

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный технический университет
имени К. И. Сатпаева

Кафедра технологии и техники бурения скважин

Б. В. Федоров,
М. Т. Аршидинова,
С. А. Заурбеков

**ИСКРИВЛЕНИЕ СКВАЖИН И
НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ**

Учебное пособие для студентов специальности
В070800 “Нефтегазовое дело”

Рекомендовано научно-методическим советом
Университета в качестве учебного пособия

Алматы 2015

УДК 622.24 (075.8)
ББК 33.13 я 73
Ф 34

Рецензент

Кабдулов С. З., проф., д-р техн. наук.

Печатается по плану издания Министерства образования и науки Республики Казахстан на 2015 г.

Ф 34 Федоров Б. В., Аршидинова М. Т., Заурбеков С. А. Искривление скважин и направленное бурение: Учеб. пособие для студентов специальности В070800 “Нефтегазовое дело”. – Алматы: КазНТУ, 2015. – 153 с.

Илл. – 42, Таблиц – 18, Библиогр. – 12 назв.

ISBN 978-601-228-775-2

Учебное пособие составлено в соответствии с Типовой программой, утвержденной Министерством образования и науки Республики Казахстан и требованиями ГОСО специальности, а также в соответствии с содержанием учебно-методического комплекса дисциплины «Направленное бурение».

Изложен принцип действия приборов для определения скважины в пространстве, современная техника и технология проводки направленных скважин, в том числе кустовое и многозабойное бурение.

Для закрепления знаний, изложенных в пособии, последнее включает практикум по решению 8 задач, связанных с проектированием трасс направленных скважин и технологией их проведения. Для выработки самостоятельности в выполнении задач практикум включает 10 вариантов исходных данных для каждого задания.

УДК 622.24 (075.8)
ББК 33.13 я 73

ISBN 978-601-228-775-2

© Федоров Б. В.,
Аршидинова М. Т.,
Заурбеков С.А. 2015

© КазНТУ, 2015

Учебное издание

ВВЕДЕНИЕ

Одна из основных задач, стоящих перед нефтяной отраслью республики Казахстан – повышение эффективности сооружения разведочных и эксплуатационных скважин. Эффективность этого процесса заключается в повышении технико-экономических показателей буровых работ. Последнее во многом зависит от точности проводки запроектированной траектории скважин.

В настоящее время в республике рядовой глубиной нефтегазовых скважин становится 4000–5000 м и более. В результате повышается вероятность отклонения скважин от проектного направления, что приводит к нарушению сети разведки и разработки месторождений. Забои вертикально пробуренных скважин оказываются смещенными от проектных точек подсечения продуктивных пластов на десятки и сотни метров. Интенсивность искривления скважин в определенных интервалах весьма высока и не соответствует проектному заданию. Стволы подобных скважин имеют недопустимо резкие перегибы, что отрицательно сказывается на креплении и оборудовании скважин подъемными средствами. В таких условиях резко возрастает вероятность возникновения осложнений и аварий.

Для обеспечения проводки скважин в заданном направлении нужно знать причины и закономерности их искривления. Эти знания весьма важны для реализации искусственного отклонения скважин в заданном направлении, т. е. осуществлять направленное бурение – способ сооружения скважин с отклонением от вертикали по заданному направлению.

Наклонно-направленное бурение применяется при бурении скважин на нефть и газ, а также при бурении на твердые полезные ископаемые.

Наиболее эффективное использования наклонно направленного бурения: разработка месторождений в акваториях, в болотистых или сильно пересеченных местностях и в случаях, когда строительство буровых может нарушить условия охраны окружающей среды.

Наклонно направленное бурение применяют также при бурении вспомогательных скважин для глушения открытых фонтанов, при многоствольном бурении или отклонении нижней части ствола вдоль продуктивного горизонта с целью увеличения дренажа, при бурении в обход зон осложненных зон пород и тяжелых аварий.

Первоочередными объектами использования направленных скважин являются:

- морские месторождения углеводородов;
- месторождения на территории с ограниченной возможностью ведения буровых работ;
- залежи высоковязких нефтей при естественном режиме фильтрации;
- низкопроницаемые, неоднородные пласты – коллекторы малой мощности;
- карбонатные коллекторы с вертикальной трещиноватостью;

- переслаивающиеся залежи нефти и газа;
- залежи на поздней стадии разработки.

Основной недостаток направленных скважин – их сравнительно высокая стоимость. В начале 1980-х годов стоимость горизонтальной скважины превышала стоимость вертикальной скважины в 6–8 раз. В конце 1980-х годов это соотношение понизилось до 2–3. По мере накопления опыта бурения в конкретном районе стоимость направленных скважин уменьшается и может приблизиться к стоимости вертикальных скважин. С позиций добычи нефти и газа экономически целесообразно, если извлекаемые запасы из направленной скважины во столько раз больше, во сколько раз дороже направленная скважина по сравнению с вертикальной. При этом упомянутое количество нефти должно быть добыто в более короткие сроки.

Дальнейшее развитие технологии направленного бурения привело к созданию кустового и многозабойного бурения.

Под кустовым бурением понимается способ, при котором устья скважин группируются на общей площадке, а забои находятся в точках, соответствующих проекту разработки месторождения. При кустовом бурении скважин значительно сокращаются строительно-монтажные работы в бурении, уменьшается объем строительства дорог, линии электропередачи, водопроводов и т. д.

Наибольший эффект от кустового бурения обеспечивается в условиях моря и в болотистых местностях. В настоящее время в кустах бурят 18–24 скважин и более. Одна из основных особенностей проводки скважин кустами – необходимость соблюдения условий непересечения стволов скважин.

Сущность многозабойного бурения состоит в том, что из основного ствола скважины с некоторой глубины проводят один или несколько стволов, т. е. основной ствол используется многократно. Полезная же протяженность скважин в продуктивном пласте и, следовательно, зона дренирования (поверхность, фильтрации) возрастают.

В течении десятилетий управляемое направленное бурение доказало свою полезность во многих аспектах использования. Оно позволило эффективно эксплуатировать месторождения нефти и газа, а крупномасштабное морское бурение сделать экономически выгодным.

Область эффективного использования направленного бурения постоянно расширяется. Этот способ широко используется при поисково – разведочном бурении на твердые полезные ископаемые, причем наибольший эффект такая технология дает при разведке глубоко залегающих крутопадающих рудных тел.

Направленное бурение с 70-х годов прошлого века начало применяться для прокладки коммуникаций под дорогами, реками, озерами и т. д. Сущность метода заключается в том, что по заданной траектории под препятствием бурится скважина, в которую укладывается трубопровод. Такой метод имеет целый ряд преимуществ взамен ранее применявшегося

траншейного метода: возможность выполнения работ в стесненных условиях, сжатые сроки строительства, независимость от вида препятствия, надежность защиты трубопровода от внешних механических повреждений.

Вместе с тем применение направленного бурения имеет свои специфические затруднения, связанные в основном со сложными геологическими условиями. Однако технология направленного бурения постоянно совершенствуется, а область применения способа расширяется.

Дисциплина “Направленное бурение” играет важную роль в подготовке бакалавров по специальности 5В070800 “Нефтегазовое дело”. Направленное бурение скважин позволяет с наименьшими затратами времени и средств решать многие проблемы, возникающие при поисках, разведке и эксплуатации нефтегазовых месторождений. Этот способ и соответствующая технология дают возможность пересекать слои пород и продуктивных пластов в наиболее благоприятном направлении, реализует возможность бурить вертикально-наклонные скважины по рациональному профилю, подсекать залежи полезных ископаемых в нескольких точках из одного ствола, т. е. бурить многозабойные и многоярусные скважины.

Цель работы – закрепить знания, полученные студентами на лекциях, путем решения практических задач, охватывающих основные разделы курса “Направленное бурение”.

В соответствии с syllabusом дисциплины учебное пособие содержит методические указания по выполнению восьми практических занятий.

1. ПОЛОЖЕНИЕ СКВАЖИНЫ В ПРОСТРАНСТВЕ И ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

1.1. Определение координат скважины

Ось скважины в общем случае лежит не в одной плоскости, а в пространстве. Это иллюстрируется рис. 1.1.

Из рисунка следует, что начальный интервал $ОКД$ скважины лежит в плоскости R . Затем ось скважины уходит за упомянутую плоскость (интервал $ДМЕ$), а ее заключительный интервал $ЕК$ располагается перед плоскостью R . Для однозначного определения любой точки оси скважины, (например, точки K) служат три координаты: длина отрезка $ОК$, зенитный γ и азимутальный угол α . В случае искривления первая координата из прямоугольного отрезка превращается в дугу, длина которой достаточно точно определяется суммированием длин элементов бурового снаряда, опущенных в скважину до места замера.

Зенитный угол γ – это угол, измеренный в вертикальной плоскости между касательной, проведенной через точку замера к оси скважины (точка K), и вертикалью ($K\delta$ на рис. 1.1, a).

Азимутальный угол (азимут) – это угол, измеренный в горизонтальной плоскости по часовой стрелке, от направления на север (на географический или магнитный полюс) до проекции на упомянутую плоскость. Так, на начальном интервале $ОКД$ скважины лежащем в вертикальной плоскости, его проекция на горизонтальную плоскость W выразится отрезком $О'К'Д'$ (рис. 1.1, b), а азимутальный угол на этом интервале будет α . На участках $ДМЕ$ и $ЕК$ пространственная величина азимутального угла меняется от точки к точке. Поэтому необходимо первоначально спроектировать их на горизонтальную плоскость W , затем провести касательную через точку, где измеряется азимутальный угол α (например, точка M' и касательная $M'I$ на рис. 1, a). Из определения азимутального угла следует, что величина изменяется от 0^0 до 360^0 .

Реже применяются значения азимутального угла с использованием направления на стороны света: север – N (Nord), юг – S (South), запад – W (West), восток – E (East). Для этого круг разделяется на страны света (рис. 1.2), и азимутальный угол измеряется от 0^0 до 90^0 от направления север – юг (NS) учетом склонения (на запад или восток). На рис. 1.2 показаны примеры определения азимутального угла $NE\ 30$, т. е. азимутальный угол равен 30^0 от направления на север, склонение на восток.

1.2. Основные понятия направленного бурения

В технологии направленного бурения используются следующие понятия и термины:

Приращение азимута – разность между азимутами в конце и начале измеряемого интервала ствола скважины.

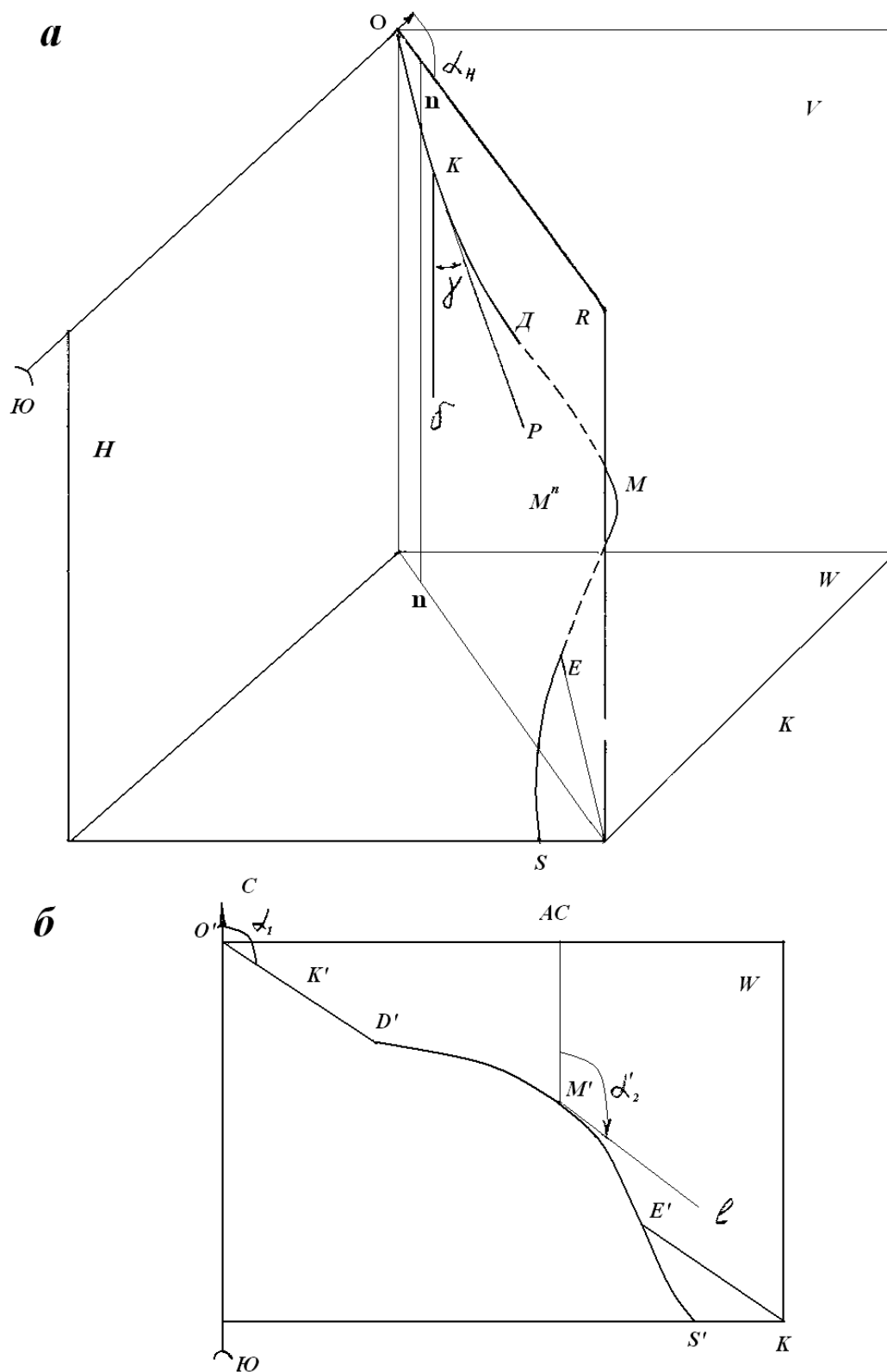


Рис. 1.1. Координаты, определяющие пространственное положение скважины

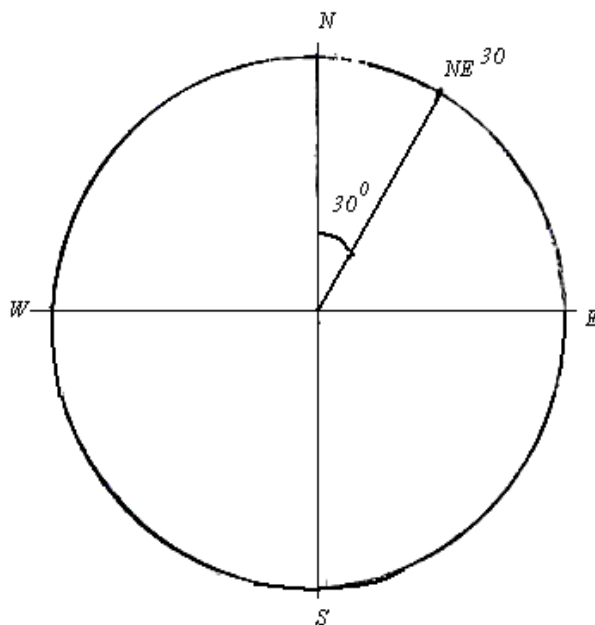


Рис. 1.2. Определение азимутального угла с использованием направлений на стороны света

Приращение зенитного угла – разность между зенитными углами в конце и начале измеряемого интервала бурения.

Угол наклона скважины – угол, образуемый горизонталью и касательной к оси скважины в данной точке.

Апсидальная поверхность – поверхность, образуемая вертикалью при ее скольжении по оси скважины (рис. 1.1, а).

Апсидальная плоскость – вертикальная плоскость, проходящая через касательную к оси скважины в данной точке (рис. 1.3).

Апсидальный угол – угол между нулевой образующей прибора апсидальной плоскостью, измеренный в плоскости, нормальной к скважине. (рис. 1.3).

Искривление скважины – раздельное или одновременное изменение зенитного угла и азимута скважины в процессе бурения.

Плоскость искривления (плоскость кривизны) – плоскость, в которой лежит ось искривленной скважины.

Интенсивность искривления – отношение приращения азимута или зенитного угла на определенном интервале ствола скважины к длине этого интервала. Интенсивность искривления выражается в градусах на 10 и 100 метров.

Радиус кривизны оси скважины – радиус окружности, кривизна которой равна кривизне оси ствола скважины на данном интервале.

Трасса скважины - положение оси скважины в пространстве.

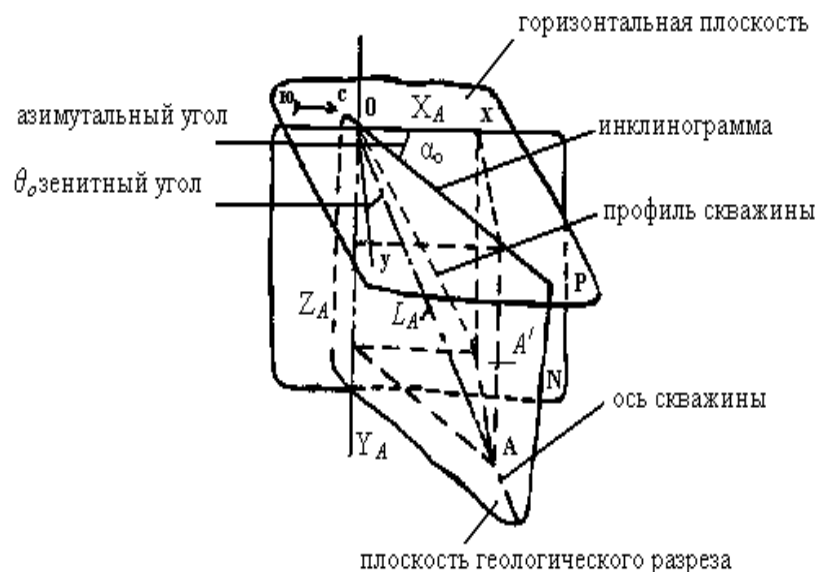


Рис. 1.4. Определение пространственного положения любой точки прямолинейной скважины:

L_A – глубина точки A по стволу скважины; X_A, Y_A, Z_A – координаты точки A

Ориентирование отклонителя – установка отклонителя в заданном направлении, осуществляемое прямым и косвенным методами. При прямом методе (например, метод клина) положение отклонителя в пространстве определяется относительно меридиана точки или репера, координаты которого известны. Угол установка отклонителя (угол поворота отклонителя, угол ориентирования отклонителя) – угол между апсидальной плоскостью и плоскостью действия отклонителя.

Искусственный забой скважины – опора отклонителя, создаваемая искусственным путем в любой точке ствола скважины.

Многозабойное бурение – бурение, при котором из основного ствола скважины задаются один или несколько дополнительных стволов (рис. 1.5).

Основной ствол скважины (начальный ствол скважины) – ствол скважины, из которого забурируется один или несколько дополнительных стволов.

Дополнительный ствол скважины (отклоненный ствол скважины) – отвод многозабойной скважины, пробуренный из основного ствола.

Кустовое бурение – последовательное бурение разведочных скважин, устья которых группируются практически на одной площадке (рис. 1.6).

Многоствольное бурение – бурение двух-трех стволов скважины, осуществляемое одновременно одним станком.

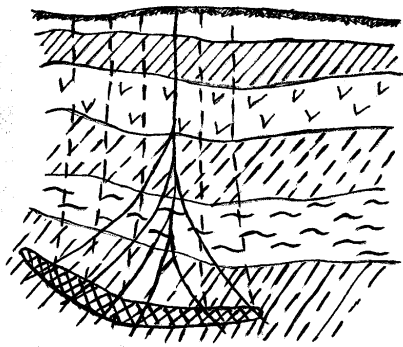


Рис. 1.5. Многозабойная скважина

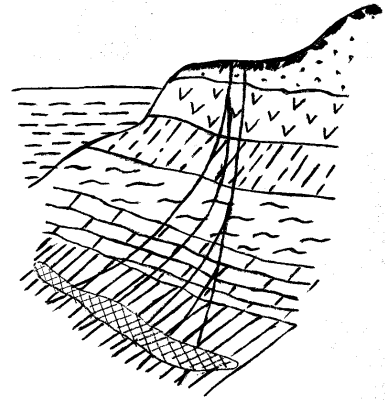


Рис. 1.6. Кустовое бурение

Контрольные вопросы к разделу 1:

1. Дайте определение апсидальной плоскости.
2. Зенитный угол 30^0 , чему равен угол наклона скважины?
3. Дайте определение радиусу кривизны скважины.
4. Что такое трасса скважины?
5. Что такое профиль скважины?

2. ПРИЧИНЫ И МЕХАНИЗМ САМОПРОИЗВОЛЬНОГО ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН

При самопроизвольном искривлении ствола нарушается проектная сетка размещения забоев скважин, затрудняется спуск обсадных колонн, особенно в местах резких искривлений, осложняется глубинно-насосная добыча нефти, осложняются спуско-подъемные операции в результате происходящего желобообразования скважин. Кроме того, удлиняется ствол, расходуется больше мощности на вращение бурильной колонны затрудняется ликвидация аварий, затрудняется контроль нагрузки на долото и увеличивается стоимость сооружения скважины по сравнению со стоимостью условно вертикальной.

На искривление скважины в процессе бурения влияют множество причин, которые можно разделить на три группы: геологические, технологические и технические.

2.1. Геологические причины искривления скважин

К геологическим условиям, вызывающим искривление ствола скважины, относятся: наклонное залегание пластов, анизотропность горных пород, чередование пород, существенно отличающихся твердостью, трещиноватостью, кавернозностью, наличие тектонических нарушений, напряженное состояние пород.

Анизотропия характеризует изменение показателей физико-механические свойств среды в зависимости от направления. Применительно к сооружению скважин анизотропия часто определяется как отношение показателей буримости горных пород в двух взаимно перпендикулярных направлениях.

При переходе из менее твердой породы *I* в более твердую *II* (рис. 2.1) искривление ствола будет зависеть от величины угла падения α_n пластов. Если угол α_n меньше $45-50^\circ$, искривление будет происходить вверх по восстанию пласта *II* (рис. 2.1, *а*). Если последние будут рассланцованы, представлены сложными пропластками, т. е. будут обладать анизотропией, эффект искривления будет усиливаться вследствие стремления скважины занять направление, перпендикулярное напластованию. Если же угол α_n больше 50° , то ствол скважины будет искривляться вниз по падению пласта *II* (рис. 2.1, *б*). Изменяется также азимут скважины. При обратном переходе (из твердых пород в мягкие) скважина искривляется также в сторону твердых пород, но в меньшей степени. Объясняется это тем, что на конечной стадии перехода породоразрушающий инструмент под действием осевой нагрузки скалывает часть твердой породы.

При пересечении вертикальной или наклонной скважиной под острым углом слои пород, перемежающихся по твердости, ствол стремится постепенно занять положение, перпендикулярное к их напластованию.

Искривление скважин в этом случае тем интенсивнее, чем чаще перемежаются пересекаемые слои и чем больше отличаются последние по твердости.

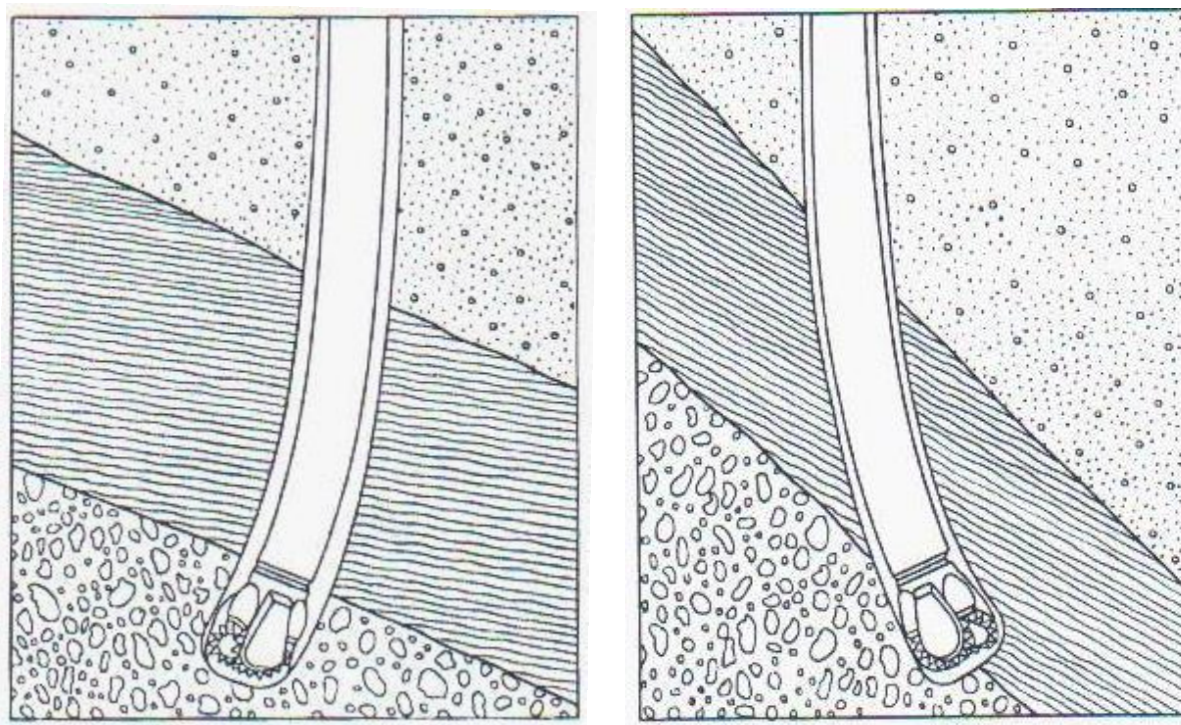


Рис. 2.1. Поведение скважины при бурении пластов анизотропных пород, залегающих наклонно

Направление естественного искривления скважины определяется величиной угла β между плоскостью напластования и осью скважины, который называется углом встречи. При величине последнего более 20° скважина обычно искривляется в направлении, перпендикулярном плоскости напластования пород; если угол встречи менее 20° , искривление происходит в направлении, параллельном плоскости напластования пород.

При пересечении каверн, рыхлых несвязных и плавучих пород ствол скважины искривляется, стремясь под действием веса бурового инструмента занять вертикальное положение.

Наличие в разрезе твердых включений, валунов могут вызвать резкое искривление скважины с изменением ее и зенитного и азимутального направления. Аналогичные незакономерные искривления наблюдаются также при пересечении скважины участков, в которых имеются различные тектонические нарушения.

2.2. Технические причины искривления скважин

К основным техническим причинам искривления относятся:

- несовпадение осей вышки, стола ротора и шахтного направления; негоризонтальность стола ротора и искривленность ведущей трубы; указанные причины искривляют скважину в начале бурения;
- применение породоразрушающих инструментов и элементов КНБК, не предусмотренных режимно – технологической картой;
- эксцентричное или с перекосом соединение отдельных элементов компоновки низа бурильной колонны между собой и долотом, что обуславливает несоосное расположение КНБК со скважиной;
- применение искривленных бурильных труб и несовпадение осей последних с осями соединительных элементов (муфт и замков).

Вышеназванные причины вызывают асимметричное, неравномерное разрушение забоя и в конечном итоге отклонение оси скважины от проектного направления.

2.3. Технологические причины искривления скважин

В эту группу входят причины, обусловленные технологией бурения и, в первую очередь, задаваемые режимные параметры: осевая нагрузка на долото, частота его вращения, расход и качество бурового раствора, а также способ бурения. Наибольшие трудности в борьбе с искривлением скважин возникают при вращательном способе бурения. Вследствие вращения бурильная колонна теряет устойчивость и принимает волнообразную форму. В точках контакта со стенками скважины бурильные трубы и их соединения чаще всего изнашиваются неравномерно, что создает условия для искривления скважины.

Меньшее влияние на искривление оказывает ударно – вращательный способ бурения, так как при его применении значительно снижается частота вращения бурильной колонны и долота, уменьшается величина статической нагрузки на последнее, а ударные импульсы, передаваемые на забой, кратковременны. Еще меньшее влияние на искривление оказывает бурение с использованием забойных двигателей. Но и в этом случае при бурении крутопадающих анизотропных пород скважины искривляются.

Искривлению способствует также всегда имеющие зазоры между бурильной колонной и стенками скважины, причем с увеличением упомянутых зазоров растет боковой перекоз нижней части бурильной колонны, и вероятность ухода трассы бурильной колонны от проектного направления увеличивается. Процесс искривления интенсифицируется с повышением осевой нагрузки. Чрезмерной расход промывочной жидкости в мягких породах вызывает размыв стенок и увеличение диаметра скважины, а это, в свою очередь, служит дополнительным фактором, увеличивающим искривление скважины.

Устранение технологических причин искривления скважин в значительной степени зависит от квалификации бурового персонала.

