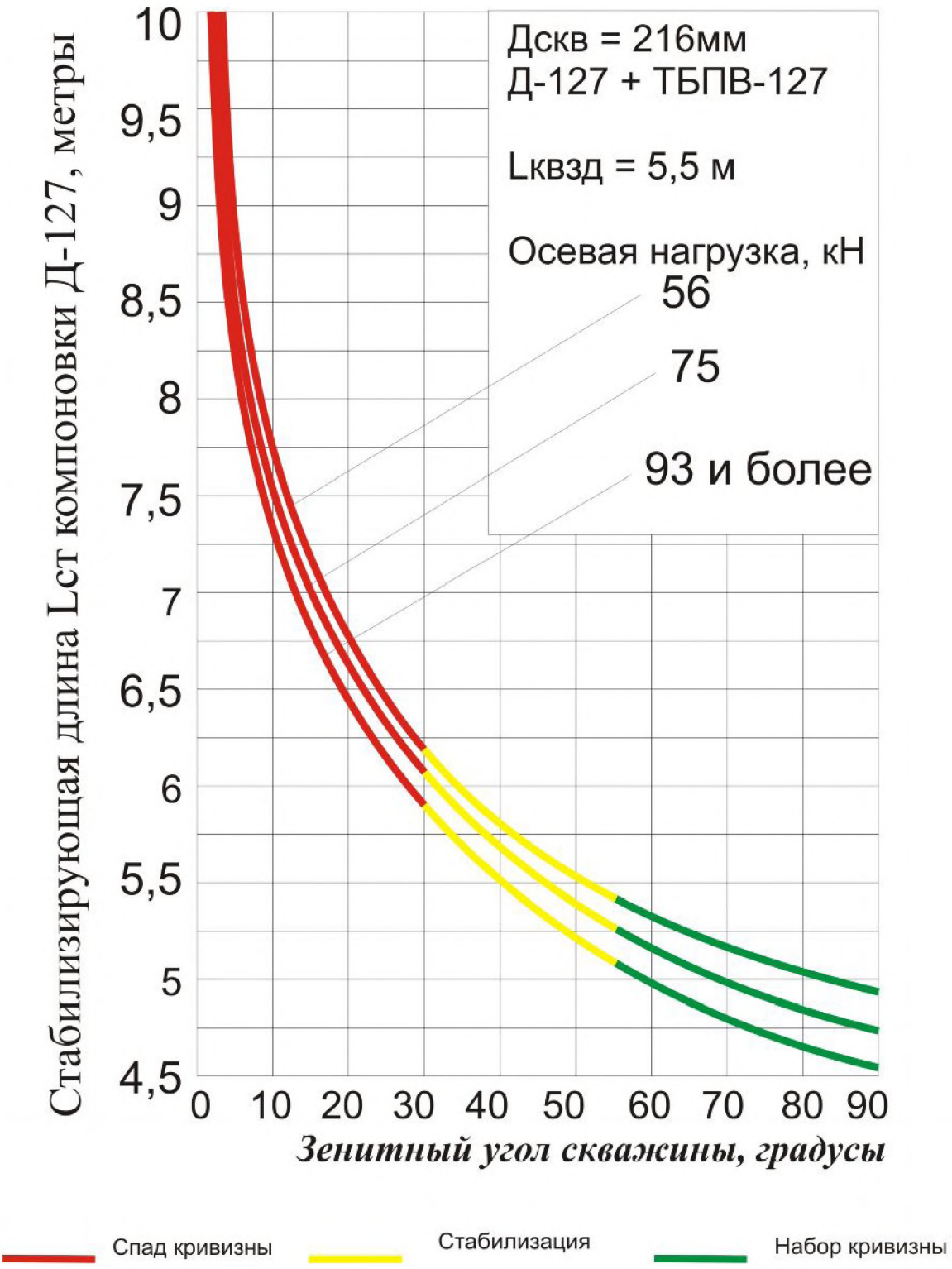


Рисунок Б1 –Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д-127 с бурильной колонной ТБПВ-127 в скважине диаметром 216 мм

© Музапаров М.Ж., 2005

Расчёт стабилизирующей длины неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д-127 с утяжелённой бурильной колонной УБТ- 146

Исходные данные: диаметр скважины 216 мм, осевая нагрузка 114, 143 и 171 кН, длина двигателя Д-127 4,5 м, общий вес 3,0 кН, вес 1 м двигателя $P_{ВЗД}$ = 0,667 кН, вес 1 м УБТ-146 P_T = 0,96 кН.

По формуле (24) определяем стабилизирующую длину компоновки винтового забойного двигателя Д-127:

$$L_{CT} = L_T \frac{P_T^{0,5}}{P_{B3D}^{0,5}} = L_T \cdot \sqrt{\frac{96}{66,7}} = 1,2 L_T, \text{ м},$$

где

L_T - длина полуволны УБТ-146, которая берётся из таблицы А2, м.

Результаты расчетов даны в таблице Б2 и показаны на рисунке Б2.

Таблица Б2 - Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д-127 с утяжеленной бурильной колонной УБТ-146 в скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка в килоньютонах (кН)					
	114		143		171	
	L_T	LCT	L_T	LCT	L_T	LCT
1	2	3	4	5	6	7
1	15,8	19,0	15,7	18,8	15,7	18,8
3	14,3	17,1	14,0	16,8	13,8	16,6
5	13,2	15,8	12,8	15,3	12,5	15,0

© Музапаров М.Ж., 2005

Продолжение таблицы Б2

1	2	3	4	5	6	7
10	11,4	13,7	11,1	13,3	10,8	13,0
15	10,5	12,6	10,2	12,2	9,9	11,9
20	9,7	11,6	9,5	11,4	9,3	11,2
25	9,2	11,0	9,1	10,9	8,9	10,7
30	8,9	10,7	8,8	10,6	8,6	10,3
35	8,7	10,4	8,5	10,2	8,3	10,0
40	8,4	10,1	8,2	9,8	8,1	9,7
45	8,2	9,8	8,1	9,7	8,0	9,6
50	8,1	9,7	7,9	9,5	7,8	9,4
55	7,9	9,5	7,8	9,4	7,7	9,2
60	7,8	9,4	7,7	9,2	7,6	9,1
65	7,7	9,2	7,6	9,1	7,5	9,0
70	7,6	9,1	7,5	9,0	7,4	8,9
75	7,5	9,0	7,4	8,9	7,3	8,8
80	7,4	8,9	7,3	8,8	7,2	8,6
85	7,3	8,8	7,2	8,6	7,1	8,5
90	7,2	8,6	7,1	8,5	7,0	8,4

© Музапаров М.Ж., 2005

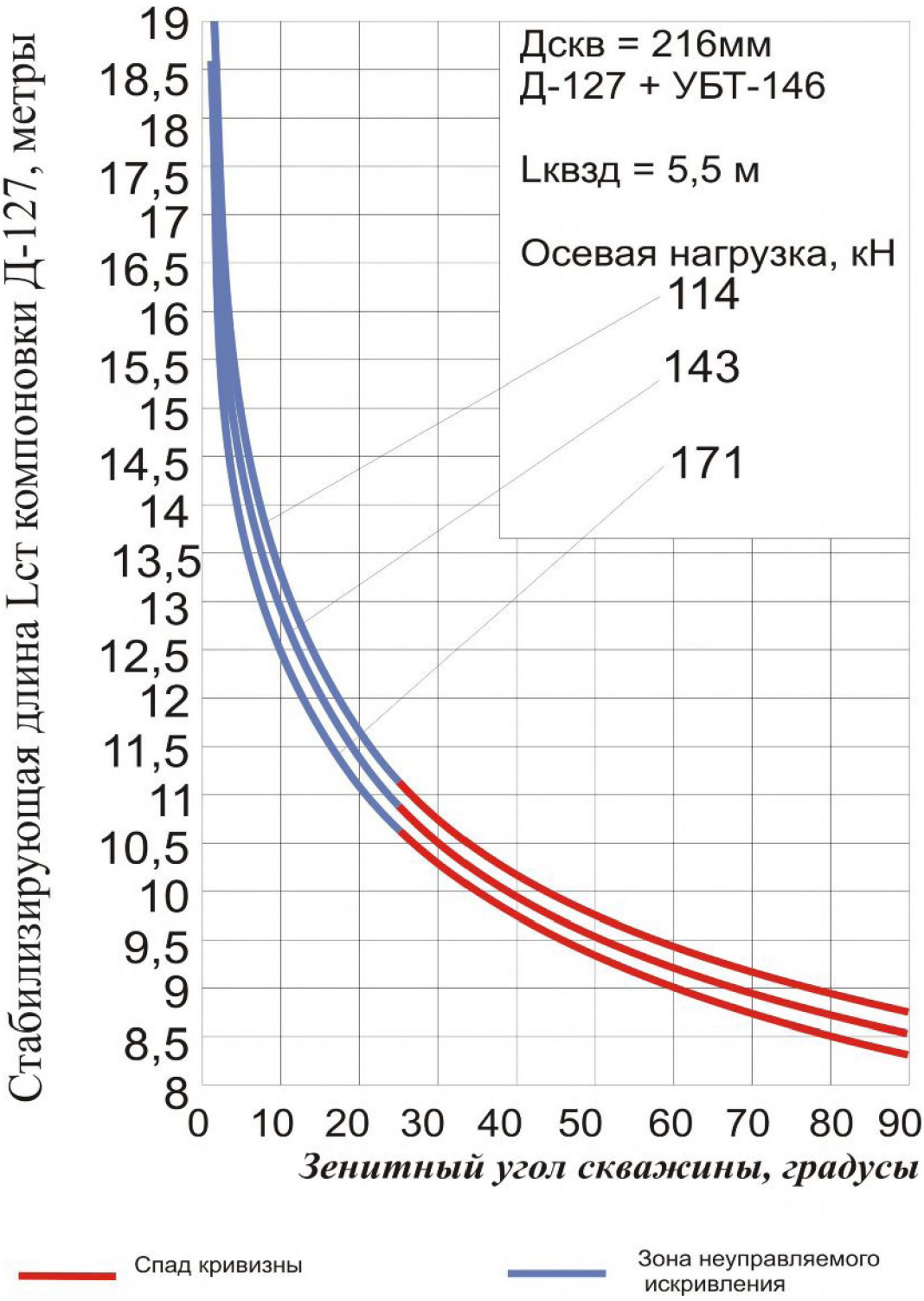


Рисунок Б2 - Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д-127 с утяжеленной бурильной колонной УБТ-146, зоны и характер зенитного искривления скважины диаметром 216 мм

Расчет стабилизирующей длины неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д1-127 с бурильной колонной ТБПВ-127

Исходные данные: диаметр скважины 216 мм, осевая нагрузка 56, 75 и 93 кН, длина двигателя Д1-127 5,54 м, общий вес 3,79 кН, вес 1 м двигателя $P_{ВЗД}$ =0,685 кН, вес 1 м ТБПВ-127 P_T =0,325 кН.

По формуле (24) определяем стабилизирующую длину неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д1-127 с бурильной колонной ТБПВ-127 в диапазоне зенитных углов (3...90) градусов:

$$L_{CT} = L_T \frac{P_T^{0,5}}{P_{ВЗД}^{0,5}} = L_T \cdot \sqrt{\frac{32,5}{68,5}} = 0,69 L_T \quad , \text{м}$$

где

L_T - длина полуволны бурильной колонны ТБПВ-127 (см. таблица А4), м.

Результаты расчетов даны в таблице Б3 и рисунке Б3.

Таблица Б3–Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д1-127 с бурильной колонной ТБПВ-127 в скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка в килоньютонах (кН)					
	56		75		93 и более	
	L_T, м	L_T, м		L_T, м	L_T, м	L_T, м
1	2	3	4	5	6	7
3	13,8	9,5	13,5	9,3	13,2	9,1
5	12,8	8,8	12,5	8,6	11,8	8,1
10	11,1	7,65	10,8	7,45	10,1	7,0

© Музапаров М.Ж., 2005

Продолжение таблицы Б3

1	2	3	4	5	6	7
15	10,1	7,0	9,8	6,8	9,3	6,4
20	9,59	6,6	9,04	6,2	8,6	5,9
25	9,13	6,3	8,61	5,9	8,1	5,6
30	8,78	6,1	8,28	5,7	7,8	5,4
35	8,55	5,9	8,02	5,5	7,6	5,25
40	8,28	5,7	7,87	5,4	7,5	5,2
45	8,11	5,6	7,74	5,3	7,4	5,1
50	7,94	5,5	7,60	5,25	7,3	5,0
55	7,77	5,4	7,46	5,15	7,2	4,95
60	7,60	5,25	7,28	5,0	7,1	4,9
65	7,55	5,2	7,25	5,0	7,0	4,8
70	7,45	5,15	7,19	4,95	6,9	4,75
75	7,33	5,05	7,09	4,9	6,85	4,7
80	7,25	5,0	7,03	4,85	6,8	4,7
85	7,16	4,95	6,94	4,8	6,75	4,65
90	7,09	4,9	6,87	4,75	6,7	4,6

© Музапаров М.Ж., 2005

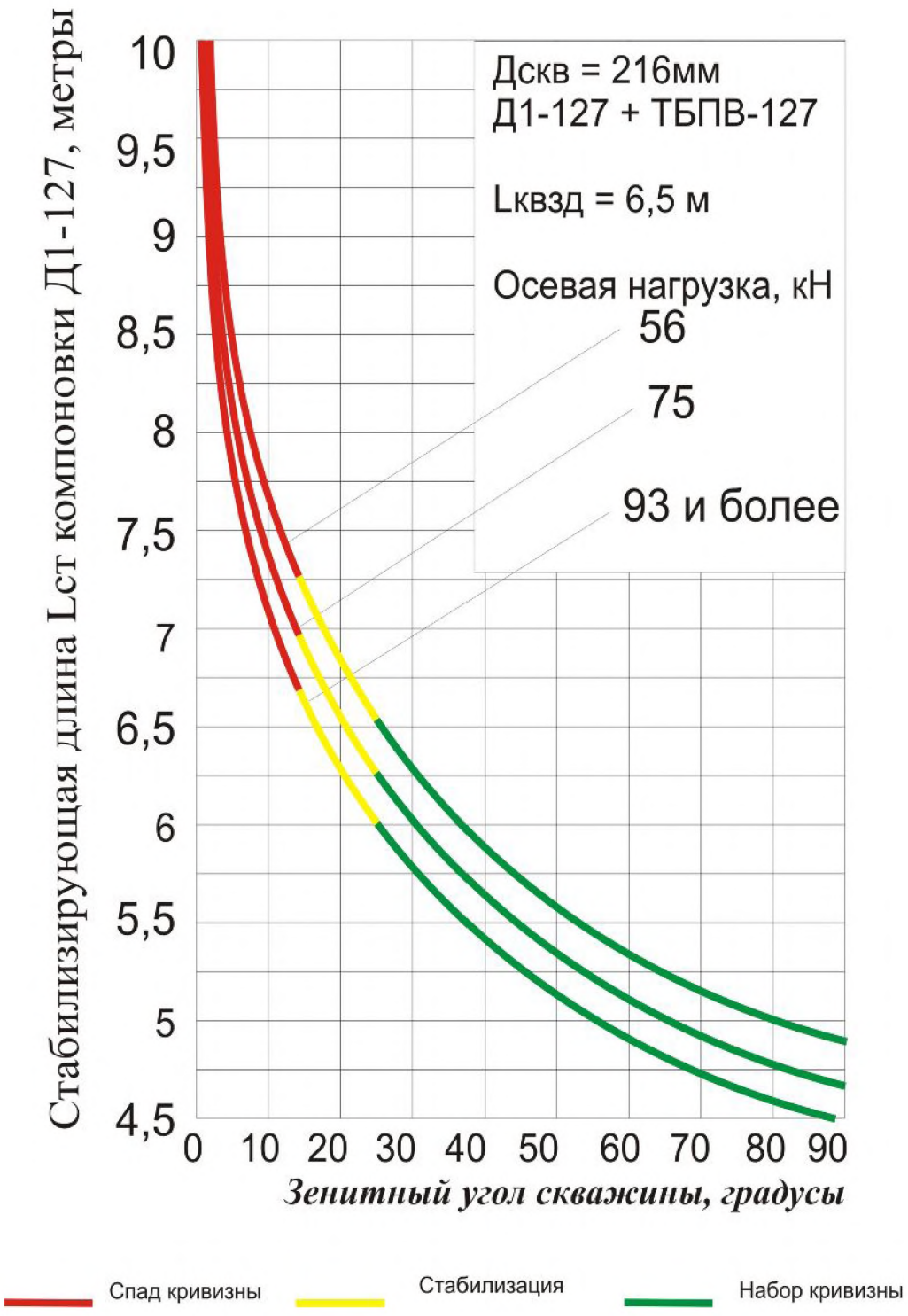


Рисунок Б3 – Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д1-127 с бурильной колонной ТБПВ – 127 в скважине диаметром 216 мм

Расчёт стабилизирующей длины неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя ДГ-145 с бурильной колонной ТБПВ-127

Исходные данные: диаметр скважины 216 мм, осевая нагрузка 56, 75 и 93 кН, длина двигателя ДГ-145 6,9 м, общий вес 4,15 кН, вес 1 м двигателя $P_{ВЗД}$=0,601 кН, вес 1 м ТБПВ-127 P_T= 0,325 кН.

По формуле (24) определяем стабилизирующую длину неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя ДГ-145 с бурильной колонной ТБПВ-127 в диапазоне зенитных углов (3...90) градусов:

$$L_{CT} = L_T \frac{P_T^{0,5}}{P_{ВЗД}^{0,5}} = L_T \cdot \sqrt{\frac{32,5}{60,1}} = 0,73 L_T \quad , \text{м}$$

где

L_T - длина полуволны бурильной колонны ТБПВ-127 (см. таблица А4), м.

Результаты расчетов даны в таблице Б4 и рисунке Б4.