2.4. Общие закономерности и механизм искривления скважин

Анализ причин искривления скважин показывает, что оно подчиняется определенным закономерностям, но для разных месторождений они различны и могут существенно отличаться. Однако можно сформулировать следующие общие закономерности искривления:

1. В большинстве случаев скважины стремятся занять направление, перпендикулярное слоистости горных пород. По мере приближения к этому направлению интенсивность искривления снижается;
2. Уменьшение зазора между стенками скважины и инструментом приводит к уменьшению искривления;
3. Места установки центрирующих элементов и их диаметр весьма существенно влияют на направление и интенсивность зенитного искривления;
4. Увеличение жесткости инструмента уменьшает искривление скважины, поэтому скважины большего диаметра искривляются менее интенсивно, чем скважины малого диаметра;
5. Увеличение осевой нагрузки приводит к увеличению интенсивности искривления, а повышение частоты вращения колонны бурильных труб – к снижению искривления;
6. Направление и интенсивность азимутального искривления зависят от геологических факторов;
7. Абсолютная величина интенсивности азимутального искривления зависит от зенитного угла скважины. С его увеличением интенсивность азимутального искривления снижается.

Анализ причин естественного искривления скважин показывает, что их можно разделить на две группы:

- субъективные, связанные с технологическими и техническими причинами; эти причины в большинстве своем устранимы;
- объективные, обусловленные геологическими причинами и связанные, главным образом, с неравномерным разрушением породы на забое скважины.

Каждая из этих причин проявляется в виде сил и опрокидывающих моментов, действующих на породоразрушающий инструмент. Все эти силы и моменты могут быть приведены к одной равнодействующей и главному моменту. При этом возможны четыре случая:

1. Все силы приводятся к равнодействующей, совпадающей с осью скважины, момент отсутствует (рис. 2.2, а). В этом случае обеспечивается бурение прямолинейной скважины. Таким образом, если искривление нежелательно, то необходимо создать вышеприведенные условия, что, однако, труднодостижимо;
2. Все силы приводятся к равнодействующей R , направленной под углом к оси скважины, момент отсутствует (рис. 2.2, б). Под действием боковой составляющей F равнодействующей силы R происходит

фрезерование стенки скважины, а, следовательно, искривление. Интенсивность искривления зависит от физико-механических свойств пород, боковой фрезерующей способности долота, механической скорости бурения и других факторов. Следует отметить, что при искривлении только за счет фрезерования стенки скважины имеют место резкие перегибы ствола, что приводит к посадкам инструмента при спуске и требует дополнительной проработки скважины;

3. Все силы приводятся к равнодействующей, совпадающей с осью породоразрушающего инструмента и к опрокидывающему моменту, образованному парой сил P (рис. 2.2, в). Вследствие этого между осью скважины и осью инструмента образуется некоторый угол δ , в результате чего и происходит искривление. Интенсивность искривления в этом случае практически не зависит от физико-механических свойств горных пород и фрезерующей способности долота, ось скважины представляет собой плавную линию близкую к дуге окружности, что облегчает все последующие работы;

4. Все силы приводятся к равнодействующей, не совпадающей с осью скважины, и к опрокидывающему моменту (рис. 2.2, г). В этом случае искривление скважины происходит за счет совместного действия фрезерования стенки скважины и наклонного положения инструмента относительно оси скважины.

Возникновение вышеуказанных сил и моментов, действующих на породоразрушающий инструмент, происходит из-за множества причин, которые были рассмотрены выше.

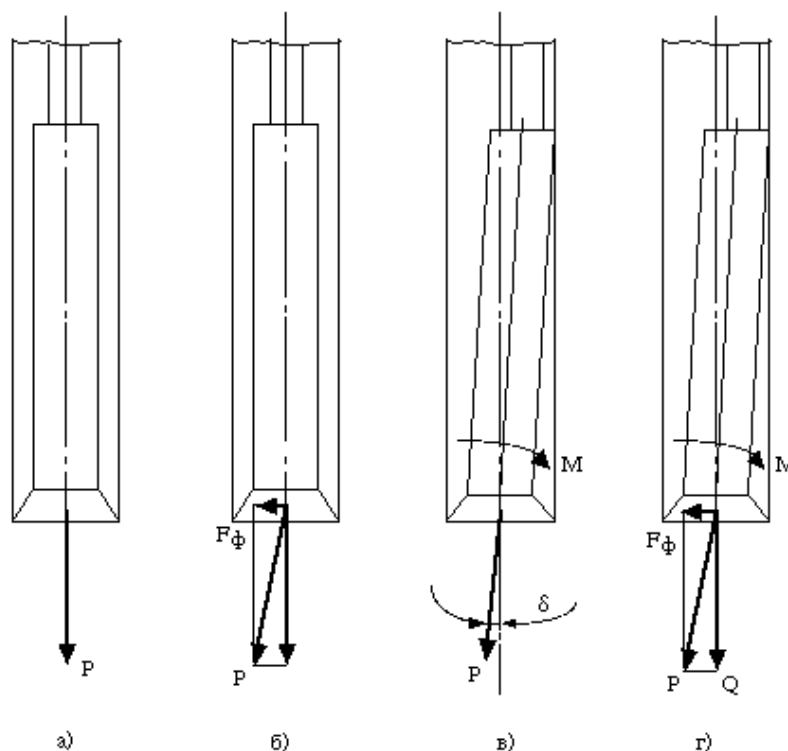


Рис. 2.2. Механизм искривления скважин

2.5. Профилактика самопроизвольного искривления скважин

Рассмотренные закономерности искривления скважин по геологическим причинам на конкретном месторождении позволяют использовать так называемый метод буровых трасс для качественной проводки направленной скважины. Сущность метода заключается в переносе точки заложения скважины на величину отхода забоя от проектной точки, вызванного геологическими причинами, в направлении, противоположенном направлению этого отхода. Это дает возможность, не изменяя технологии бурения и используя влияние геологических причин искривления, привести забой скважины в заданный круг допуска.

Если самопроизвольное искривление скважины уже произошло, то вернуть скважину на проектную трассу необходимо технико-технологическими средствами направленного бурения: способ бурения, компоновка низа бурильной колонны, отклонители и методы их ориентирования и т. д.

Для исключения или снижения влияния технических и технологических причин самопроизвольного искривления скважин следует:

- увеличить жесткость низа бурильной колонны;
- уменьшить до минимума зазоры между центраторами и стенками скважины, для чего необходимо устанавливать не менее 2 полноразмерных центраторов;
- увеличивать механическую скорость бурения;
- периодически вращать бурильную колонну (при использовании забойных двигателей);

Для увеличения жесткости низа бурильной колонны необходимо применять УБТ возможно большего диаметра и уменьшать зазор между бурильной колонной и стенками скважины. Увеличение осевой нагрузки приводит к повышению технико-экономических показателей процесса и уменьшению искривления за счет роста механической скорости бурения.

Снижение вероятности искривления возможно путем создания растягивающих усилий в нижней части бурильной колонны за счет применения расширителей. Для этой же цели могут использоваться двойные УБТ, обладающие большим весом и жесткостью.

Контрольные вопросы к разделу 2:

1. Что такое анизотропия горных пород?
2. Как поведет себя трасса скважины, если угол встречи ее оси с пластом составляет 15° ?
3. Как увеличить жесткость бурильной колонны для предотвращения искривления скважины?
4. Какой процесс происходит, если на породоразрушающий инструмент действует равнодействующая сила, направлена под углом и оси долота, а момент сил отсутствует?

5. Как влияет на искривление скважины большой диаметр бурения и малый поперечный размер бурильной колонны?

3. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОФИЛЕЙ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

3.1. Типы профилей и область их рационального применения

Профиль наклонно направленной скважины выбирается так, чтобы при минимальных затратах средств и времени на ее проходку было обеспечено попадание скважины в заданную точку продуктивного пласта при допустимом отклонении.

Профили скважин классифицируют по количеству интервалов ствола. За интервал принимается участок скважины с неизменной интенсивностью искривления. По указанному признаку профили наклонно направленных скважин подразделяются на двух, трех, четырех, пяти и более интервальные. Кроме того, профили подразделяются на плоские – расположенные в одной вертикальной плоскости, и пространственные, представляющие собой пространственную кривую линию. Далее рассматриваются только плоские профили.

Простейшим с точки зрения геометрии является двухинтервальный профиль (рис. 3.1, *а*), содержащий вертикальный участок и участок набора зенитного угла. Такой тип профиля обеспечивает максимальный отход скважины при прочих равных условиях, но требует постоянного применения специальных компоновок на втором интервале, что приводит к существенному увеличению затрат средств и времени на бурение. Поэтому такой тип профиля в настоящее время применяется сравнительно редко и только тогда, когда имеет место значительное естественное искривление скважин в сторону увеличения зенитного угла.

Трехинтервальный тип профиля, состоящий из вертикального участка, участка набора зенитного угла и третьего участка, имеет две разновидности. В одном случае (рис. 3.1, *б*) – третий участок прямолинейный (участок стабилизации зенитного угла), в другом (рис. 3.1, *в*) – участок малоинтенсивного уменьшения зенитного угла. Трехинтервальные профили рекомендуется применять в тех случаях, когда центрирующие элементы компоновок низа бурильной колонны мало изнашиваются в процессе бурения (сравнительно мягкие, малоабразивные породы). Такие типы профилей позволяют ограничить до минимума время работы с отклонителем и при наименьшем зенитном угле скважины получить сравнительно большое отклонение от вертикали.

Четырехинтервальный тип профиля (рис. 3.1, *г*) включает вертикальный участок, участок набора зенитного угла, участок стабилизации и участок уменьшения зенитного угла. Его применение рекомендуется при значительных отклонениях скважин от вертикали в случае, если по геолого-техническим условиям затруднено безаварийное бурение компоновками с полноразмерными центраторами в нижних интервалах ствола скважины.

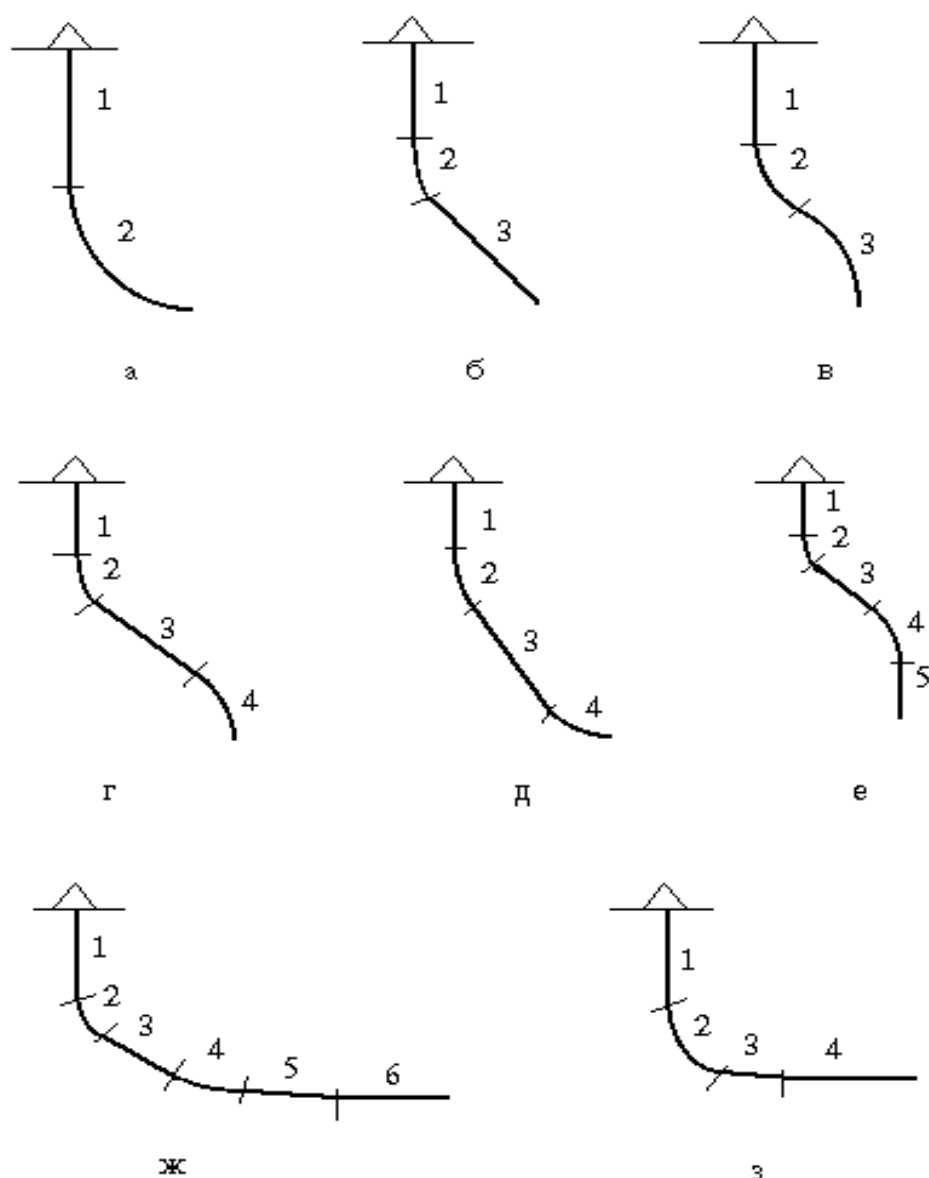


Рис. 3.1. Типы профилей скважин

Редко применяемая на практике разновидность четырехинтервального профиля включает в себя четвертый интервал с малоинтенсивным увеличением зенитного угла (рис. 3.1, д), что обеспечивается применением специальных КНБК. Такая разновидность профиля дает достаточно большой отход скважины и вскрытие продуктивного пласта с зенитным углом скважины при входе в него равным $40-60^{\circ}$. Это позволяет увеличить приток нефти в скважину, однако реализация такого профиля технически затруднена.

При большой глубине скважины в четырехинтервальном типе профиля первой разновидности в конце четвертого интервала зенитный угол может уменьшиться до 0° , что при дальнейшем углублении скважины ведет к появлению пятого вертикального интервала (рис. 3.1, е).

Для обеспечения попадания ствола в заданную точку вскрытия

продуктивного горизонта в реальной практике бурения, профиль скважины может содержать еще несколько дополнительных интервалов, например, набора зенитного угла, его стабилизации и т. д. Поэтому могут быть шести, семи, и более интервальные профили скважин.

Для всех рассмотренных профилей первый участок вертикальный. Ранее выпускались буровые установки, которые позволяли сразу забурить скважину под некоторым углом наклона. В настоящее время в ряде случаев с использованием современных установок наклонный ствол забуривается путем задавливания направления под зенитным углом $3-5^{\circ}$. Это позволяет значительно сократить затраты времени на ориентирование отклонителей в скважине, так как в наклонном стволе эта операция осуществляется намного проще.

В последнее время все большее распространение получает бурение скважин с горизонтальным участком ствола, что позволяет существенно повысить дебит скважин и нефтеотдачу пластов. В практике буровых работ США такие скважины по типу профиля делятся на четыре категории в зависимости от величины радиуса кривизны при переходе от вертикального участка к горизонтальному (большой, средний, малый и сверхмалый радиусы).

Скважины с большим радиусом кривизны имеют интенсивность искривления от 0,6 до 2 град/10 м. С указанными интенсивностями искривления бурится подавляющее большинство наклонно направленных скважин в Западной Сибири. Длина горизонтальной части ствола в этом случае может быть весьма значительной и определяется, главным образом, только сопротивлением продольному перемещению бурильной колонны. Такой тип профиля скважин наиболее подходит для морских месторождений, когда требуется обеспечить добычу из пласта, находящегося на большом расстоянии от платформы.

Интенсивность искривления при бурении со средним радиусом кривизны составляет от 2 до 6 град/10 м. Западными фирмами по такому типу профиля бурится подавляющее большинство скважин с горизонтальным участком ствола. Это обусловлено следующим:

- многие зоны осложнений могут быть разбурены вертикальным стволом и обсажены;
- длина интервалов применения отклонителей существенно меньше, чем для скважин с большим радиусом кривизны;
- точка забуривания искривленного ствола располагается ближе к точке вскрытия продуктивного горизонта, что повышает точность попадания в заданный круг допуска.

Однако проходка таких скважин требует специального инструмента, вписывающегося в принятый радиус кривизны.

Стандартный тип профиля со средним радиусом кривизны (рис. 3.1, ж) содержит наклонный прямолинейный участок 3, длина которого может меняться для обеспечения попадания ствола в заданную точку. Однако если

накоплен значительный опыт бурения таких скважин, то этот участок может быть исключен (рис. 3.1, з). Интервалы 5 (рис. 3.1, ж) и 3 (рис. 3.1, з) имеют интенсивность искривления порядка 1 град/10 м и возникают самопроизвольно вследствие невозможности резкого перехода от криволинейного интервала к прямолинейному даже при применении стабилизирующих компоновок. Длина этих интервалов около 30 м.

При бурении с малым радиусом кривизны интенсивность искривления составляет от 4 до 10 град/м, при этом радиус кривизны находится в пределах от 6 до 15 м. Для бурения таких скважин используется специальный инструмент – гибкие бурильные трубы и УБТ, ведутся работы по созданию гибких забойных двигателей. Основное преимущество такого типа профиля – точный подход скважины к выбранному объекту эксплуатации. Однако при этом низка механическая скорость бурения, отсутствует серийная забойная аппаратура для контроля за положением ствола скважины, и сравнительно невелика длина горизонтального участка. Очевидно, что для более широкого внедрения такого типа профиля требуются дополнительные научные исследования и конструкторские разработки.

Для получения сверхмалых радиусов кривизны (от нескольких сантиметров до 0,6 м) используются высоконапорные струи воды, с помощью которых создаются стволы диаметром 40–70 мм. Этот метод пока применяют только в экспериментальных целях.

Скважины с горизонтальным участком ствола, сооружаемые в Западной Сибири, имеют комбинированный профиль. До кровли продуктивного пласта скважина бурится с интенсивностью искривления до 2 град/10 м (большой радиус кривизны по американской классификации). Зенитный угол скважины доводится при этом до 60–65°. В продуктивном пласте интенсивность искривления ствола составляет 8–10 град/10 м, и зенитный угол доводится до 90°, а далее продолжается бурение горизонтального интервала длиной до 1000 м. Имеется опыт бурения таких скважин при радиусах кривизны 250–460 м.

3.2. Допустимая интенсивность искривления направленных скважин

Выбор необходимой интенсивности искривления ствола производится с учетом нескольких факторов. Очевидно, что при значительной интенсивности искривления, ухудшаются условия эксплуатации всего оборудования и инструмента, при спуске бурильных и обсадных колонн возможны посадки и образование желоба. Однако длина интервала искривления в этом случае сокращается, что приводит к уменьшению дополнительных затрат времени на бурении с отклонителем. При малой интенсивности искривления затраты за счет увеличения длины интервала бурения с отклонителем существенно выше.

Допустимый радиус кривизны определяется с различных точек зрения. Во-первых, минимально допустимый радиус кривизны ствола

рассчитывается исходя из условий проходимости всего инструмента и оборудования по скважине. При этом учитывается возможен ли спуск инструмента под действием веса, например, колонны бурильных труб. Если принудительный спуск невозможен (спуск на кабеле, тросе), то между инструментом и стенками скважины должен быть зазор, величина которого согласно инструкции принимается равным 1,5–3 мм. В общем случае достаточно точно минимальный радиус кривизны R_{min} с этой точки зрения определяется по формуле:

$$R_{min} = \frac{L^2}{[8 \cdot (D - d - k)]}, \quad (3.1)$$

где L – длина спускаемого инструмента, м; d – его диаметр, м; D – диаметр скважины или внутренний диаметр соответствующей обсадной колонны в зависимости от исходных условий расчета, м; k – необходимый зазор, м.

Во-вторых, чтобы не происходило разрушение стенок скважины при спуско-подъемных операциях, т. е. для исключения желообразования, минимальный радиус искривления R должен удовлетворять следующему условию:

$$R > P \cdot \frac{l}{F_{don}}, \quad (3.2)$$

где P – натяжение бурильной колонны при подъеме инструмента, кН; l – расстояние между замками, м; F_{don} – допустимая сила прижатия замка к стенке скважины, кН.

В мягких породах при глубины скважины до 1000 м $F_{don}=10$ кН; больших глубинах $F_{don}=20\text{--}30$ кН; в крепких породах $F_{don}=40\text{--}50$ кН.

В третьих, для нормальной эксплуатации бурильных и обсадных колонн, т. е. для того, чтобы напряжение в трубах за счет изгиба в искривленных интервалах не превышали допустимых, минимальный радиус кривизны R_{min} должен быть следующим:

$$R_{min} \geq E \cdot \frac{d}{2[\sigma_{изг}]}, \quad (3.3)$$

E – модуль упругости, МПа/мм²; d – наружный диаметр труб, мм; $[\sigma_{изг}]$ – допустимое напряжение изгиба, МПа/мм².

Определив минимальные радиусы по формулам (3.1–3.3) выбирают наибольший, по которому и ведут дальнейшее проектирование.

Нередко минимальный радиус кривизны оговаривается применяемыми инструментами. Например, до недавнего времени в Западной Сибири максимальная интенсивность искривления была ограничена величиной в 2°/10м, что соответствует радиусу кривизны около 285 м, затем эта величина была уменьшена до 1,5°/10 м.

Значительно ограничивается интенсивность искривления ствола в интервале установки насосного оборудования. Согласно инструкции она должна быть не более $3^0/100$ м. Это ограничение связано с тем, что в искривленных участках существенно снижается межремонтный период (МРП) насосного оборудования, который является одним из основных показателей его работы.

3.3. Расчет профиля скважин

Общий порядок расчета профиля скважины сводится к следующему.

1. По ранее пробуренным на месторождении скважинам определяются закономерности искривления и влияние на него различных факторов. Эти данные определяет интенсивность естественного искривления на отдельных интервалах.

2. По схеме кустования или структурной карте и геологическим разрезам определяются проектный азимут скважины, глубина скважины по вертикали и проектное смещение (отход).

3. Определяются конечная глубина верхнего вертикального участка. Очевидно, что чем меньше глубина, на которую производится искусственное искривление скважины, тем меньше общие затраты средств и времени на бурение. С этой точки зрения длина верхнего вертикального участка должна быть минимальной. С другой стороны, искусственное искривление ствола в рыхлых породах затруднено, хотя есть опыт искривления, начиная с глубины 20 м.

Расчет трехинтервального профиля скважины с участком стабилизации. Применение профиля типа *A* (рис. 3.2) позволяет до минимума сократить число рейсов с отклонителем, получить максимальную величину отхода при минимальном значении угла, облегчает и ускоряет спуско–подъемные операции.

Исходные данные: глубина скважины по вертикали – H ; отход забоя скважины от вертикали – A ; длина вертикального участка скважины – H_0 . Общий вид профиля *A* представлен на рис. 3.2.

Требуется определить следующие элементы профиля: $R_1, H_1, H_2, A_1, A_2, \alpha_1, L_{общ}$.

Методика решения. Радиус R_1 можно найти, зная допустимую интенсивность набора угла i . Принимаем $i = 1,5^0/10$ м и менее.

Если $i = 1,5^0/10$ м, то

$$R_1 = \frac{573}{i} = \frac{573}{1,5} = 382 \text{ м.} \quad (3.4)$$

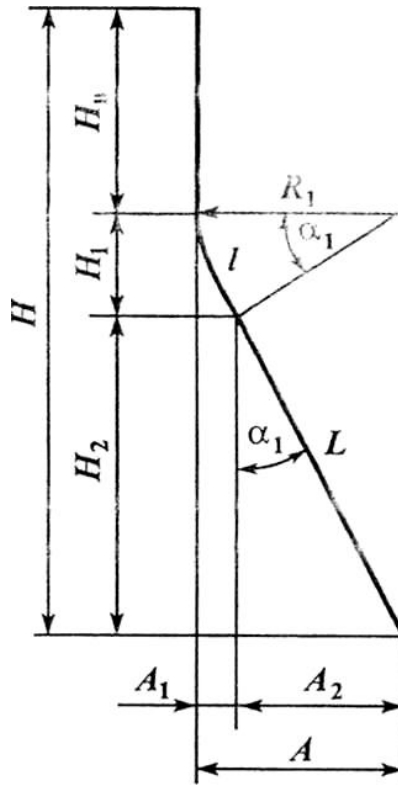


Рис. 3.2. Схема к расчету трехинтервального профиля A с участком стабилизации

Можно найти R_1 и по формуле:

$$R_1 = \frac{0,125 l_{3Д}^2}{0,74(D_Д - D_{3Л}) - \Delta}, \quad (3.5)$$

где $l_{3Д}$ – длина забойного двигателя, $D_Д$ и $D_{3Д}$ – диаметры долота и забойного двигателя, Δ – зазор между стенками скважины и долотом.

Из значений R_1 выбирают большее. В сложных геолого-технических условиях увеличивают R_1 на 20–25 %.

$$H = H_B + H_1 + H_2 = H_B + R_1 \cdot \sin \alpha_1 + L \cdot \cos \alpha_1 \quad (3.6)$$

$$A = A_1 + A_2 = R_1(1 - \cos \alpha_1) + L \cdot \sin \alpha_1.$$

Решая систему двух уравнений относительно α_1 , получим

$$\alpha_1 = \arccos \frac{R_1(R_1 - A) + H_0 \sqrt{H_0^2 + A^2} - 2AR_1}{(R_1 - A)^2 + H_0^2}, \quad (3.7)$$

где $H_0 = H - H_B$.

Общая длина по стволу

$$L_{общ} = H_B + l + L = H_B + 0,01745R_1 \cdot \alpha_1 + (H - H_B - R_1 \sin \alpha_1) / \cos \alpha_1. \quad (3.8)$$

Расчет трехинтервального профиля с участком снижения. Профиль состоит из вертикального участка; участка набора значения зенитного угла; участка снижения значения зенитного угла.

Исходными данными для расчета профиля являются параметры: H , A , H_B , угол в пласт – вертикальный.

Надо определить: R_1 ; H_1 ; H_2 ; A_1 ; A_2 ; α_1 ; R_2 .

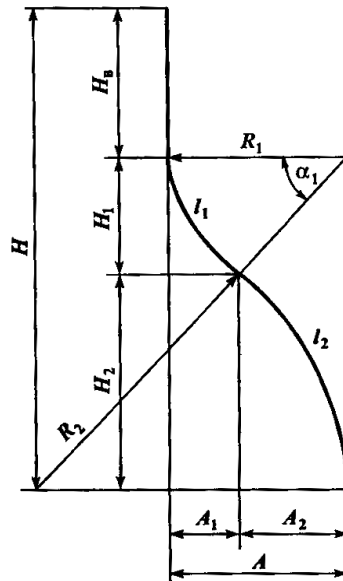


Рис. 3.3. Схема к расчету трехинтервального профиля с участком снижения

Аналогично предыдущему расчету определяем значения R_2

$$R_2 \frac{A^2 + (H - H_1)^2}{2A} - R_1; \quad \alpha_1 = \arcsin \frac{H - H_B}{R_1 + R_2};$$

$$H_1 = R_1 \sin \alpha_1; \quad H_2 = H - H_B - H_1; \quad H_2 = R_2 \sin \alpha_1;$$

$$A_1 = R_1(1 - \cos \alpha_1); \quad A_2 = R_2(1 - \cos \alpha_1);$$

$$l_1 = 0,01745R_1\alpha_1; \quad l_2 = 0,01745R_2\alpha_1$$

$$\text{Проверка: } H = H_B + H_1 + H_2 = H_B + R_1 \sin \alpha_1 + R_2 \sin \alpha_1$$

$$A = R_1(1 - \cos \alpha_1) + R_2(1 - \cos \alpha_1);$$

Общая длина по стволу

$$L_{общ} = H_B + 0,01745R_1\alpha_1 + 0,01745R_2\alpha_2. \quad (3.9)$$

Если же угол входа в продуктивный пласт не равен 0 (т. е. не вертикальный), а равен α_2 , то, задаваясь интенсивностью (темпами) набора и падения зенитных углов i_1 и i_2 , определяем радиусы R_1 и R_2 ;

$$R_2 = \frac{C^2 + (A - B)^2 \cdot \cos^2 \alpha_1}{2(A - B) \cdot \cos \alpha_1}; \quad \alpha_2 = \alpha_1 - \arctg \frac{C}{\sqrt{R_2^2 - C^2}};$$

$$\text{где } C_2 = \frac{H - H_B - R_1 \sin \alpha_1}{\cos \alpha_1} - (A - B) \cdot \sin \alpha_1$$

$$B = R_1(1 - \cos \alpha_1) + (H - H_B - R_1 \sin \alpha_1) \cdot \tg \alpha_1.$$

Расчет четырехинтервального профиля скважин. Профиль состоит из вертикального участка; участка набора значения зенитного угла α_1 ; наклонно прямолинейного участка (или участка стабилизации) и участка малоинтенсивного снижения (падения) значения зенитного угла с входом в продуктивный пласт с углом α_2 .

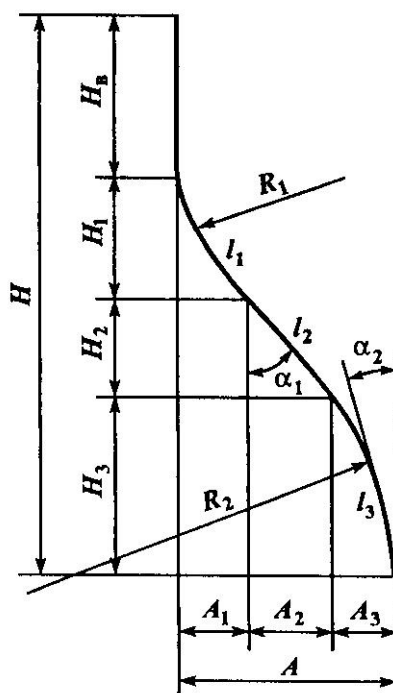


Рис. 3.4. Схема к расчету четырехинтервального профиля скважин

Исходные данные: H_B ; H ; i_1 ; i_2 ; α_1 .

Надо найти: R_1 и R_2 ; $L_{общ}$; вертикальные и горизонтальные проекции α_2 .

Зная i_1 ; i_2 и α_1 находим R_1 и R_2 ;

$$A_1 = R_1(1 - \cos \alpha_1); \quad H_1 = R_1 \sin \alpha_1; \quad l_1 = 0,01745R_1\alpha_1.$$

Определяем α_2 – угол входа в пласт:

$$\cos(\alpha_1 - \alpha_2) = \frac{R_2 - (H - H_B - H_1) \cdot \sin \alpha_1 + (A - A_1) \cdot \cos \alpha_1}{R_1}; \quad (3.10)$$

$$A_3 = R_2 (\cos \alpha_2 - \cos \alpha_1);$$

$$H_3 = 0,01745 R_2 (\alpha_1 - \alpha_2); H_3 = \frac{A_3}{\operatorname{tg}\left(\frac{\alpha_1 + \alpha_2}{2}\right)};$$

$$H_2 = H - H_B + H_1 - H_3; l_2 = \frac{H_2}{\cos \alpha}; A_2 = H_2 \cdot \operatorname{tg} \alpha_1.$$

Проверочный расчет: $A = A_1 + A_2 + A_3$.

3.4. Расчет параметров проектного профиля горизонтальных скважин

Профиль горизонтальной скважины состоит из 2-х сопряженных между собой частей: направляющей части и горизонтального участка. Под направляющей частью профиля следует понимать часть ствола скважины от устья до точки с заданными координатами на кровле или в самом продуктивном пласте, являющимся началом горизонтального участка. Причем, горизонтальным может считаться участок, имеющий в своем начале зенитный угол в $83-85^0$ и более. При проектировании профиля не должно быть перегибов его ствола.

Горизонтальный участок может быть выполнен в виде восходящей или нисходящей дуги окружности, т.е. быть вогнутым или выпуклым, а также прямолинейным или волнообразным. Горизонтальный участок в зависимости от угла падения продуктивного пласта может быть расположен под любым заданным углом α к вертикали, в том числе и под углом 90^0 .

Направляющая часть профиля горизонтальной скважины и ее горизонтальный участок могут рассчитываться отдельно. Однако они должны быть сопряжены друг с другом.

Назначение направляющей части профиля горизонтальной скважины заключается в выведении ствола под определенным углом в точку продуктивного пласта с заданными координатами. Поэтому при расчете этой части профиля горизонтальной скважины кроме проектной глубины и отклонения ствола скважины от вертикали необходимо задавать значение угла на проектной глубине. Кроме того, как правило, задается радиус кривизны участка увеличения зенитного угла скважины.

При дальнейшем изложении приняты следующие условные обозначения (рис. 3.5):

H – проектная глубина направляющей части профиля (глубина горизонтального участка);

A – проектное смещения скважины на проектной глубине;
 θ – зенитный угол на проектной глубине (это угол вхождения в продуктивный пласт);

H_B – длина вертикального участка;

L – длина наклонно прямолинейного участка направляющей части профиля;

H_z – глубина в конце горизонтального участка;

A_z – смещение в конце горизонтального участка;

θ_z – зенитный угол в конце горизонтального участка;

L_z – длина горизонтального участка;

S_g – протяженность горизонтального участка;

γ_1 – угол охвата первого интервала волнообразного горизонтального участка;

T – предельное смещение горизонтального участка в поперечном направлении;

T_1 и T_2 – предельное смещение двухинтервального горизонтального участка в поперечном направлении вверх и вниз соответственно;

θ_i – зенитный угол в конце i -го участка профиля;

R_{z1} и R_{z2} – радиусы кривизны первого и второго интервалов волнообразных участков соответственно;

R_1 – радиус кривизны горизонтального участка.

Методика расчета направляющей части профиля горизонтальной скважины основана на решении системы уравнений проекций участков профиля на вертикальную и горизонтальную оси. При этом расчет профиля и радиуса скважины сводится к определению длины вертикального участка и радиуса кривизны одного из участков или длины тангенциального участка, если он имеется, при заданных остальных параметрах профиля.

Расчет сводится к определению длины вертикального участка H_g и радиуса одного из участков или длины наклонно прямолинейного участка (если он имеется).

Профиль 1 (рис. 3.5).

Исходные данные: H, A, α .

Расчет:

$$H_g = H - \frac{A \sin \alpha}{1 - \cos \alpha}; \quad (3.11)$$

$$R_1 = \frac{H - H_B}{\sin \alpha} \quad (3.12)$$

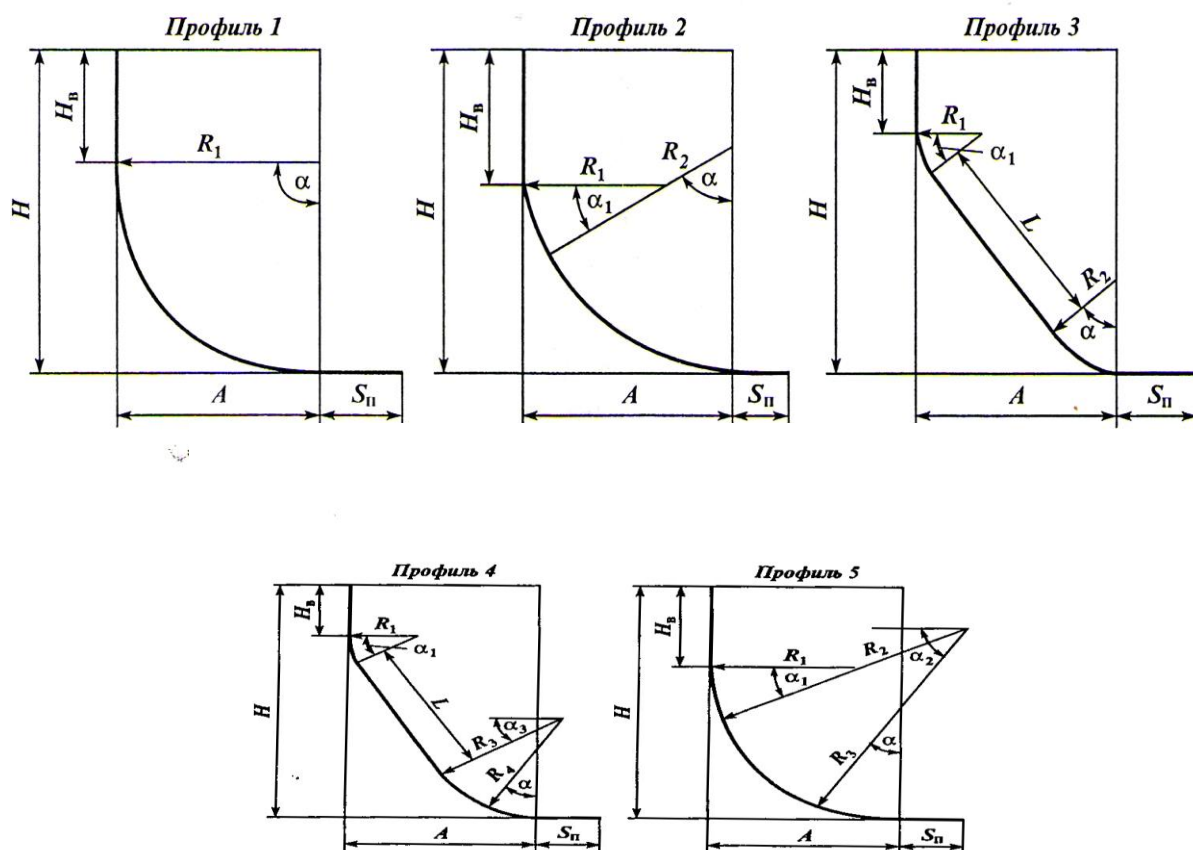


Рис. 3.5. Профили горизонтальных скважин

Профиль 2. (рис. 3.5)

Исходные данные: $H, A, \alpha, \alpha_1, R_1$.

Расчет:

$$H_B = H - R_1 \sin \alpha_1 - R_2 (\sin \alpha - \sin \alpha_1); \quad (3.13)$$

$$R_2 = A - R_1 (1 - \cos \alpha_1) / (\cos \alpha_1 - \cos \alpha); \quad (3.14)$$

Профиль 3 (рис. 3.5)

Исходные данные: $H, A, \alpha, \alpha_1, R_1, R_2$.

Расчет:

$$H_B = H - R_1 \sin \alpha_1 - R_2 \cdot W_1 - L \cdot \cos \alpha_1 \quad (3.15)$$

$$L = \frac{A - (1 - \cos \alpha_1) \cdot R_1 - R_2 V_1}{\sin \alpha} \quad (3.16)$$

где $W_1 = \sin \alpha - \sin \alpha_1$; $V_1 = \cos \alpha_1 - \cos \alpha$;

Профиль 4 (рис.3.5)

Исходные данные: $H, A, \alpha, \alpha_1, R_1, R_2, \alpha_3, R_4$.

Расчет:

$$H_B = H - R_1 \sin \alpha_1 - R_3 W_2 - L \cdot \cos \alpha_1 - R_4 W_3; \quad (3.17)$$

где $W_2 = \sin \alpha_3 - \sin \alpha_1$; $W_3 = \cos \alpha - \cos \alpha_3$;

$$L = \frac{A - (1 - \cos \alpha_1) \cdot R_1 - R_3 \cdot V_2 - R_4 \cdot V_3}{\sin \alpha_1}; \quad (3.18)$$

где $V_2 = \cos \alpha_1 - \cos \alpha_3$; $V_3 = \cos \alpha_3 - \cos \alpha$.

Профиль 5 (рис. 3.5)

Исходные данные: $H, A, \alpha, \alpha_1, R_1, R_3, \alpha_2$.

Расчет:

$$H_B = H - R_1 \sin \alpha_1 - R_2 W_4 - R_3 W_5 \quad (3.19)$$

где $W_4 = \sin \alpha_2 - \sin \alpha_1$; $W_5 = \sin \alpha - \sin \alpha_3$;

$$R_3 = \frac{A - R(1 - \cos \alpha_1)R_2 \cdot V_4}{V_4}, \quad (3.20)$$

где $V_4 = \cos \alpha_1 - \cos \alpha_2$; $V_3 = \cos \alpha_2 - \cos \alpha$.

Вертикальную и горизонтальную проекции, длину каждого участка профиля можно рассчитать с использованием известных формул.

Вертикальную и горизонтальную проекцию, а также длину каждого участка профиля можно рассчитать с использованием известных формул (3.17–3.19).

Методика расчета профиля горизонтального участка скважины учитывает, прежде всего, цель строительства горизонтальной скважины, которая заключается в продольном вскрытии продуктивной части нефтегазосодержащего пласта. Поэтому геометрия горизонтального участка должна соответствовать форма той части пласта, где предполагается расположить горизонтальный участок.

Другими словами, горизонтальный участок должен располагаться вдоль продуктивной части пласта и не выходить за границы его продуктивной части.

Таким образом, основные параметры, определяющие геометрию горизонтального участка, следующие:

θ – зенитный угол в начале горизонтального участка или направляющий угол;

S_n – протяженность горизонтального участка по пласту, т.е. длина проекции горизонтального участка на касательную к началу горизонтального участка;

T_1, T_2 – предельное отклонение горизонтального участка в поперечном направлении.

Прямолинейный горизонтальный участок (см. рис. 3.6, а).

$$\text{Вертикальная проекция: } H_r = S_n \cdot \cos \alpha + H. \quad (3.21)$$

$$\text{Горизонтальная проекция: } A_r = S_n \cdot \sin \alpha + A. \quad (3.22)$$

Горизонтальный участок в виде дуги окружности (рис. 3.6, б, в).

$$\text{Радиус горизонтального участка: } R_r = (S_n^2 + T^2) / 2T. \quad (3.23)$$

$$\text{Вертикальная проекция: } H_r = S_n \cdot \cos \alpha \overset{+}{-} T \cdot \sin \alpha + H. \quad (3.24)$$

$$\text{Горизонтальная проекция: } A_r = S_n \cdot \sin \alpha \overset{+}{-} T \cdot \cos \alpha + A; \quad (3.25)$$

Зенитный угол в конце горизонтального участка

$$\alpha_r = \alpha \overset{+}{-} \arcsin(S_n / R_r). \quad (3.26)$$

Длина горизонтального участка

$$L_1 = \frac{\overset{+}{-} \eta}{-180} (\alpha_r - \alpha) \cdot R_r. \quad (3.27)$$

В формулах знак «+» соответствует вогнутой, знак «-» выпуклой дуге окружности.

Волнообразный участок горизонтальной части ствола скважины (рис. 3.6, г).

Радиус кривизны второго интервала горизонтального участка

$$R_{r2} = (-M - P) / 2T_2^2 \quad (3.28)$$

где

$$M = BT_2 - 2L_n^2(T_1 + T_2);$$

$$P = \sqrt{M^2 - 4T_2^2 \cdot Q}; \quad (3.29)$$

$$B = L_n^2 - (T_1 - T_2)^2 + T_1^2 - 2T_1 \cdot R_{r1}; \quad (3.30)$$

$$Q = L_n^2 \cdot (T_1 + T_2)^2 + B^2 / 4. \quad (3.31)$$

Вертикальная проекция

$$H_r = L_n \cdot \cos \alpha + T_2 \sin \alpha + H. \quad (3.32)$$

Горизонтальная проекция

$$A_r = L_n \cdot \sin \alpha + T_2 \cos \alpha + A. \quad (3.33)$$

Длина проекции первого интервала горизонтального участка на касательную в его начальной точке

$$S_1 = \sqrt{2T(R_{r1} + R_{r1}) - T_1}; \quad (3.34)$$

угол охвата интервала с радиусом R_{r1}

$$\gamma_1 = \arcsin[S_1 - (R_{r1} + R_{r2})]; \quad (3.35)$$

зенитный угол в конце горизонтального участка

$$\alpha_r = \alpha - \arcsin \frac{S_n - S_1}{R_{r2}}.$$

Зная зенитные углы на конце каждого интервала волнообразного участка, а также радиус кривизны, можно рассчитать его длину, используя формулу

$$L_r = \frac{+}{-} \frac{\eta}{180} (\alpha_r - \alpha) \cdot R_r \quad (3.36)$$

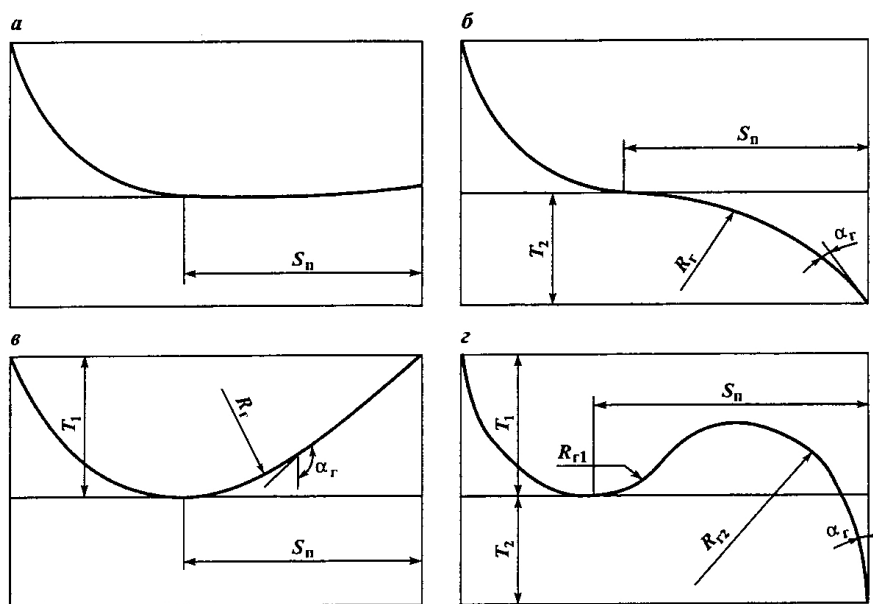


Рис. 3.6. Виды горизонтального участка скважины

3.5. Проектирование профилей скважин с учетом их естественного искривления

Наиболее экономичным является бурение разведочных скважин по так называемому «типовому профилю», рассчитанному по данным средних значений интенсивности естественного искривления скважин, ранее пройденных на данном месторождении при установившейся технологии бурения. Вероятность проведения последующих скважин по проектному типовому профилю определяется методами математической статистики, при этом рассчитывается возможная величина их отклонения от типового профиля. Это дает возможность решить вопрос о необходимости применения искусственных отклонителей для выведения скважины в заданную точку.

Бурение скважин по типовому профилю позволяет получать наиболее высокие скорости бурения при снижении в целом затрат времени и средств на разведку месторождения.

Методика проектирования скважин с учетом закономерностей естественного искривления складывается из следующих этапов работы:

1. Сбор и группировка данных инклинометрических измерений проведенных по глубинам (обычно через 20, 50 м) в ранее пробуренных скважинах. Группировка исходных данных производится по геологическим признакам (однородные толщи с близкими физико-механическими свойствами, с близкими структурными свойствами; сильно перемежающейся породы, анизотропные; перемежающиеся, анизотропные; однородные, слабо анизотропные; близкие или одинаковые элементы залегания и т. п.) и по технико-технологическим признакам (способ бурения, начальный угол заложения скважины, состав бурового снаряда, его размеры, тип породоразрушающего инструмента; технологический режим бурения). Такая группировка данных позволяет объединить скважины, причины и закономерности искривления которых близки и одинаковы;

2. Для каждой группы скважин определяют значения средних арифметических величин зенитных и азимутальных углов или их приращений и средние квадратические отклонения через равные интервалы длины стволов.

Средняя арифметическая величина зенитных и азимутальных углов или приращений рассчитывается по формуле:

$$y = \theta_{\tilde{\alpha}}(\alpha_{\tilde{\alpha}}) = \frac{y_1 + y_2 + \dots + y_n}{n} = \frac{\sum_{i=1}^n y_i}{n}. \quad (3.37)$$

Средняя квадратическое отклонение – по формуле:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (y_i - y)^2}, \quad (3.38)$$

где $y_{1,2,...n}$ – величины зенитных или азимутальных углов (или их приращение) на равных интервалах глубины скважины (например 0, 50, 100, 150 м и т. д.); n – число скважин, участвовавших в выборе (группе) на данном интервале глубин.

3 Отстройка типового профиля – проектной траектории для бурения последующих скважин может производиться графическим или аналитическими способами. При графическом способе сначала рассчитываются по данным средних арифметических величин зенитных углов приращения горизонтального смещения забоя скважины по интервалам глубин:

$$\Delta x_n = (l_n - l_{n-1}) \sin \frac{\theta_n - \theta_{n-1}}{2}. \quad (3.39)$$

Затем по данным расчетов строят горизонтальную и вертикальную проекции трассы скважины (см. раздел 8.1).

Контрольные вопросы к разделу 3:

1 В чем заключается недостатки двухинтервального профиля направленной скважины?

2 Какие достоинства имеет трехинтервальный профиль направленной скважины?

3 Какие преимущества имеет скважина, имеющая горизонтальный участок, проведенный по продуктивному пласту?

4 Из каких соображений определяется минимальный допустимый радиус кривизны ствола скважины?

5 Сущность проектирования траектории скважины с учетом их естественного искривления?

4. МЕТОДЫ И УСТРОЙСТВА КОНТРОЛЯ ТРАЕКТОРИИ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Чтобы определить положение скважины в пространстве, нужны единичные выборочные измерения. Эти измерения часто можно совместить с непродолжительными перерывами в работе бурового станка, в течение вспомогательных операций, например, непосредственно перед подъемом бурильных труб для замены долота. Более прогрессивные системы такие, как контролируемые инструменты или измерительные системы в процессе бурения (MWD), в конкретные моменты времени предоставляют данные о направлении ствола, которые показывают, что происходит на забое в процессе бурения.

Для сервисного обслуживания направленного бурения используют различные системы: от более старых простейших инструментов до новейших, постоянно действующих забойных регистраторов. Наилучшую систему для каждого конкретного случая определяет заказчик с учетом расположения площади, применяемого бурового оборудования, необходимой точности измерений.

В отечественной практике чаще всего применяют приборы с плавиковой кислотой и инклинометры: первые позволяют измерять лишь зенитный угол, а вторые – зенитный угол и азимут направления ствола в точке измерения.

После окончания бурения определенного интервала или всей скважины работники каротажной партии регистрируют с помощью глубинного инклинометра изменения зенитного угла и азимута оси ствола скважины по глубине и строят инклинограмму, на основании которой вычерчивают горизонтальную проекцию ствола скважины с указанием направлений с севера на юг и с запада на восток, отклонения проекции забоя от проекции устья. Иногда на графике указывают характерные глубины резкого изменения азимута или зенитного угла, места аварий.

4.1. Устройства для измерения только зенитного угла скважины

Среди приборов с плавиковой кислотой наиболее распространен сбрасываемый в бурильную колонну аппарат Петросяна, принцип действия которого основан на том, что плавиковая (фтористоводородная) кислота на границе с воздухом протравливает (разъедает) стекло по периметру горизонтального мениска.

Схему действия этого прибора иллюстрирует рис. 4.1. В стальной корпус 1 с крышками помещен на осях 3 с заостренными концами полуцилиндр 5. Его центр тяжести смещен относительно оси корпуса, в результате чего при наклоне прибора полуцилиндр поворачивается на осях 3 до тех пор, пока его центр тяжести не займет низшее положение. В полуцилиндре размещается прямоугольный пенал 6 с резиновой пробкой 4, в

пазы которого вставляют стеклянную пластину. В бурильной колонне прибор центрируется резиновыми кольцами 2.

Перед спуском в скважину пенал наполовину заполняют 20 %-ной плавиковой кислотой и вставляют в полуцилиндр. Собранный прибор помещают в длинную желонку между двумя пружинами, служащими для амортизации толчков (рис. 4.2). В таком виде прибор сбрасывают или опускают на тросе с помощью специальной лебедки в бурильную колонну. После достижения прибором глубины измерения его необходимо оставить в покое на 10–15 мин для протравливания пластины кислотой и после этого извлечь на поверхность. В искривленной скважине пенал прибора повторит наклон оси ствола. При этом полуцилиндр повернется так, что плоскость стеклянной пластины совместится с плоскостью искривления скважины в этой точке и от горизонтального уровня кислоты на пластине протравится след под углом к шлифованной грани пластины, равным зенитному углу скважины.

4.2. Инклинометры для применения в слабомангнитных средах

Для одновременного измерения зенитного и азимутального углов часто используют автономный забойный инклинометр (ЗИ) (рис. 4.3). Прибор имеет измерительную систему, установленную в корпусе, которая состоит из вращающейся рамки 10, на которой расположены буссоль с магнитной стрелкой 13 для измерения азимута ствола скважины в зоне измерения, отвес 8 для измерения зенитного угла и вспомогательный лимб 9 для определения положения отклонителя относительно направления искривления скважины или относительно меридиональной плоскости север-юг.

Вращающаяся рамка эксцентрична относительно оси вращения, поэтому она сама устанавливается в плоскости искривления скважины подобно тому, как это происходит с полуцилиндром в приборе Петросяна.

При спуске в скважину вся измерительная система закрепляется фиксатором 14. В момент посадки прибора на «ножи» на свинцовой печати 1 образуются отпечатки ножей, нижняя часть 4 корпуса прекращает движение, тогда как верхняя часть 7 вместе с измерительной системой продолжает спускаться, надвигаясь на цилиндрический груз 19, который телескопически соединен с обеими частями с помощью пальцев 5 и прорезей 20. При этом диск 15 садится на нажимной шток 17 и освобождает измерительную систему.

Освобожденная рамка инклинометра устанавливается в плоскости искривления скважины, а стрелки буссоли и отвеса занимают положения, соответствующие азимуту и углу наклона скважины в точке измерения.

Нажимной шток 17 имеет специальное гидравлическое реле 16, которое после определенной, заранее заданной и отрегулированной выдержки во времени устраняет нажатие диска.

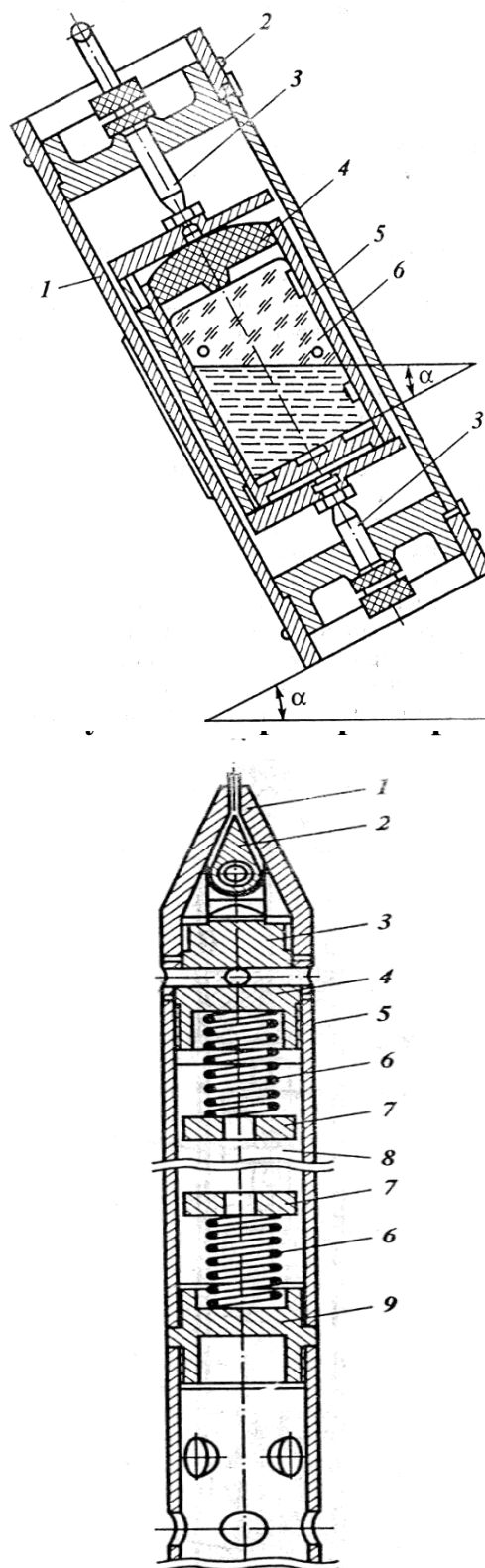


Рис. 4.2. Желонка с прибором Петросяна:

1 – верхнее направление – замок; 2 – «рыбка»; 3 – пробка; 4 – прокладка; 5 – корпус; 6 – пружина; 7 – деревянные диски, между которыми размещается прибор; 8 – место для измерительного прибора; 9 – соединительный ниппель; 10 – труба; 11 – направляющая пробка

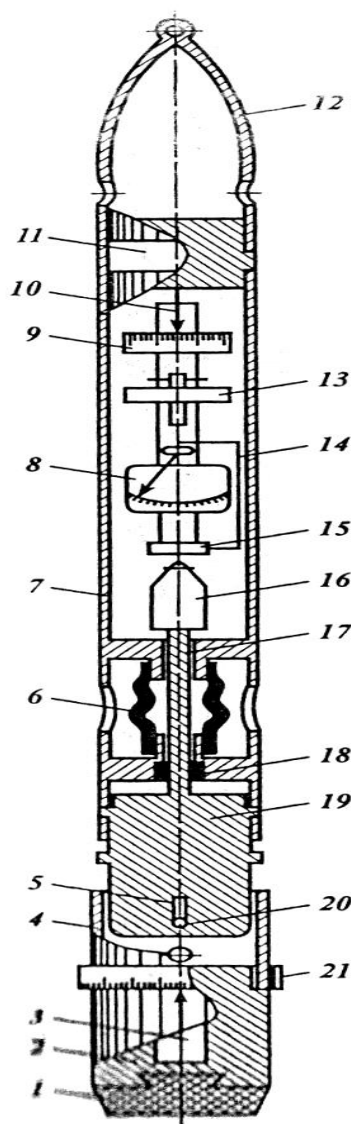


Рис. 4.3. Схема автономного забойного инклинометра

Как только диск 15 возвращается на свое место, фиксатор 14 закрепляет стрелки буссоли и отвеса в тех положениях, которые соответствуют азимуту и зенитному углу искривления в точке измерения. Для проверки правильности показаний инклинометра в стакан 2 можно вставить пробирку 3 с плавиковой кислотой для контрольного измерения угла искривления.