Таблица Б4 - Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя ДГ-145 с бурильной колонной ТБПВ-127 в скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка в килоньютонах (кН)					
	56		75		93 и более	
	L_T, м	L_{CT}, м	L_T, м	L_{CT}, м	L_T, м	L_{CT}, м
1	2	3	4	5	6	7
3	13,8	10,1	13,5	9,85	13,2	9,65
5	12,8	9,3	12,5	9,1	11,8	8,6
10	11,1	8,4	10,8	7,9	10,1	7,4

© Музапаров М.Ж., 2005

Продолжение таблицы Б4

1	2	3	4	5	6	7
15	10,1	7,4	9,8	7,1	9,3	6,8
20	9,59	7,0	9,04	6,6	8,6	6,3
25	9,13	6,7	8,61	6,3	8,1	5,9
30	8,78	6,4	8,28	6,0	7,8	5,7
35	8,55	6,2	8,02	5,8	7,6	5,5
40	8,28	6,0	7,87	5,75	7,5	5,45
45	8,11	5,9	7,74	5,65	7,4	5,4
50	7,94	5,8	7,60	5,5	7,3	5,3
55	7,77	5,7	7,46	5,45	7,2	5,25
60	7,60	5,5	7,28	5,3	7,1	5,2
65	7,55	5,5	7,25	5,3	7,0	5,1
70	7,45	5,45	7,19	5,25	6,9	5,0
75	7,33	5,35	7,09	5,2	6,85	5,0
80	7,25	5,3	7,03	5,1	6,8	4,95
85	7,16	5,2	6,94	5,05	6,75	4,9
90	7,09	5,2	6,87	5,0	6,7	4,9

© Музапаров М.Ж., 2005

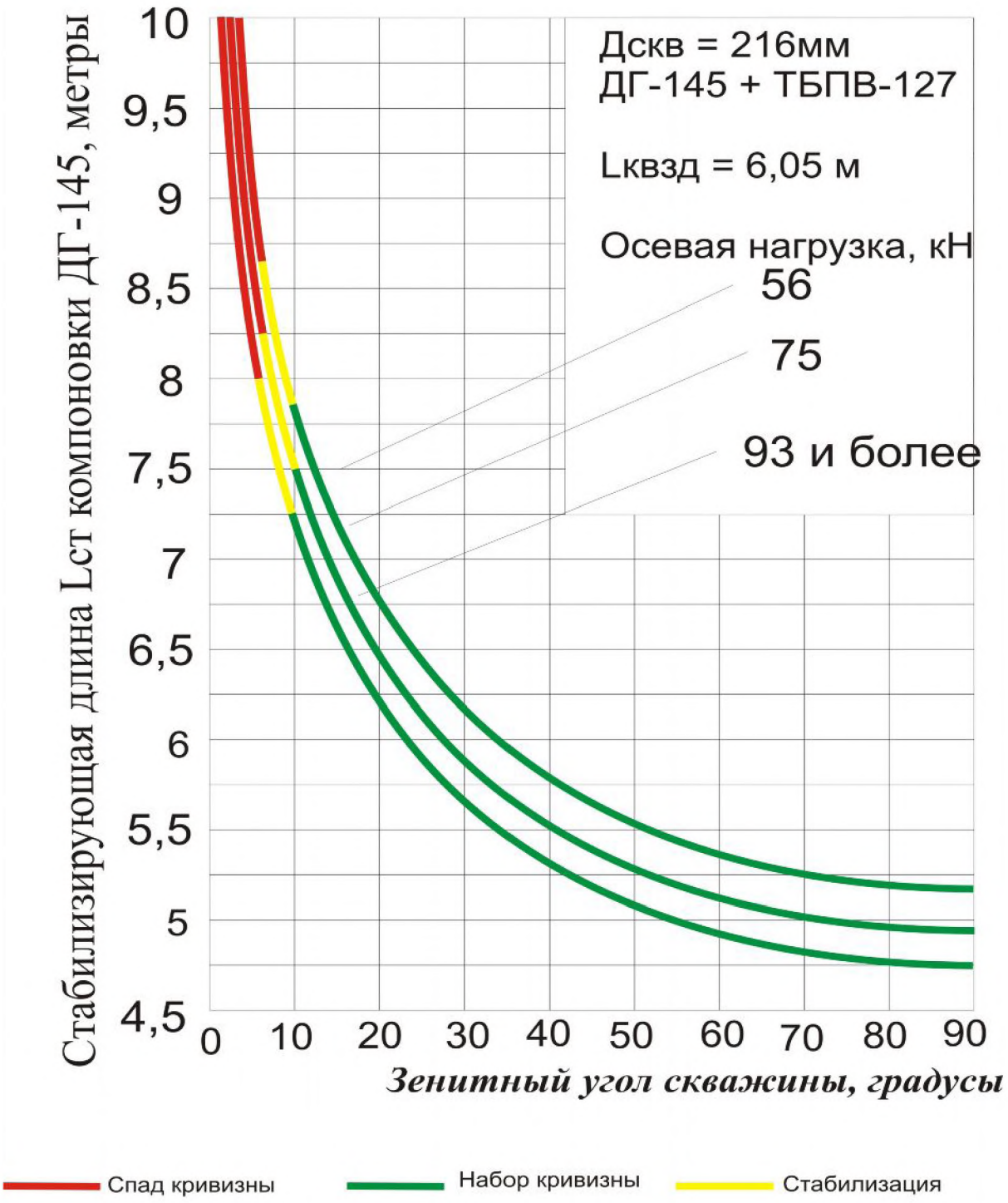


Рисунок Б4 - Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя ДГ-145 с бурильной колонной ТБПВ-127 в скважине диаметром 216 мм

Расчёт стабилизирующей длины неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя ДГ-145 с утяжелённой бурильной колонной УБТ-146

Исходные данные: диаметр скважины 216 мм, осевая нагрузка 114, 143 и 171 кН, длина двигателя ДГ-145 6,9 м, общий вес 4,15 кН, вес 1 м двигателя $P_{ВЗД}$ = 0,601 кН, вес 1 м УБТ-146 P_T = 0,96 кН.

По формуле (24) определяем стабилизирующую длину компоновки винтового забойного двигателя ДГ-145:

$$L_{CT} = L_T \frac{P_T^{0,5}}{P_{ВЗД}^{0,5}} = L_T \cdot \sqrt{\frac{96}{60,1}} = 1,26 L_T \text{ , м}$$

где

L_T - длина полуволны УБТ-146 (см. таблица А2), м.

Результаты расчетов даны в таблице Б5 и рисунке Б5.

Таблица Б5 - Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя ДГ-145 с утяжелённой бурильной колонной УБТ-146 в скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка в килоньютонах (кН)					
	114		143		171	
	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}
1	2	3	4	5	6	7
1	15,8	19,9	15,7	19,8	15,7	19,8
3	14,3	18,0	14,0	17,6	13,8	17,4
5	13,2	16,6	12,8	16,1	12,5	15,7

© Музапаров М.Ж., 2005

Продолжение таблицы Б5

1	2	3	4	5	6	7
10	11,4	14,4	11,1	14,0	10,8	13,6
15	10,5	13,2	10,2	12,8	9,9	12,5
20	9,7	12,2	9,5	12,0	9,3	11,7
25	9,2	11,6	9,1	11,5	8,9	11,2
30	8,9	11,2	8,8	11,1	8,6	10,8
35	8,7	11,0	8,5	10,7	8,3	10,5
40	8,4	10,6	8,2	10,3	8,1	10,2
45	8,2	10,3	8,1	10,2	8,0	10,1
50	8,1	10,2	7,9	9,9	7,8	9,8
55	7,9	9,9	7,8	9,8	7,7	9,7
60	7,8	9,8	7,7	9,7	7,6	9,6
65	7,7	9,7	7,6	9,6	7,5	9,5
70	7,6	9,6	7,5	9,5	7,4	9,3
75	7,5	9,5	7,4	9,3	7,3	9,2
80	7,4	9,3	7,3	9,2	7,2	9,1
85	7,3	9,2	7,2	9,1	7,1	8,9
90	7,2	9,1	7,1	8,9	7,0	8,8

© Музапаров М.Ж., 2005

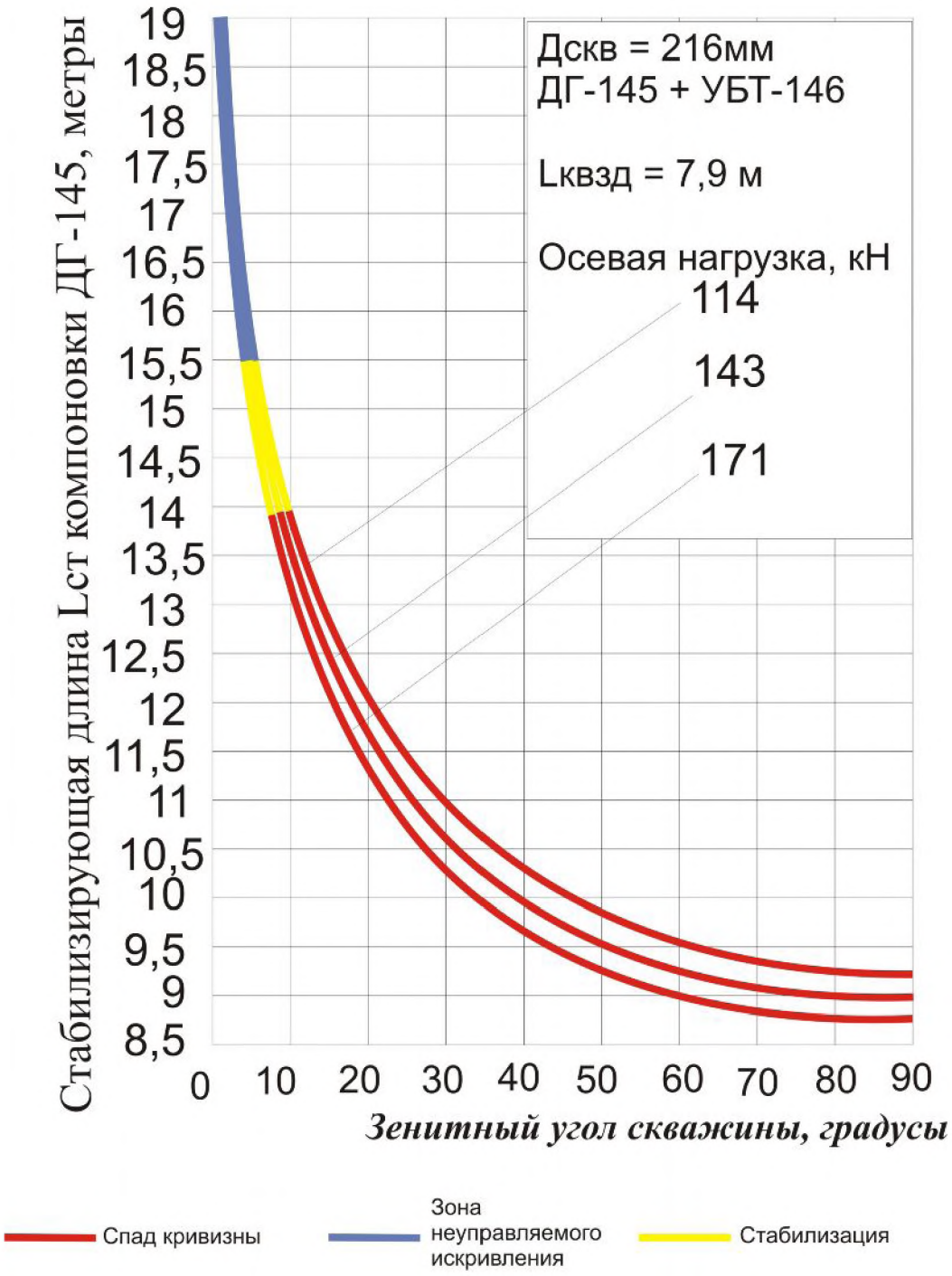


Рисунок Б5 - Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя ДГ-145 с утяжелённой бурильной колонной УБТ-146 в скважине диаметром 216мм

Расчёт стабилизирующей длины неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д-155 с утяжелённой бурильной колонной УБТ- 146

Исходные данные: диаметр скважины 216 мм, осевая нагрузка 114, 143 и 171 кН, длина двигателя Д-155 4,33 м, общий вес 4,66 кН, вес 1 м двигателя $P_{ВЗД}$ = 1,078 кН, вес 1 м УБТ-146 P_T = 0,96 кН.

По формуле (24) определяем стабилизирующую длину компоновки винтового забойного двигателя ДГ-155:

$$L_{CT} = L_T \frac{P_T^{0,5}}{P_{ВЗД}^{0,5}} = L_T \cdot \sqrt{\frac{96}{107,8}} = 0,94 L_T \quad , \text{м}$$

где L_T - длина полуволны УБТ-146 (см. таблица А2), м.

Результаты расчётов даны в таблице Б6 и на рисунке Б6.

Таблица Б6 - Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д-155 с утяжелённой бурильной колонной УБТ-146 в скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка в килоньютонах (кН)					
	114		143		171	
	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}
1	2	3	4	5	6	7
1	15,8	14,8	15,7	14,7	15,7	14,7
3	14,3	13,4	14,0	13,2	13,8	13,0
5	13,2	12,4	12,8	12,0	12,5	11,7
10	11,4	10,7	11,1	10,4	10,8	10,1

© Музапаров М.Ж., 2005

Продолжение таблицы Б6

1	2	3	4	5	6	7
10,5	9,9	10,2	9,6	9,9	9,3	15
9,7	9,1	9,5	8,9	9,3	8,7	20
9,2	8,6	9,1	8,5	8,9	8,4.	25
8,9	8,4	8,8	8,3	8,6	8,1	30
8,7	8,2	8,5	8,0	8,3	7,8	35
8,4	7,9	8,2	7,7	8,1	7,6	40
8,2	7,7	8,1	7,6	8,0	7,5	45
8,1	7,6	7,9	7,4	7,8	7,3	50
7,9	7,4	7,8	7,3	7,7	7,2	55
7,8	7,3	7,7	7,2	7,6	7,1	60
7,7	7,2	7,6	7,1	7,5	7,0	65
7,6	7,1	7,5	7,0	7,4	6,9	70
7,5	7,0	7,4	6,9	7,3	6,8	75
7,4	6,9	7,3	6,8	7,2	6,7	80
7,3	6,8	7,2	6,7	7,1	6,6	85
7,2	6,7	7,1	6,6	7,0	6,5	90

© Музапаров М.Ж., 2005

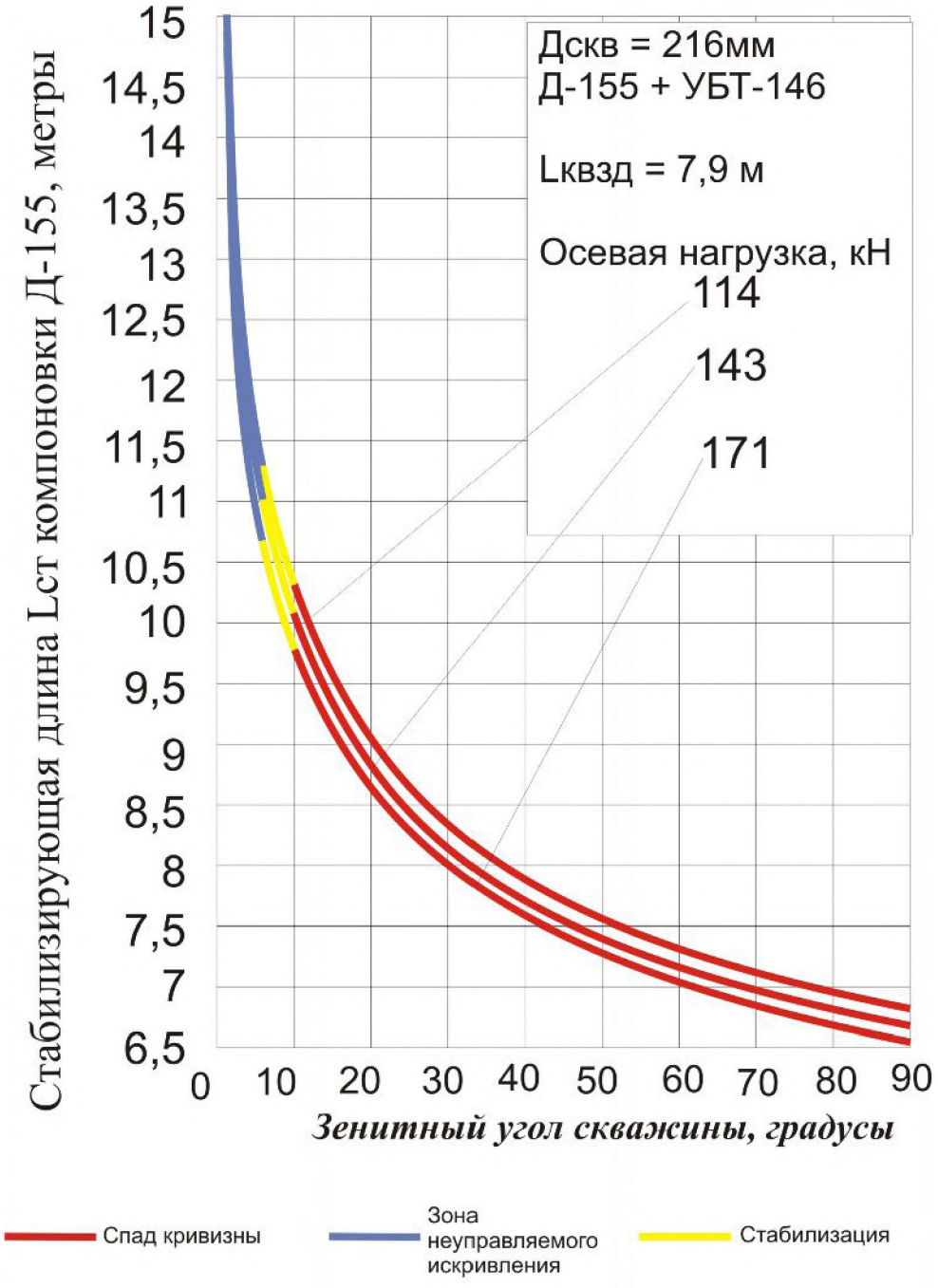


Рисунок Б6 - Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д-155 с утяжеленной бурильной колонной УБТ-146 в скважине диаметром 216 мм

Расчёт стабилизирующей длины неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д-155 с бурильной колонной ТБПВ-127

Исходные данные: диаметр скважины 216 мм, осевая нагрузка 56, 75 и 93 кН, длина двигателя Д-155 4,33 м, общий вес 4,66 кН, вес 1 м двигателя $P_{ВЗД}$ = 1,078 кН, вес 1 м ТБПВ-127 $P_т$ = 0,325кН.

По формуле (24) определяем стабилизирующую длину неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя ДГ-155 с бурильной колонной ТБПВ-127 в диапазоне зенитных углов 3...90 градусов:

$$L_{CT} = L_T \frac{P_T^{0,5}}{P_{ВЗД}^{0,5}} = L_T \cdot \sqrt{\frac{32}{107,8}} = 0,55 L_T \quad , м$$

где

L_T - длина полуволны бурильной колонны ТБПВ-127 (см. таблица А4), м.

Результаты расчетов даны в таблице Б7 и рисунке Б7.

Таблица Б7 - Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д-155 с бурильной колонной ТБПВ-127 в скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка в килоньютонах (кН)					
	56		75		93 и более	
	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}
1	2	3	4	5	6	7
3	13,8	7,6	13,5	7,4	13,2	7,3
5	12,8	7,0	12,5	6,9	11,8	6,5
10	11,1	6,1	10,8	5,9	10,1	5,55
15	10,1	5,55	9,8	5,4	9,3	5,1
20	9,59	5,3	9,04	5,0	8,6	4,7

© Музапаров М.Ж., 2005

Продолжение таблицы Б7

1	2	3	4	5	6	7
25	9,13	5,0	8,61	4,7	8,1	4,5
30	8,78	4,8	8,28	4,55	7,8	4,3
35	8,55	4,7	8,02	4,4	7,6	4,2
40	8,28	4,55	7,87	4,3	7,5	4,1
45	8,11	4,5	7,74	4,3	7,4	4,1
50	7,94	4,4	7,60	4,2	7,3	4,0
55	7,77	4,3	7,46	4,1	7,2	3,95
60	7,60	4,2	7,28	4,0	7,1	3,9
65	7,55	4,15	7,25	4,0	7,0	3,85
70	7,45	4,1	7,19	3,95	6,9	3,8
75	7,33	4,0	7,09	3,9	6,85	3,75
80	7,25	4,0	7,03	3,85	6,8	3,7
85	7,16	3,9	6,94	3,8	6,75	3,7
90	7,09	3,9	6,87	3,75	6,7	3,7

© Музапаров М.Ж., 2005

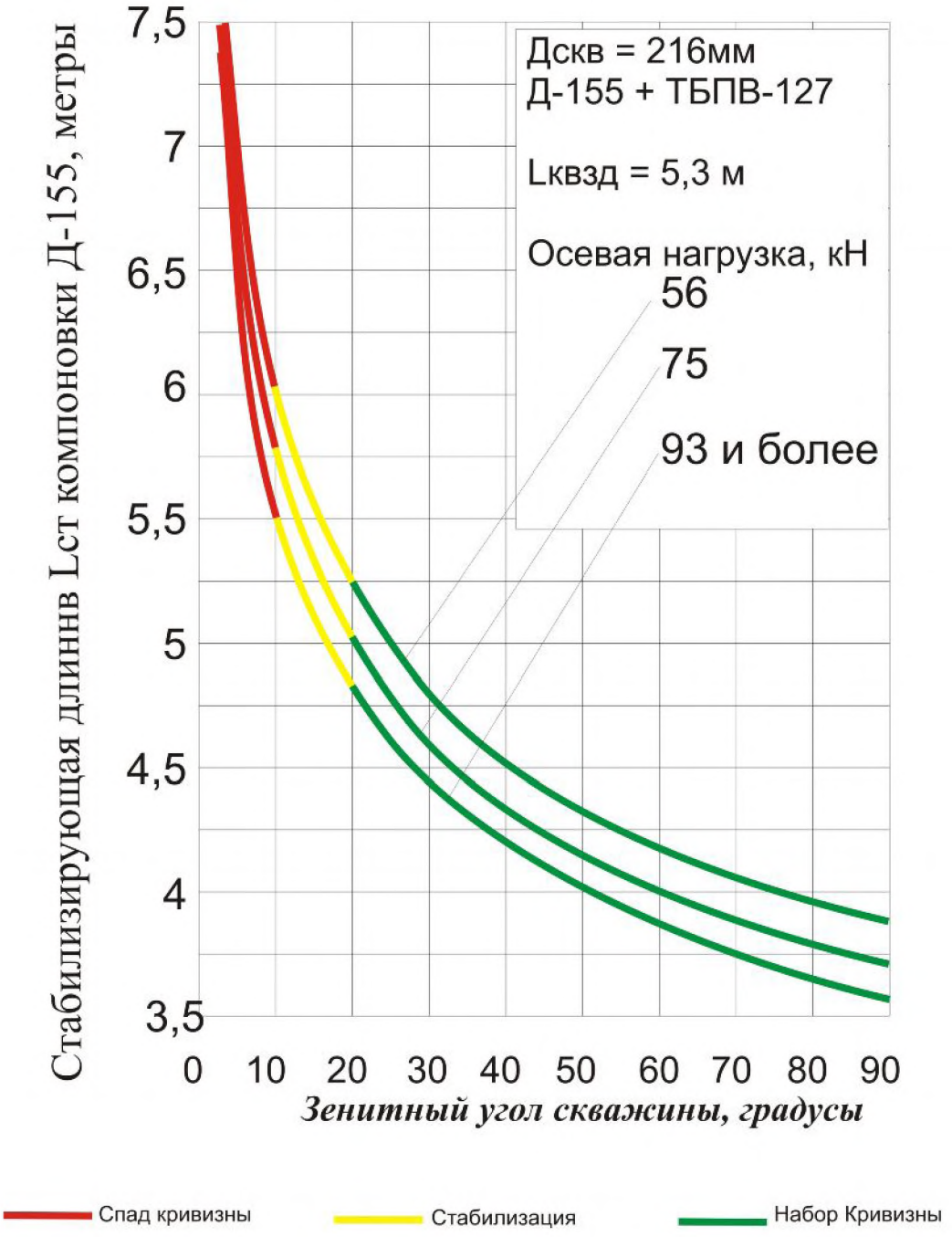


Рисунок Б7 - Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д-155 с бурильной колонной ТБПВ-127 в скважине диаметром 216 мм

Расчет стабилизирующей длины неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя ДН-172 с бурильной колонной ТБПВ-127

Исходные данные: диаметр скважины 216 мм, осевая нагрузка 56, 75 и 93 кН, длина двигателя ДН-172 5,05 м, общий вес 6,87 кН, вес 1 м двигателя $P_{ВЗД}$ = 1,36 кН, вес 1 м ТБПВ-127 $P_Т$ = 0,325 кН.

По формуле (24) определяем стабилизирующую длину неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя ДН-172 с бурильной колонной ТБПВ-127 в диапазоне зенитных углов 3...90 градусов:

$$L_{CT} = L_T \frac{P_T^{0,5}}{P_{ВЗД}^{0,5}} = L_T \cdot \sqrt{\frac{32}{136,0}} = 0,49 L_T \quad , м$$

где

L_T - длина полуволны бурильной колонны ТБПВ-127 (см. таблица А4), м.

Результаты расчетов даны в таблице Б8 и рисунке Б8.

Таблица Б8 - Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя ДН-172 с бурильной колонной ТБПВ-127 в скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка в килоньютонах ($кН$)					
	56		75		93 и более	
	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}
1	2	3	4	5	6	7
3	13,8	6,8	13,5	6,6	13Д	6,5
5	12,8	6,3	12,5	6,1	11,8	5,8
10	11,1	5,4	10,8	5,3	10,1	4,9

© Музапаров М.Ж., 2005

Продолжение таблицы Б8

1	2	3	4	5	6	7
15	10,1	4,9	9,8	4,8	9,3	4,6
20	9,59	4,7	9,04	4,4	8,6	4,2
25	9,13	4,5	8,61	4,2	8,1	4,0
30	8,78	4,3	8,28	4,1	7,8	3,8
35	8,55	4,2	8,02	3,9	7,6	3,7
40	8,28	4,1	7,87	3,9	7,5	3,7
45	8,11	4,0	7,74	3,8	7,4	3,6
50	7,94	3,9	7,60	3,75	7,3	3,55
55	7,77	3,8	7,46	3,7	7,2	3,5
60	7,60	3,75	7,28	3,6 '	7,1	3,45
65	7,55	3,7	7,25	3,55	7,0	3,4
70	7,45	3,65	7,19	3,5	6,9	3,38
75	7,33	3,6	7,09	3,45	6,85	3,35
80	7,25	3,55	7,03	3,4	6,8	3,3
85	7,16	3,5	6,94	3,4	6,75	3,3
90	7,09	3,45	6,87	3,35	6,7	3,25

© Музапаров М.Ж., 2005

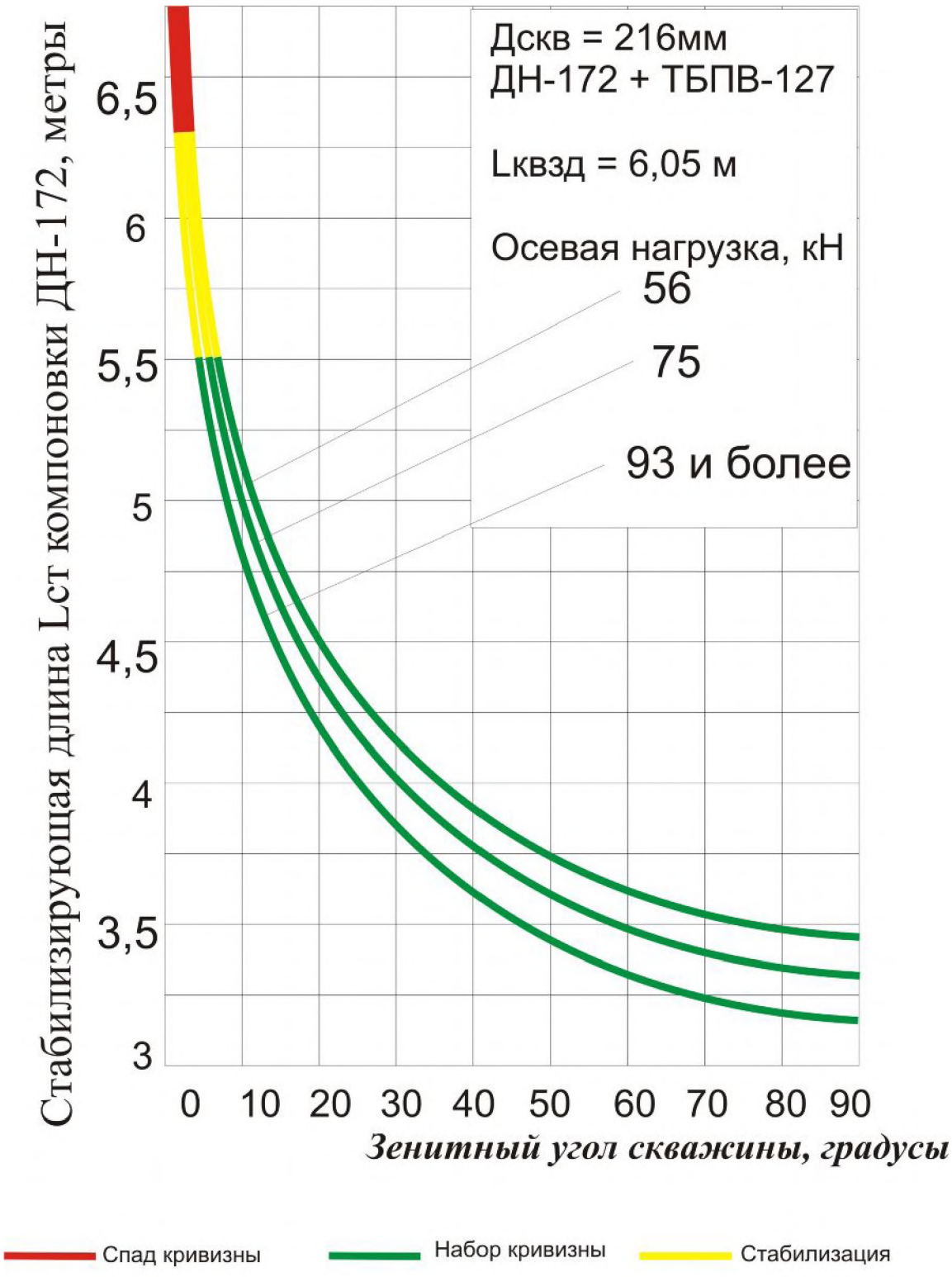


Рисунок Б8 - Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки ДН –172 + ТБПВ-127

Расчет стабилизирующей длины неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя ДН-172 с утяжеленной бурильной колонной УБТ- 146

Исходные данные: диаметр скважины 216 мм, осевая нагрузка 114, 143 и 171 кН, длина двигателя ДН-172 5,05 м, общий вес 6,87 кН, вес 1 м двигателя $P_{ВЗД}$ = 1,36 кН, вес 1 м УБТ-146 P_T = 0,96 кН.

По формуле (24) определяем стабилизирующую длину компоновки винтового забойного двигателя ДН-172:

$$L_{CT} = L_T \frac{P_T^{0,5}}{P_{ВЗД}^{0,5}} = L_T \cdot \sqrt{\frac{96}{136}} = 0{,}84 L_T \quad , \text{м}$$

где

L_T - длина полуволны УБТ-146 (см. таблицу А2), м.

Результаты расчетов даны в таблице Б9 и рисунке Б9.

Таблица Б9 - Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя ДН-172 с утяжеленной бурильной колонной УБТ-146 в скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка в килоньютонах (кН)					
	114		143		171	
	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}
1	2	3	4	5	6	7
1	15,8	13,3	15,7	13,2	15,7	13,2
3	14,3	12,0	14,0	11,75	13,8	11,6
5	13,2	11,1	12,8	10,75	12,5	10,5

Продолжение таблицы Б9

1	2	3	4	5	6	7
10	11,4	9,6	11,1	9,3	10,8	9,1
15	10,5	8,8	10,2	8,6	9,9	8,3
20	9,7	8,1	9,5	8,0	9,3	7,8
25	9,2	7,7	9,1	7,6	8,9	7,5
30	8,9	7,5	8,8	7,4	8,6	7,2
35	8,7	7,3	8,5	7,1	8,3	7,0
40	8,4	7,1	8,2	6,9	8,1	6,8
45	8,2	6,9	8,1	6,8	8,0	6,7
50	8,1	6,8	7,9	6,6	7,8	6,5
55	7,9	6,6	7,8	6,5	7,7	6,45
60	7,8	6,5	7,7	6,45	7,6	6,4
65	7,7	6,45	7,6	6,4	7,5	6,3
70	7,6	6,4	7,5	6,3	7,4	6,2
75	7,5	6,3	7,4	6,2	7,3	6,1
80	7,4	6,2	7,3	6,1	7,2	6,05
85	7,3	6,1	7,2	6,05	7,1	6,0
90	7,2	6,05	7,1	6,0	7,0	5,9

© Музапаров М.Ж., 2005

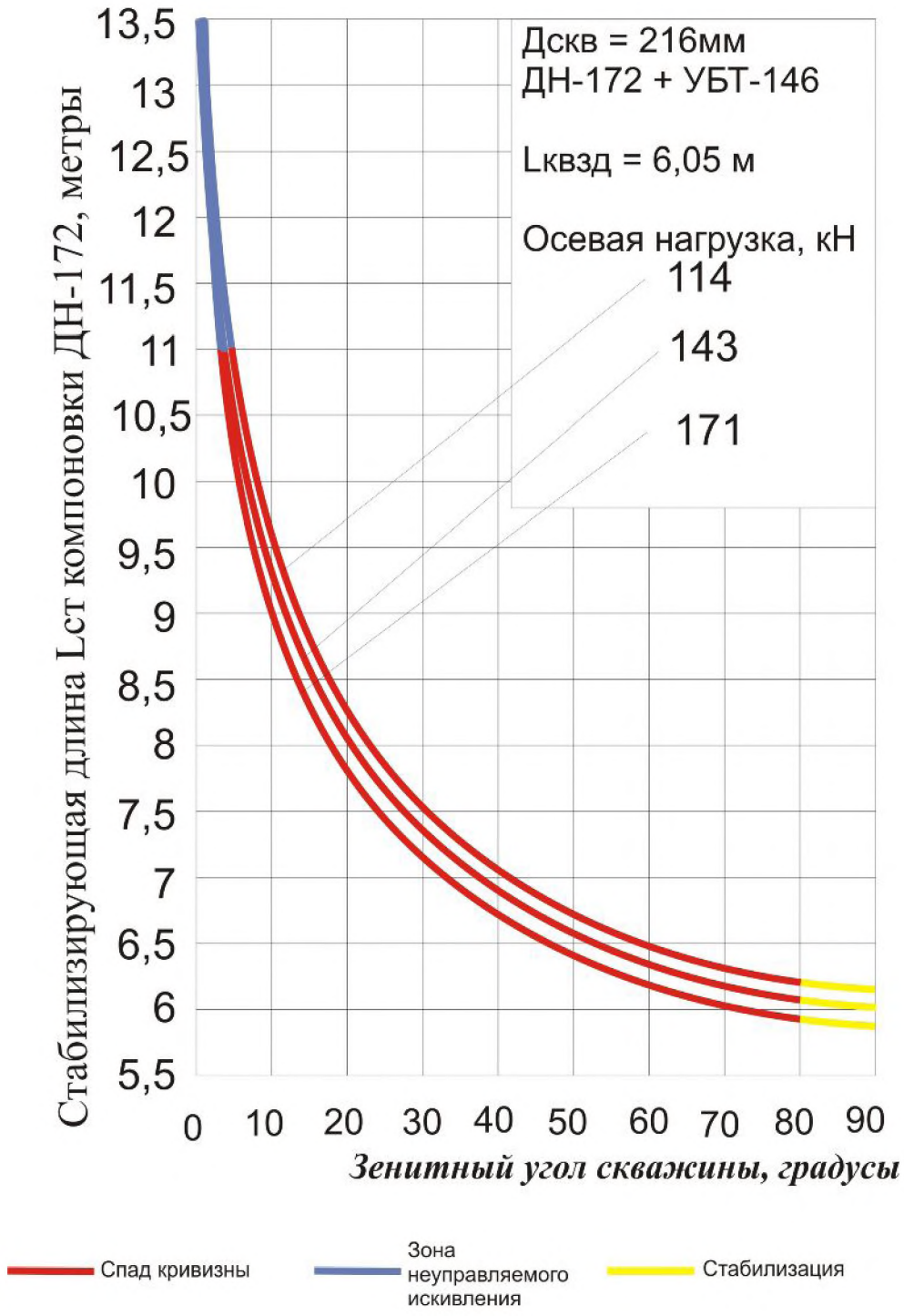


Рисунок Б9 - Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя ДН-172 с утяжелённой бурильной колонной УБТ-146 в скважине диаметром 216мм

Расчёт стабилизирующей длины неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя ДЗ-172 с бурильной колонной ТБПВ-127

Исходные данные: диаметр скважины 216 мм, осевая нагрузка 56, 75 и 93 кН, длина двигателя ДЗ-172 6,88 м, общий вес 8,95 кН, вес 1 м двигателя $P_{ВЗД}$ = 1,30 кН, вес 1 м ТБПВ-127 $P_{Т}$ = 0,325 кН.

По формуле (24) определяем стабилизирующую длину винтового забойного двигателя ДЗ-172 с бурильной колонной ТБПВ-127 в диапазоне зенитньїх углов (3…90) градусов:

$$L_{ст} = L_{т}\frac{P_{T}^{0,5}}{P_{ВЗД}^{0,5}} = L_{т}\cdot\sqrt{\frac{32,5}{130,0}} = 0,5\cdot L_{т}, \text{ ,м,}$$

где

$L_{т}$ -длина полуволны бурильной колонны ТБПВ-127 (см. таблицу А4), м.

Результаты расчетов даны в таблице Б10 и рисунке Б10.