Средняя часть корпуса инклинометра заполнена маслом. Через компенсатор 6 гидростатическое давление столба промывочной жидкости передается на масло, вследствие чего происходит выравнивание давления внутри и снаружи прибора и достигается высокая герметичность сальника 18, штока и резьбовых соединений. Масло оказывает также демпфирующее влияние на стрелки буссоли и отвеса и используется для работы гидравлического реле времени.

На нижней части прибора выполнен кольцевой лимб 21, а вдоль одной из образующих корпуса нанесена глубокая риска 11. Лимбы 9, 21 и риска 11

позволяют связать отпечатки ножей на свинцовой печати с показаниями измерительной системы и провести ориентирование отклонителя.

Инклинометр спускается в бурильную колонну с помощью вспомогательной лебедки на тонком стальном канате, прикрепленном к кольцу колпака 12. Измерение длится 3–5 мин, если не считать времени на спуск и подъем прибора.

Подняв прибор на поверхность, снимают колпак 12 и определяют зенитный угол скважины по показанию стрелки отвеса 8, а азимут – по показанию магнитной стрелки буссоли 13.

В зарубежной практике наиболее простым считают обслуживание с помощью фотографических устройств.

Контролирующие инструменты, применявшиеся ранее, записывают информацию на забое скважины, которую затем, после подъема на поверхность, анализируют.

Фотографическое устройство доставляют в скважину и извлекают из нее одним из трех способов:

устройство может быть спущено в бурильную колонну и извлечено из нее с помощью троса или кабеля малого диаметра;

устройство может быть свободно сброшено в бурильную колонну, а затем извлечено с помощью овершота, спущенного в бурильную колонну на гибком тросе;

устройство может быть свободно сброшено внутрь бурильной колонны и при необходимости (например, для замены долота) извлечено из скважины вместе с поднимаемой бурильной колонной.

Простейшее магнитное устройство фотографирует маятник, подвешенный к фотографическому диску и расположенный над компасом (рис. 4.4). Вращающийся магнитный диск ориентируется на север магнитного поля Земли; маятник установлен вертикально, подобно отвесу 3. Электрический свет, сфокусированный на края диска со светочувствительной пленкой, освещает вертикальную сборку и компас 5. В искривленной скважине проекция вертикально подвешенного маятника не совпадает с центром диска компаса на фотографии.

В результате длительной работы бурильный инструмент намагничивается от магнитного поля Земли в связи, с чем расположенный в нем компас дает искаженные результаты. Чтобы получить качественные магнитные данные, магнитный инструмент должен быть расположен вблизи долота в специальных бурильных трубах, металл которых трудно намагничивается, (например, коррозионно-стойкая сталь или алюминий). Измерительная сборка должна быть расположена достаточно далеко от ближайшего магнитного металла. Длину и число немагнитных участков следует выбирать в зависимости от магнитной ситуации, угла искривления и направления скважины. Если скважина обсажена в местах измерения намагничиваемой стальной колонной, то магнитные измерения в такой скважине невозможны.

Фотографический диск должен быть помещен в камеру, периодически выпускающую импульс света. Таймер, встроенный в сборку устройства, в определенные моменты времени фиксирует маятник и компас, чтобы зафиксировать информацию об их взаимном положении.

Инструментальную сборку спускают в скважину и устанавливают в немагнитной части инструмента. Таймер включает свет, который направлен мимо маятника и фиксирует его на фотографическом диске. После необходимой экспозиции диска свет выключается, и инструмент возвращается в исходное положение. На поверхности диск проявляют и читают информацию.

На рис. 4.5 показана типичная фотография. Угол скважины зависит от того, как далеко от центра находится изображение маятника. В рассматриваемом примере центр изображения маятника находится в окружности, соответствующей 15° в точке 86° на восток от севера по показаниям компаса. Скважина в данной точке углубляется под углом 15° . Это магнитные данные, потому что компас реагирует на магнитный полюс Земли. Север магнитного полюса удален на несколько сотен километров от северного географического полюса. На план направленной скважины наносят на стандартные карты и схемы, базируясь на истинных сведениях, поэтому магнитные данные на диске должны быть откорректированы в географические.

Магнитное устройство для многократных измерений. Проект направленного бурения требует обстоятельного обследования скважины в определенные периоды времени такие, например, как перед спуском обсадной колонны.

Эти сервисные работы используют для построения всей траектории скважины по одиночным измерениям.

При этом применяют магнитное устройство для многократных точечных измерений (рис. 4.6).

Принцип работы многоразового устройства такой же, как и одноразового. Основное различие состоит в том, что оно снабжено встроенной пленкопротяжной камерой с таймером, который автоматически экспонирует и перемещает пленку в определенных интервалах. Результаты исследований анализируют, и сервисная компания представляет их в виде графических материалов.

4.3. Инклинометры для применения в магнитных средах

Обсадные колонны в скважинах, подобно обычному бурильному инструменту и трубам, намагничиваются и выводят из строя магнитный компас. Магнитные исследования становятся невозможными в обсаженных скважинах или открытых стволах, вблизи которых находятся обсаженные скважины, например скважины, пробуренные с морских платформ. Гироскопический многоразовый прибор можно использовать для

управляющих сервисных действий в обсаженных скважинах, вблизи обсаженных стволов или в спущенных в скважину бурильных трубах.

Гироскоп (рис. 4.7) представляет собой диск, установленный так, чтобы он мог быстро вращаться вокруг одной оси (АВ), но свободно менять положение около одной или обеих из двух других взаимно перпендикулярных осей (**КС** и **ЕД**). Инерция вращающегося диска имеет тенденцию удерживать свою ось в установленном направлении, несмотря на то, как поворачиваются другие оси.

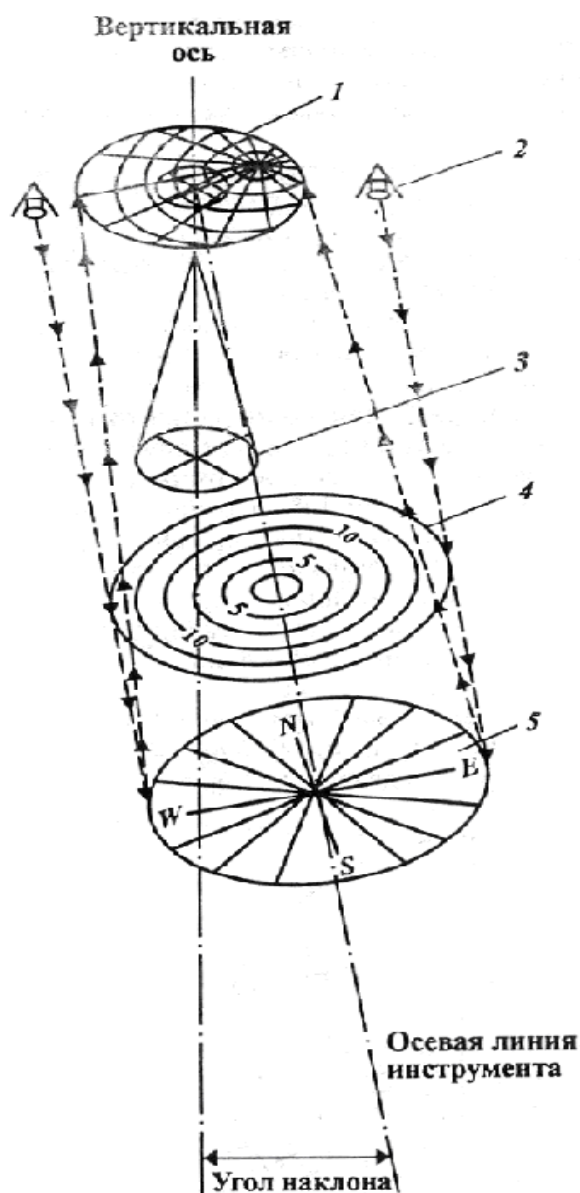


Рис. 4.4. Принцип действия фотографического измерительного прибора:
 1 – изображение на фотографическом диске; 2 – источник света; 3 – отвес;
 4 – собирающая линза; 5 – компас

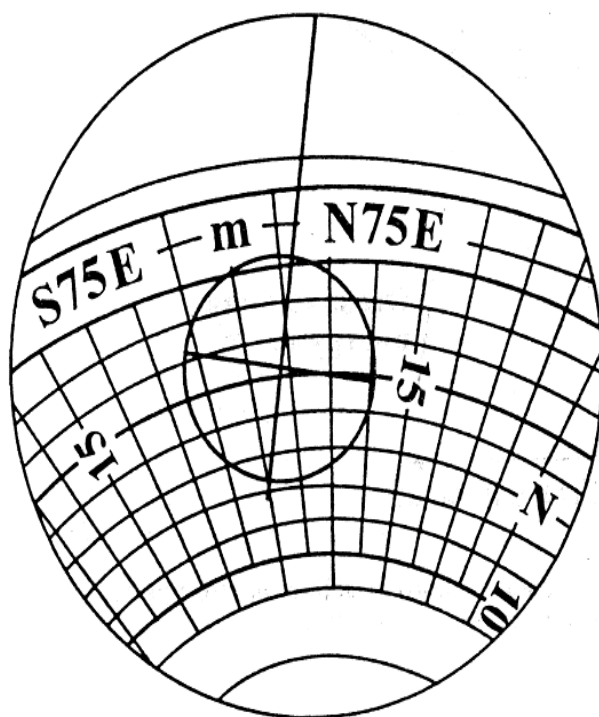


Рис. 4.5. Фотография магнитного диска с проекцией отвеса

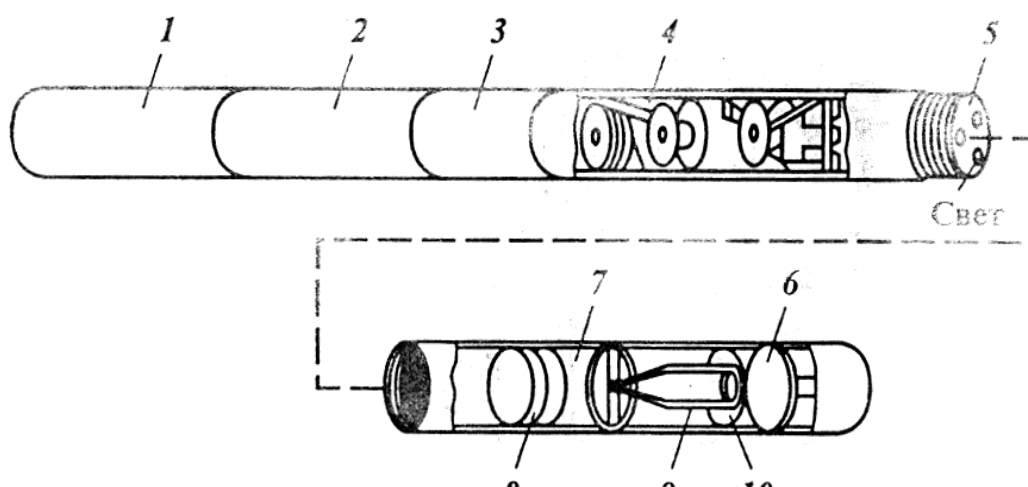


Рис. 4.6. Принцип действия фотографического измерительного прибора:
 1 – батарея; 2 – таймер; 3 – мотор; 4 – камера; 5 – линзы; 6 – шкала;
 7 – жидкость; 8 – стеклянная крышка; 9 – отвес; 10 – фокусирующая линза

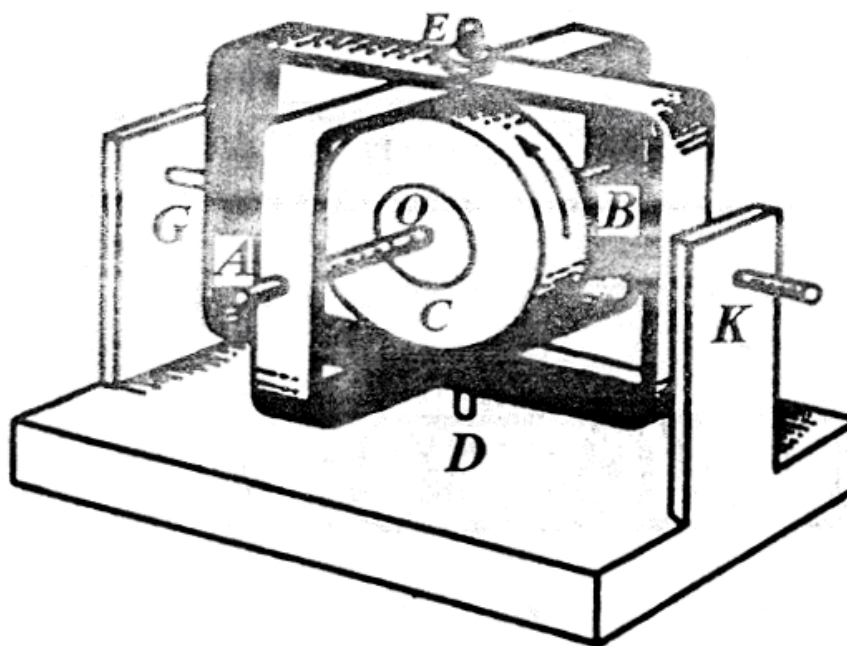


Рис. 4.7. Гирокосп в кардановом подвесе

Гирокомпас в гироскопическом многоразовом приборе представляет собой катушку компаса, шарнирно подсоединенную к гироскопу. Собственно гироскоп – это массивный ротор электрического мотора, вращающийся с частотой $40\,000\text{ мин}^{-1}$. В отличие от магнитного компаса гирокомпас не подвержен влиянию магнитного поля Земли. Однако, так как на гироскопы влияют вибрация и даже легкие удары, их надо опускать в бурильную колонну и извлекать из нее с помощью троса. Гироскоп должен также комплектоваться установкой времени, потому что гироскопы имеют тенденцию дрейфовать постепенно от начального отрегулированного положения. Поэтому желательно проводить измерения при спуске внутрь скважины, а не при подъеме из нее (так же, как и для магнитных приборов).

На рис. 4.8 показана компоновка рабочих частей в гироскопическом приборе. Перед тем как спустить этот прибор в скважину, направляющий визир устанавливают на известное направление (обычно это истинный север). Ротор приводят во вращение с постоянной скоростью электрическим мотором, получающим энергию от батарей или поверхностного источника по кабелю.

Прибор спускают на тросе или кабеле в бурильный инструмент и устанавливают вблизи долота. Подобно магнитному многоразовому устройству, этот прибор выполняет измерения в обозначенных интервалах (рис. 4.9). Крест на каждой фото графии – это изображение маятника, показывающее угол и направление искривления. Стрелка, установленная на гироскопе, указывает направление оси вращения.

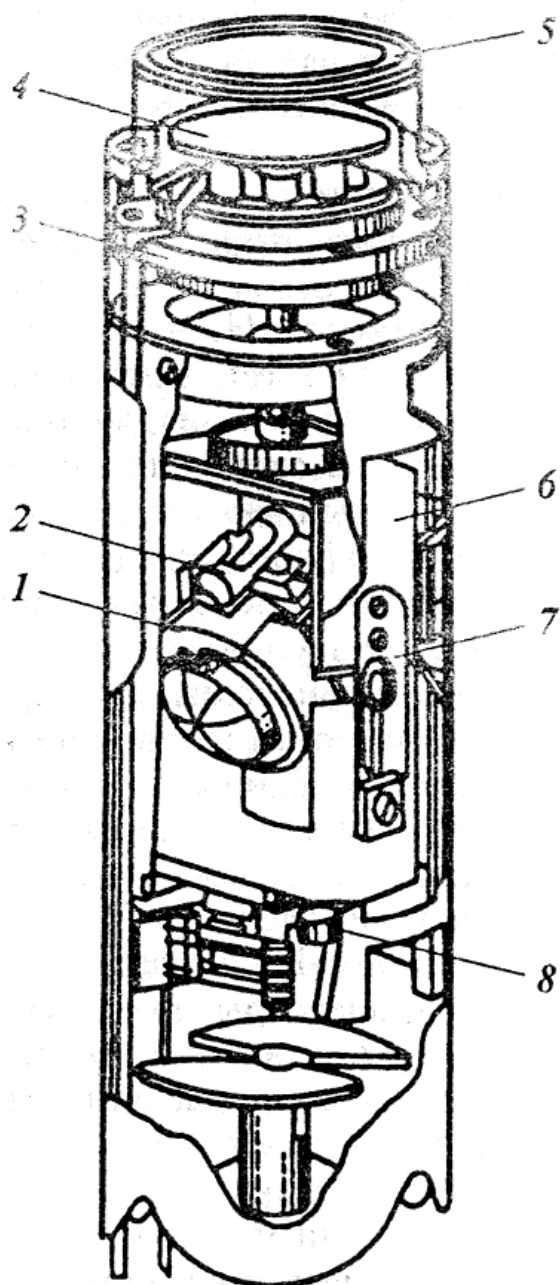


Рис. 4.8. Гироскоп в глубинном инструменте многократного действия:
 1 – сборка мотора для гироскопа; 2 – нивелирующий переключатель; 3 – сборка
 вращающего мотора; 4 – гирокарта; 5 – шкала верньера; 6 – внешний шарнир; 7 –
 внутренняя опора шарнира; 8 – нижняя внешняя опора шарнира

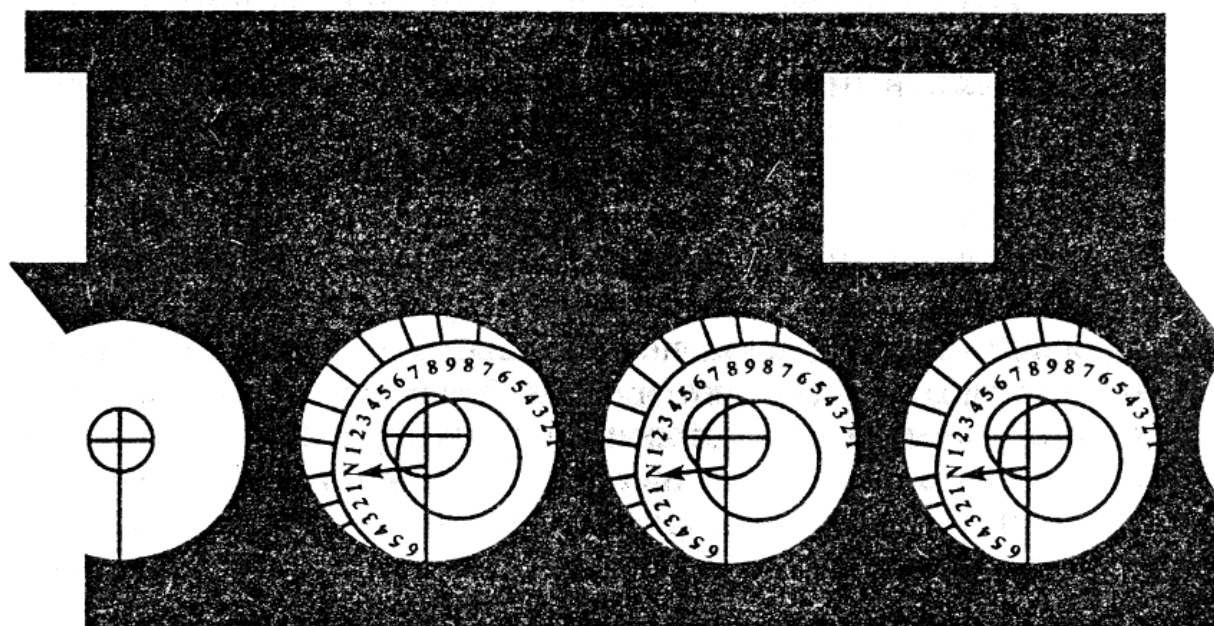


Рис. 4.9. Запись на фото пленке многократных показаний гироскопа

Для измерения в обсаженной скважине или открытом стволе вблизи обсаженных скважин вместо магнитного прибора можно использовать одноразовый гироскопический.

4.4. Забойная телеметрия для определения пространственного положения скважины

Преимущества фотографического обслуживания: его простота и низкая стоимость. Недостатки: необходимость спускать и поднимать прибор или все начинать сначала в случае, если предыдущая попытка оказалась неудачной. Чем дольше бурильный инструмент находится в скважине, тем больше опасность его прихвата. Прибор, который может в короткий срок предоставить расшифрованную информацию (показать, что происходит в момент измерения), хотя первоначально может быть дорогим, в конечном счете, может уменьшить издержки производства.

Телеметрические приборы имеют измерительную глубинную сборку и монитор на поверхности, представляющий считывающее устройство. Данные о направлении скважины должны быть преобразованы в электрические сигналы или в сигналы пульсаций и переданы из скважины на монитор. Одни приборы передают эти сигналы по кабелю, другие – посредством бурового раствора. На буровой площадке портативные компьютеры преобразуют поступающие данные в читаемую форму и показывают их на шкале прибора или на дисплее, иногда в виде таблицы или графика. Круговая шкала дисплея показывает азимут от 0 до 360°.

Глубинная часть телеметрических приборов обычно включает гироскоп или магнитометр.

Кабельная телеметрическая система. Управляющий инструмент – это кабельный телеметрический прибор, который измеряет искривление и направление скважины в процессе ее углубления. Так как в нем используется кабель, управляющий инструмент можно применять только с забойным двигателем, который приводит в действие долото, когда бурильная колонна не вращается (зафиксирована).

Управляющий инструмент включает магнитометры, которые измеряют направление скважины и ее искривление, и устройства поверхностной ориентации. Сигналы от магнитометров передаются по кабелю из скважины на поверхность в компьютер, который конвертирует сигналы и позволяет считывать данные с дисплея. Этот инструмент позволяет как выполнить измерения, так и сориентировать забойный двигатель с отклоняющим устройством для проходки скважины по проектной трассе.

Искривляющий инструмент изменяет курс скважины отводом долота в одну из сторон. Эта сторона инструмента называется «лицом». «Лицо» искривляющего инструмента поворачивают, ориентируя по направлению курса скважины.

Телеметрия посредством пульсаций бурового раствора. Другой тип телеметрической системы передает сигналы из скважины посредством бурового раствора, позволяя бурильщику получать во временной шкале направление и другие параметры скважины без кабеля, и, следовательно, в периоды работ в скважине, связанные с вращением бурильной колонны. Как и другие телеметрические системы, система пульсации бурового раствора имеет два основных блока: забойную сборку, определяющую направление и искривление, и поверхностную сборку, дисплей которой показывает эти данные. Микропроцессор и передатчики в забойной сборке конвертируют измеренные величины в серию пульсаций давления. Положительные импульсы бурового раствора – серия увеличения давления, отрицательные – серия уменьшения давления. Сигналы могут быть переданы на несущей волне подобно радиосигналам. Компьютер на поверхности расшифровывает сигналы и передает их для считывания.

В отечественной практике бурения наклонно направленных скважин чаще всего применяют телеметрические системы типа СТ. Использование телеметрической системы типа СТЭ при электробурении позволяет непрерывно управлять траекторией скважины в пространстве. Глубинные датчики этой системы размещают в корпусах диаметрами 164 и 215 мм (СТЭ 164 и СТЭ215).

Комплект телеметрической системы включает следующие узлы: глубинный блок телеметрической системы (БГТС), глубинное измерительное устройство (УГИ), наземный пульт телеметрической системы (ПНТС), наземное измерительное устройство (УНИ), присоединительный фильтр (ФП). Компонировка аппаратуры типа СТЭ включает скважинное измерительное устройство, спускаемое в скважину, и наземное приемно-регистрирующее устройство. Герметичный контейнер с глубинной

аппаратурой устанавливают над электробуром. В контейнере размещают датчики и электронные преобразователи. Информацию передают по проводному каналу связи на поверхность. В приемном устройстве сигналы, полученные с забоя, преобразуются и поступают на приборы, шкалы которых градуируют в значениях измеряемых величин.

Телеметрическая система типа СТЭ рассчитана на работу при гидростатическом давлении до 80 МПа и температуре окружающей среды до 100⁰ С. Пределы измерений параметров забойных данных: угол наклона 0–110°, азимут 0–360°.

Датчики измерения глубинных параметров скважины размещены в контейнере, который закреплен в корпусе. В контейнере размещены датчики для измерения азимута, угла установки отклонителя и зенитного угла (рис. 4.10). Принцип действия датчика азимута (ДА) основан на применении магнитного чувствительного элемента в виде стержня, устанавливающегося по направлению магнитного меридиана. Чувствительный элемент связан с ротором синусно-косинусного вращающегося трансформатора (СКВТ), работающего в режиме фазовращателя. Компас датчика азимута имеет груз 1 для приведения прибора в горизонтальное положение.

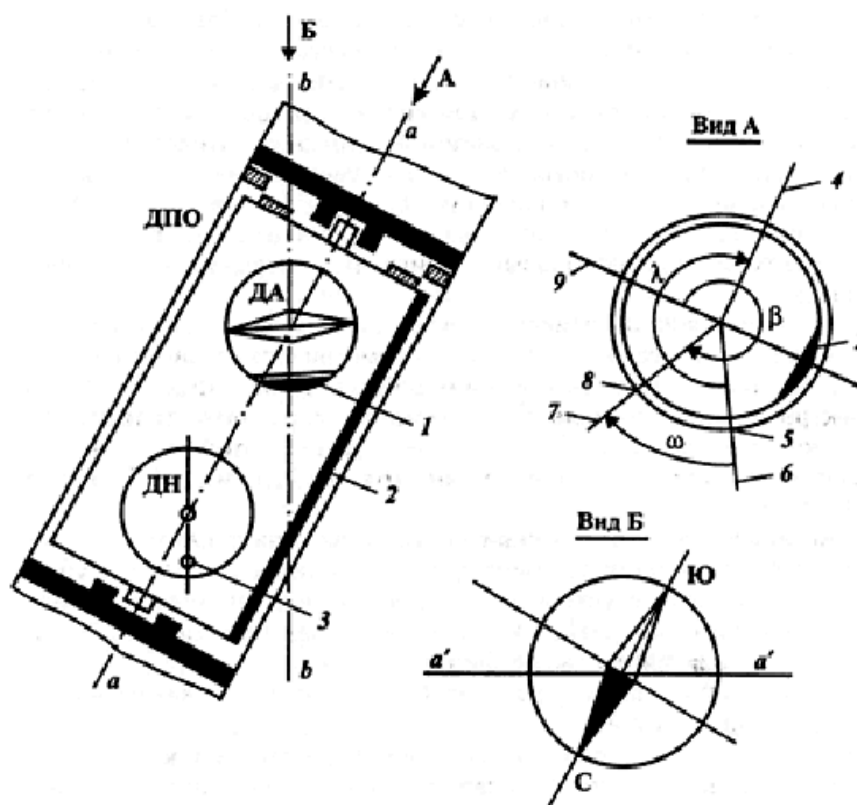


Рис. 4.10. Схема измерительной части телеметрической системы типа СТ:

1, 3 – эксцентрично расположенные грузы датчиков соответственно азимута и зенитного угла; 2 – груз рамы; 4 – заданное направление; 5 – метка отклонителя; 6, 7 – реперная ось соответственно отклонителя и УГИ; 8 – метка «0» УГИ; 9 – след апсидальной плоскости; λ – угол поворота буровой колонны; β – угол установки отклонителя; ω – угол смещения (угол между меткой «0» и «лицом» отклонителя)

Принцип действия датчика наклона (ДН) основан на применении эксцентричного груза 3, центр тяжести которого всегда находится на вертикали, проходящей через ось груза. С осью груза 3 связан ротор СКВТ, преобразующий угол поворота в фазу выходного сигнала, пропорционального зенитному углу скважины. Одному градусу механического поворота ротора соответствует изменение фазы выходного сигнала на 6° .

Принцип действия датчика положения отклонителя (ДПО) основан на повороте рамки с эксцентричным грузом 2 и, укрепленными на ней, ДА и ДН. Груз 2 стабилизирует рамку в апсидальной плоскости. Статор ДПО жестко связан с электронным блоком и немагнитным корпусом телеметрической системы. Угол поворота рамки преобразуется трансформатором в фазу выходного сигнала. Одному градусу поворота соответствует изменение фазы выходного сигнала на 1° .

Пятидесятипериодные сигналы, передаваемые ДН, ДПО и ДА, имеют различную фазу (от 0 до 360°) и в зависимости от изменений измеряемого параметра поступают в глубинный передающий блок. Последний осуществляет последовательный опрос во времени глубинных датчиков, формирует суммарный широтно-импульсный модулированный сигнал и передает его в токопровод электробура.

На базе телеметрической системы типа СТЭ разработаны телеметрические системы типа СТТ, предназначенные для использования при бурении с гидравлическими забойными двигателями (турбобурами и винтовыми забойными двигателями). Телеметрические системы типа СТТ выпускаются диаметрами 172, 190 и 215 мм. Разрабатываются телеметрические системы меньших диаметров, что существенно расширит возможности применения указанных систем в горизонтальном и многозабойном бурении. Связь глубинной аппаратуры с наземной осуществляется по проводному каналу связи сбросового типа, выполненному в виде стандартного каротажного кабеля, который снабжен контактными разъемами. Возможны два варианта спуска линии связи: через уплотнение вертлюга с использованием узла ввода кабеля в вертлюг и через специальное устройство для ввода кабеля (УВК) в составе бурильной колонны.

Глубинное измерительное устройство размещают непосредственно над отклонителем или отрезком УБТ, устанавливаемым для регулирования интенсивности изменения пространственного положения скважины. Внутри измерительного устройства в герметичном контейнере размещены датчики для измерения азимута, зенитного угла и угла установки отклонителя, а также электронные преобразователи для частотного модулирования полученных сигналов и передачи их на поверхность в виде импульсной информации. Информация передается на поверхность по кабельному каналу связи, сбрасываемому через герметизирующее устройство вертлюга. В ходе наращивания инструмента контактный стержень извлекают на поверхность и при дальнейшем бурении ориентирование инструмента повторяют заново.

Наземное оборудование телеметрической системы типа СТТ включает приемно-регистрирующее устройство, в котором сигналы дешифрируют и регистрируют с помощью записывающей аппаратуры. Предварительно в глубинном контейнере сигнал информации усиливается, и через глубинный фильтр верхних частот и наземный присоединительный фильтр вводится в наземный пульт телеметрической системы.

Принцип действия скважинных датчиков и наземной аппаратуры в телеметрических системах для турбинного бурения и для бурения с применением электробуров аналогичен.

В процессе бурения скважины телеметрические системы обеспечивают:

- ориентирование отклоняющих устройств в заданном азимуте с учетом угла закручивания бурильной колонны при забуривании наклонного или горизонтального ствола скважины;
- определение угла закручивания бурильной колонны от реактивного момента забойного двигателя;
- постоянный (периодический) визуальный контроль зенитного угла, азимута и положения отклонителя по приборам наземного пульта, а также запись указанных параметров в процессе бурения.

Контроль траектории ствола скважины осуществляется путем непрерывного измерения азимута, зенитного угла и положения отклонителя.

В практике бурения наклонных скважин в Башкортостане (Россия) успешно применяются электробур с телеметрической системой СТЭ. Система СТЭ позволяет контролировать в процессе бурения величины зенитных, азимутальных углов и положение отклонителя, а также некоторые режимные параметры.

Схема компоновки аппаратуры СТЭ показана на рис. 4.11. Она включает скважинное измерительное устройство и наземное приемно-регистрирующее устройство. Герметичный контейнер с глубинной аппаратурой устанавливается над электробуром. В контейнере находятся датчики и электронные преобразователи. Информация передается по проводному каналу связи на поверхность. В приемном устройстве сигналы, полученные с забоя, преобразуются и поступают на приборы, шкалы которых градуированы в значениях измеряемых величин. Система СТЭ рассчитана на работу при гидростатическом давлении до 80 МПа и температуре окружающей среды до 100 °С. Пределы измерения: зенитный угол 0–110°, азимут 0–360°, угол положения отклонителя 0– 360°, относительная погрешность 2,5 %. Напряжение питания 800–1700 В, потребляемая мощность 200 Вт.

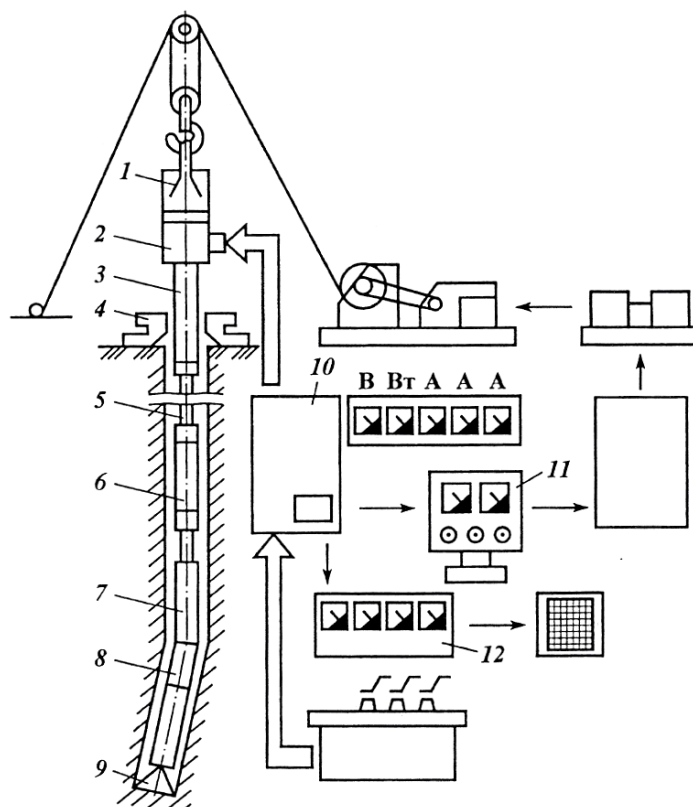


Рис. 4.11. Схема компонентов узлов СТЭ:

- 1 – вертлюг; 2 – токоприемник; 3 – ведущая труба; 4 – ротор буровой установки;
 5 – бурильная колонна; 6 – забойная аппаратура телесистемы; 7 – электробур;
 8 – механизм искривления; 9 – долото; 10 – станция управления и защиты электробура;
 11 – пульт управления; 12 – приемно-регистрирующее устройство СТЭ

Контрольные вопросы к разделу 4:

1. Принцип работы приборов с плавиковой кислотой.
2. Принцип работы забойного магнитометрического инклинометра
3. Принцип работы фотографического измерительного прибора.
4. Состав фотографического инструмента многократного действия.
5. Принцип работы и область применения гироскопического инклинометра.
6. Состав и принцип работы кабельных телеметрических систем.

5. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

Для искусственного искривления скважин или удержания их в требуемом направлении используются различные технические средства. К ним относятся отклонители и компоновки низа бурильной колонны (КНБК).

5.1. Отклонители

Отклоняющий инструмент – это устройство, в составе бурильного инструмента для бурения под углом к оси созданной части ствола. Отклонители заставляют долото бурить в желаемом направлении.

Имеется много отклоняющих инструментов, начиная от примитивного, но надежного клина и кончая современным забойным двигателем.

Выбор инструмента зависит от степени необходимого отклонения, твердости пород, глубины ствола, температуры. Наиболее важные факторы – геологические, так как они не управляются человеком.

Отклоняющие инструменты заставляют долото бурить в предпочтительном направлении, находясь в составе бурильной колонны. Ложок (лицо) инструмента указывает направление, в котором долото имеет тенденцию бурить. Оно обычно маркируется прочерченной линией – рисккой. Ложок, инструмента должен быть ориентирован, т. е. повернут так, чтобы отклонять ствол в требуемом направлении.

Первым отклоняющим инструментом был клин (уипсток), на западе он называется Wipstock. Последний показан на рис. 5.1. Он имеет клиновидный вогнутый ложка, изготовленный из стали, чтобы отклонять вращающееся долото и бурильную колонну. Он искривляет ствол на $2-3^0$ на длине 1,5–3,5 м.

Для искривления скважин клин применяется при роторном способе бурения.

Ряд клиньев (уипстоков) применяют для специальных целей. Неизвлекаемый клин, например, может использоваться с целью обхода предмета, упущенного в скважину. Он остывает на месте в скважине после того, как отклонение выполнено. Извлекаемый уипсток поднимается на поверхность вместе с долотом.

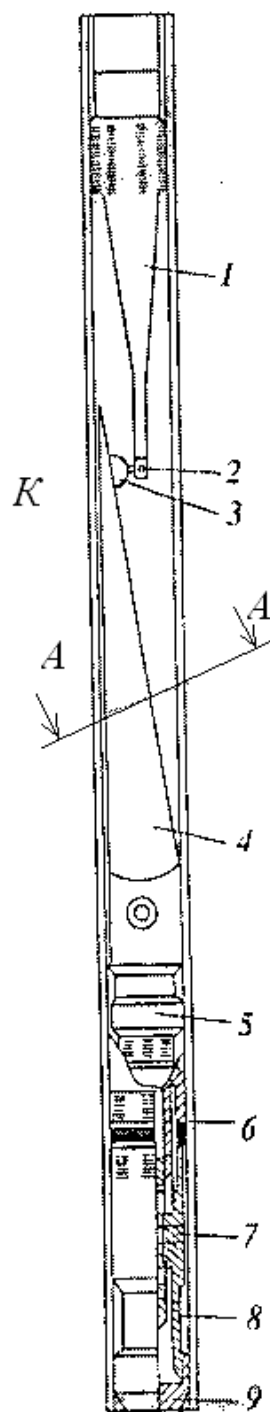


Рис. 5.1. Клин (уипсток): 1 – пусковое устройство; 2 – срезаемая шпилька; 3 – износостойкая «подушка» или выступ; 4 – клин (уипсток); 5 – якорь; 6 – пакер; 7 – центрирующий ключ; 8 – 1,5–2,5 м патрубок; 9 – опорная заглушка

Один из недостатков клина состоит в том, что приходится бурить скважину уменьшенного диаметра, а это требует отдельных операций по расширению ствола (рис. 5.2). Уипсток может также провернуться в стволе и перекрыть его часть.

Другой недостаток клина состоит в том, можно пройти за один рейс лишь 5–7 м ствола скважины. Поэтому клин был вытеснен более сложными направляющими инструментами и теперь используется только в необычных ситуациях.

Наиболее часто в качестве отклонителей используют забойные двигатели турбобуры и винтовые забойные двигатели, которые имеют преимущества при роторном бурении. Основное преимущество их применения состоит в том, что бурильная колонна не вращается в процессе искривления. Отсюда следует, что забойный двигатель бурить скважину полным профилем, так что не требуется ни ее последующее расширение, ни ее калибровка. Его можно использовать для многократных отклонений без извлечения из скважины, а также исправить курс после начала искривления и очищать забой от выбуренного шлама перед началом отклонения.

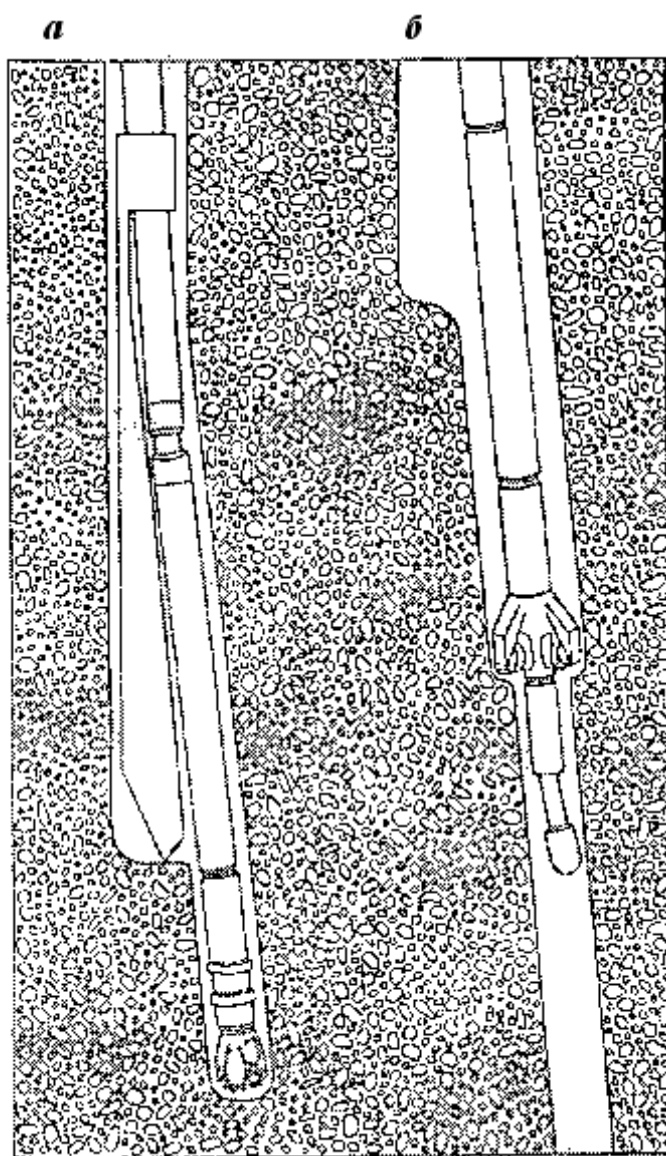


Рис. 5.2. Операции по отклонению ствола скважины уипстоком:
а – забуривание в сторону; б – расширение ствола до требуемого диаметра

При использовании забойных двигателей все технические средства управления искривлением скважин предназначены для создания отклоняющей силы на долоте (процесс фрезерования стенки скважины) и перекоса оси долота относительно оси скважины (процесс асимметричного разрушения забоя). Для создания этих сил на долоте применяют отклоняющие компоновки, главным элементом которых является кривой переводник КП.

С их помощью на породоразрушающем инструменте создается отклоняющая сила, или между осью скважины и осью породоразрушающего инструмента возникает некоторый угол перекоса. Зачастую эти отклоняющие факторы действуют совместно, но какой-либо из них имеет превалирующее значение. При этом доказано, что для любой отклоняющей компоновки при отсутствии прогиба турбобура и разработки ствола скважины при любых соотношениях диаметров долота и турбобура, искривление ствола вследствие фрезерования стенки скважины в 4,84 раза больше, чем в результате асимметричного разрушения забоя. Если происходит прогиб забойного двигателя, то доля искривления ствола за счет асимметричного разрушения породы на забое будет еще меньше.

В случае, если искривление происходит в основном за счет фрезерования стенки скважины, то такие отклонители называются с упругой направляющей секцией, а если за счет перекоса инструмента – с жесткой направляющей секцией.

Он представляет собой обычный переводник, присоединительные резьбы которого выполнены под углом друг к другу. Этот угол составляет от 1 до 4°.

Кривой переводник (рис. 5.3) включается в компоновку между забойным двигателем и УБТ. В результате большой жесткости УБТ в забойном двигателе возникает изгиб, и на породоразрушающем инструменте возникает отклоняющая сила. Величина ее существенно зависит от длины и жесткости забойного двигателя, поэтому кривые переводники используются с односекционными или укороченными турбобурами и винтовыми забойными двигателями.

Интенсивность искривления скважины при применении кривых переводников зависит от угла перекоса резьб, геометрических, жесткостных и весовых характеристик компоновки, режима бурения, фрезерующей способности долота, физико-механических свойств горных пород, зенитного угла скважины.

Поэтому она колеблется в широких пределах от 1 до 6 град/10 м.

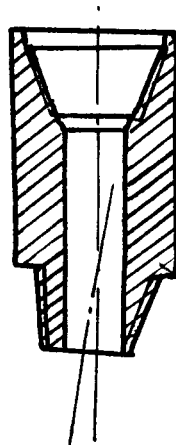


Рис. 5.3. Кривой переводник

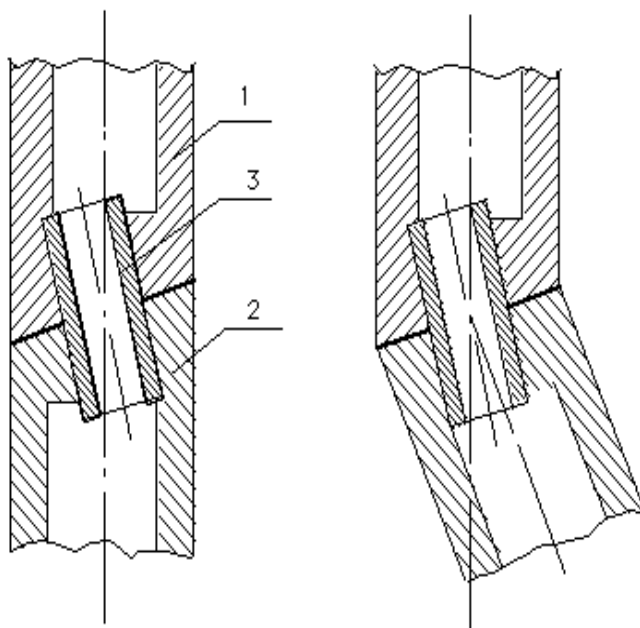


Рис. 5.4. Принципиальная схема кривого переводника с изменяющимся углом

Максимальный зенитный угол, который может быть достигнут при применении кривого переводника с односекционным турбобуром, составляет 40–45°. При необходимости достижения больших зенитных углов следует использовать укороченные или короткие забойные двигатели.

К бесспорным преимуществам кривого переводника относится его простота, однако при его использовании ухудшаются условия работы забойного двигателя за счет упругой деформации, интенсивность искривления из-за указанных выше факторов колеблется в широких пределах, породоразрушающий инструмент из-за наличия отклоняющей силы работает в более тяжелых условиях.

Турбинные отклонители серии ТО (рис. 5.5) состоят из турбинной 1 и шпиндельной 2 секций. Корпуса секций соединяются между собой кривым переводником 3, позволяющим передавать осевую нагрузку. Крутящий момент от вала турбинной секции к валу шпинделя, располагающихся под углом друг к другу, передается кулачковым шарниром 4. Максимальный угол перекоса осей присоединительных резьб кривого переводника Ω может быть определен по формуле:

$$\Omega = 57,3(2l_1 - l_2)(D - d) / 2l_1^2,$$

где l_1 – расстояние от торца долота до кривого переводника, м; l_2 – расстояние от кривого переводника до верхнего переводника отклонителя, м; D – диаметр долота, м; d – диаметр турбобура, м.

Величина l_1 может быть определена из выражения

$$l_1 = 23,9 [(D - d) / i_{10}]^{0,5},$$

где i_{10} – желаемая интенсивность искривления скважины, град/10 м.

Предельное значение величины l_2 , при которой не происходит прогиба турбобура, определяется по формуле

$$l_2 = 2,83 \cdot l_1.$$

Угол перекоса резьб переводника серийно выпускаемых турбинных отклонителей составляет 1,5°, а диаметр корпуса 172, 195 и 240 мм. Интенсивность искривления ствола при их применении доходит до 3 град/10 м.

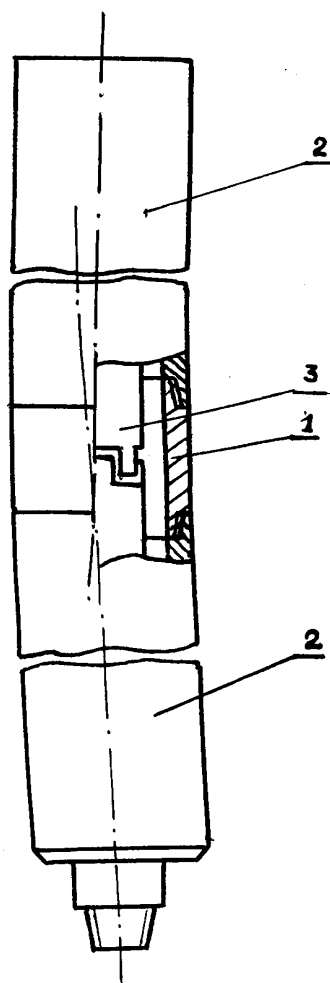


Рис. 5.5. Шпиндель отклонитель

Преимуществами турбинных отклонителей являются приближение кривого переводника к забою скважины, в результате чего искривление ствола имеет более стабильный характер, мало зависящее от физико-механических свойств пород и технологии бурения. Использование нескольких турбинных секций (отклонители серии ОТС) позволяет увеличивать мощность и крутящий момент на долоте и применять такие отклонители в скважинах малого диаметра, т. е. там, где обычные кривые переводники не дают желаемых результатов.

Существенным недостатком турбинных отклонителей является малый моторесурс кулачкового шарнира, соединяющего валы шпиндельной и турбинной секций.

Этого недостатка в некоторой степени лишены шпиндель-отклонители (рис. 5.6), у которых кривой переводник 1 включен в разъемный корпус 2 шпинделя, а вал изготавливается составным, соединенным кулачковыми полумуфтами 3. Такая конструкция отклонителя позволяет разгрузить полумуфты от гидравлических нагрузок и увеличить долговечность узлов по сравнению с турбинными отклонителями. Шпиндель-отклонители можно эксплуатировать вместо обычного шпинделя с любым секционным

турбобуром.

Угол перекоса кривого переводника серийно выпускаемых шпindelь-отклонителей составляет $1^{\circ}30'$, а наружный диаметр – 195 и 240 мм. За счет приближения кривого переводника к забою повышается отклоняющая способность и стабильность искривления скважины.

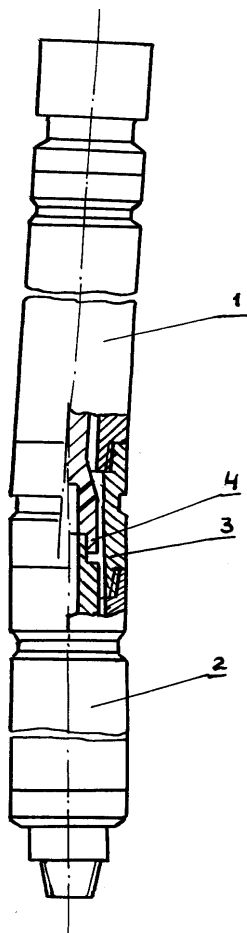


Рис. 5.6. Турбинный отклонитель

Наиболее простым в изготовлении является отклонитель с эксцентричной накладкой, показанный на рис. 5.7. В этом случае на шпинделе или корпусе забойного двигателя приваривается накладка. В результате на породоразрушающем инструменте возникает отклоняющая сила и происходит искривление скважины. Радиус R искривления ствола может быть рассчитан по формуле

$$R = l / [2 \sin(\alpha + \varphi)],$$

при этом

$$\begin{aligned} \sin \alpha &= h / l_2 \\ \sin \varphi &= (d + 2h - D) / 2l_1 \end{aligned}$$

где l – длина турбобура, м; h – высота накладки, мм; D – диаметр долота, мм;

d – диаметр забойного двигателя, мм; l_1 – расстояние от торца долота до накладки, м; l_2 – расстояние от накладки до верхнего переводника турбобура, м.

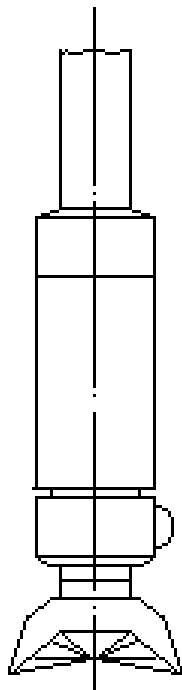


Рис. 7.10. Отклонитель с накладкой

При применении отклонителей с накладкой искривления скважины наиболее стабильно по сравнению с другими отклонителями. В отличие от обычных кривых переводников с увеличением зенитного угла скважины отклоняющая способность отклонителя с накладкой не уменьшается. Он может быть использован с любым забойным двигателем. Однако следует отметить и существенный недостаток – "зависание" инструмента в процессе бурения в результате трения накладки о породу. В ряде случаев, особенно в крепких породах, отмечается снижение механической скорости бурения до 50 %. Для уменьшения влияния этого фактора края накладке выполняются скошенными, она облицовывается резиной, однако проблема "зависания" сохраняется.

Разновидностью отклонителя с накладкой, позволяющей в какой-то мере избавиться от этого недостатка, является упругий отклонитель. Он представляет собой накладку на шпинделе турбобура, опирающуюся на резиновую рессору. В случае "зависания" или заклинивания инструмента происходит прогиб рессоры, что способствует свободному прохождению отклонителя по скважине. Изменяя толщину рессоры, можно регулировать интенсивность искривления скважины.

Для повышения интенсивности и стабильности искривления в ряде случаев в компоновку низа бурильной колонны включается два отклонителя, например, шпиндель-отклонитель с винтовым забойным двигателем и

обычный кривой переводник. При этом, естественно, направления действия отклонителей должны совпадать.

При применении всех описанных выше отклонителей после искривления скважины на требуемую величину производится замена компоновки независимо от степени износа породоразрушающего инструмента. Для сокращения затрат времени возможно бурение компоновкой с отклонителем с одновременным вращением колонны бурильных труб ротором. Наиболее пригодным для этих целей является отклонитель с эксцентричной накладкой, т.к. при использовании других отклонителей происходит быстрый износ забойных двигателей. При этом следует отметить увеличение диаметра скважины до 10 % от номинального.

Для регулирования интенсивности искривления в процессе бурения без подъема инструмента предложено несколько конструкций отклонителей. Однако в настоящее время серийно выпускается только отклонитель телепилот, разработанный Французским институтом нефти.

В России широкое применение в качестве отклонителей находят винтовые забойные двигатели. При меньших габаритах (по сравнению с турбобурами) они обладают большими мощностями, крутящим моментом и меньшей частотой вращения, что выгодно отличает их от турбобуров. Винтовые двигатели являются основными забойными двигателями – отклонителями в других странах.

В России выпускаются следующие современные забойные двигатели – отклонители:

- 1 турбинные – ОТС, ОТ, ОШ – специально сконструированные;
- 2 турбобуры с кривыми переводниками;
- 3 винтовые типа Д1, Д2; для горизонтального бурения ДГ;
- 4 электробуры с МИ типа Э170-8; Э185-8; Э215-8; Э240-8; Э250-16.

5.2. Компоновки низа бурильной колонны и их расчет

При безориентированном бурении забойными двигателями и роторным способом для управляемого изменения величины зенитного угла при постоянстве азимута скважины в качестве отклоняющего устройства применяются прямолинейные КНБК с центраторами, клибраторами с параметрами, обеспечивающими заданное изменение зенитного искривления.

Выделяют два основных типа компоновок – жесткие и отвесные. Основная задача при использовании жестких компоновок — получение минимальной интенсивности искривления ствола скважины при рациональном режиме бурения. Это достигается за счет применения в составе компоновки УБТ максимально возможного наружного диаметра и жесткости, а также рациональным размещением опорно-центрирующих элементов по длине компоновки, ограничивающих ее поперечное перемещение (рис. 5.7 – 5.11).

Жесткие компоновки характеризуются совпадением своей оси с осью скважины благодаря установке над долотом и между УБТ опорно-

центрирующих элементов, препятствующих прогибу труб и увеличивающих их жесткость.

Принцип действия отвесных компоновок основан на эффекте отвеса, или маятниковом эффекте, и отличается тем, что ось компоновки почти по всей своей длине не совпадает с осью скважины. Эффект отвеса возрастает с увеличением зенитного угла скважины. Отвесные компоновки применяются при бурении в неустойчивых породах, а также в устойчивых, когда с использованием жесткой компоновки набран максимально допустимый зенитный угол. Схемы жестких и отвесных компоновок показаны на рис. 5.12.