Таблица Б10 - Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя ДЗ-172 с бурильной колонной ТБПВ-127 в скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка в килоньютонах (кН)					
	56		75		93 и более	
	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}
1	2	3	4	5	6	7
3	13,8	6,9	13,5	6,75	13,2	6,6
5	12,8	6,4	12,5	6,2	11.8	5,9
10	11,1	5,55	10,8	5,4	10,1	5,0

© Музапаров М.Ж., 2005

Продолжение таблицы Б10

1	2	3	4	5	6	7
15	10,1	5,0	9,8	4,9	9,3	4,65
20	9,59	4,8	9,04	4,5	8,6	4,3
25	9,13	4,6	8,61	4,3	8,1	4.0
30	8,78	4,4	8,28	4,1	7,8	3,9
35	8,55	4,3	8,02	4,0	7,6	3,8
40	8,28	4,1	7,87	3,9	7.5	3,75
45	8,11	4,05	7,74	3,9	7,4	3,7
50	7,94	4,0	7,60	3,8	7,3	3,65
55	7,77	3,9	7,46	3,7	7,2	3,6
60	7,60	3,8	7,28	3,65	7.1	3,55
65	7,55	3,75	7,25	3,6	7,0	3,5
70	7,45	3,7	7,19	3,6	6,9	3,45
75	7,33	3,65	7,09	3,55	6,85	3,4
80	7,25	3,6	7,03	3,5	6,8	3,4
85	7,16	3,55	6,94	3,45	6,75	3,35
90	7,09	3,5	6,87	3,4	6,7	3,3

© Музапаров М.Ж., 2005

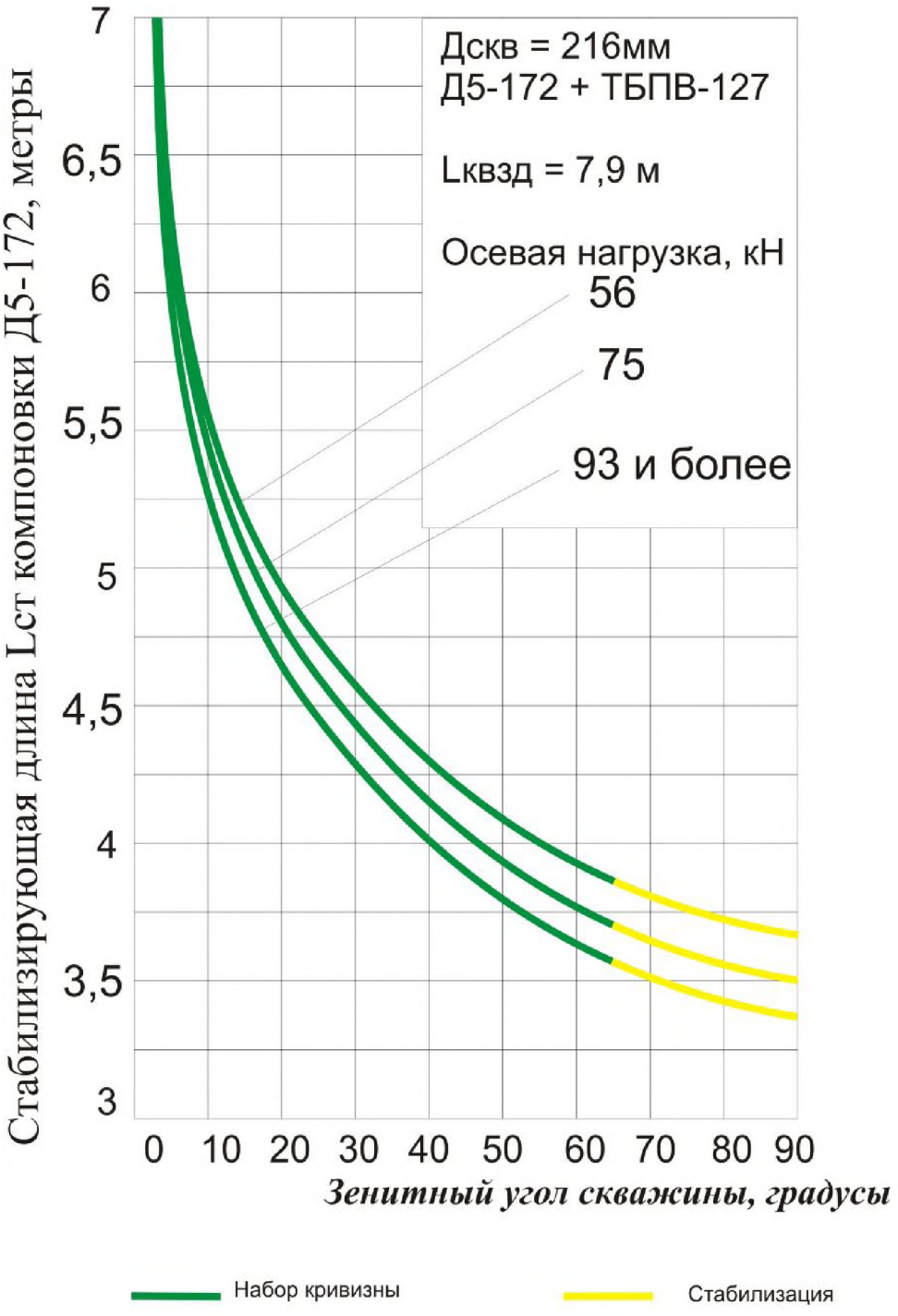


Рисунок Б10 - Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки ДЗ-172 + ТБПВ-127

Расчёт стабилизирующей длины неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя ДЗ-172 с утяжелённой бурильной колонной УБТ- 146

Исходные данные: диаметр скважины 216 мм, осевая нагрузка 114, 143 и 171 кН, длина двигателя ДЗ-172 6,88 м, общий вес 8,95 кН, вес 1 м двигателя $P_{ВЗД}$ = 1,3 кН, вес 1 м УБТ-146 P_T = 0,96 кН.

По формуле (24) определяем стабилизирующую длину компоновки винтового забойного двигателя ДЗ –172:

$$L_{ст} = L_т \frac{P_T^{0,5}}{P_{ВЗД}^{0,5}} = L_т \cdot \sqrt{\frac{96}{130,0}} = 0,86 \cdot L_т, \quad м.$$

где $L_т$ -длина полуволны УБТ-146 (см. таблицу А2), м

Результаты расчетов даны в таблице Б11 и рисунке Б11.

Таблица Б11 - Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя ДЗ-172 с утяжелённой бурильной колонной УБТ-146 в скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка в килоньютонах (кН)					
	114		143		171	
	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}
1	2	3	4	5	6	7
1	15,8	13,6	15,7	13,5	15,7	13,5
3	14,3	12,3	14,0	12,0	13,8	11,9
5	13,2	11,3	12,8	11,0	12,5	10,75
10	11,4	9,8	11,1	9,55	10,8	9,3

© Музапаров М.Ж., 2005

Продолжение таблицы Б11

1	2	3	4	5	6	7
15	10,5	9,0	10,2	8,8	9,9	8,5
20	9,7	8,3	9,5	8,2	9,3	8,0
25	9,2	7,9	9,1	7,8	8,9	7,65
30	8,9	7,67	8,8	7,55	8,6	7,4
35	8,7	7,5	8,5	7,3	8,3	7,1
40	8,4	7,2	8,2	7,05	8,1	7,0
45	8,2	7,05	8,1	7,0	8,0	6,9
50	8,1	7,0	7,9	6,8	7,8	6,7
55	7,9	6,8	7,8	6,7	7,7	6,6
60	7,8	6,7	7,7	6,6	7,6	6,5
65	7,7	6,6	7,6	6,5	7,5	6,4
70	7.6	6,5	7,5	6,4	7,4	6,35
75	7,5	6,4	7,4	6,35	7,3	6,3
80	7 ,4	6,35	7,3	6,3	7,2	6,2
85	7,3	6,3	7,2	6,2	7,1	6,1
90	7,2	6,2	7,1	6,1	7,0	6,0

© Музапаров М.Ж., 2005

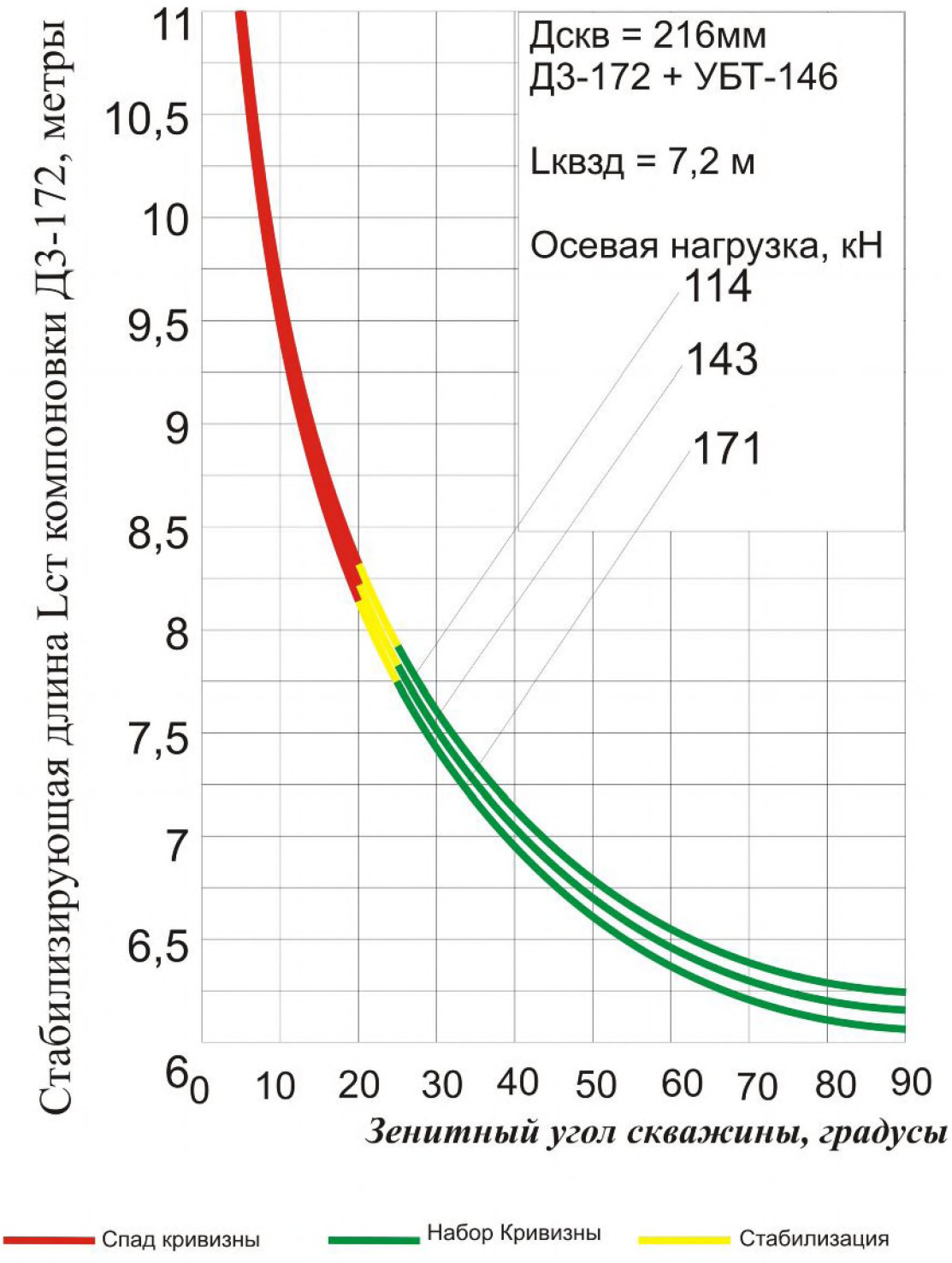


Рисунок Б11- Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя ДЗ-172 с утяжеленной бурильной колонной УБТ-146 в скважине диаметром 216 мм

Расчет стабилизирующей длины неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д2-172М с бурильной колонной ТБПВ-127

Исходные данные: диаметр скважины 216 мм, осевая нагрузка 56, 75 и 93 кН, длина двигателя Д2-172 М 6,9 м, общий вес 7,70 кН, вес 1 м двигателя $P_{ВЗД}$ = 1,116 кН, вес 1 м ТБПВ-127 P_T = 0,325 кН.

По формуле (24) определяем стабилизирующую длину неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д2-172М с бурильной колонной ТБПВ-127 в диапазоне зенитньїх углов (З...90) градусов:

$$L_{ст} = L_т \frac{P_T^{0,5}}{P_{ВЗД}^{0,5}} = L_т \cdot \sqrt{\frac{32,5}{111,6}} = 0,54 \cdot L_т, \text{ м},$$

где

$L_т$ -длина полуволны бурильной колонны ТБПВ-127 (см. таблицу А4), м.

Результаты расчетов даны в таблице Б12 и рисунке Б12.

Таблица Б12 - Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д2-172М с бурильной колонной ТБПВ-127 в скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ, *град*	Осевая нагрузка в килоньютонах (кН)					
	56		75		93 и более	
	$L_т$, м	$L_{ст}$, м	$L_т$, м	$L_{ст}$, м	$L_т$, м	$L_{ст}$, м
1	2	3	4	5	6	7
3	13,8	7,4	13,5	7,3	13,2	7,1

Продолжение таблицы Б12

1	2	3	4	5	6	7
5	12,8	6,9	12,5	6,7	11,8	6,4
10	11,1	6,0	10,8	5,8	10,1	5,4
15	10,1	5,4	9,8	5,3	9,3	5,0
20	9,59	5,2	9,04	4,9	8,6	4,6
25	9,13	4,9	8,61	4,6	8,1	4,4
30	8,78	4,7	8,28	4,5	7,8	4,2
35	8,55	4,6	8,02	4,3	7,6	4,1
40	8,28	4,5	7,87	4,2	7,5	4,1 .
45	8,11	4,4	7,74	4,15	7,4	4,0
50	7,94	4,3	7,60	4,1	7,3	3,9
55	7,77	4,2	7,46	4,0	7,2	3,85
60	7,60	4,1	7,28	3,95	7,1	3,8
65	7,55	4,05	7,25	3,9	7,0	3,75
70	7,45	4,0	7,19	3,85	6,9	3,7
75	7,33	3,95	7,09	3,8	6,85	3,7
80	7,25	3,9	7,03	3,75	6,8	3,7
85	7,16	3,85	6,94	3,7	6,75	3,65
90	7,09	3,8	6,87	3,7	6,7	3,6

© Музапаров М.Ж., 2005

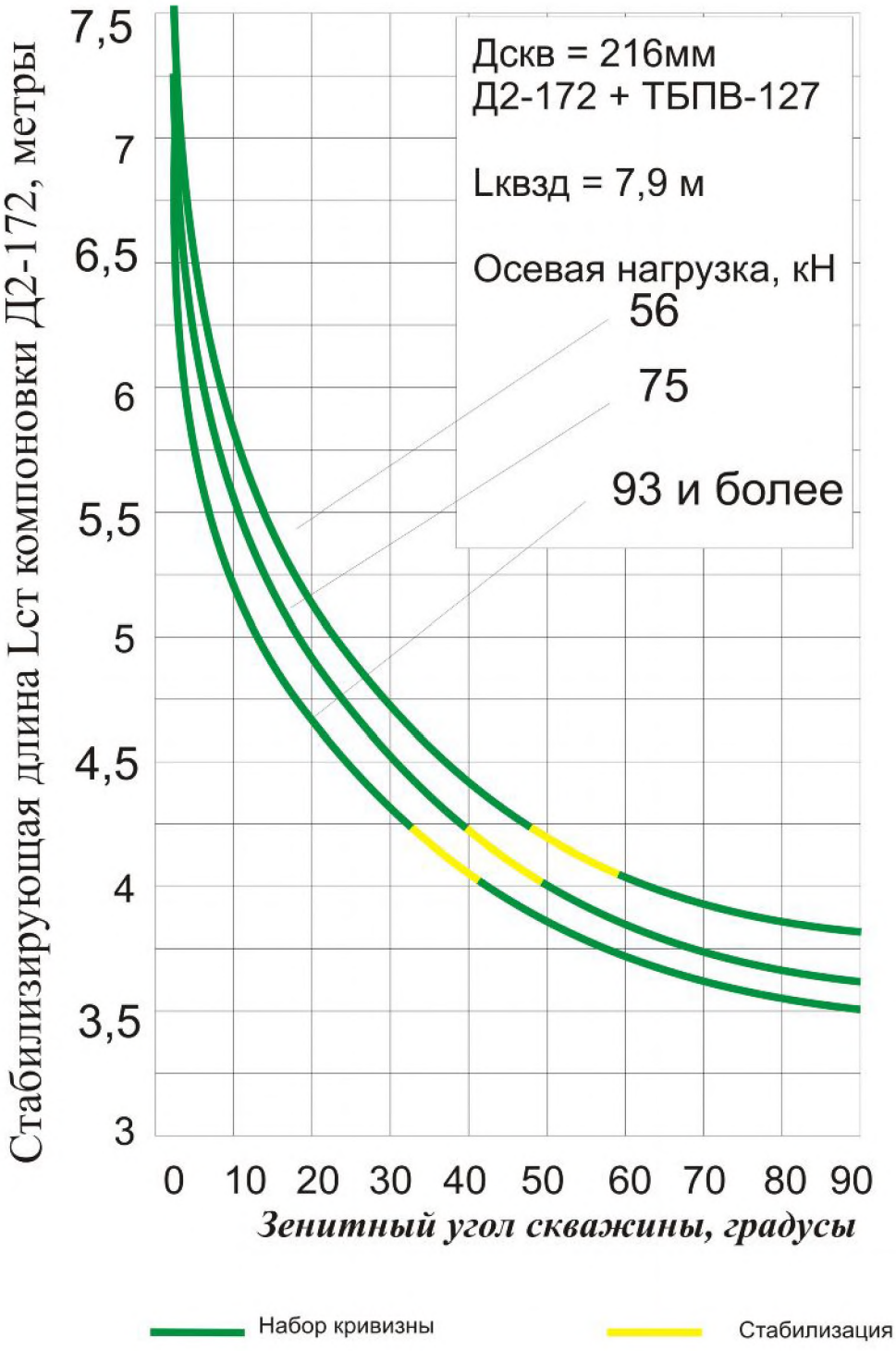


Рисунок Б12 - Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д2-172М с бурильной колонной ТБПВ-127 в скважине диаметром 216 мм

Расчёт стабилизирующей длины неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д2-172М с утяжелённой бурильной колонной УБТ- 146

Исходные данные: диаметр скважины 216 мм, осевая нагрузка 114, 143 и 171 кН, длина двигателя Д2-172М 6,9 м, общий вес 7,7 кН, вес 1 м двигателя $P_{ВЗД}$ = 1,116 кН, вес 1 м УБТ-146 Pт = 0,96 кН.

По формуле (24) определяем стабилизирующую длину компоновки винтового забойного двигателя Д2-172 М:

$$L_{ст} = L_т \frac{P_T^{0,5}}{P_{ВЗД}^{0,5}} = L_т \cdot \sqrt{\frac{96}{111,6}} = 0,93 \cdot L_т, \text{ м.}$$

где $L_т$ -длина полуволны УБТ-146 (см. таблицуА2), м.

Результаты расчётов даны в таблице Б13 и рисунке Б13.