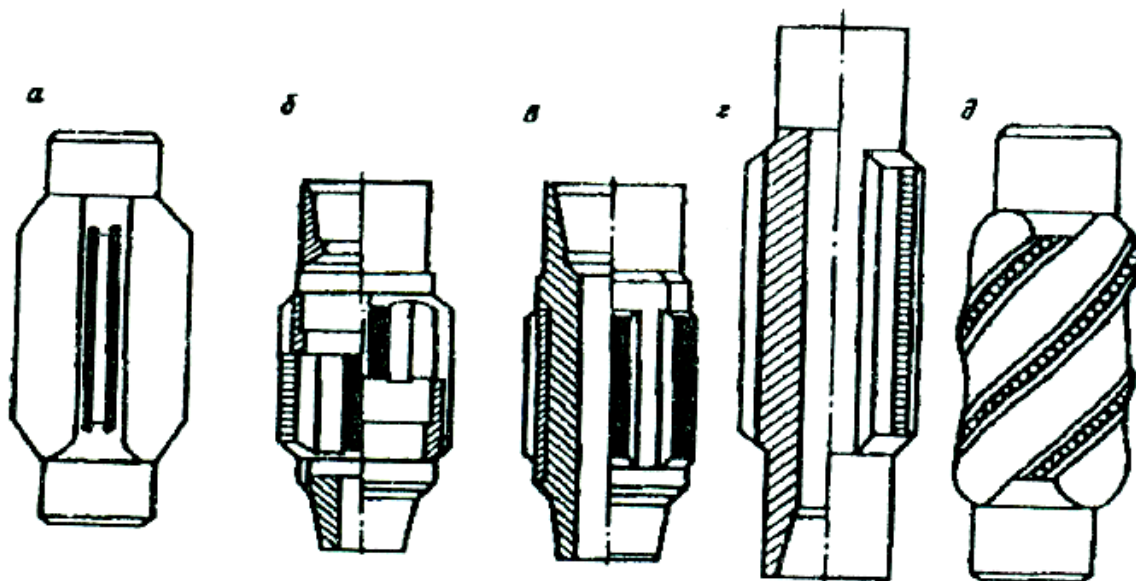


Рис. 5.7. Калибраторы типа КЛ:

а – трехгранный ТРС; б, в – состоящий из корпуса с шестигранной муфтой соответственно на эксцентричной и кулачковой посадке; г – четырехплашечный со съёмными рабочими гранями; д – типа КЛС со спирально-винтовыми канавками

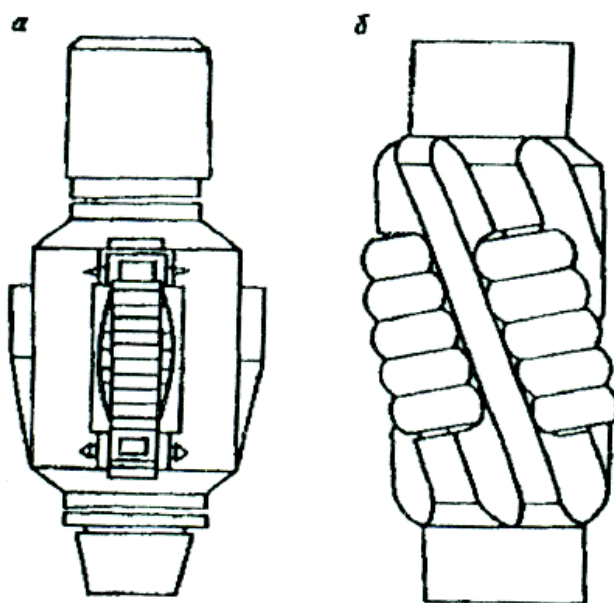


Рис. 5.8. Калибраторы:
а – с продольным расположением шарошек (тип КЛ); *б* – со спиральным расположением шарошек (тип КЛС)

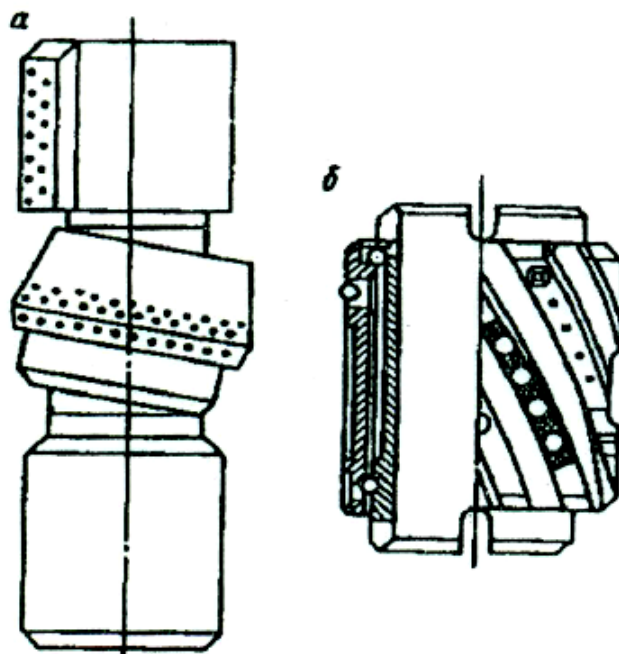


Рис. 5.9. Калибраторы невращающиеся:
а – РОП (тип КО); *б* – с подвижными штырями ЦРП (тип КВЗ)

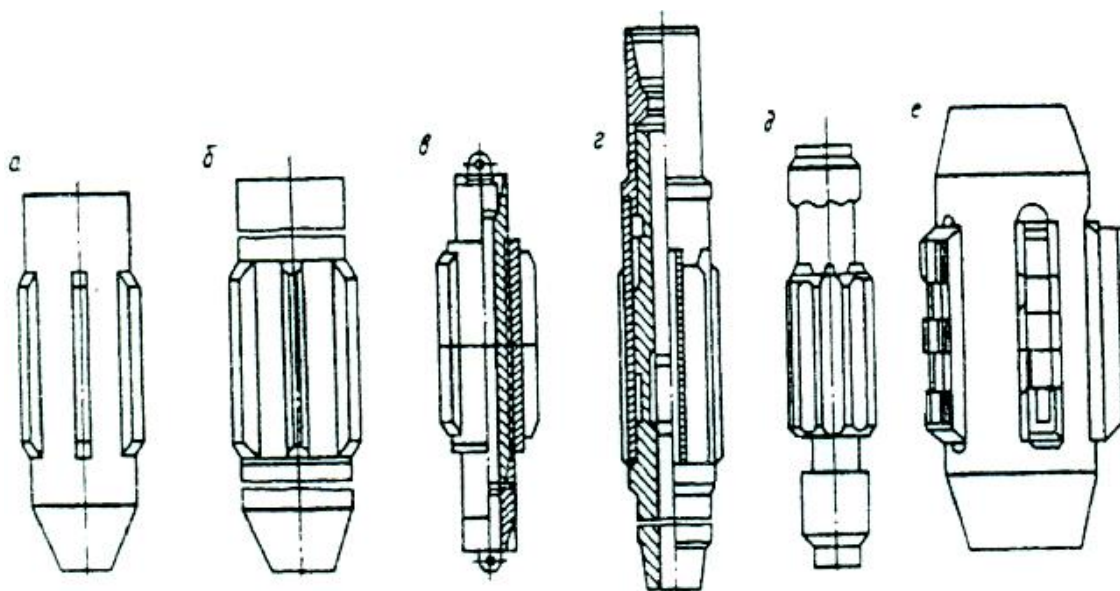


Рис. 5.10. Центраторы:
а – металлический лопастный (тип ЦМ); *б* – резиновый каркасный (тип ЦРК); *в* – с обрезиненным стволом и металлической муфтой (тип ЦР); *г* – шарнирный (тип ЦШ); *д* – с плавающим валом турбобура (тип ЦВТ); *е* – межсекционный (тип ЦС)

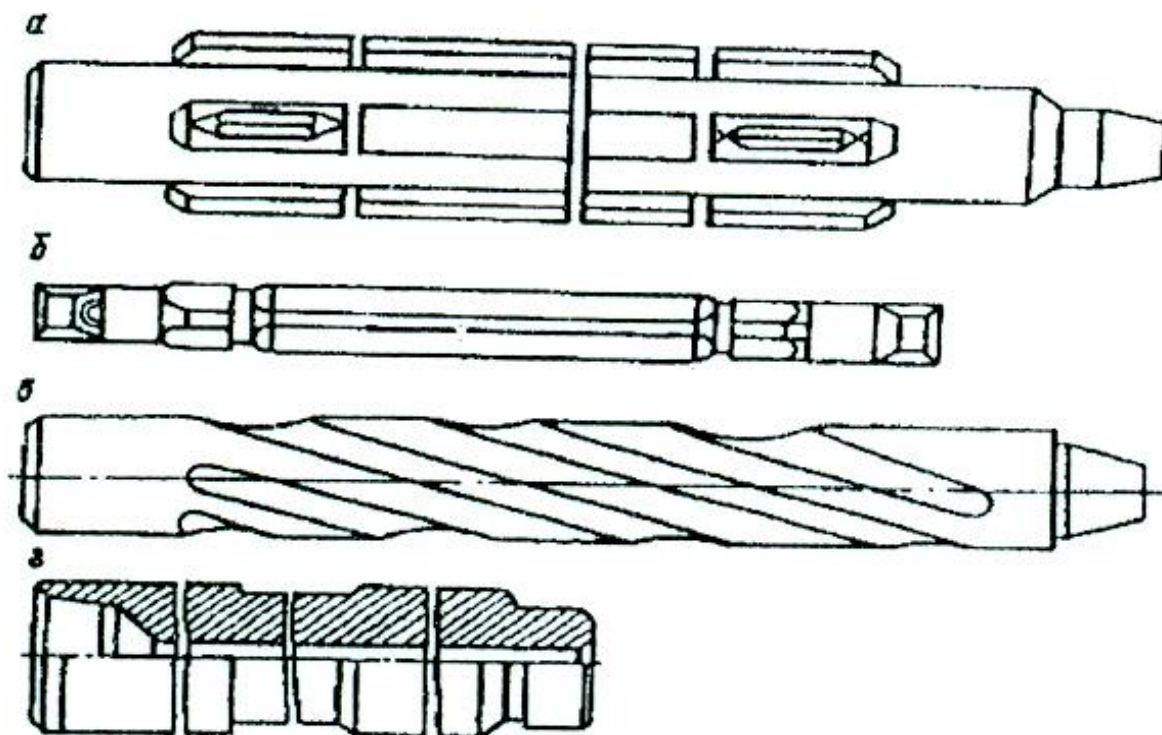


Рис. 5.11. Стабилизаторы:
а – крестообразный роторный СКР (тип СК); *б* – УБТ квадратного сечения КУБТ (тип СК); *в* – УБТ спирального сечения (тип СС); *г* – маховик М (тип СЦ)

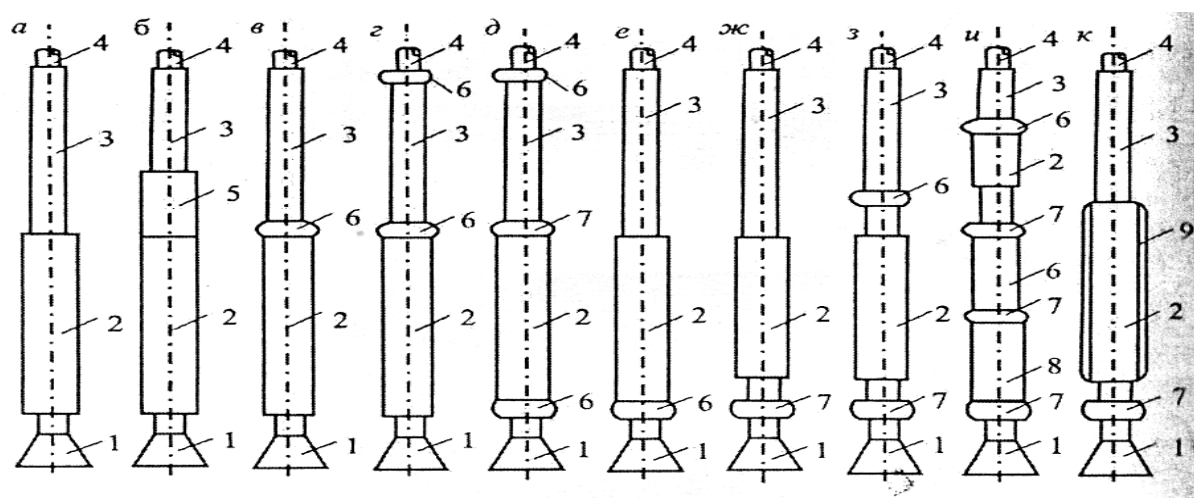


Рис. 5.12. Схемы применяемых компоновок нижней части бурильной колонны:
а-г – отвесные компоновки; *д-к* – жесткие компоновки; 1 – долото;
 2 – забойный двигатель или жесткая наддолотная часть УБТ (при роторном бурении);
 3 – УБТ; 4 – бурильные трубы; 5 – укороченная УБТ; 6 – центратор; 7 – калибратор;
 8 – маховик; 9 – стабилизатор

5.2.1. Расчет жесткой компоновки низа бурильной колонны

Наиболее эффективный метод предупреждения естественного искривления скважин и формирования качественного ствола – применение

жестких компоновок нижней части бурильной колонны, которые должны применяться в устойчивых породах, когда диаметр скважины близок к диаметру долота.

Применение жестких компоновок с калибрующими элементами позволяет хорошо калибровать ствол скважины, устранять зависание инструмента и вести спуск обсадных колонн без осложнений.

В процессе разработки компоновок нижней части бурильной колонны исходят из следующих условий:

- в компоновке должен быть жесткий наддолотный участок, диаметр этих УБТ является максимальным из всех секций; наличие этого участка обеспечивает предупреждение искривления скважины;
- нагрузка на долото должна создаваться весом УБТ жесткой наддолотной и сжатой частей компоновки, а для обеспечения прямолинейности оси УБТ в сжатой части компоновки необходимо устанавливать опорно-центрирующие элементы (центраторы) различных конструкций (рис. 5.10);
- растянутая часть УБТ, входящих в состав КНБК, служит для плавного перехода жесткости сечений этих УБТ к жесткости сечения бурильной колонны.

При выборе диаметра УБТ, входящего в состав КНБК исходят из соображений обеспечения наибольшей жесткости сечения EJ в заданных условиях бурения.

Отношение диаметра УБТ к диаметру скважины (долота) должно составлять 0,75–0,85 для долот диаметром до 295,3 мм и 0,65–0,75 – для долот диаметром более 295,3 мм. Необходимо, чтобы жесткость наддолотного участка УБТ была не меньше жесткости обсадной колонны, под которую ведется бурение.

Количество секций УБТ назначается из условия плавного перехода от диаметра УБТ к диаметру бурильных труб. Отношение диаметра бурильных труб, расположенных над УБТ, к диаметру УБТ должно быть не менее 0,75. Отношение жесткостей двух рядом расположенных секций УБТ должно быть не менее 1,6–1,7. Исходя из этих соображений, необходимо выбирать количество секций УБТ в зависимости от диаметра долота в соответствии табл. 5.1.

Например, при бурении долотом диаметром 393,7 мм (см. табл. 5.1) необходимо применять УБТ, состоящие из шести секций диаметром до 299 мм. Утяжеленные трубы максимального диаметра располагаются над долотом и образуют жесткую наддолотную часть.

Таблица 5.1

Количество секций УБТ в зависимости от диаметра долота

Показатели	Диаметр долота, мм				
	151-139,7	165,1-158,7	190,5	215,9	215,9

Диаметр УБТ, мм	121	133	159	178	178
	108	121	146	159	159
Диаметр бурильных труб, мм	89	102	146	168	178
Диаметр обсадной колонны, под которую ведется бурения, мм	114	127	146	168	178
Показатели	Диаметр долота, мм				
	244,5	269,9	295,3	349,3	393,7
Диаметр УБТ, мм	203			273	299
			254	273	299
	178	229	229	254	273
		203	203	229	254
		178	178	203	229
Диаметр бурильных труб, мм	140	140	140	140	140
Диаметр обсадной колонны, под которую ведется бурение, мм	194	219	245	273	299
					324

В качестве критерия оптимальности длины жесткой наддолотной части КНБК принимается минимум общего угла поворота нижнего конца компоновки:

$$\theta_{\text{общ}} = \theta_{\text{пер}} + \theta_{\text{пр}}, \quad (5.1)$$

где $\theta_{\text{пер}}$ – угол, образующийся за счет зазора между опорно-центрирующими элементами и стенкой скважины; $\theta_{\text{пр}}$ – угол, обусловленный потерей прямолинейной формы наддолотной части компоновки.

Оптимальную длину жесткой наддолотной части следует находить по номограмме (рис. 5.13) в приведенной ниже последовательности.

Значение критической нагрузки для различных УБТ находят по табл. 5.2. Затем находят отношение и определяют из этого отношения нагрузку на долото $P_d = iP_{\text{кр}}$

Таблица 5.2

Критическая нагрузка $P_{\text{кр}}$ для УБТ различного диаметра

Условное обозначение трубы	Наружный диаметр, мм	Резьба	Внутренний диаметр, мм	Диаметр проточки под элеватор, мм	Теоретическая масса 1 м трубы q, кг	Критическая нагрузка $P_{\text{кр}} = 2^3 \sqrt{EJq^2}$, КН
УБТ-95	95	3-76	32	-	49,0	11,6
УБТ-108	108	3-88	38	-	63,0	16,3
УБТ-146	146	3-121	75	-	97,0	32,0
УБТ-159	159	3-133	80	-	116,0	40,5
УБТ-178	178	3-147	80	-	156,0	57,8

Продолжение таблицы 5.2

УБТ-203	203	3-171	100	-	192,0	78,6
УБТС-120	120	3-101	64	102	63,5	18,5
УБТС-133	133	3-108	64	115	83,0	25,6
УБТС-146	146	3-121	68	136	103,0	33,5
УБТС-178	178	3-147	80	168	156,0	57,8
УБТС-203	203	3-161	80	190	214,6	85,6
УБТС-219	219	3-171	110	190	221,0	95,4
УБТС-229	229	3-171	90	195	273,4	118,2
УБТС-245	245	3-201	135	220	258,0	121,5
УБТС-254	254	3-201	1001	220	336,0	155,8
УБТС-273	273	3-201	100	220	397,1	192,1
УБТС-299	299	3-201	100	245	489,5	249,8

где $J_x = 0,1D^4(1-\alpha^4)$; $\alpha = D_{вн}/D_{нсп}$, $E = 2 \cdot 10^6$ кг/см² = $2 \cdot 10^6 \cdot 10/10^{-4} = 2 \cdot 10^{11}$ Н/м².

а) находят значение изгибающего момента в нижней части компоновки (в верхней части жесткой наддолотной части) в зависимости от диаметра УБТ по табл. 5.4. Зависимость коэффициента момента i от нагрузки на долото P_d и критической нагрузки $P_{кр}$ следующая.

Таблица 5.3

Коэффициент момента i в зависимости от нагрузки P_d на долото

Нагрузка на долото P_d	$P_{кр}$	$1,2 P_{кр}$	$1,4 P_{кр}$	$1,6 P_{кр}$	$1,8 P_{кр}$
Коэффициент момента i	0,87	0,96	0,91	1,03	1,15

Таблица 5.4

Изгибающий момент в нижней части КНБК

Коэф- фициент мо- мента i	Изгибающий момент на нижнем конце буровой колонны (тс.м) при отношении наружного диаметра УБТ к диаметру долота.								
	$\frac{146}{190,5}$	$\frac{178}{190,5}$	$\frac{178}{215,9}$	$\frac{203}{215,9}$	$\frac{203}{269,9}$	$\frac{203}{295,3}$	$\frac{229}{295,3}$	$\frac{229}{295,3}$	$\frac{254}{295,3}$
0,87	0,03	0,0144	0,0549	0,0184	0,1108	0,1544	0,1009	0,1664	0,1373
0,96	0,0330	0,0158	0,0606	0,0204	0,1222	0,1704	0,1113	0,1836	0,1514
1,03	0,0355	0,017	0,065	0,0218	0,1311	0,1828	0,1195	0,1970	0,1626
1,1	0,0379	0,018	0,06940	0,0233	0,140	0,1952	0,1276	0,2104	0,1736
1,15	0,0397	0,019	0,07260	0,0244	0,1464	0,2041	0,1334	0,2200	0,1816

б) по номограмме (рис. 5.13) оптимальную длину жесткой наддолотной части компоновки находят следующим образом:

зная M_1 и El_1 по формуле

$$m = \sqrt{\frac{M_1}{E} J_1} \quad (5.2)$$

определяют параметр m (левая часть номограммы).

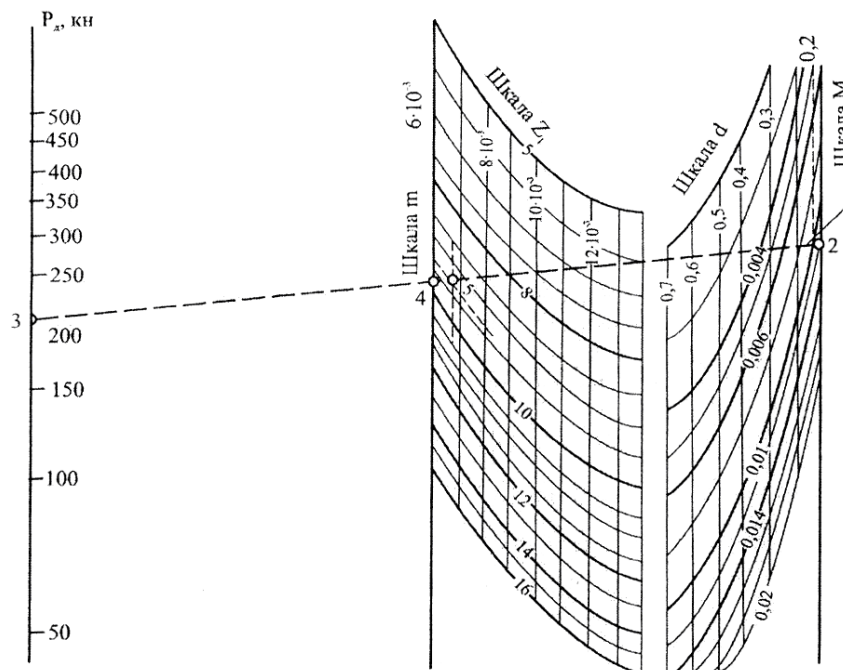


Рис. 5.13. Номограмма для определения оптимальной длины жесткой наддолотной части компоновки низа бурильной колонны

Затем на правой части номограммы находят точку пересечения соответствующей шкалы M_1 и кривой d (зазор между опорно – центрирующим элементом и стенкой скважины). Полученную точку пересечения сносят на нулевую шкалу M_1 : эту точку соединяют с точкой на шкале P_d (осевая нагрузка на долото). Точку пересечения этой прямой со шкалой значений параметра $m=610^{-3}$ сносят по горизонтали до пересечения со шкалой m соответствующей найденному ранее одноименному значению этого параметра m . Найденная точка пересечения путем интерполирования между кривыми линиями значений шкалы l_1 даст искомую величину оптимальной длины жесткой наддолотной части компоновки – l_1 .

Зазор определяют из следующих данных.

Соотношение диаметров долота и центратора по следующему соотношению:

Диаметр долота, мм	394	295	216	190	161
Диаметр центратора, мм	380	280	206	180	155

в) определяют число промежуточных опор в сжатой части компоновки:

$$t = (P_d - G_1) / q_{y6r0} l_0 - 1, \quad (5.3)$$

где G_1 – вес жесткой наддолотной части компоновки; q_{y6m2} – вес 1 м УБТ в сжатой части компоновки; l_0 – расстояние между опорно-центрирующими элементами (табл. 5.5);

г) определяют суммарную длину расчетной части компоновки низа бурильной колонны по формуле

Таблица 5.5

Расстояние между опорно-центрирующими элементами КНБК

Диаметр УБТ, мм	Расстояние между опорами (м) при частоте вращения УБТ, мин ⁻¹			
	50	90	120	150
108-114	20,0	16,0	13,5	12,0
121	22,2	16,5	14,0	13,0
133	23,5	17,5	15,0	13,5
146	25,0	18,5	16,0	14,5
159	31,0	21,5	18,5	17,0
178	33,0	23,5	21,0	19,0
203	36,0	27,0	23,0	20,5

для роторного бурения

$$L_3 = 0.25P_d / q_{y6r3} \quad (5.4)$$

для турбинного бурения

$$L_3 = 0.25(P_d - G) / q_{y6r3} \quad (5.5)$$

где q_{y6m3} – вес 1 м УБТ в растянутой части, МН.

Если в растянутой части будут находиться несколько секций УБТ разных диаметров, то вес этих УБТ ($0,25P_d$) необходимо равномерно распределить между всеми секциями в растянутой части.

В итоге длина отвесной компоновки (в м) будет составлять:

для роторного бурения:

$$L = \frac{l_1 + P_d - q_{y6r1}}{q_{y6r2}} + \frac{0.25P_d}{q_{y6r3}} \quad (5.6)$$

для турбинного бурения

$$L = l_1 + (P_d - G) - l_1 q_{y6r1} / q_{y6r2} + 0,25(P_d - G) / P_{y6r3} \quad (5.7)$$

Пример. Рассчитать компоновку нижней части бурильной колонны для бурения под обсадную колонну диаметром 219 мм; способ бурения – роторный; $n = 120$ об/мин; нагрузка на долото диаметром 269,9 мм $P_d = 0,21$ МН.

Решение. 1. По табл. 5.1 находим, что для обеспечения необходимой жесткости компоновка нижней части бурильной колонны должна состоять из УБТ трех ступеней диаметром 229, 203 и 178 мм.

2. По табл. 5.2 находим вес 1 м УБТ каждой ступени, $g=9.81\text{м/с}^2$:

$$q_{убт(229)} = 273.4 \cdot 9.81 = 2682 \text{ Н/м};$$

$$q_{убт(203)} = 214,6 \cdot 9,81 = 2105 \text{ Н/м};$$

$$q_{убт(178)} = 156,0 \cdot 9,81 = 1530 \text{ Н/м}.$$

3. Для жесткой наддолотной части компоновки (УБТ диаметром 229 мм) выбираем УБТС-229, для которых по табл. 6.2 $P_{кр}=118,2 \text{ кН}=0,118 \text{ МН}$.

Находим отношение $P_\delta/P_{кр}=0,21/0,118=1,8$, откуда $P_\delta=1,8 P_{кр}$.

Этому значению P_δ соответствует (см. табл. 5.3) коэффициент момента $i=1,15$.

4. При $i=1,15$ для УБТ диаметром 229 мм и долота диаметром 269,9 мм по табл. 5.4 находим, что изгибающий момент на нижнем конце компоновки $M_1=0,1334 \text{ Н}\cdot\text{м}$.

5. Находим, что при $M_1=0,1334 \text{ тс}\cdot\text{м}$ и жесткости сечения УБТ-229

$$EI=2.1 \cdot 10^{11} \cdot \frac{3.14}{64} \cdot (0,229^4 - 0,009^4) = 2,76 \cdot 10^7 \text{ Н}\cdot\text{м}^2,$$

$$m = \sqrt{\frac{M_1}{EI}} = \sqrt{\frac{0.1334}{2.76 \cdot 10^7}} = 6.95 \cdot 10^{-2}.$$

Далее по монограмме (см. рис. 5.13) откладываем $M_1=0,1334 \text{ Н}\cdot\text{м}$ при $d=0,01 \text{ мм}$ (точка 1), сносим точку 1 на первую шкалу M_1 (точка 2), далее точку 2 соединяем с точкой 3 ($P_\delta=0,21 \text{ МН}$), получаем на шкале m точку 4, которую сносим по горизонтали до пересечения с $m = 6,95 \cdot 10^{-3}$ (точка 5); по точке 5 находим, что оптимальная длина жесткой наддолотной части $l_1=9,4 \text{ м}$.

6. Находим число промежуточных опор в сжатой части компоновки по формуле (5.3):

$$t = \frac{0,21 - 9,4 \cdot 0,00268}{0,00211 \cdot 23} - 1 = 3,8.$$

Принимаем $t = 4$.

Предварительно для расчета по этой формуле нашли значение $l_0 = 23 \text{ м}$ (по табл. 5.5).

7. Находим суммарную длину компоновки

$$L = 9,4 + \frac{0,21 - 9,4 \cdot 0,00268}{0,00211} + \frac{0,25 \cdot 0,21}{0,00153} = 9,4 + 87,6 + 34,3 = 131,3 \text{ м}.$$

Следовательно, суммарная длина компоновки низа бурильной колонны для заданных условий будет равна 131,3 м.

Далее необходимо выбрать опорно-центрирующие элементы и привести схему КНБК с указанием ее основных размеров.

Упрощенный вариант жесткой компоновки для турбинного бурения

УБТ для турбинного бурения выбираются, исходя из вышеизложенных рекомендаций.

Если нагрузка на долото больше критической ($P_d > P_{кр}$), то для ограничения прогибов и площади контакта УБТ со стенками скважины рекомендуется устанавливать промежуточные опоры профильного сечения (квадратные, спиральные и т. п.).

Основные параметры УБТ и расстояния между промежуточными приведены в табл. 5.1.

Значения критической нагрузки $P_{кр}$ для УБТ принимаются в соответствии с данными, приведенными в табл. 5.2.

Расстояние между промежуточными опорами для турбинного бурения принимается при частоте вращения 50 мин⁻¹ (табл. 5.5)

Роль жесткой наддолотной части КНБК в этом случае выполняет маховик или в случае его отсутствия корпус турбобура.

Промежуточные опоры должны устанавливаться в первой, непосредственно над турбобуром, секции УБТ. Количество опор в этом случае определяется из выражения

$$t = \frac{l_{убм1}}{a}, \quad (5.8)$$

где $l_{убм1}$ – длина УБТ первой секции; a – расстояние между промежуточными опорами.

Диаметр бурильных труб выбирается в соответствии с приведенными выше соотношениями с УБТ.

Пример. Выполнить расчет КНБК для следующих условий: интервал бурения 500–2000 м под эксплуатационную колонну диаметром 168 мм, диаметр обсадной колонны перед бурением данного интервала (кондуктор) 245 мм, способ бурения – турбинный, турбобур двухсекционный, вес $G = 25000 \text{ Н} = 0,025 \cdot 10^3 \text{ МН}$, длина 14 м. Диаметр долота $D_d = 215,9 \text{ мм}$, осевая нагрузка $P_d = 79 \text{ кН} = 0,079 \text{ МН}$.

Решение. 1. Выбираем тип и диаметр, а также число ступеней УБТ. В соответствии с табл. 5.1 для бурения 215,9 мм долотом в предыдущей обсадной колонне диаметром 245 мм под обсадную колонну диаметром 168 мм компоновка должна включать в себя две ступени УБТ диаметром 178 и 159 мм.

В соответствии с табл. 5.6 вес 1 м УБТ диаметром 178 мм составляет $1559 \text{ Н} = 1,559 \cdot 10^{-3} \text{ МН}$, а вес 1 м УБТ диаметром 159 мм составляет $1164 \text{ Н} = 1,164 \cdot 10^{-3} \text{ МН}$. Принимаем тип УБТС-2.

Таблица 5.6

Диаметр и масса УБТ

Диаметр УБТ, мм		Масса 1 м УБТ, кг	Расстояние a , м при частоте вращения колонны, об/мин			
наружный	внутренний		50	90	120	150
73	35	25,3	17,5	13,0	11,3	10,1
89	51	32,8	19,7	14,7	12,7	11,4
95	32	49,3	19,5	14,5	12,6	11,2
108	56	52,6	21,4	16,0	13,8	12,4
114	45	67,6	21,5	16,0	13,9	12,4
121	64	63,5	22,7	16,9	14,6	13,1
133	64	83,8	23,6	17,7	15,2	13,6
140	68	102,9	24,7	18,4	15,9	14,2
146	74	97,7	24,9	18,5	16,0	14,4
159	80	116,4	31,5	23,5	20,3	18,2
178	80	155,9	33,0	24,6	21,3	19,1
178	90	145,9	33,4	24,9	21,5	19,3
203	80	214,9	34,9	26,0	22,5	20,1
203	100	192,4	35,5	26,5	22,9	20,5
219	112	218,4	37,0	27,6	23,9	21,4
229	90	273,4	37,0	27,6	23,9	21,4
245	135	257,7	39,5	29,4	25,5	22,8
254	100	336,1	39,0	29,1	25,2	22,5
273	100	397,8	40,3	30,0	26,0	23,2
299	100	489,5	41,9	31,3	27,1	24,2

Примечание. 1. В компоновке УБТ диаметром более 203 мм промежуточные опоры можно не устанавливать. 2. Расстояние между опорами может быть увеличено не более чем на 10 %

2. Диаметр бурильных труб по табл. 5.7 составляет 127 мм.

3. Поскольку мы выбрали двухступенчатую КНБК, сжатую часть размещаем в УБТ диаметром 178 мм (первая секция) непосредственно выше турбобуров. В этом случае длина сжатой части УБТ (по формуле 5.6):

$$l_{убт(1)} = \frac{1,25(P_o - G)}{q_{убт(1)}} = \frac{1,25(0,079 - 0,025)}{1,559 \cdot 10^{-3}} = 43,3 \text{ м}.$$

Таблица 5.7

Диаметр обсадных и бурильных колонн

Диаметр обсадной	Диаметр бурильной колонны, мм, при бурении
------------------	--

колонны, мм	забойными двигателями	роторный способ
114	-	60; (64)
127	-	60; (64)
140	-	73
146	-	73
168	-	73
178	89; 102; (90); (103)	89; 102; (90); (103)
194	102; (103); 114	102; (103); 114
219	114; 127; (129)	102; (103); 114
245	127; 140; (129); (147)	114; 127; (129)
273	140; (147)	127; 140; (129); (147)
299	140; (147)	140; (147)
324	140; (147)	140; (147)
340	140; (147)	140; (147)
377	140; (147)	140; (147)
406	140; (147)	140; (147)
> 406	168; (170)	

Примечание. Цифра в скобках – размеры бурильных труб старых сортиментов

4. Находим длину второй секции, расположенной в растянутой части КНБК и составленной из УБТ диаметром 159 мм:

$$l_{убт(2)} = \frac{0,25P_{ос}}{q_{убт(2)}} = \frac{0,25 - 0,079}{1,164 \cdot 10^{-3}} = 16,97 \text{ м}.$$

5. Определяем общую длину КНБК

$$L_{кнбк} = l_T + l_1 + l_2 = 14,00 + 43,3 + 16,97 = 74,27 \text{ м}.$$

6. Общий вес КНБК

$$Q_{кнбк} = G + l_{убт(1)} \cdot q_{убт(1)} + l_{убт(2)} \cdot q_{убт(2)} = 0,025 \cdot 10^{-3} + 43 \cdot 10^{-3} = 87,27 \cdot 10^{-3} \text{ МН}.$$

7. Определяем число промежуточных опор, расположенных в сжатой части КНБК, составленной из УБТ диаметром 178 мм и длиной 43,3 м.

По табл. 5.2 $P_{кр}=57,8 \text{ кН}=0,0578 \cdot 10^{-3} \text{ МН}$, так как $P_d > P_{кр}$ ($0,079 \cdot 10^{-3} > 0,0578 \cdot 10^{-3}$); следовательно, необходимо устанавливать промежуточные опоры.

В соответствии с табл. 5.5 расстояние между опорами составляет $a=33,0 \text{ м}$ (для частоты вращения $n=50 \text{ мин}^{-1}$).

Тогда число опор составит: $t=43,3/33 \approx 2$.

Следовательно, для указанных выше условий необходимо применять КНБК, в состав которой входят следующие элементы:

- долото диаметром 215,9 мм;
- турбобур длиной 14 м, весом $0,025 \cdot 10^{-3} \text{ МН}$;
- 1-я секция УБТ (сжатая часть) – длиной 43,3 м, весом $67,5 \cdot 10^{-3} \text{ МН}$;

- 2-я секция УБТ (растянутая часть) – длиной 16,97 м, весом $19,8 \cdot 10^{-3}$ МН;
Общая длина КНБК – 74,27 м, общий вес КНБК – $87,27 \cdot 10^{-3}$ МН.

5.2.2. Расчет компоновки маятникового типа (отвесных)

Принцип действия отвесных компоновок основан на эффекте отвеса или маятниковом эффекте. Последний заключается в том, что ось компоновок почти по всей длине не совпадает с осью скважины, а эффект отвеса возрастает с увеличением зенитного угла скважины. Отвесные компоновки применяются при бурении неустойчивых пород, а также устойчивых при условии, что с использованием жесткой компоновки набран максимально допустимый зенитный угол.

Первоначально необходимо определить число ступеней КНБК в зависимости от диаметров долота и обсадной колонны, под которую будет вестись бурение (см. табл. 5.1).

Длина УБТ (в м) рассчитывается по следующим упрощенным формулам:

для роторного бурения:

$$l_{убт} = 1,25 P_d / q_{убт}; \quad (5.9)$$

для турбинного бурения:

$$l_{убт} = 1,25(P_d - G) / q_{убт}, \quad (5.10)$$

где P_d – нагрузка на долото, МН; $q_{убт}$ – вес 1 м УБТ, МН; G – вес турбобура, МН.

Если УБТ состоит из нескольких секций различных диаметров, то в КНБК выделяют следующие части: жесткая, наддолотная, сжатая, растянутая.

Длина жесткого наддолотного участка определяется из условия обеспечения минимума угла поворота этого участка под действием осевой нагрузки. Значения оптимальной длины l_1 жесткой наддолотной части в зависимости от диаметра УБТ приведены ниже.

Диаметр УБТ, мм	114	121	133	159	178	203	229	254	273	299
длина жесткого наддолотного участка компоновки l_1 , м	8,7	9,1	9,7	11,0	12,0	13,3	14,6	15,9	16,6	18,2

После определения длины жесткой наддолотной части необходимо найти длину (в м) сжатой части УБТ, входящей в компоновку:

$$l_1 = (P_d - l_1 q_{убт}) / q_{убт2} \quad (5.11)$$

где $q_{убм2}$ – вес 1 м УБТ жесткой наддолотной и сжатой частей соответственно, мН.

При бурении забойными двигателями в числителе формулы (6.11) вычитается G_T (вес турбобура).

После определения длины сжатой части УБТ необходимо найти осевую критическую нагрузку (табл. 5.2).

Если осевая нагрузка на долото будет больше, чем критическая ($P_d > P_{кр}$), то необходимо в интервалах, где будет наблюдаться искривление ствола скважины, осевую нагрузку уменьшить до значения критической.

Длина растянутой части КНБК вычисляется по формулам 5.4 – 5.7.

5.3. Выбор и расчет отклоняющих компоновок для бурения направленных скважин

Отклоняющие компоновки выбирают в зависимости от геологического разреза, ожидаемого состояния ствола скважины и требуемой интенсивности его искривления.

Отклоняющие компоновки с кривым переводником и турбинным отклонителем рекомендуется использовать при бурении скважин в устойчивых геологических разрезах, в которых не ожидается значительного увеличения диаметра ствола. Отклоняющие компоновки с кривым переводником отличаются простотой сборки и эксплуатации, а компоновки с турбинными отклонителями благодаря меньшей длине нижнего отклоняющего участка и возможности применения в секционном исполнении позволяют повысить интенсивность искривления ствола и показатели работы долот.

Компоновки с турбинным отклонителем и кривым переводником над ним, а также компоновки с отклонителем Р-1 следует применять в тех случаях, когда ожидается значительное расширение ствола.

Компоновки с накладкой на корпус забойного двигателя и кривым переводником над ним, а также компоновки с эксцентричным ниппелем применяют в тех случаях, когда требуется малая интенсивность искривления ствола (не более 1° на 10 м проходки).

В наклонно направленных скважинах с зенитным углом более 5° , искривленных в проектном азимуте, дальнейшее малоинтенсивное его увеличение проводят безориентируемыми компоновками с центраторами.

Таким образом, в обобщенном виде при бурении добывающих скважин на нефтяных и газовых месторождениях используются следующие типы отклонителей в составе:

- долото диаметром 295,3 мм, одна секция турбобура ТСШ-240 (А9ГТШ, Т12РТ-240), искривленный переводник, УБТ диаметром 178 или 203 мм;

- долото диаметром 215,9 мм, винтовой забойный двигатель ДЗ-172 или Д5-172, искривленный переводник;

- долото диаметром 295,3 мм, турбинный отклонитель Т02-240;
- долото диаметром 215,9 мм, турбинный отклонитель Т02-195;
- долото диаметром 215,9 мм, шпиндель-отклонитель ШО1-195, одна или две турбинные секции турбобура диаметром 195 мм;
- долото диаметром 215,9 мм, шпиндель винтового забойного двигателя (ДЗ-172, Д5-172), искривленный переводник, рабочая пара двигателя;
- долото диаметром 215,9 мм, шпиндель винтового забойного двигателя (Д2-195), искривленный переводник, рабочая пара двигателя;
- долото диаметром 190,5 мм, турбинный отклонитель ТО-172;
- долото диаметром 215,9 мм, шарнирный забойный двигатель-отклонитель ОШ-172, шарнир сферического типа.

Отклонители могут включать наддолотный калибратор. Длина УБТ, размещенной над искривленным переводником, составляет от 6 до 12 м. Над отклонителем расположены бурильные трубы из диамагнитного сплава Д16Т диаметрами 129 и 147 мм или телеметрическая система. В некоторых случаях отклонитель снабжается дополнительной опорой в виде искривленного переводника или центратора [6]

Основные габаритные размеры и энергетические параметры турбинных отклонителей типа ТО и шпинделя-отклонителя ШО1-195 представлены в табл. 13.1 справочного пособия [5].

Зависимость интенсивности роста зенитного угла от его величины имеет вид:

$$i = k - ba^2, \quad (5.12)$$

где i – интенсивность увеличения зенитного угла скважины, градус/10 м; a – зенитный угол скважины, градус; k , b – эмпирические коэффициенты/

Диапазон изменения коэффициента k составляет 1,00–1,56, а коэффициент $b=0,0005$.

Основные габаритные размеры и энергетические параметры винтовых (объемных) забойных двигателей (ВЗД) и шарнирного отклонителя ОШ-172 приведены в табл. 13.2 [5].

Геометрические размеры отклоняющих компоновок рассчитывают в зависимости от заданной интенсивности искривления скважины. Последняя не должна превышать возможной интенсивности искривления ствола, которая может быть достигнута данной системой долото – забойный двигатель.

При бурении турбинным отклонителем геометрические размеры компоновки по данному радиусу искривления ствола R могут быть определены по формуле, которая не учитывает деформацию плеч отклонителя:

$$R = \frac{L_1 - L_2}{2\sin(\delta - \beta)} \quad (5.13)$$

где L_1 – длина нижнего плеча отклонителя (от торца долота до места искривления переводника отклонителя), м; L_2 – длина верхнего плеча отклонителя (от места искривления переводника отклонителя до верхнего торца переводника с ножками), м; δ – угол перекоса валов турбинного отклонителя, градус; β – угол наклона нижнего плеча отклонителя к оси скважины, градус. Угол β определяется по формуле

$$\beta = \arctg \frac{D-d}{2L_1} \quad (5.14)$$

где D, d – диаметры соответственно долота и отклонителя, м.

Радиус искривления R и интенсивность искривления ствола на 10 м проходки i_{10} связаны зависимостью

$$i_{10} = \frac{10180}{R\pi} \cdot \quad (5.15)$$

Тогда формула для определения геометрических параметров турбинного отклонителя через величины интенсивности искривления ствола на 10 м проходки примет вид

$$i_{10} = \frac{\sin(\delta - \beta)}{L_1 + L_2} \cdot \frac{180}{\pi} \cdot \quad (5.16)$$

Определение геометрических размеров турбинного отклонителя по заданному значению радиуса искривления R или интенсивности искривления ствола на 10 м проходки i_{10} может быть осуществлено по трем вариантам: по углу δ и длине L_1 рассчитывают необходимую длину L_2 ; по углу δ и длине L_2 – необходимую длину L_1 по длинам L_1 и L_2 – необходимый угол δ .

На рис. 5.14 представлена номограмма для определения параметров турбинного отклонителя.

При бурении отклоняющей компоновкой с кривым переводником над забойным двигателем ее геометрические размеры по заданному значению R или i_{10} могут быть определены по формуле без учета деформации системы:

$$R = \frac{L_m + L_y}{2\sin(\delta - \beta + \beta_1)} \quad (5.17)$$

или

$$i_{10} = 20 \frac{2\sin(\delta - \beta + \beta_1)}{L_m + L_y} \cdot \frac{180}{\pi} \cdot \quad (5.18)$$

где L_m – длина забойного двигателя с долотом, м; L_y – длина установленных

над кривым переводником УБТ, м; β_1 – угол наклона УБТ к оси скважины, градус. В данном случае углы β и β_1 определяют по формулам:

$$\beta = \arctg \frac{D-d}{2L_m} \quad (5.19)$$

или

$$\beta_1 = \arctg \frac{d-d_y}{2L_y} \quad (5.20)$$

где d_y – диаметр УБТ, м.

Геометрические размеры отклоняющих компоновок с кривым переводником по заданному R или i_{10} определяют по двум вариантам: по длине L_m и углу δ рассчитывают необходимую длину L_y ; по длинам L_m и L_y – необходимый угол δ . При этом предварительно устанавливают возможность достижения заданной интенсивности искривления ствола при данной длине L_2 и диаметре долота D . Если требуемая интенсивность искривления ствола не обеспечивается, то, решая как обратную задачу, по указанным формулам определяют необходимую длину L_m .

При искривлении ствола отклонителем Р-1 геометрические размеры отклоняющей компоновки рассчитывают по формуле

$$R = \frac{L_m + L_y}{2 \sin(\delta - \beta - \beta_d + \beta_1)} \quad (5.21)$$

или

$$i_{10} = 20 \frac{2 \sin(\delta - \beta - \beta_d + \beta_1)}{L_m + L_y} \frac{180}{\pi}, \quad (5.22)$$

где δ – угол перекоса нижней резьбы отклонителя, градус; β_d – угловая деформация удлинителя, градус; β_1 – угол перекоса удлинителя, градус.

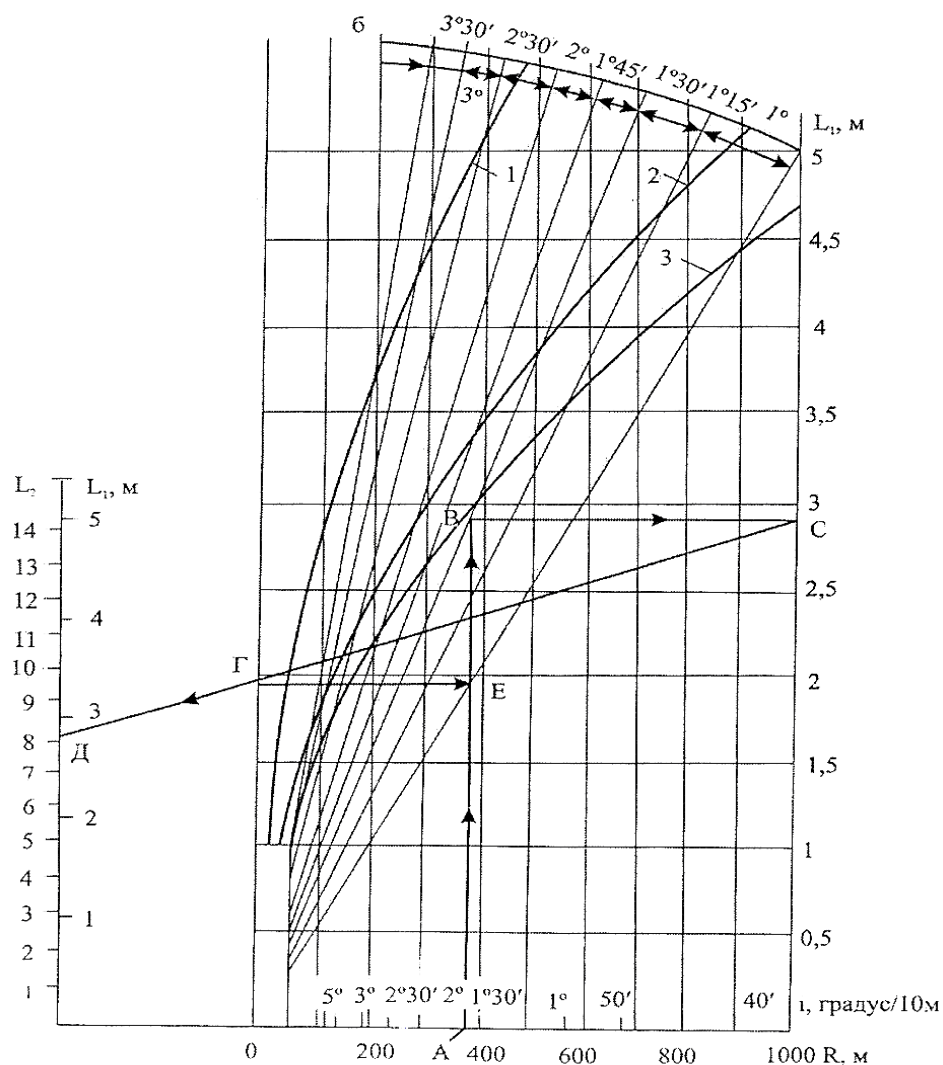


Рис. 5.14. Номограмма для определения параметров турбинного отклонения

Номер кривой на рисунке.....	1	2
D , мм.....	295,3	215
d_T , мм.....	240	195

Угловая деформация удлинителя от действия изгибающего момента M , равномерно распределенной нагрузки $q_0 \sin \alpha$ и сжимающего усилия N , определяется из выражения

$$\beta = \arctg \frac{4f_1}{(1-\lambda)L_y} \quad (5.23)$$

$$f_1 = \frac{1}{16} \frac{ML_1^2}{EJ} - \frac{5}{384} \frac{q_0 L_y^4}{EJ} \sin \theta \quad (5.24)$$

$$M = \frac{Q_m + L_m}{2} \cdot \sin \alpha + P_{om} L_m \quad (5.25)$$

$$\lambda = \frac{NL_y^2}{\pi^2 EI} \quad (5.26)$$

где f_1 – стрела прогиба удлинителя, м; EI – жесткость на изгиб удлинителя, Н м²; q_0 – вес 1 м удлинителя в буровом растворе, Н/м; α – зенитный угол ствола, градус; Q_t – вес забойного двигателя с долотом, Н; P_{om} – отклоняющая сила на долоте, Н.

При бурении искривленного ствола с использованием эксцентричного ниппеля или отклонителя с накладкой геометрические размеры компоновки рассчитывают по формуле

$$R = \frac{L_m}{2 \sin(\alpha' + \alpha'')} \quad (5.27)$$

или

$$i_{10} = 20 \frac{\sin(\alpha' + \alpha'')}{L_m} \frac{180}{\pi} \quad (5.28)$$

$$\alpha' = \arcsin \frac{h}{L_2} \quad \alpha'' = \arcsin \frac{d_1 + 2h - D}{2L_1}$$

где h – высота накладки, м; D, d – диаметры соответственно долота и турбобура, м; L_1 – расстояние от торца долота до наибольшего сечения накладки, м; L_2 – расстояние от накладки до верхнего переводника турбобура, м.

Интенсивность искривления ствола указанными отклонителями находится в зависимости от толщины накладки h . Ее максимально допустимое значение h_{max} ограничивается условием беспрепятственного прохождения компоновки по скважине:

$$h_{max} = (2D_c - D - d) \frac{L_m - L_1}{2L_m}, \quad (5.29)$$

где D_c – диаметр скважины, м.

На рис. 5.15 представлена номограмма для определения высоты накладки.

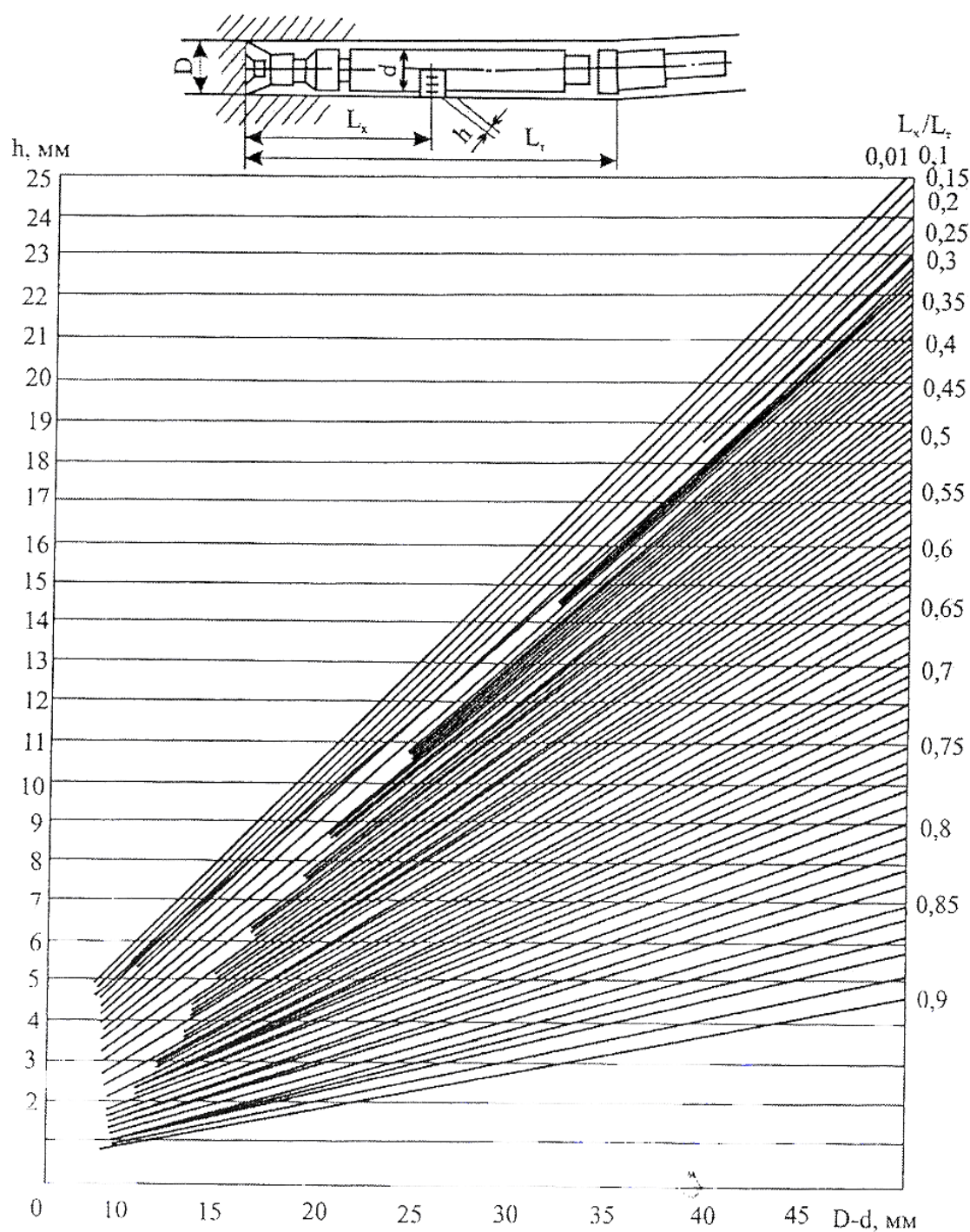


Рис. 5.15. Номограмма для определения высоты накладки

Снижение отклоняющей силы на долоте уменьшает темп фрезерования стенки ствола, а уменьшение угла перекоса турбобура снижает неравномерное разрушение забоя вследствие наклона оси долота к оси скважины.

Расчет отклонителя (рис. 5.16) ведется следующим образом. Выбирается максимальная длина каждой секции по жесткостным свойствам:

$$L_1 < 1,33k;$$

$$L_2 < 2,83 k,$$

где

$$K = \sqrt[4]{\frac{(D-d)EI}{q}}, \quad (5.30)$$

где K , d , EI , q , D – масштаб длины (м), диаметр (м), жесткость (кНм²) и поперечная составляющая веса (кН/м) единицы длины секции с учетом плотности промывочной жидкости и диаметр долота (м) соответственно.

Затем проверяют вписываем ость каждой секции отклонителя в искривленный по радиусу R ствола скважины:

$$L_1 \leq 2.4\sqrt{R(D-d)} \quad (5.31)$$

$$L_2 \leq 2.828\sqrt{R(D-d)}$$



Рис. 5.16. Схема к расчету отклонителя

Далее определяются угол перекоса искривленного переводника отклонителя (градус):

$$\Delta = \arcsin \frac{(L_1 + L_2)}{2R} + \operatorname{arctg} \frac{D-d}{2L_1}. \quad (5.32)$$

При необходимости увеличения интенсивности искривления ствола толщину накладки можно увеличить по сравнению с вычисленной по формуле (5.29), но при этом необходимо предварительно расширить ствол скважины или перейти на бурение долотом меньшего диаметра.

Методика определения толщины эксцентричного ниппеля применима также для определения толщины центраторов безориентируемых компоновок с целью малоинтенсивного набора зенитного угла.

Эксцентричный ниппель, отклонитель с накладной и безориентируемая компоновка с центраторами для малоинтенсивного увеличения угла искривления ствола работают более стабильно при больших зенитных углах ствола. При малых зенитных углах и в твердых породах фактическая интенсивность искривления ствола может быть меньше расчетной. Это объясняется тем, что отклоняющая сила на долоте, обусловленная действием

нормальной составляющей веса части турбобура выше эксцентричного ниппеля, накладки или центратора или веса установленных над турбобуром бурильных труб (до точки касания их с нижней стенкой ствола), сравнительно невелика. При этом верхнее плечо турбобура может не касаться нижней стенки ствола, что приведет к снижению не только отклоняющей силы на долоте, но и угла перекоса турбобура (долота).

Контрольные вопросы к разделу 5:

- 1 Какие недостатки имеются при использовании клина для искривления скважины?
- 2 Назначение жесткой компоновки низа бурильной колонны?
- 3 Назначение отвесной компоновки низа бурильной колонны?
- 4 Назначение калибратора?
- 5 Назначение стабилизатора?
- 6 В чем заключается преимущества использования винтового забойного двигателя для искривления скважины?
- 7 Какие элементы входят в состав жесткой КНБК?
- 8 Какие элементы входят в состав отвесной КНБК?

6. ТЕХНОЛОГИЯ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

6.1. Ориентирование отклонителей

Ориентирование отклонителей заключается в совмещении направления их действия с направлением необходимого отклонения ствола скважины. Ориентирование производится относительно фиксированной в каком-либо определенном положении плоскости. В наклонных скважинах такой плоскостью чаще всего является апсидальная, т. е. вертикальная плоскость, проходящая через ось скважины, а в вертикальных – плоскость магнитного или истинного меридиана.

Угол между фиксированной плоскостью и плоскостью, в которой происходит искусственное искривление ствола скважины (плоскость отклонения), называется углом установки отклонителя.

Угол установки измеряется от фиксированной плоскости по часовой стрелке и может изменяться от 0^0 до 360^0 . Для вертикальных скважин угол установки отклонителя равен азимуту требуемого искривления скважины.

Точное значение угла установки отклонителя при требуемом изменении зенитного угла и азимута может быть определено различными методами: аналитически, графически несколькими способами, по номограммам, предложенным разными авторами, с помощью специальных приборов.