Таблица Б13 - Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д2-172М с утяжеленной бурильной колонной УБТ-146 в скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка в килоньютонах (кН)					
	114		143		171	
	$L_т$, м	$L_{ст}$, м	$L_т$, м	$L_{ст}$, м	$L_т$, м	$L_{ст}$, м
1	2	3	4	5	6	7
1	15,8	14,7	15,7	14,6	15,7	14,6
3	14,3	13,3	14,0	13,0	13,8	12,8
5	13,2	12,3	12,8	11,9	12,5	11,6

© Музапаров М.Ж., 2005

Продолжение таблицы Б13

10	11,4	10,6	11,1	10,3	10,8	10,0
15	10,5	9,8	10,2	9,5	9,9	9.2
20	9,7	9,0	9,5	8,8	9,3	8,6
25	9,2	8,6	9,1	8,5	8,9	8,3
30	8,9	8,3	8,8	8,2	8,6	8,0
35	8,7	8,1	8,5	7,9	8,3	7,7
40	8,4	7,8	8,2	7,6	8,1	7,5
45	8,2	7,6	8,1	7,5	8,0	7,4
50	8,1	7,5	7,9	7,4	7,8	7,3
55	7,9	7,4	7,8	7,3	7,7	7,2
60	7,8	7.3	7,7	7.2	7,6	7,1
65	7,7	7,2	7,6	7,1	7,5	7,0
70	7,6	7,1	7,5	7,0	7,4	6,9
75	7,5	7,0	7,4	6,9	7,3	6,8
80	7,4	6.9	7,3	6,8	7,2	6,7
85	7,3	6,8	7,2	6,7	7,1	6,6
90	7,2	6,7	7,1	6,6	7,0	6.5

© Музапаров М.Ж., 2005

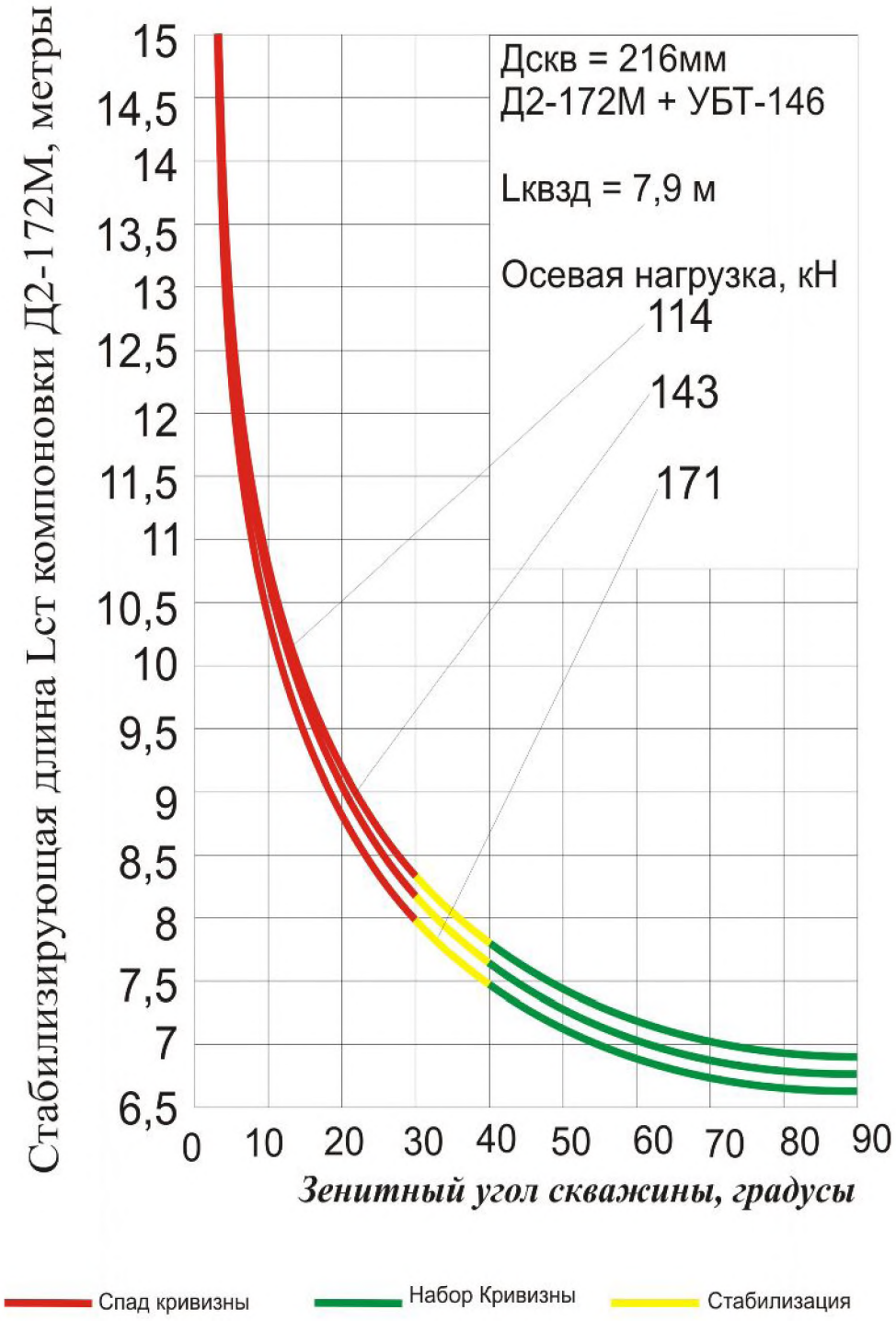


Рисунок Б13 - Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д2-172М с утяжеленной бурильной колонной УБТ-146 в скважине диаметром 216 мм

Таблица Б14 - Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д-127 ($L_{КВЗД}$ = 5,5 м) с телеметрической системой СТТ-172 в скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка в килоньютонах (кН)					
	52		104		156	
	$L_Т$, м	$L_{СТ}$, м	$L_Т$, м	$L_{СТ}$, м	$L_Т$, м	$L_{СТ}$, м
3	13,9	15,8	13,3	15,2	12,9	14,7
5	12,6	14,7	12,3	14,0	11,5	13,1
10	10,9	12,4	10,3	11,7	9,7	11,1
15	9,7	11,1	9,2	10,5	8,9	10,1
20	9,2	10,5	8,8	10,0	8,5	9,7
25	8,7	9,9	8,4	9,6	8,1	9,2
30	8,4	9,6	8,1	9,2	7,8	8,9
35	8,2	9,3	7,9	9,0	7,6	8,7
40	8,0	9,1	7,7	8,8	7,4	8,4
45	7,8	8,9	7,6	8,7	7,3	8,3
50	7,6	8,7	7,4	8,4	7,2	8,2
55	7,5	8,5	7,3	8,3	7,1	8,1
60	7,4	8,4	7,2	8,2	7,0	8,0
65	7,3	8,3	7,1	8,1	6,9	7,9
70	7,1	8,1	6,9	7,9	6,7	7,6
75	6,9	7,9	6,7	7,6	6,6	7,5
80	6,8	7,75	6,6	7,5	6,5	7,4
85	6,7	7,6	6,5	7,4	6,4	7,3
90	6,6	7,5	6,4	7,3	6,3	7,2

© Музапаров М.Ж., 2005

Таблица Б15 - Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д1-127 ($L_{КВЗД}$ = 6,5 м) с телеметрической системой СТТ-172 в скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка в килоньютонах (кН)					
	52		104		156	
	$L_Т$, м	$L_{СТ}$, м	$L_Т$, м	$L_{СТ}$, м	$L_Т$, м	$L_{СТ}$, м
3	13,9	15,7	13,3	15,0	12,9	14,6
5	12,6	14,2	12,3	13,9	11,5	13,0
10	10,9	12,3	10,3	11,6	9,7	11,0
15	9,7	11,0	9,2	10,4	8,9	10,0
20	9,2	10,4	8,8	9,9	8,5	9,6
25	8,7	9,8	8,4	9,5	8,1	9,1
30	8,4	9,5	8,1	9,1	7,8	8,8
35	8,2	9,3	7,9	8,9	7,6	8,6
40	8,0	9,0	7,7	8,7	7,4	8,4
45	7,8	8,8	7,6	8,6	7,3	8,2
50	7,6	8,6	7,4	8,4	7,2	8,1
55	7,5	8,5	7,3	8,2	7,1	8,0
60	7,4	8,4	7,2	8,1	9,0	7,9
65	7,3	8,2	7,1	8,0	6,9	7,8
70	7,1	8,0	6,9	7,8	6,7	7,6
75	6,9	7,8	6,7	7,6	6,6	7,5
80	6,8	7,7	6,6	7,5	6,5	7,3
85	6,7	7,6	6,5	7,3	6,4	7,2
90	6,6	7,5	6,4	7,2	6,3	7,1

© Музапаров М.Ж., 2005

Таблица Б16 - Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя ДГ-145 ($L_{КВЗД}$ = 7,9 м) с телеметрической системой СТТ-172 в скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка в килоньютонах (кН)					
	52		104		156	
	$L_Т$, м	$L_{СТ}$, м	$L_Т$, м	$L_{СТ}$, м	$L_Т$, м	$L_{СТ}$, м
3	13,9	16,7	13,3	16,0	12,9	15,5
5	12,6	15,1	12,3	14,8	11,5	13,8
10	10,9	13,1	10,3	12,4	9,7	11,6
15	9,7	11,6	9,2	11,0	8,9	10,7
20	9,2	11,0	8,8	10,55	8,5	10,2
25	8,7	10,4	8,4	10,1	8,1	9,7
30	8,4	10,1	8,1	9,7	7,8	9,4
35	8,2	9,8	7,9	9,5	7,6	9,1
40	8,0	9,6	7,7	9,2	7,4	8,9
45	7,8	9,4	7,6	9,1	8,3	8,8
50	7,6	9,1	7,4	8,9	7,2	8,65
55	7,5	9,0	7,3	8,8	7,1	8,5
60	7,4	8,9	7,2	8,65	7,0	8,4
65	7,3	8,8	7,1	8,5	6,9	8,3
70	7,1	8,5	6,9	8,3	6,7	8,0
75	6,9	8,3	6,7	8,0	6,6	7,9
80	6,8	8,15	6,6	7,9	6,5	7,8
85	6,7	8,0	6,5	7,8	6,4	7,7
90	6,6	7,9	6,4	7,7	6,3	7,6

© Музапаров М.Ж., 2005

Таблица Б17 - Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д-155 ($L_{КВЗД}$ = 5,3 м) с телеметрической системой СТТ-172 в скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка в килоньютонах (кН)					
	52		104		156	
	$L_Т$, м	$L_{СТ}$, м	$L_Т$, м	$L_{СТ}$, м	$L_Т$, м	$L_{СТ}$, м
3	13,9	12,5	13,3	12,0	12,9	11,6
5	12,6	11,3	12,3	11,1	11,5	10,3
10	10,9	9,8	10,3	9,3	9,7	8,7
15	9,7	8,7	9,2	8,3	8,9	8,0
20	9,2	8,3	8,8	7,9	8,5	7,6
25	8,7	7,8	8,4	7,55	8,1	7,3
30	8,4	7,55	8,1	7,3	7,8	7,0
35	8,2	7,4	7,9	7,1	7,6	6,8
40	8,0	7,2	7,7	6,9	7,4	6,65
45	7,8	7,0	7,6	6,8	7,3	6,6
50	7,6	6,8	7,4	6,65	7,2	6,5
55	7,5	6,7	7,3	6,6	7,1	6,4
60	7,4	6,65	7,2	6,5	7,0	6,3
65	7,3	6,6	7,1	6,4	6,9	6,2
70	7,1	6,4	6,9	6,2	6,7	6,0
75	6,9	6,2	6,7	6,0	6,6	5,9
80	6,8	6,1	6,6	5,9	6,5	5,8
85	6,7	6,0	6,5	5,8	6,4	5,7
90	6,6	5,9	6,4	5,7	6,3	5,65

© Музапаров М.Ж., 2005

Таблица Б18 - Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя ДН-172 ($L_{КВЗД}$ = 6,05 м) с телеметрической системой СТТ-172 в скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка в килоньютонах (кН)					
	52		104		156	
	$L_Т$, м	$L_{СТ}$, м	$L_Т$, м	$L_{СТ}$, м	$L_Т$, м	$L_{СТ}$, м
3	13,9	11,1	13,3	10,6	12,9	10,3
5	12,6	10,1	12,3	9,8	11,5	9,2
10	10,9	8,7	10,3	8,2	9,7	7,8
15	9,7	7,8	9,2	7,4	8,9	7,1
20	9,2	7,4	8,8	7,0	8,5	6,8
25	8,7	6,95	8,4	6,7	8,1	6,5
30	8,4	6,7	8,1	6,5	7,8	6,2
35	8,2	6,55	7,9	6,3	7,6	6,1
40	8,0	6,4	7,7	6,2	7,4	5,9
45	7,8	6,2	7,6	6,1	7,3	5,8
50	7,6	6,1	7,4	5,9	7,2	5,75
55	7,5	6,0	7,3	5,8	7,1	5,7
60	7,4	5,9	7,2	5,75	7,0	5,6
65	7,3	5,8	7,1	5,7	6,9	5,5
70	7,1	5,7	6,9	5,5	6,7	5,3
75	6,9	5,5	6,7	5,3	6,6	5,25
80	6,8	5,4	6,6	5,25	6,5	5,2
85	6,7	5,3	6,5	5,2	6,4	5,1
90	6,6	5,25	6,4	5,1	6,3	5,0

© Музапаров М.Ж., 2005

Таблица Б19 - Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя ДГ-172 ($L_{КВЗД}$ = 6,3 м) с телеметрической системой СТТ-172 в скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка в килоньютонах (кН)					
	52		104		156	
	$L_Т$, м	$L_{СТ}$, м	$L_Т$, м	$L_{СТ}$, м	$L_Т$, м	$L_{СТ}$, м
3	13,9	11,1	13,3	10,6	12,9	
5	12,6	10,1	12,3	9,8	11,5	9,2
10	10,9	8,7	10,3	8,2	9,7	7,8
15	9,7	7,8	9,2	7,4	8,9	7,1
20	9,2	7,4	8,8	7,0	8,5	6,8
25	8,7	6,95	8,4	6,7	8,1	6,5
30	8,4	6,7	8,1	6,5	7,8	6,2
35	8,2	6,55	7,9	6,3	7,6	6,1
40	8,0	6,4	7,7	6,2	7,4	5,9
45	7,8	6,2	7,6	6,1	7,3	5,8
50	7,6	6,1	7,4	5,9	7,2	5,75
55	7,5	6,0	7,3	5,8	7,1	5,7
60	7,4	5,9	7,2	5,75	7,0	5,6
65	7,3	5,8	7,1	5,7	6,9	5,5
70	7,1	5,7	6,9	5,5	6,7	5,3
75	6,9	5,5	6,7	5,3	6,6	5,25
80	6,8	5,4	6,6	5,25	6,5	5,2
85	6,7	5,3	6,5	5,2	6,4	5,1
90	6,6	5,25	6,4	5,1	6,3	5,0

© Музапаров М.Ж., 2005

Таблица Б20 - Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д5-172 ($L_{КВЗД}$ = 7,2 м) с телеметрической системой СТТ-172 в скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка в килоньютонах (кН)					
	52		104		156	
	$L_Т$,м	$L_{СТ}$, м	$L_Т$, м	$L_{СТ}$, м	$L_Т$, м	$L_{СТ}$, м
3	13,9	11,8	13,3	11,3	12,9	11,0
5	12,6	10,7	12,3	10,4	11,5	9,8
10	10,9	9,3	10,3	8,7	9,7	8,2
15	9,7	8,2	9,2	7,8	8,9	7,6
20	9,2	7,8	8,8	7,5	8,5	7,2
25	8,7	7,4	8,4	7,1	8,1	6,9
30	8,4	7,1	8,1	6,9	7,8	6,6
35	8,2	7,0	7,9	6,7	7,6	6,45
40	8,0	6,8	7,7	6,5	7,4	6,3
45	7,8	6,6	7,6	6,45	7,3	6,1
50	7,6	6,45	7,4	6,3	7,2	6,05
55	7,5	6,4	7,3	6,1	7,1	6,0
60	7,4	6,3	7,2	6,05	7,0	5,95
65	7,3	6,1	7,1	6,0	6,9	5,9
70	7,1	6,0	6,9	5,9	6,7	5,7
75	6,9	5,9	6,7	5,7	6,6	5,6
80	6,8	5,8	6,6	5,6	6,5	5,5
85	6,7	5,7	6,5	5,5	6,4	5,4
90	6,6	5,6	6,4	5,4	6,3	5,3

© Музапаров М.Ж., 2005

Таблица Б21 - Стабилизирующая длина ориентируемой компоновки винтового забойного двигателя ДЗ-172 ($L_{КВЗД}$ = 7,9 м) с телеметрической системой СТТ-172 в скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка в килоньютонах (кН)					
	52		104		156	
	$L_Т$, м	$L_{СТ}$, м	$L_Т$, м	$L_{СТ}$, м	$L_Т$, м	$L_{СТ}$, м
3	13,9	11,4	13,3	10,9	12,9	10,6
5	12,6	10,3	12,3	10,1	11,5	9,4
10	10,9	8,9	10,3	8,4	9,7	7,9
15	9,7	7,9	9,2	7,5	8,9	7,3
20	9,2	7,5	8,8	7,2	8,5	7,0
25	8,7	7,1	8,4	6,9	8,1	6,6
30	8,4	6,9	8,1	6,6	7,8	6,3
35	8,2	6,7	7,9	6,4	7,6	6,2
40	8,0	6,5	7,7	6,3	7,4	6,1
45	7,8	6,3	7,6	6,2	7,3	6,0
50	7,6	6,2	7,4	6,1	7,2	5,9
55	7,5	6,1	7,3	6,0	7,1	5,8
60	7,4	6,0	7,2	5,9	7,0	5,7
65	7,3	5,9	7,1	5,8	6,9	5,6
70	7,1	5,8	6,9	5,7	6,7	5,5
75	6,9	5,7	6,7	5,5	6,6	5,4
80	6,8	5,6	6,6	5,4	6,5	5,3
85	6,7	5,5	6,5	5,3	6,4	5,2
90	6,6	5,4	6,4	5,2	6,3	5,1

© Музапаров М.Ж., 2005

Таблица Б22 - Стабилизирующая длина ориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д2-172 М ($L_{КВЗД}$ = 7,9 м) с телеметрической системой СТТ-172 в скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка в килоньютонах (кН)					
	52		104		156	
	$L_Т$, м	$L_{СТ}$, м	$L_Т$, м	$L_{СТ}$, м	$L_Т$, м	$L_{СТ}$, м
3	13,9	12,2	13,3	11,7	12,9	13,5
5	12,6	11,1	12,3	10,8	11,5	10,1
10	10,9	9,6	10,3	9,1	9,7	8,5
15	9,7	8,5	9,2	8,1	8,9	7,8
20	9,2	8,1	8,8	7,7	8,5	7,5
25	8,7	7,6	8,4	7,4	8,1	7,1
30	8,4	7,4	8,1	7,1	7,8	6,9
35	8,2	7,2	7,9	7,0	7,6	6,7
40	7,0	7,0	7,7	6,8	7,4	6,5
45	7,8	6,9	7,6	6,7	7,3	6,4
50	7,6	6,7	7,4	6,5	7,2	6,3
55	7,5	6,6	7,3	6,4	7,1	6,2
60	7,4	6,5	7,2	6,3	7,0	6,15
65	7,3	6,4	7,1	6,2	6,9	6,1
70	7,1	6,2	6,9	6,1	6,7	5,9
75	6,9	6,1	6,7	5,9	6,6	5,8
80	6,8	6,0	6,6	5,8	6,5	5,7
85	6,7	5,9	6,5	5,7	6,4	5,6
90	6,6	5,8	6,4	5,6	6,3	5,5

© Музапаров М.Ж., 2005

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Стабилизирующая длина компоновки винтового забойного двигателя *Д* (Россия) с телеметрической системой СТТ-172

Расчет стабилизирующей длины компоновки винтового забойного двигателя ДГ-172 с двумя кривыми переводниками, шарнирной муфтой ШМ-172 и телеметрической системой СТТ-172

Исходные данные: диаметр скважины 216 мм, осевая нагрузка 52; 104 и 156 кН, длина двигателя ДГ-172 5,3 м, общий вес 6,87 кН, вес 1 м двигателя $P_{ВЗД}$ = 1,296 кН, вес 1 м СТТ-172 P_T = 0,874 кН, длина и вес кривого переводника 0,7м и 0,67 кН, длина и вес ШМ-172 1,Ом и 0,75 кН, общий вес и длина компоновки винтового забойного двигателя ДГ-172 составляют 9,45 кН и 8,2м.

По формуле (24) определяем стабилизирующую длину компоновки винтового забойного двигателя ДГ-172 с двумя кривыми переводниками и телеметрической системой СТТ-172 в диапазоне зенитных углов 3…90 градусов:

$$L_{CT} = L_T \frac{P_T^{0,5}}{P_{КВЗД}^{0,5}} = L_T \cdot \sqrt{\frac{87.4}{115.2}} = 0.87 \cdot L_T, \text{ м},$$

где

$P_{КВЗД}$ = 1,152 кН - вес 1м компоновки,

L_T -длина полуволны телеметрической системы СТТ-172 (таблица А12), м.

Результаты расчетов даны в таблице В1.

Таблица В1- Стабилизирующая длина компоновки винтового забойного двигателя ДГ-172 с двумя кривыми переводниками, шарнирной муфтой ШМ-172 и телеметрической системой СТТ – 172 в скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка в килоньютонах (кН)					
	52		104		156	
	L_T, м	L_{CT}, м	L_T, м	L_{CT}, м	L_T, м	L_{CT}, м
1	2	3	4	5	6	7
3	13,9	12,1	13,3	11,6	12,9	11,2
5	12,6	11,0	12,3	10,7	11,5	10,0
10	10,9	9,5	10,3	9,0	9,7	8,4
15	9,7	8,4	9,2	8,0	8,9	7,7
20	9,2	8,0	8,8	7,7	8,5	7,4
25	8,7	7,6	8,4	7,3	8,1	7,0
30	8,4	7,3	8,1	7,0	7,8	6,8
35	8,2	7,1	7,9	6,9	7,6	6,7
40	8,0	7,0	7,7	6,8	7,4	6,5
45	7,8	6,8	7,6	6,7	7,3	6,3
50	7,6	6,7	7,4	6,5	7,2	6,25
55	7,5	6,5	7,3	6,3	7,1	6,2
60	7,4	6,4	7,2	6,25	7,0	6,1
65	7,3	6,3	7,1	6,2	6,9	6,0
70	7,1	6,2	6,9	6,0	6,7	5,8
75	6,9	6,0	6,7	5,8	6,6	5,7
80	6,8	5,9	6,6	5,7	6,5	5,6
85	6,7	5,8	6,5	5,6	6,4	5,5
90	6,6	5,7	6,4	5,5	6,3	5,4

© Музапаров М.Ж., 2005

Расчет стабилизирующей длины компоновки винтового забойного двигателя Д5-172 с кривым переводником и телеметрической системой СТТ-172

Исходные данные: диаметр скважины 216 мм, осевая нагрузка 52, 104 и 156 кН, длина двигателя Д5-172 6,22 м, общий вес 7,55 кН, вес 1 м двигателя $P_{ВЗД}$ = 1,214 кН, вес 1 м СТТ-172 P_T =0, 874 кН.

По формуле (24) определяем стабилизирующую длину винтового забойного двигателя Д5-172 с кривым переводником и телеметрической системой СТТ-172 в диапазоне зенитных углов 3…90 градусов:

$$L_{CT} = L_T \frac{P_T^{0,5}}{P_{ВЗД}^{0,5}} = L_T \cdot \sqrt{\frac{87.4}{121,4}} = 0.85 \cdot L_T \text{, м,}$$

где

L_T - длина полуволны телеметрической системы СТТ-172 (таблица А12) , м.

Результаты расчетов даны в таблице В2 .

Таблица В2- Стабилизирующая длина винтового забойного двигателя Д5-172 с кривым переводником и телеметрической системой СТТ – 172 в скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка в килоньютонах (кН)					
	52		104		156	
	L_T, м	L_{CT}, м	L_T, м	L_{CT}, м	L_T, м	L_{CT}, м
1	2	3	4	5	6	7
3	13,9	11,81	13,3	11,30	12,9	10,96

© Музапаров М.Ж., 2005

Продолжение таблицы В2

1	2	3	4	5	6	7
5	12,6	10,71	12,3	10,45	11,5	9,77
10	10,9	9,26	10,3	8,92	9,7	8,24
15	9,7	8,24	9,2	7,82	8,9	7,56
20	9,2	7,82	8,8	7,48	8,5	7,22
25	8,7	7,39	8,4	7,14	8,1	6,88
30	8,4	7,14	8,1	6,88	7,8	6,63
35	8,2	6,97	7,9	6,71	7,6	6,46
40	8,0	6,8	7,7	6,54	7,4	6,29
45	7,8	6,63	7,6	6,46	7,3	6,2
50	7,6	6,46	7,4	5,49	7,2	6,12
55	7,5	6,37	7,3	6,20	7,1	6,03
60	7,4	6,29	7,2	6,12	7,0	5,95
65	7,3	6,20	7,1	6,03	6,9	5,86
70	7,1	6,03	6,9	5,86	6,7	5,69
75	6,9	5,86	6,7	5,69	6,6	5,61
80	6,8	5,78	6,6	5,61	6,5	5,52
85	6,7	5,69	6,5	5,52	6,4	5,44
90	6,6	5,61	6,4	5,44	6,3	5,35

© Музапаров М.Ж., 2005

Расчёт стабилизирующей длины компоновки винтового забойного двигателя ДГ-172 с двумя кривыми переводниками, шарнирной муфтой ШМ-172 и телеметрической системой СТТ-172

Исходные данные: диаметр скважины 216 мм, осевая нагрузка 52, 104 и 156 кН, длина двигателя ДГ-172 5,3 м, общий вес 6,87 кН, вес 1 м двигателя $P_{ВЗД}$ = 1,296 кН, вес 1 м СТТ-172 P_T = 0,874 кН, длина и вес кривого переводника 0,7м и 0,67 кН, длина и вес ШМ-172 1,0 м. и 0,75 кН, общий вес и длина компоновки винтового забойного двигателя ДГ-172 составляют 9,45 кН и 8,2м.

По формуле (24) определяем стабилизирующую длину компоновки винтового забойного двигателя ДГ-172 с двумя кривыми переводниками и телеметрической системой СТТ-172 в диапазоне зенитных углов 3…90 градусов:

$$L_{CT} = L_T \frac{P_T^{0,5}}{P_{КВЗД}^{0,5}} = L_T \cdot \sqrt{\frac{87.4}{115.2}} = 0.87 \cdot L_T, \text{ м},$$

где

$P_{КВЗД}$ = 1,152 кН-вес 1м компоновки,

L_T - длина полуволны телеметрической системы СТТ-172 (таблица А12) , м.

Результаты расчетов даны в таблице В3.

© Музапаров М.Ж., 2005

Таблица В3 - Стабилизирующая длина ориентируемой компоновки винтового забойного двигателя ДГ-172 с двумя кривыми переводниками, шарнирной муфтой ШМ-172 и телеметрической системой СТТ – 172 в скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка в килоньютонах (кН)					
	52		104		156	
	L_T, м	L_{CT}, м	L_T, м	L_{CT}, м	L_T, м	L_{CT}, м
1	2	3	4	5	6	7
3	13,9	12,1	13,3	11,6	12,9	11,2
5	12,6	11,0	12,3	10,7	11,5	10,0
10	10,9	9,5	10,3	9,0	9,7	8,4
15	9,7	8,4	9,2	8,0	8,9	7,7
20	9,2	8,0	8,8	7,7	8,5	7,4
25	8,7	7,6	8,4	7,3	8,1	7,0
30	8,4	7,3	8,1	7,0	7,8	6,8
35	8,2	7,1	7,9	6,9	7,6	6,7
40	8,0	7,0	7,7	6,8	7,4	6,5
45	7,8	6,8	7,6	6,7	7,3	6,3
50	7,6	6,7	7,4	6,5	7,2	6,25
55	7,5	6,5	7,3	6,3	7,1	6,2
60	7,4	6,4	7,2	6,25	7,0	6,1
65	7,3	6,3	7,1	6,2	6,9	6,0
70	7,1	6,2	6,9	6,0	6,7	5,8
75	6,9	6,0	6,7	5,8	6,6	5,7
80	6,8	5,9	6,6	5,7	6,5	5,6
85	6,7	5,8	6,5	5,6	6,4	5,5
90	6,6	5,7	6,4	5,5	6,3	5,4

© Музапаров М.Ж., 2005

Расчет стабилизирующей длины компоновки винтового забойного двигателя Д5-172 с двумя кривыми переводниками, шарнирной муфтой ШМ-172 и телеметрической системой СТТ-172

Исходные данные: диаметр скважины 216 мм, осевая нагрузка 52, 104 и 156 кН, длина двигателя Д5-172 6,22 м, общий вес 7,55 кН, вес 1 м двигателя $P_{ВЗД}$ = 1,214 кН, вес 1 м СТТ-172 P_T = 0,874 кН., длина и вес кривого переводника 0,7м и 0,67 кН, длина и вес ШМ-172 1,0 м и 0,75 кН, общий вес и длина компоновки винтового забойного двигателя Д5-172 составляют 10,13 кН и 9,12м.

По формуле (24) определяем стабилизирующую длину винтового забойного двигателя Д5-172 с двумя кривыми переводниками и телеметрической системой СТТ-172 в диапазоне зенитных углов 3…90 градусов:

$$L_{CT} = L_T \frac{P_T^{0,5}}{P_{КВЗД}^{0,5}} = L_T \cdot \sqrt{\frac{87.4}{111,1}} = 0.89 \cdot L_T \text{, м,}$$

где

$P_{КВЗД}$= 1,111 кН - вес 1м забойной компоновки,

L_T - длина полуволны телеметрической системы СТТ-172 (таблица А12) , м.

Результаты расчетов даны в таблице В4.

Таблица В4 - Стабилизирующая длина ориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д5-172 с двумя кривыми переводниками, шарнирной муфтой ШМ-172 и телеметрической системой СТТ – 172 в скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка в килоньютонах (кН)					
	52		104		156	
	L_T, м	L_{CT}, м	L_T, м	L_{CT}, м	L_T, м	L_{CT}, м
3	13,9	12,4	13,3	11,8	12,9	11,5
5	12,6	11,2	12,3	10,9	11,5	10,2
10	10,9	9,7	10,3	9,2	9,7	8,6
15	9,7	9,1	9,2	8,2	8,9	7,9
20	9,2	8,2	8,8	7,8	8,5	7,6
25	8,7	7,7	8,4	7,5	8,1	7,2
30	8,4	7,5	8,1	7,2	7,8	6,9
35	8,2	7,3	7,9	7,0	7,6	6,7
40	8,0	7,1	7,7	6,8	7,4	6,6
45	7,8	6,9	7,6	6,7	7,3	6,5
50	7,6	6,7	7,4	6,6	7,2	6,4
55	7,5	6,65	7,3	6,5	7,1	6,3
60	7,4	6,6	7,2	6,4	7,0	6,2
65	7,3	6,5	7,1	6,3	6,9	6,1
70	7,1	6,3	6,9	6,1	6,7	6,0
75	6,9	6,1	6,7	5,95	6,6	5,9
80	6,8	6,0	6,6	5,9	6,5	5,8
85	6,7	5,95	6,5	5,8	6,4	5,7
90	6,6	5,9	6,4	5,7	6,3	5,6

© Музапаров М.Ж., 2005

Расчет стабилизирующей длины компоновки винтового забойного двигателя Д5-172 с кривым переводником и телеметрической системой СТТ-172

Исходные данные: диаметр скважины 216 мм, осевая нагрузка 52, 104 и 156 кН, длина двигателя Д5-172 6,22 м, общий вес 7,55 кН, вес 1 м двигателя $P_{ВЗД}$ = 1,214 кН, вес 1 м СТТ-172 P_T = 0,874 кН.

По формуле (24) определяем стабилизирующую длину винтового забойного двигателя Д5-172 с кривым переводником и телеметрической системой СТТ-172 в диапазоне зенитных углов 3…90 градусов:

$$L_{CT} = L_T \frac{P_T^{0,5}}{P_{ВЗД}^{0,5}} = L_T \cdot \sqrt{\frac{87.4}{121,4}} = 0.85 \cdot L_T, \text{ м},$$

где

L_T - длина полуволны телеметрической системы СТТ-172 (таблица А12) , м.

Результаты расчетов даны в таблице В5.

Таблица В5 - Стабилизирующая длина ориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д5-172 с кривым переводником и телеметрической системой СТТ – 172 в скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка в килоньютонах (кН)					
	52		104		156	
	L_T, м	L_{CT}, м	L_T, м	L_{CT}, м	L_T, м	L_{CT}, м
1	2	3	4	5	6	7
3	13,9	11,81	13,3	11,30	12,9	10,96
5	12,6	10,71	12,3	10,45	11,5	9,77

© Музапаров М.Ж., 2005

Продолжение таблицы В5

1	2	3	4	5	6	7
10	10,9	9,26	10,3	8,92	9,7	8,24
15	9,7	8,24	9,2	7,82	8,9	7,56
20	9,2	7,82	8,8	7,48	8,5	7,22
25	8,7	7,39	8,4	7,14	8,1	6,88
30	8,4	7,14	8,1	6,88	7,8	6,63
35	8,2	6,97	7,9	6,71	7,6	6,46
40	8,0	6,8	7,7	6,54	7,4	6,29
45	7,8	6,63	7,6	6,46	7,3	6,2
50	7,6	6,46	7,4	6,29	7,2	6,12
55	7,5	6,37	7,3	6,20	7,1	6,03
60	7,4	6,29	7,2	6,12	7,0	5,95
65	7,3	6,20	7,1	6,03	6,9	5,86
70	7,1	6,03	6,9	5,86	6,7	5,69
75	6,9	5,86	6,7	5,69	6,6	5,61
80	6,8	5,78	6,6	5,61	6,5	5,52
85	6,7	5,69	6,5	5,52	6,4	5,44
90	6,6	5,61	6,4	5,44	6,3	5,35

© Музапаров М.Ж., 2005

Расчет стабилизирующей длины компоновки винтового забойного двигателя ДГ-172 с двумя кривыми переводниками, шарнирной муфтой ШМ-172 и телеметрической системой СТТ-172

Исходные данные: диаметр скважины 216 мм, осевая нагрузка 52, 104 и 156 кН, длина двигателя ДГ-172 5,3 м, общий вес 6,87 кН, вес 1 м двигателя $P_{ВЗД}$ = 1,296 кН, вес 1 м СТТ-172 P_T = 0,874 кН, длина и вес кривого переводника 0,7м и 0,67 кН, длина и вес ШМ-172 1,0 м и 0,75 кН, общий вес и длина компоновки винтового забойного двигателя ДГ-172 составляют 9,45 кН и 8,2м.

По формуле (24) определяем стабилизирующую длину компоновки винтового забойного двигателя ДГ-172 с двумя кривыми переводниками и телеметрической системой СТТ-172 в диапазоне зенитных углов 3…90 градусов:

$$L_{CT} = L_T \frac{P_T^{0,5}}{P_{КВЗД}^{0,5}} = L_T \cdot \sqrt{\frac{87.4}{115.2}} = 0.87 \cdot L_T \text{, м,}$$

где

$P_{КВЗД}$ = 1,152 кН-вес 1м компоновки,

L_T - длина полуволны телеметрической системы СТТ-172 , м.

Результаты расчетов даны в таблице В6.

© Музапаров М.Ж., 2005

Таблица В6 - Стабилизирующая длина компоновки винтового забойного двигателя ДГ-172 с двумя кривыми переводниками, шарнирной муфтой ШМ-172 и телеметрической системой СТТ – 172 в скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка в килоньютонах (кН)					
	52		104		156	
	L_T, м	L_{CT}, м	L_T, м	L_{CT}, м	L_T, м	L_{CT}, м
3	13,9	12,1	13,3	11,6	12,9	11,2
5	12,6	11,0	12,3	10,7	11,5	10,0
10	10,9	9,5	10,3	9,0	9,7	8,4
15	9,7	8,4	9,2	8,0	8,9	7,7
20	9,2	8,0	8,8	7,7	8,5	7,4
25	8,7	7,6	8,4	7,3	8,1	7,0
30	8,4	7,3	8,1	7,0	7,8	6,8
35	8,2	7,1	7,9	6,9	7,6	6,7
40	8,0	7,0	7,7	6,8	7,4	6,5
45	7,8	6,8	7,6	6,7	7,3	6,3
50	7,6	6,7	7,4	6,5	7,2	6,25
55	7,5	6,5	7,3	6,3	7,1	6,2
60	7,4	6,4	7,2	6,25	7,0	6,1
65	7,3	6,3	7,1	6,2	6,9	6,0
70	7,1	6,2	6,9	6,0	6,7	5,8
75	6,9	6,0	6,7	5,8	6,6	5,7
80	6,8	5,9	6,6	5,7	6,5	5,6
85	6,7	5,8	6,5	5,6	6,4	5,5
90	6,6	5,7	6,4	5,5	6,3	5,4

© Музапаров М.Ж., 2005

Расчет стабилизирующей длины компоновки винтового забойного двигателя Д5-172 с двумя кривыми переводниками, шарнирной муфтой ШМ-172 и телеметрической системой СТТ-172

Исходные данные: диаметр скважины 216 мм, осевая нагрузка 52, 104 и 156 кН, длина двигателя Д5-172 6,22 м, общий вес 7,55 кН, вес 1 м двигателя $P_{ВЗД}$ = 1,214 кН, вес 1 м СТТ-172 P_T = 0,874 кН, длина и вес кривого переводника 0,7м и 0,67 кН, длина и вес ШМ-172 1,0 м и 0,75 кН, общий вес и длина компоновки винтового забойного двигателя Д5-172 составляют 10,13 кН и 9,12м.

По формуле (24) определяем стабилизирующую длину винтового забойного двигателя Д5-172 с двумя кривыми переводниками и телеметрической системой СТТ-172 в диапазоне зенитных углов 3…90 градусов:

$$L_{CT} = L_T \frac{P_T^{0,5}}{P_{КВЗД}^{0,5}} = L_T \cdot \sqrt{\frac{87.4}{111,1}} = 0.89 \cdot L_T \text{, м,}$$

где

$P_{КВЗД}$ = 1,111 кН - вес 1м забойной компоновки,

L_T - длина полуволны телеметрической системы СТТ-172, м.

Результаты расчетов даны в таблице В7.

Таблица В7 - Стабилизирующая длина компоновки винтового забойного двигателя Д5-172 с двумя кривыми переводниками, шарнирной муфтой ШМ-172 и телеметрической системой СТТ – 172 в скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка в килоньютонах (кН)					
	52		104		156	
	L_T, м	L_{CT}, м	L_T, м	L_{CT}, м	L_T, м	L_{CT}, м
3	13,9	12,4	13,3	11,8	12,9	11,5
5	12,6	11,2	12,3	10,9	11,5	10,2
10	10,9	9,7	10,3	9,2	9,7	8,6
15	9,7	9,1	9,2	8,2	8,9	7,9
20	9,2	8,2	8,8	7,8	8,5	7,6
25	8,7	7,7	8,4	7,5	8,1	7,2
30	8,4	7,5	8,1	7,2	7,8	6,9
35	8,2	7,3	7,9	7,0	7,6	6,7
40	8,0	7,1	7,7	6,8	7,4	6,6
45	7,8	6,9	7,6	6,7	7,3	6,5
50	7,6	6,7	7,4	6,6	7,2	6,4
55	7,5	6,65	7,3	6,5	7,1	6,3
60	7,4	6,6	7,2	6,4	7,0	6,2
65	7,3	6,5	7,1	6,3	6,9	6,1
70	7,1	6,3	6,9	6,1	6,7	6,0
75	6,9	6,1	6,7	5,95	6,6	5,9
80	6,8	6,0	6,6	5,9	6,5	5,8
85	6,7	5,95	6,5	5,8	6,4	5,7
90	6,6	5,9	6,4	5,7	6,3	5,6

© Музапаров М.Ж., 2005

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Стабилизирующая длина компоновки винтового забойного двигателя *DTU* (Baker Hughes)

Расчет стабилизирующей длины компоновки винтового забойного двигателя DTU-165 с телеметрической системой MWD и нижней свечой из сдвоенной трубы УБТ-159 и бурильной колонной УБТ-127

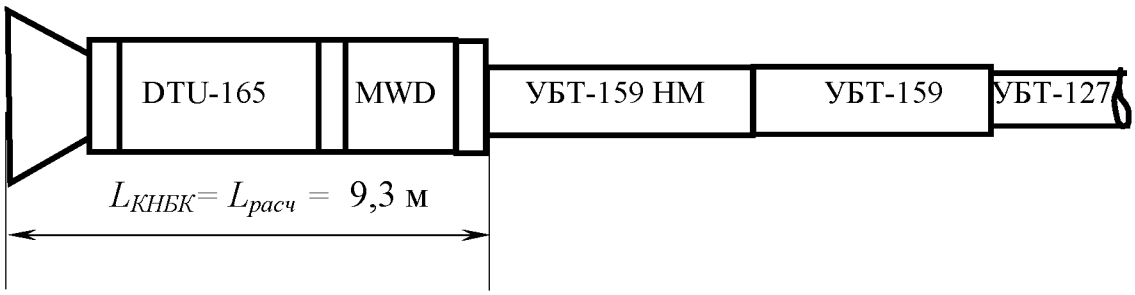


Рисунок Г1 - Компоновка винтового забойного двигателя DTU-165 с телеметрической системой MWD и нижней свечой из сдвоенной трубы УБТ-159 и бурильной колонной УБТ-127

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 и 0,39
- длина и вес DTU-165, м и кН – 6,75; 7,50
- длина и вес MWD, м и кН – 0,8; 1,11
- длина и вес УБТ-159 НМ, м и кН – 9,11 и 11,25
- общая длина (расчетная) и вес КНБК, м и кН – 9,3; 11,07
- вес 1м КНБК $P_{КНБК}$, кН – 1,19
- вес 1 м УБТ-159НМ, кН – 1,235

© Музапаров М.Ж., 2005

По формуле (24) находим первую стабилизирующую длину КНБК:

$$L_{CT1} = L_T \sqrt{\frac{P_T}{P_{КНБК}}} = L_T \cdot \sqrt{\frac{123,5}{119}} = 1,02 \cdot L_T, м,$$

где

L_T и P_T -длина полуволны и вес 1м нижней свечи УБТ-159НМ (таблица А11)

Результаты расчетов даны в таблице Г1.

Таблица Г1 - Стабилизирующая длина КНБК винтового забойного двигателя DTU-165 с нижней свечой УБТ-159 при бурении наклонно-направленных скважин диаметром 216 мм

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
1	22,3	21,2	18,0	17,1	16,9	16,0
3	17,3	16,5	15,4	14,7	14,8	14,1
5	15,5	14,8	14,5	13,7	13,8	13,1
10	12,5	11,8	12,2	11,6	11,6	11,0
15	11,2	10,7	11,1	10,5	10,5	10,0

© Музапаров М.Ж., 2005

Продолжение таблицы Г1

1	2	3	4	5	6	7
20	10,5	10,0	10,3	9,8	9,9	9,4
25	10,0	9,5	9,8	9,3	9,5	9,0
30	9,5	9,0	9,4	9,0	9,1	8,6
35	9,1	8,7	9,1	8,7	8,8	8,4
40	8,9	8,4	8,9	8,4	8,6	8,2
45	8,7	8,2	8,7	8,2	8,4	8,0
50	8,5	8,1	8,5	8,1	8,3	7,9
55	8,4	7,9	8,4	7,9	8,1	7,7
60	8,3	7,8	8,3	7,8	8,0	7,6
65	8,1	7,7	8,1	7,7	7,8	7,5
70	8,0	7,6	8,0	7,6	7,8	7,4
75	7,9	7,5	7,9	7,5	7,7	7,3
80	7,8	7,4	7,8	7,4	7,6	7,2
85	7,6	7,2	7,6	7,2	7,4	7,0
90	7,5	7,1	7,5	7,1	7,3	6,9

© Музапаров М.Ж., 2005

Расчет стабилизирующей длины компоновки винтового забойного двигателя DTU-165 с телеметрической системой MWD и немагнитной трубой УБТ-159 НМ, опорным переводником Ø165 мм и нижней свечой УБТ-127

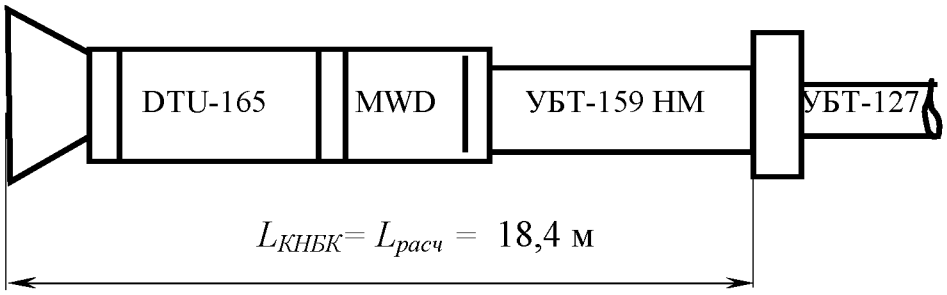


Рисунок Г2 - Компоновка винтового забойного двигателя DTU-165 с телеметрической системой MWD и немагнитной трубой УБТ-159НМ, опорным переводником Ø165 мм и нижней свечой УБТ-127

Исходные данные:

- диаметр скважины, мм - 216
- осевая нагрузка, кН - 50; 100 и 150
- плотность полимерного раствора, г/см^3 – 2,05
- высота и вес долота, м и кН – 0,25 и 0,39
- длина и вес DTU-165, м и кН – 6,75; 7,50
- длина и вес MWD, м и кН – 0,8; 1,11
- длина и вес УБТ-159 НМ, м и кН – 9,11 и 11,25
- общая длина (расчетная) и вес КНБК, м и кН – 18,4; 22,246
- вес 1м КНБК $P_{КНБК}$, кН – 1,209
- вес 1 м УБТ-127 P_T, кН – 0,789

По формулам (24,25,26) находим:

первую стабилизирующую длину КВЗД

$$L_{CT1} = L_T \sqrt{\frac{P_T}{P_{КНБК}}} = L_T \cdot \sqrt{\frac{78,9}{120,9}} = 0,81 \cdot L_T, м,$$

вторую $$L_{CT2} = 0,81 \cdot 2 \cdot L_T = 1,62 \cdot L_T, м,$$

третью $$L_{CT3} = 0,81 \cdot 3 \cdot L_T = 2,43 \cdot L_T, м$$

где

L_T и P_T-длина полуволны и вес 1м нижней свечи УБТ-127 (таблица А9)

Результаты расчетов даны в таблице Г2.

Таблица Г2 - Стабилизирующая длина КНБК винтового забойного двигателя DTU-165 с нижней свечой УБТ-127 при бурении наклонно-направленных скважин диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка, кН								
	50			100			150		
	L_{CT3}	L_{CT1}	L_{CT2}	L_{CT3}	L_{CT1}	L_{CT2}	L_{CT3}	L_{CT1}	L_{CT2}
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	34,5	11,4	22,8	33,3	11,0	22,0	32,3	10,6	21,2
5	32,3	10,6	21,2	31,1	10,2	20,4	29,9	9,8	19,6
10	28,7	9,4	18,8	27,4	9,0	18,0	26,0	8,6	17,2
15	26,2	8,6	17,2	24,8	8,2	16,4	23,6	7,8	15,6
20	24,8	8,2	16,4	23,6	7,8	15,6	22,3	7,4	14,8

© Музапаров М.Ж., 2005

Продолжение таблицы Г2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
25	23,6	7,8	15,6	22,3	7,4	14,8	21,4	7,0	14,0
30	22,3	7,4	14,8	21,4	7,0	14,0	20,4	6,7	13,4
35	21,6	7,1	14,2	20,6	6,8	13,6	19,9	6,6	13,2
40	20,9	6,9	13,8	20,2	6,6	13,2	19,4	6,4	12,8
45	20,4	6,7	13,4	19,7	6,5	13,0	18,9	6,2	12,4
50	19,9	6,55	13,1	19,2	6,3	12,6	18,5	6,1	12,2
55	19,4	6,4	12,8	18,7	6,2	12,4	18,0	5,9	11,8
60	19,2	6,3	12,6	18,5	6,1	12,2	17,9	5,85	11,7
65	18,9	6,2	12,4	18,2	6,0	12,0	17,7	5,8	11,6
70	18,7	6,15	12,3	18,0	5,9	11,8	17,5	5,75	11,5
75	18,2	6,0	12,0	17,7	5,85	11,7	17,0	5,6	11,2
80	18,0	5,9	11,8	17,5	5,8	11,6	16,8	5,5	11,0
85	17,9	5,85	11,7	17,2	5,7	11,4	16,7	5,45	10,9
90	17,7	5,8	11,6	17,0	5,6	11,2	16,5	5,4	10,8

© Музапаров М.Ж., 2005

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Стабилизирующая длина компоновки винтового забойного двигателя *Д* (Россия) диаметром 195 мм

Расчёт стабилизирующей длины неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д1-195 с бурильной колонной ТБПВ - 127

Исходные данные: диаметр скважины 216 мм, осевая нагрузка 56, 75 и 93 кН, длина двигателя Д1-195 6,2 м, общий вес 10,90 кН, вес 1 м двигателя $P_{взд}$ = 1,758кН, вес 1 м ТБПВ-127 $P_т$ = 0 ,325 кН. По формуле (24) определяем стабилизирующую длину неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д1 -195 с бурильной колонной ТБПВ-127 в диапазоне зенитных углов 3.. .90 градусов:

$$L_{ст} = L_т \frac{P_T^{0,5}}{P_{ВЗД}^{0,5}} = L_т \cdot \sqrt{\frac{0,325}{1,758}} = 0,43 \cdot L_т, \text{ м.}$$

где

$L_т$ - длина полуволны бурильной колонны ТБПВ – 127 (см. таблицу А4), м.

Результаты расчётов даны в таблице Д1.

Таблица Д1 - Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д1-195 с бурильной колонной ТБПВ-127 в скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка в килоньютонах (кН)					
	56		75		93 и более	
	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}
1	2	3	4	5	6	7
3	13,8	5,9	13,5	5,8	13,2	5,7

© Музапаров М.Ж., 2005

Продолжение таблицы Д1

1	2	3	4	5	6	7
5	12,8	5,5	12,5	5,4	11.8	5,1
10	11,1	4,8	10,8	4,6	10,1	4,3
15	10,1	4,3	9,8	4,2	9,3	4,0
20	9,59	4,1	9,04	3,9	8,6	3,7
25	9,13	3,9	8,61	3,7	8,1	3,5
30	8,78	3,8	8,28	3,6	7,8	3,4
35	8,55	3,7	8,02	3,5	7,6	3,3
40	8,28	3,6	7,87	3,4	7.5	3,25
45	8,11	3,5	7,74	3,3	7,4	3,2
50	7,94	3,4	7,60	3,25	7,3	3,15
55	7,77	3,3	7,46	3,2	7,2	3,1
60	7,60	3,3	7,28	3,15	7.1	3,05
65	7,55	3,2	7,25	3,1	7,0	3,0
70	7,45	3,2	7,19	3,1	6,9	2,95
75	7,33	3,,2	7,09	3,05	6,85	2,9
80	7,25	3,1	7,03	3,0	6,8	2,9
85	7,16	3,1	6,94	3,0	6,75	2,9
90	7,09	3,0	6,87	2,95	6,7	2,9

© Музапаров М.Ж., 2005

Расчёт стабилизирующей длины неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д1-195 с бурильной колонной УБТ-146 в скважине диаметром 216 мм

Исходные данные: диаметр скважины 216 мм, осевая нагрузка 114, 143 и 171кН, длина двигателя Д1-195 6,2 м, общий вес 10,9 кН, вес 1м двигателя $P_{взд}$ = 1,758кН, вес 1 м УБТ-146 $P_т$ = 0 ,96 кН. По формуле (24) определяем стабилизирующую длину неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д1 -195 с бурильной колонной УБТ-146 в диапазоне зенитных углов 3.. .90 градусов:

$$L_{ст} = L_т \frac{P_T^{0,5}}{P_{ВЗД}^{0,5}} = L_т . \sqrt{\frac{0,96}{1,758}} = 0,74 \cdot L_т, \text{ м.}$$

где

$L_т$ - длина полуволны бурильной колонны УБТ – 146 (см. таблицу А2), м.

Результаты расчётов даны в таблице Д2.

Таблица Д2 - Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д1-195 с бурильной колонной УБТ-146 в скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка в килоньютонах (кН)					
	114		143		171	
	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}
1	2	3	4	5	6	7
1	15,8	11,7	15,7	11,6	15,7	11,6
3	14,3	10,6	14,0	10,4	13,8	10,2

© Музапаров М.Ж., 2005

Продолжение таблицы Д2

1	2	3	4	5	6	7
5	13,2	9,8	12,8	9,5	12.5	9,2
10	11,4	8,4	11,1	8,2	10,8	8,0
15	10,5	7,8	10,2	7,5	9,9	7,3
20	9,7	7,2	9,5	7,0	9,3	6,9
25	9,2	6,8	9,1	6,7	8,9	6,6
30	8,9	6,6	8,8	6,5	8,6	6,4
35	8,7	6,4	8,5	6,3	8,3	6,1
40	8,4	6,2	8,2	6,1	8.1	6,0
45	8,2	6,1	8,1	6,0	8,0	5,9
50	8,1	6,0	7,9	5,9	7,8	5,8
55	7,9	5,9	7,8	5,8	7,7	5,7
60	7,8	5,8	7,7	5,7	7.6	5,6
65	7,7	5,7	7,6	5,6	7,5	5,5
70	7,6	5,6	7,5	5,5	7,4	5,45
75	7,5	5,5	7,4	5,45	7,3	5,4
80	7,4	5,45	7,3	5,4	7,2	5,3
85	7,3	5,4	7,2	5,3	7,1	5,2
90	7,2	5,3	7,1	5,2	7,0	5,15

© Музапаров М.Ж., 2005

Расчёт стабилизирующей длины неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д1-195 с бурильной колонной УБТ-178 в скважине диаметром 216 мм

Исходные данные: диаметр скважины 216 мм, осевая нагрузка 103, 154 и 206кН, длина двигателя Д1-195 6,2 м, общий вес 10,9 кН, вес 1м двигателя $P_{взд}$ = 1,758кН, вес 1 м УБТ-178 $P_т$ = 1 ,56 кН. По формуле (24) определяем стабилизирующую длину неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д1 -195 с бурильной колонной УБТ-178 в диапазоне зенитных углов 3.. .90 градусов:

$$L_{ст} = L_т \frac{P_T^{0,5}}{P_{ВЗД}^{0,5}} = L_т \cdot \sqrt{\frac{1,56}{1,758}} = 0,94 \cdot L_т, \text{ м.}$$

где

$L_т$ - длина полуволны бурильной колонны УБТ – 178 (см. таблицу А1), м.

Результаты расчётов даны в таблице Д3.

Таблица Д3 - Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д1-195 с утяжеленной 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_{CT}	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}
1	*2*	3	4	*5*	6	7
1	17,6	16,5	17,3	16,2	16,9	15,9
3	14,9	14,0	14,6	13,7	13,8	13,0

© Музапаров М.Ж., 2005

Продолжение таблицы Д3

1	2	3	4	5	6	7
5	13,4	12,6	13,1	12,3	12,7	11,9
10	11,4	10,7	11,2	10,5	10,9	10,2
15	10,3	9,7	10,2	9,6	10,0	9,4
20	9,8	9,2	9,6	9,0	9,4	8,8
25	9,3	8,7	9,2	8,6	9,1	8,5
30	9,0	8,5	8,9	8,4	8,7	8,2
35	8,8	8,3	8,6	8,1	8,8	8,0
40	8,5	8,0	8,4	7,9	8,3	7,8
45	8,4	7,9	8,2	7,7	8,1	7,6
50	8,2	7,7	8,1	7,6	8,0	7,5
55	7,9	7,4	7,8	7,3	7,7	7,2
60	7,7	7,2	7,6	7,1	7,5	7,0
65	7,5	7,0	7,4	6,95	7,3	6,9
70	7,3	6,9	7,25	6,8	7,2	6,8
75	7,2	6,8	7,15	6,75	7,1	6,7
80	7,1	6,7	7,05	6,6	7,0	6,6
85	7,0	6,6	6,95	6,5	6,9	6,45
90	6,9	6,5	6,85	6,4	6,8	6,4

© Музапаров М.Ж., 2005

Расчёт стабилизирующей длины неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д2-195 с бурильной колонной ТБПВ - 127

Исходные данные: диаметр скважины 216 мм, осевая нагрузка 56, 75 и 93 кН, длина двигателя Д2-195 6,53 м, общий вес 10,79 кН, вес 1 м двигателя $P_{взд}$ = 1,653кН, вес 1 м ТБПВ-127 $P_т$ = 0 ,325 кН. По формуле (24) определяем стабилизирующую длину неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д2 -195 с бурильной колонной ТБПВ-127 в диапазоне зенитных углов 3.. .90 градусов:

$$L_{ст} = L_т \frac{P_T^{0,5}}{P_{ВЗД}^{0,5}} = L_т \cdot \sqrt{\frac{0,325}{1,653}} = 0,44 \cdot L_т, \text{ м.}$$

где

$L_т$ - длина полуволны бурильной колонны ТБПВ – 127 (см. таблицу А4), м.

Результаты расчётов даны в таблице Д4.

Таблица Д4 - Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д2-195 с бурильной колонной ТБПВ-127 в скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка в килоньютонах (кН)					
	56		75		93 и более	
	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}
1	2	3	4	5	6	7
3	13,8	6,1	13,5	5,9	13,2	5,8

© Музапаров М.Ж., 2005

Продолжение таблицы Д4

1	2	3	4	5	6	7
5	12,8	5,6	12,5	5,5	11.8	5,2
10	11,1	4,9	10,8	4,7	10,1	4,4
15	10,1	4,4	9,8	4,3	9,3	4,1
20	9,59	4,2	9,04	4,0	8,6	3,8
25	9,13	4,0	8,61	3,8	8,1	3,6
30	8,78	3,9	8,28	3,6	7,8	3,4
35	8,55	3,8	8,02	3,5	7,6	3,35
40	8,28	3,6	7,87	3,45	7.5	3,3
45	8,11	3,55	7,74	3,4	7,4	3,25
50	7,94	3,5	7,60	3,35	7,3	3,2
55	7,77	3,4	7,46	3,3	7,2	3,15
60	7,60	3,35	7,28	3,2	7.1	3,1
65	7,55	3,3	7,25	3,2	7,0	3,1
70	7,45	3,3	7,19	3,15	6,9	3,0
75	7,33	3,2	7,09	3,1	6,85	3,0
80	7,25	3,2	7,03	3,1	6,8	3,0
85	7,16	3,15	6,94	3,05	6,75	2,95
90	7,09	3,1	6,87	3,0	6,7	2,95

© Музапаров М.Ж., 2005

Расчёт стабилизирующей длины неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д2-195 с бурильной колонной УБТ-146 в скважине диаметром 216 мм

Исходные данные: диаметр скважины 216 мм, осевая нагрузка 114, 143 и 171кН, длина двигателя Д2-195 6,53 м, общий вес 10,79 кН, вес 1м двигателя $P_{взд}$ = 1,653 кН, вес 1 м УБТ-146 $P_{т}$ = 0 ,96 кН. По формуле (24) определяем стабилизирующую длину неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д2 -195 с бурильной колонной УБТ-146 в диапазоне зенитных углов 3.. .90 градусов:

$$L_{ст} = L_{т} \frac{P_{T}^{0,5}}{P_{ВЗД}^{0,5}} = L_{т} \cdot \sqrt{\frac{0,96}{1,653}} = 0,76 \cdot L_{т}, \text{ м.}$$

где

$L_{т}$ - длина полуволны бурильной колонны УБТ – 146 (см. таблицу А2), м.

Результаты расчётов даны в таблице Д5.

Таблица Д5 - Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д2-195 с бурильной колонной УБТ-146 в скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка в килоньютонах (кН)					
	114		143		171	
	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}
1	2	3	4	5	6	7
1	15,8	12,0	15,7	11,9	15,7	11,9
3	14,3	10,9	14,0	10,6	13,8	10,5

© Музапаров М.Ж., 2005

Продолжение таблицы Д5

1	2	3	4	5	6	7
5	13,2	10,0	12,8	9,7	12.5	9,5
10	11,4	8,65	11,1	8,45	10,8	8,2
15	10,5	8,0	10,2	7,75	9,9	7,5
20	9,7	7,4	9,5	7,2	9,3	7,1
25	9,2	7,0	9,1	6,9	8,9	6,8
30	8,9	6,8	8,8	6,7	8,6	6,4
35	8,7	6,6	8,5	6,45	8,3	6,3
40	8,4	6,4	8,2	6,2	8.1	6,15
45	8,2	6,2	8,1	6,15	8,0	6,1
50	8,1	6,15	7,9	6,0	7,8	5,9
55	7,9	6,0	7,8	5,9	7,7	5,85
60	7,8	5,9	7,7	5,85	7.6	5,8
65	7,7	5,85	7,6	5,8	7,5	5,7
70	7,6	5,8	7,5	5,7	7,4	5,6
75	7,5	5,7	7,4	5,6	7,3	5,55
80	7,4	5,6	7,3	5,55	7,2	5,5
85	7,3	5,55	7,2	5,5	7,1	5,4
90	7,2	5,5	7,1	5,4	7,0	5,3

© Музапаров М.Ж., 2005

Расчёт стабилизирующей длины неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д3-195 с бурильной колонной УБТ-146 в скважине диаметром 216 мм

Исходные данные: диаметр скважины 216 мм, осевая нагрузка 114, 143 и 171кН, длина двигателя Д3-195 6,53 м, общий вес 10,0 кН, вес 1м двигателя $P_{взд}$ = 1,532 кН, вес 1 м УБТ-146 $P_{т}$ = 0 ,96 кН. По формуле (24) определяем стабилизирующую длину неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д3 -195 с бурильной колонной УБТ-146 в диапазоне зенитных углов 3.. .90 градусов:

$$L_{ст} = L_{т}\,\frac{P_{T}^{0,5}}{P_{ВЗД}^{0,5}} = L_{т}\cdot\sqrt{\frac{0,96}{1,532}} = 0,79\cdot L_{т},\ \text{м}.$$

где

$L_{т}$ - длина полуволны бурильной колонны УБТ – 146 (см. таблицу А2), м.

Результаты расчётов даны в таблице Д6.

Таблица Д6 - Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д3-195 с бурильной колонной УБТ-146 в скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка в килоньютонах (кН)					
	114		143		171	
	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}
1	2	3	4	5	6	7
1	15,8	12,5	15,7	12,4	15,7	12,4
3	14,3	11,3	14,0	11,05	13,8	10,9

© Музапаров М.Ж., 2005

Продолжение таблицы Д6

1	2	3	4	5	6	7
5	13,2	10,4	12,8	10,1	12.5	9,9
10	11,4	9,0	11,1	8,8	10,8	8,5
15	10,5	8,3	10,2	8,05	9,9	7,8
20	9,7	7,7	9,5	7,5	9,3	7,35
25	9,2	7,3	9,1	7,2	8,9	7,0
30	8,9	7,0	8,8	6,95	8,6	6,8
35	8,7	6,9	8,5	6,7	8,3	6,55
40	8,4	6,6	8,2	6,5	8.1	6,4
45	8,2	6,5	8,1	6,4	8,0	6,3
50	8,1	6,4	7,9	6,2	7,8	6,15
55	7,9	6,2	7,8	6,15	7,7	6,1
60	7,8	6,15	7,7	6,1	7.6	6,0
65	7,7	6,1	7,6	6,0	7,5	5,9
70	7,6	6,0	7,5	5,9	7,4	5,85
75	7,5	5,9	7,4	5,85	7,3	5,8
80	7,4	5,85	7,3	5,8	7,2	5,7
85	7,3	5,8	7,2	5,7	7,1	5,6
90	7,2	5,7	7,1	5,6	7,0	5,5

© Музапаров М.Ж., 2005

Расчёт стабилизирующей длины неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д3-195 с бурильной колонной ТБПВ - 127

Исходные данные: диаметр скважины 216 мм, осевая нагрузка 56, 75 и 93 кН, длина двигателя Д3-195 6,53 м, общий вес 10,0 кН, вес 1 м двигателя $P_{взд}$ = 1,532 кН, вес 1 м ТБПВ-127 $P_т$ = 0 ,325 кН. По формуле (24) определяем стабилизирующую длину неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д3 -195 с бурильной колонной ТБПВ-127 в диапазоне зенитных углов 3.. .90 градусов:

$$L_{ст} = L_т \frac{P_T^{0,5}}{P_{ВЗД}^{0,5}} = L_т \cdot \sqrt{\frac{0,325}{1,532}} = 0,46 \cdot L_т, \text{ м.}$$

где

$L_т$ - длина полуволны бурильной колонны ТБПВ – 127 (см. таблицу А4), м.

Результаты расчётов даны в таблице Д7.

Таблица Д7 - Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д3-195 с бурильной колонной ТБПВ-127 в скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка в килоньютонах (кН)					
	56		75		93 и более	
	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}
1	2	3	4	5	6	7
3	13,8	6,3	13,5	6,2	13,2	6,1
5	12,8	5,9	12,5	5,75	11,8	5,4

© Музапаров М.Ж., 2005

Продолжение таблицы Д7

1	2	3	4	5	6	7
10	11,1	5,1	10,8	5,0	10,1	4,6
15	10,1	4,6	9,8	4,5	9,3	4,3
20	9,59	4,4	9,04	4,2	8,6	4,0
25	9,13	4,2	8,61	4,0	8, 1	3,7
30	8,78	4,0	8,28	3,8	7,8	3,6
35	8,55	3,9	8,02	3,7	7,6	3,5
40	8,28	3,8	7,87	3,6	7,5	3,45
45	8,11	3,7	7,74	3,55	7,4	3,4
50	7,94	3,65	7,60	3,5	7,3	3,35
55	7,77	3,6	7,46	3,4	7,2	3,3
60	7,60	3,5	7,28	3,35	7,1	3,25
65	7,55	3,45	7,25	3,3	7,0	3,2
70	7,45	3,4	7,19	3,3	6,9	3,15
75	7,33	3,35	7,09	3,25	6,85	3,1
80	7,25	3,3	7,03	3,2	6,8	3,1
85	7,16	3,25	6,94	3,15	6,75	3,1
90	7,09	3,25	6,87	3,15	6,7	3,1

© Музапаров М.Ж., 2005

Расчёт стабилизирующей длины неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя ДС-195 с бурильной колонной ТБПВ - 127

Исходные данные: диаметр скважины 216 мм, осевая нагрузка 56, 75 и 93 кН, длина двигателя ДС-195 9,70 м, общий вес 17,66 кН, вес 1 м двигателя $P_{взд}$ = 1,821 кН, вес 1 м ТБПВ-127 $P_т$ = 0 ,325 кН. По формуле (24) определяем стабилизирующую длину неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя ДС -195 с бурильной колонной ТБПВ-127 в диапазоне зенитных углов 3.. .90 градусов:

$$L_{ст} = L_т \frac{P_T^{0,5}}{P_{ВЗД}^{0,5}} = L_т \cdot \sqrt{\frac{0,325}{1,821}} = 0,42 \cdot L_т, \text{ м.}$$

где

$L_т$ - длина полуволны бурильной колонны ТБПВ – 127 (см. таблицу А4), м.

Результаты расчётов даны в таблице Д8.

Таблица Д8 - Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя ДС-195 с бурильной колонной ТБПВ-127 в скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка в килоньютонах (кН)					
	56		75		93 и более	
	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}
1	2	3	4	5	6	7
3	13,8	5,8	13,5	5,7	13,2	5,5
5	12,8	5,4	12,5	5,2	11,8	5,0

© Музапаров М.Ж., 2005

Продолжение таблицы Д8

1	2	3	4	5	6	7
10	11,1	4,7	10,8	4,5	10,1	4,2
15	10,1	4,2	9,8	4,1	9,3	3,9
20	9,59	4,0	9,04	3,8	8,6	3,6
25	9,13	3,8	8,61	3,6	8, 1	3,4
30	8,78	3,7	8,28	3,5	7,8	3,3
35	8,55	3,6	8,02	3,4	7,6	3,2
40	8,28	3,5	7,87	3,3	7,5	3,15
45	8,11	3,4	7,74	3,25	7,4	3,1
50	7,94	3,3	7,60	3,2	7,3	3,05
55	7,77	3,25	7,46	3,1	7,2	3,0
60	7,60	3,2	7,28	3,05	7,1	2,95
65	7,55	3,15	7,25	3,0	7,0	2,9
70	7,45	3,1	7,19	3,0	6,9	2,9
75	7,33	3,05	7,09	2,25	6,85	2,85
80	7,25	3,0	7,03	2,95	6,8	2,85
85	7,16	3,0	6,94	2,9	6,75	2,8
90	7,09	2,95	6,87	2,9	6,7	2,8

© Музапаров М.Ж., 2005

Расчёт стабилизирующей длины неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя ДС-195 с бурильной колонной УБТ-146 в скважине диаметром 216 мм

Исходные данные: диаметр скважины 216 мм, осевая нагрузка 114, 143 и 171кН, длина двигателя ДС-195 9,70 м, общий вес 17,66 кН, вес 1м двигателя $P_{взд}$ = 1,821 кН, вес 1 м УБТ-146 $P_т$ = 0 ,96 кН. По формуле (24) определяем стабилизирующую длину неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя ДС -195 с бурильной колонной УБТ-146 в диапазоне зенитных углов 3.. .90 градусов:

$$L_{ст} = L_т \frac{P_T^{0,5}}{P_{ВЗД}^{0,5}} = L_т \cdot \sqrt{\frac{0,96}{1,821}} = 0,72 \cdot L_т, \text{ м.}$$

где

$L_т$ - длина полуволны бурильной колонны УБТ – 146 (см. таблицу А2), м.

Результаты расчётов даны в таблице Д9.

Таблица Д9 - Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя ДС-195 с бурильной колонной УБТ-146 в скважине диаметром 216 мм

Зенитный угол скважины θ, град	Осевая нагрузка в килоньютонах (кН)					
	114		143		171	
	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}
1	2	3	4	5	6	7
1	15,8	11,4	15,7	11,3	15,7	11,3
3	14,3	10,3	14,0	10,1	13,8	9,9

© Музапаров М.Ж., 2005

Продолжение таблицы Д9

1	2	3	4	5	6	7
5	13,2	9,5	12,8	9,2	12,5	9,0
10	11,4	8,2	11,1	8,0	10,8	7,8
15	10,5	7,55	10,2	7,35	9,9	7,15
20	9,7	7,0	9,5	6,8	9,3	6,7
25	9,2	6,6	9,1	6,55	8,9	6,4
30	8,9	6,4	8,8	6,3	8,6	6,2
35	8,7	6,25	8,5	6,1	8,3	6,0
40	8,4	6,0	8,2	5,9	8.1	5,8
45	8,2	5,9	8,1	5,8	8,0	5,75
50	8,1	5,8	7,9	5,7	7,8	5,6
55	7,9	5,7	7,8	5,6	7,7	5,5
60	7,8	5,6	7,7	5,5	7.6	5,45
65	7,7	5,5	7,6	5,45	7,5	5,4
70	7,6	5,45	7,5	5,4	7,4	5,3
75	7,5	5,4	7,4	5,3	7,3	5,25
80	7,4	5,3	7,3	5,25	7,2	5,2
85	7,3	5,25	7,2	5,2	7,1	5,1
90	7,2	5,2	7,1	5,1	7,0	5,0

© Музапаров М.Ж., 2005

Расчёт стабилизирующей длины неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя ДС-195 с бурильной колонной УБТ-178 в скважине диаметром 216 мм

Исходные данные: диаметр скважины 216 мм, осевая нагрузка 103, 154 и 206кН, длина двигателя ДС-195 9,7 м, общий вес 17,66 кН, вес 1м дви-гателя $P_{взд}$ = 1,821 кН, вес 1 м УБТ-178 $P_т$ = 1 ,56 кН. По формуле (24) определяем стабилизирующую длину неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя ДС -195 с бурильной колонной УБТ-178 в диапазоне зенитных углов 3.. .90 градусов:

$$L_{ст} = L_т \frac{P_T^{0,5}}{P_{ВЗД}^{0,5}} = L_т \cdot \sqrt{\frac{1,56}{1,821}} = 0,92 \cdot L_т, \text{ м.}$$

где

$L_т$ - длина полуволны бурильной колонны УБТ – 178 (см. таблицу А1), м.

Результаты расчётов даны в таблице Д10.

Таблица Д10 - Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д1-195 с утяжеленной 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_{CT}	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}
1	2	3	4	5	6	7
1	17,6	16,2	17,3	15,9	16,9	15,5
3	14,9	13,7	14,6	13,4	13,8	12,7

© Музапаров М.Ж., 2005

Продолжение таблицы Д10

1	2	3	4	5	6	7
5	13,4	12,3	13,1	12,0	12,7	11,7
10	11,4	10,5	11,2	10,3	10,9	10,0
15	10,3	9,5	10,2	9,4	10,0	9,2
20	9,8	9,0	9,6	8,8	9,4	8,6
25	9,3	8,5	9,2	8,45	9,1	8,4
30	9,0	8,3	8,9	8,2	8,7	8,0
40	8,5	7,, 8	8,4	7, 7	8,3	7, 6
45	8,4	7, 7	8,2	7, 5	8,1	7, 45
50	8,2	7, 5	8,1	7, 45	8,0	7, 4
55	7,9	7, 3	7,8	7, 2	7,7	7, 1
60	7,7	7, 1	7,6	7, 0	7,5	6, 9
65	7,5	6, 9	7,4	6, 8	7,3	6, 7
70	7,3	6, 7	7,25	6, 65	7,2	6, 6
75	7,2	6, 6	7,15	6, 55	7,1	6, 5
80	7,1	6, 5	7,05	6, 45	7,0	6,4
85	7,0	6, 4	6,95	6, 35	6,9	6, 3
90	6,9	6, 3	6,85	6, 3	6,8	6, 25

Расчёт стабилизирующей длины неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д2-195 с бурильной колонной УБТ-178 в скважине диаметром 216 мм

Исходные данные: диаметр скважины 216 мм, осевая нагрузка 103, 154 и 206кН, длина двигателя Д2-195 6,53 м, общий вес 10,79 кН, вес 1м двигателя $P_{взд}$ = 1,653кН, вес 1 м УБТ-178 $P_т$ = 1 ,56 кН.

По формуле (24) определяем стабилизирующую длину неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д2 -195 с бурильной колонной УБТ-178 в диапазоне зенитных углов 3.. .90 градусов:

$$L_{ст} = L_т \frac{P_T^{0,5}}{P_{ВЗД}^{0,5}} = L_т \cdot \sqrt{\frac{1,56}{1,653}} = 0,97 \cdot L_т, \text{ м.}$$

где

$L_т$ - длина полуволны бурильной колонны УБТ – 178 (см. таблицу А1), м.

Результаты расчётов даны в таблице Д11.

Таблица Д11 - Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д2-195 с утяжеленной 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_{CT}	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}
1	*2*	3	4	*5*	6	7
1	17,6	17,1	17,3	16,8	16,9	16,4
3	14,9	14,4	14,6	14,2	13,8	13,3

© Музапаров М.Ж., 2005

Продолжение таблицы Д11

1	2	3	4	5	6	7
5	13,4	13,0	13,1	12,7	12,7	12,3
10	11,4	11,1	11,2	10,9	10,9	10,6
15	10,3	10,0	10,2	9,9	10,0	9,7
20	9,8	9,5	9,6	9,3	9,4	9,1
25	9,3	9,0	9,2	8,9	9,1	8,8
30	9,0	8,7	8,9	8,6	8,7	8,4
35	8,8	8,5	8,6	8,3	8,5	8,2
40	8,5	8,2	8,4	8,1	8.3	8,0
45	8,4	8,1	8,2	7,9	8,1	7,8
50	8,2	7,9	8,1	7,8	8,0	7,7
55	7,9	7,7	7,8	7,6	7,7	7,5
60	7,7	7,5	7,6	7,4	7,5	7,3
65	7,5	7,3	7,4	7,2	7,3	7,1
70	7,3	7,1	7,25	7,0	7,2	7,0
75	7,2	7,0	7,15	6,9	7,1	6,9
80	7,1	6,9	7,05	6,8	7,0	6,8
85	7,0	6,8	6,95	6,7	6,9	6,7
90	6,9	6,7	6,85	6,6	6,8	6,6

© Музапаров М.Ж., 2005

Расчёт стабилизирующей длины неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д3-195 с бурильной колонной УБТ-178 в скважине диаметром 216 мм

Исходные данные: диаметр скважины 216 мм, осевая нагрузка 103, 154 и 206кН, длина двигателя Д3-195 6,53 м, общий вес 10,0 кН, вес 1м двигателя $P_{взд}$ = 1,532 кН, вес 1 м УБТ-178 $P_{т}$ = 1 ,56 кН.
По формуле (24) определяем стабилизирующую длину неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д3 -195 с бурильной колонной УБТ-178 в диапазоне зенитных углов 3.. .90 градусов:

$$L_{ст} = L_{т} \frac{P_{T}^{0,5}}{P_{ВЗД}^{0,5}} = L_{т} . \sqrt{\frac{1,56}{1,532}} = 1,01 \cdot L_{т}, \text{ м.}$$

где

$L_{т}$ - длина полуволны бурильной колонны УБТ – 178 (см. таблицу А1), м.

Результаты расчётов даны в таблице Д12.

Таблица Д12 - Стабилизирующая длина неориентируемой компоновки винтового забойного двигателя Д3-195 с утяжеленной 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_{CT}	L_T	L_{CT}	L_T	L_{CT}
1	2	3	4	5	6	7
1	17,6	17,8	17,3	17,5	16,9	17,1
3	14,9	15,05	14,6	14,7	13,8	13,9

© Музапаров М.Ж., 2005

Продолжение таблицы Д12

1	2	3	4	5	6	7
5	13,4	13,5	13,1	13,2	12,7	12,8
10	11,4	11,5	11,2	11,5	10,9	10,0
15	10,3	10,4	10,2	10,3	10,0	10,1
20	9,8	9,9	9,6	9,7	9,4	9,5
25	9,3	9,4	9,2	9,3	9,1	9,2
30	9,0	9,1	8,9	9,0	8,7	8,8
35	8,8	8,9	8,6	8,7	8,5	8,6
40	8,5	8,6	8,4	8,5	8.3	8,4
45	8,4	8,5	8,2	8,3	8,1	8,2
50	8,2	8,3	8,1	8,2	8,0	8,1
55	7,9	8,0	7,8	7,9	7,7	7,8
60	7,7	7,8	7,6	7,7	7,5	7,6
65	7,5	7,6	7,4	7,5	7,3	7,4
70	7,3	7,4	7,25	7,3	7,2	7,3
75	7,2	7,3	7,15	7,2	7,1	7,2
80	7,1	7,2	7,05	7,1	7,0	7,1
85	7,0	7,1	6,95	7,0	6,9	7,0
90	6,9	7,0	6,85	6,9	6,8	6,9

© Музапаров М.Ж., 2005