Известные формулы для расчета угла установки отклонителя достаточно громоздки и содержат значение угла пространственного искривления скважины на интервале применения отклонителя, т. е. предварительно необходимо задаться длиной этого интервала. Однако фактическая длина интервала искривления практически никогда не совпадает с предварительно принятой, поэтому в расчете угла установки появляется погрешность.

Наиболее просто и с достаточной степенью точности угол установки отклонителя может быть определен графически. Для этого от направления, условно принятого за северное (рис. 6.1), откладывается фактический α_f (на забое скважины) и требуемый $\alpha_{тр}$ (в конце интервала искривления) азимутальные углы скважины. По полученным направлениям в принятом линейном масштабе (например, $1^0=1$ см) откладываются соответственно фактический θ_f и требуемый $\theta_{тр}$ зенитные углы.

Требуемый азимутальный $\alpha_{тр}$ и зенитный $\theta_{тр}$ углы определяются из необходимости вывода скважины в заданную проектом точку по ранее приведенной методике.

Полученные точки A и B соединяются, образовавшийся при этом угол $\angle SAB$ равен искомому углу установки ψ . Он измеряется от направления AS по часовой стрелке.

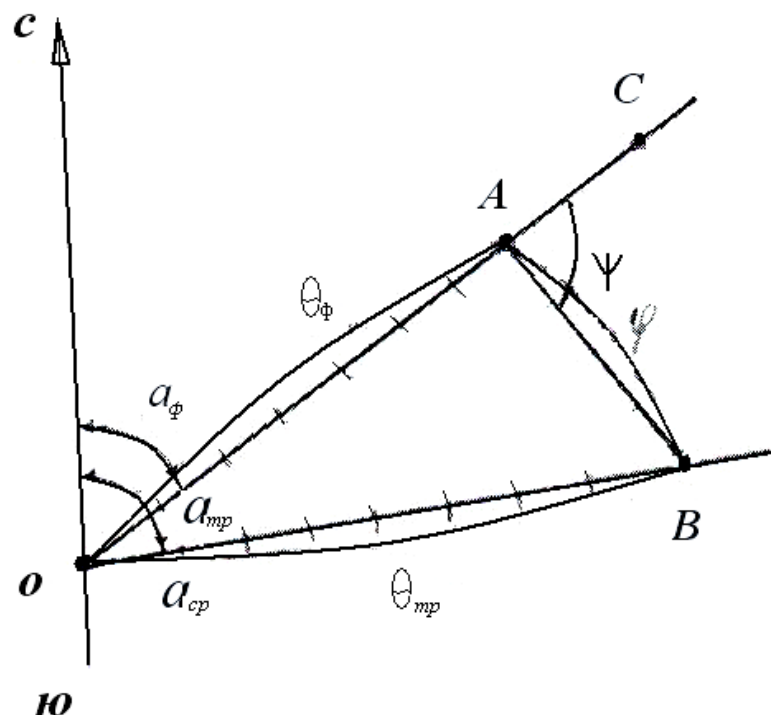


Рис. 6.1. Графический метод определения угла установки отклонителя

Величина отрезка АВ на рис. 5.1 в принятом линейном масштабе равна требуемому углу φ пространственного искривления скважины. Зная из технической характеристики отклонителя интенсивность искривления скважины I при его применении, можно определить длину интервала искусственного искривления L по формуле:

$$L = \frac{\varphi}{i}. \quad (6.1)$$

Перед ориентированием отклонителя в скважине должно быть определено его фактическое положение относительно либо плоскости магнитного меридиана (в вертикальном стволе), либо по отношению к апсидальной плоскости (в наклонном стволе).

6.1.1. Ориентированный спуск отклонителя

Ориентировать отклонитель можно в процессе спуска буровой колонны путем контроля за положением после навинчивания каждой свечи – ориентированный спуск (так называемый прямой метод) и после спуска буровой колонны с использованием специальных приборов, фиксирующих положение плоскости искривления отклонителя по отношению к плоскости искривления скважины (забойное ориентирование или косвенный метод).

Следовательно, ориентированный спуск бурильной колонны можно применять при любом значении зенитного угла, а забойное ориентирование – в тех случаях, когда скважина имеет такой зенитный угол, при котором с достаточной точностью фиксируется положение апсидальной плоскости скважины (обычно $\gamma > 5^0$). Забойное ориентирование осуществляется быстрее и проще, поэтому при $\gamma > 5^0$ ориентированный спуск бурильной колонны не применяется.

Ориентированный спуск бурильной колонны осуществляется несколькими способами, из которых большее распространение получил «метод меток» вследствие его простоты и достаточной для практики точности.

Методика ориентированного спуска сводится к следующему. Перед началом спуска на бурильную трубу наносят метки, располагая их по одной образующей. Для этого применяют специальные шаблоны: шаблон с уровнем, предложенный А. М. Григоряном, или шаблон ОБШН.

Бурильную трубу выкатывают на мостки и на один из замков устанавливают шаблон. Перемещая шаблон вокруг оси бурильной трубы, совмещают пузырек уровня с центральными делениями на пробирке. В этот момент вдоль скоса, размер которого соответствует размеру данной трубы, прочерчивают линию.

Затем шаблон переносят на другой замок трубы, следя за тем, чтобы положение трубы было неизменным. Шаблон снова устанавливают с той же стороны от оси трубы и повторяют ту же операцию. Операции с шаблоном Григоряна производят аналогично описанному выше, только линию прочерчивают по среднему острию шаблона. По прочерченным линиям секачом или путем наварки наносят метки. Все другие метки на трубе должны быть ликвидированы.

На буровой нужно иметь столько труб с метками, сколько требуется их для спуска до глубины искривления, и дополнительно семь-восемь труб для наращивания в процессе работы.

До начала ориентированного спуска необходимо также двумя реперами (колышками) вне скважины отбить направление проектного азимута искривления ствола скважины. Для удобства работы это направление следует зафиксировать на неподвижной части ротора.

Собирают низ бурильной колонны: долото, забойный двигатель и отклонитель. При забойном двигателе, установленном в клиньях или на элеваторе, плоскость действия отклонителя ориентируют по заданному азимуту, пользуясь зафиксированной меткой на роторе. Во время спуска колонны в скважину на нижнем замке бурильной трубы, навинченный на отклонитель и закрепленный машинными ключами, наносят крестовую метку точно против риски, имеющейся на поверхности отклонителя. При помощи угломера (рис. 6.2, а) измеряют величину дуги между меткой, находящейся на замке бурильной трубы, и вновь намеченным крестом (в направлении от метки к кресту).

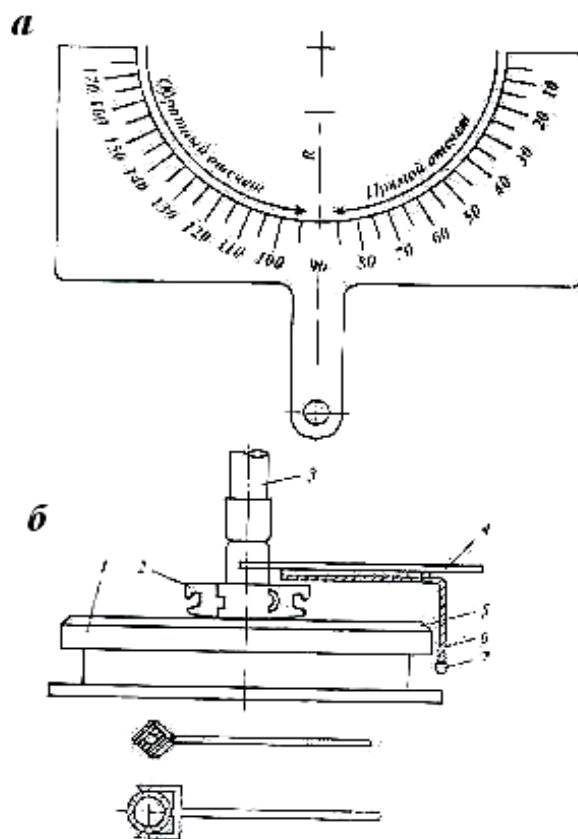


Рис. 6.2. Приспособления для ориентированного спуска бурильной колонны: *а* – угломер;
б – шаблон для сноса меток: 1 – ротор; 2 – элеватор;
 3 – бурильная труба; 4 – шаблон с рукояткой; 5 – метка; 6 – шнур;
 7 – отвес

После спуска на верхнем замке бурильной трубы (свечи) от метки в ту же сторону откладывают замеренную величину дуги и наносят новый крест. Навинтив и закрепив машинными ключами следующую трубу (свечу), на нее в нижнем замке точно против креста на нижней трубе ставят крест и измеряют величину дуги между меткой и вновь нанесенным крестом. Эту величину переносят на верхний замок (свечи), снова ставят крест и т. д.

Крест на верхнем замке последней трубы (свечи) укажет направление отклонителя в скважине.

После навинчивания и закрепления машинными ключами ведущей бурильной трубы положение одного из ее углов (рис. 6.2, б) сносят мелом на неподвижную часть стола ротора при помощи шаблона. Другим таким же шаблоном, не изменяя положения бурильной колонны, на неподвижную часть стола ротора сносят также положение креста с верхнего замка свечи. Затем стальной рулеткой измеряют расстояние между этими метками в направлении от первой ко второй. После этого метки стирают. Бурильную колонну спускают так, чтобы можно было заложить и закрыть малые вкладыши ротора. На неподвижную часть ротора вновь сносят положение того же угла ведущей бурильной трубы. От полученной метки откладывают

ранее замеренное расстояние (в ту же сторону). Эту метку, указывающую положение плоскости отклонителя, переносят на неподвижную часть ротора. Поворачивая ротор по ходу часовой стрелки, отклонитель устанавливают в требуемом положении и ротор запирают. Чтобы снять упругие деформации кручения в бурильных трубах, бурильную колонну несколько раз приподнимают на 2–3 м и опускают.

Описанный метод может быть использован для всех последующих спусков отклонителя.

Для определения положения отклонителя на забое при втором и последующих спусках при помощи крестовых меток фиксируют, насколько не сходятся ранее нанесенные кресты на замках смежных труб (свечей). Величину расхождения крестов в нарастающем порядке откладывают на полоске бумаги от произвольной отметки «нуль». Справа – перевороты, слева недовороты (рис. 5.3).

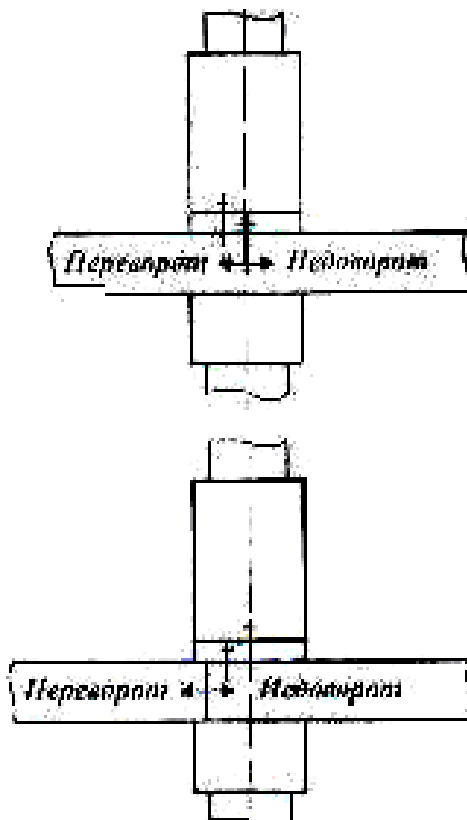


Рис. 6.3. Схема фиксирования недохода и перехода методик через условный нуль

После окончания спуска бурильной колонны по полоске бумаги определяют разность переворотов и недоворотов. Величину этой разности, когда переворотов больше, чем недоворотов, откладывают по дуге от креста замка трубы против хода часовой стрелки и сносят эту отметку на ротор. В случае превышения недоворотов величину разности откладывают по дуге замка по ходу часовой стрелки и сносят эту метку на ротор.

Во время подъема бурильные свечи устанавливают за палец в той же последовательности, в какой они были в скважине. При наращивании

колонны в процессе бурения на вновь спускаемых трубах набивают кресты и отклонитель ориентирует так же, как указывалось выше. Затем необходимо путем поворота всей колонны бурильных труб (всегда по часовой стрелке) совместить эту метку с проектным направлением скважины. При этом необходимо учесть угол закручивания инструмента под действием реактивного момента забойного двигателя. Практически эта операция выполняется следующим образом. Из плана – программы на проводку скважины, которая выдается буровой бригаде до начала бурения, берутся значения проектного азимута скважины α_{np} и азимут приемных мостков буровой установки α_m , и предварительно определяется значение вспомогательного угла δ по формуле:

$$\delta = \alpha_{np} - \alpha_m. \quad (6.2)$$

Угол δ откладывается на неподвижной части ротора от направления мостков по ходу часовой стрелки, если он положительный, и против хода – если отрицательный.

На роторе ставится метка $П$, указывающая направление на проектную точку. От этой метки $П$ всегда по ходу часовой стрелки откладывается угол закручивания инструмента ω под действием реактивного момента забойного двигателя, и на роторе ставится метка $О$. Затем вращением колонны бурильных труб совмещаются метки $О$ на переводнике квадрата и роторе последний закрывается, инструмент без вращения опускается на забой, и начинается бурение. Для постоянного наблюдения за положением отклонителя в процессе углубки ствола на роторе ставится вспомогательная метка, совмещенная с одним из ребер квадрата.

При наращивании инструмента отворачивается ведущая трубая, навинчивается наращиваемая, последняя метка на бумажной ленте совмещается с меткой на последней трубе, находящейся в скважине, и на ленту переносится метка с наращиваемой трубы. Инструмент опускается в скважину, навинчивается квадрат, последняя метка на бумажной ленте совмещается с меткой на наращенной трубе, а метка $О$ с ленты переносится на переводник квадрата. Далее процесс ориентирования повторяется и продолжается углубка ствола скважины в заданном направлении.

Точность ориентирования по меткам $М$ сравнительно невелика и может быть определена по формуле:

$$M = 3n^{0.5}, \text{град} \quad (6.3)$$

где n – число переноса меток.

Угол закручивания инструмента под действием реактивного момента забойного двигателя, откладываемый на неподвижной части ротора от метки $П$ по часовой стрелке, зависит от многих факторов. К их числу относится тип забойного двигателя, физико-механические свойства буримых пород, тип

долота, осевая нагрузка, расход и качество промывочной жидкости, компоновки колонны бурильных труб, интенсивность искривления скважины и др. Значение угла закручивания может быть определено аналитически или по номограммам. Однако точнее его определяют, исходя из опыта бурения в конкретных условиях.

6.1.2. Забойное ориентирование отклонителей

В наклонном стволе используется косвенный метод ориентирования. В наклонную скважину, имеющую наклон более 5^0 , бурильную колонну можно спускать так же, как и в обычную вертикальную скважину. В этом случае отклонитель на забое ориентируют в нужном направлении по способам Шаньгина-Кулигина, Амбарцумова, Лошкарева-Мяникокса или при помощи инклинометра ЗИ-1 в сочетании с трубами, изготовленными из материалов со слабо выраженными магнитными свойствами (их часто называют немагнитными трубами). Наиболее распространенными способами забойного ориентирования отклонителей являются способами Шаньгина-Кулигина и Амбарцумова. Сущность этих способов заключается в сопоставлении данных искривления ствола скважины по показаниям инклинометра и специального аппарата.

Аппарат Шаньгина-Кулигина (рис. 6.4, а) состоит из двух основных частей: желонки 2 и стального стакана 3, соединяемых при помощи резьбы. На желонке имеется дужка 1 для прикрепления аппарата к тросику. К стальному стакану крепится корпус 8, на нижнем торце которого имеется свинцовая печать 9. В цилиндрическую полость корпуса 8 вставляют стеклянный стаканчик 5 с налитым в него 50 %-ным раствором плавиковой кислоты. Стаканчик закрывают резиновой пробкой 4. Для более плотной посадки стаканчика в полость корпуса применяют резиновые прокладки 6 и 7. Для проверки отсутствия радиальных перемещений стаканчика в процессе измерения на его стенке и торце корпуса наносят риски.

Ориентирование инструмента по способу Шаньгина-Кулигина заключается в определении положения отклонителя относительно плоскости кривизны скважины в нижней части ствола.

Для этого в отклонитель вваривают так называемые ножи – продолговатые пластинки (рис. 6.4, б), с одной стороны имеющие зубья пилообразной формы. Два ножа устанавливают строго параллельно плоскости действия отклонителя, причем наклонная часть зубьев должна быть обращена в сторону отклонителя. Положение отклонителя на забое при помощи аппарата Шаньгина-Кулигина определяют в следующем порядке.

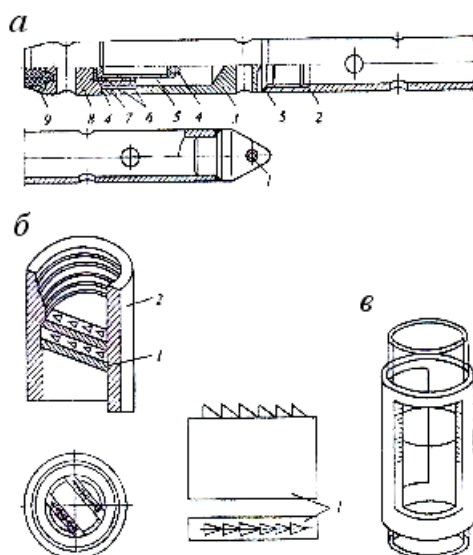


Рис. 6.4. Аппарат Шаньгина-Кулигина и приспособления для работы с ним:
*а – аппарат; б – замок (2) с сваренными косыми ножами; в – шаблон для
 определения верхней точки следа мениска*

После того как вся бурильная колонна опущена на забой, ее несколько раз поднимают и опускают на 3–4 м. Все замковые соединения при спуске следует крепить двумя машинными ключами. Заряженный аппарат спускают на канате в бурильную колонну до посадки его на ножи. Посадку производят осторожно во избежание сильного удара.

На ножах аппарат Шаньгина – оставляют в покое в течение 10–15 мин. За это время плавиковая кислота оставляет отметку на стенках стаканчика, а зубья ножей оставляют отпечаток на свинцовой печати. Аппарат поднимают, обмывают, осторожно развинчивают и, не вынимая стеклянного стаканчика, выливают плавиковую кислоту, после чего промывают стаканчик водой. После проверки сохранения положения стаканчика относительно гнезда, наличия следа мениска на стаканчике и следа ножей на печати расшифровывают показания следующим образом.

На стеклянный стаканчик надевают специальный шаблон (рис. 6.4, в), с помощью которого определяют положение верхней точки следа мениска плавиковой кислоты на стенке приборки. Стеклянный стаканчик с шаблоном вставляют в корпус аппарата таким образом, чтобы метки, ранее нанесенные на стеклянный стаканчик и корпус аппарата, совпали.

Корпус аппарата Шаньгина-Кулигина вставляют в приспособление для расшифровки (рис. 6.5). Это приспособление состоит из корпуса 3, представляющего собой металлический стакан с визирным крестом 5 и конусом 2, имеющем на переднем торце указатель 1, а на заднем торце азимутальную шкалу с делениями от 0 до 360°. Нониус может перемещаться в осевом и радиальном направлениях по отношению к корпусу. Вращая корпус приспособления вокруг корпуса аппарата, устанавливают указатель визирного креста так, чтобы он был параллелен отпечаткам ножей. Риска на корпусе должна быть нанесена со стороны вершин треугольников отпечатка.

Корпус аппарат винтом 4 закрепляют в корпусе приспособления для расшифровки. Путем осевого и радиального перемещений нониуса указатель последнего устанавливают так, чтобы его острое совпадало с гранью вспомогательного окна, имеющего риски, т.е. с линиями, проходящими через высшую и низкую точки следа мениска. Против риски на корпусе приспособления по шкале нониуса читают величину угла, на которую нужно повернуть буровую колонну, чтобы отклонитель установился в плоскости существующего наклона скважины, т. е. по тому же азимуту.

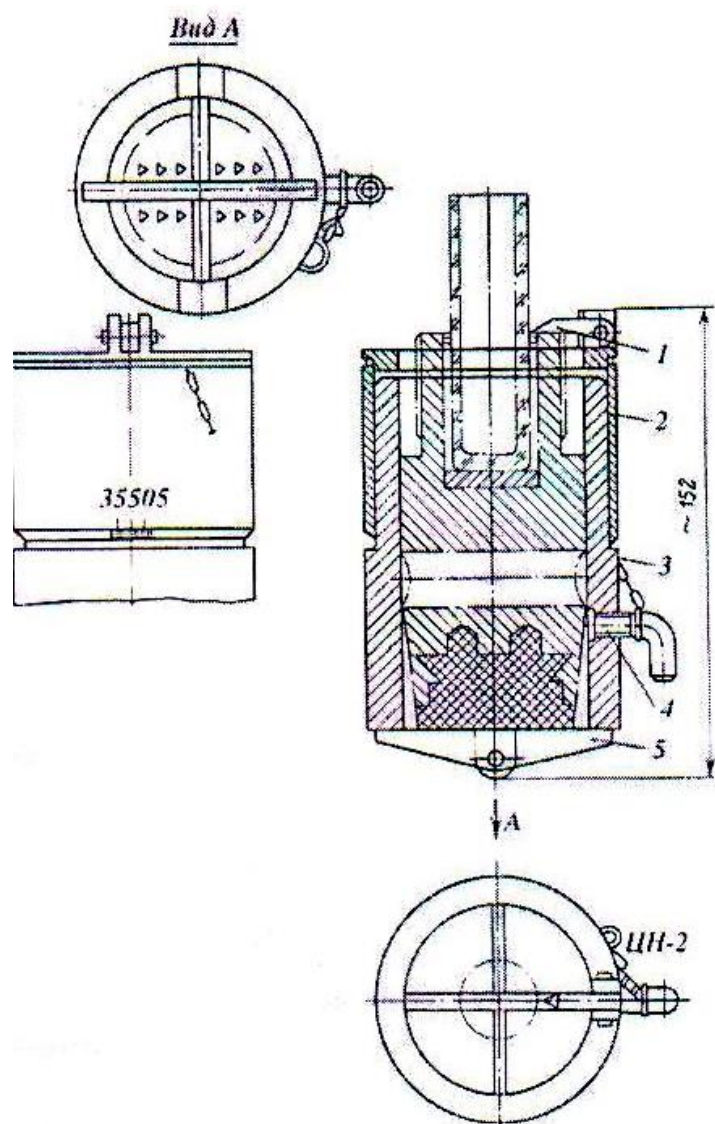


Рис. 6.5. Приспособление для расшифровки показания аппарата Шаньгина-Кулигина

Угол поворота буровой колонны по ходу часовой стрелки с учетом угла закручивания буровых труб от реактивного момента забойного двигателя и угла установки отклонителя в случае необходимости изменения азимута, подсчитывают по формуле (рис. 6.6):

$$\beta = \pm \alpha_y + \varphi + \varphi_0, \quad (6.4)$$

где α_y – угол установки отклонителя, градус; φ – угол прочитанный по шкале нониуса прибора для расшифровки, т. е. угол между положением ножей и фактическим искривлением скважины, градус; φ_0 – угол закручивания бурильной колонны реактивного момента турбобура в направлении бурильной колонны реактивного момента турбобура в направлении, обратном движению часовой стрелки, градус.

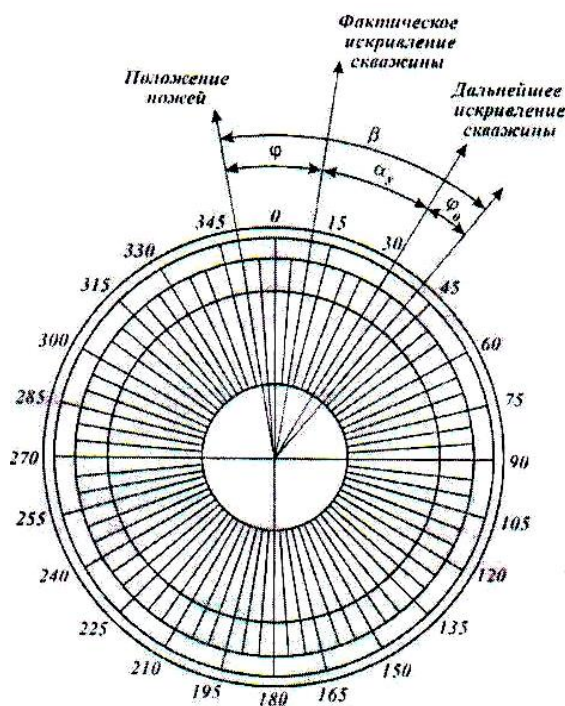


Рис. 6.6. Картограмма для корректировки азимута траектории скважины

Обычно при практических работах принимают величину угла закручивания, равной 3^0 – 5^0 на каждые 100 м длины 168 и 141 мм бурильных труб (считают, что скручивание происходит при длине бурильных труб не более 1000–1500 м). Знак плюс применяют для случая, когда необходимо увеличить значение азимута скважины, а знак минус – при уменьшении этой величины. После того как подсчитают значение угла поворота инструмента β , навинчивают и крепят ведущую бурильную трубу, исправляют положение бурильной колонны (совмещением меток на бурильной колонне и корпусе ротора).

Направление угла ведущей бурильной трубы отмечают на роторе. Ведущую бурильную трубу пропускают вниз, вставляют вкладыши. Бурильную колонну поворачивают ротором на требуемый угол. Для этого предварительно переводят угол (в градусах) в длину дуги по окружности стола ротора (в см):

$$S = \frac{r\beta}{57.3}, \quad (6.5)$$

где r – радиус окружности стола ротора, см; β – угол поворота бурильной колонны, градус.

Подсчет всех углов и поворот бурильной колонны производят по направлению движения часовой стрелки.

Ориентирование по способу Амбарцумова отличается от способа Шаньгина-Кулигина только конструкцией аппарата. Он представляет собой эксцентричный груз. Последний вращаясь вокруг проволоки, на которой его спускают в скважину, всегда располагается в плоскости искривления скважины. При этом плоскость, проходящая через центр проволоки и отметку, нанесенную на корпус прибора, будет азимутом искривления скважины.

Измерять кривизну и азимут ствола скважины, производить забойное ориентирование отклонителя можно при помощи инклинометра в сочетании с немагнитными трубами. Немагнитные трубы выпускают диаметрами 168 и 194 мм, длиной свыше 4,0 м с толщиной стенки 11–12, 20 и 30 мм. Для бурения наклонных скважин диаметром 190 мм рекомендуется применять трубы диаметром 168 мм с толщиной стенки 30 мм. В качестве немагнитных труб могут быть использованы легкосплавные бурильные трубы (ЛБТ).

Ориентирование при помощи инклинометра ЗИ-1 и немагнитных труб производят следующим образом. Над отклонителем навинчивают немагнитные трубы, имеющие на концах обычные стальные замки для присоединения к отклонителю и обычным стальным трубам. Бурильную колонну спускают в скважину. Инклинометр ЗИ-1 с удлинителем со свинцовой печатью спускают в скважину и ставят на ножи. На ножах инклинометр выдерживают 3–5 мин, осторожно снимают с них и поднимают на поверхность. Далее производят необходимые определения.

6.1.3. Непрерывные измерения и корректировка положения отклонителя на забое

В последние годы у нас и за рубежом ведутся интенсивные работы по созданию комплекса приборов, позволяющих непрерывно наблюдать за пространственным положением забоя скважины, в частности системы MWD и LWD.

Забойные двигатели развивают реактивное усилие, т. е. имеют тенденцию поворачивать бурильную колонну в направлении, противоположном вращению долота. Когда статор отклоняет буровой раствор вправо, тогда появляется реактивная сила, стремящаяся повернуть сам статор влево. Бурильная колонна закручивается от действия этой силы, причем степень закручивания зависит от типа разбуриваемых пород, от мощности на долоте и т. д., в результате чего бурение осуществляют в неправильном направлении. Бурильщик устанавливает опытным путем, как надо компенсировать действие реактивной силы. Общие рекомендации

такие: при бурении в мягких породах бурильная колонна закручивается на $3-3,5^{\circ}$ на каждые 100 м длины, а при бурении твердых пород – на $1,5-2^{\circ}$ на каждые 100 м длины колонны. Другими словами, «лицо» забойного двигателя надо повернуть вправо на $1,5-3,5^{\circ}$ на каждые 100 м длины колонны от требуемого направления ствола. Тогда после пуска забойного двигателя в работу и нагружения долота реактивная сила повернет инструмент назад и займет правильное положение для бурения в наружном направлении.

Забойные отклоняющие устройства часто используют в комбинации с управляющим инструментом [5, 7]. Инструмент спускается внутрь немагнитной бурильной сборки на кабеле.

При использовании переводника с боковым входом у бурильщика появляется возможность наращивать бурильную колонну без извлечения управляющего инструмента. Вблизи поверхности кабель пропускается через этот переводник на внешнюю поверхность бурильной колонны, где он не подвергается воздействию при наращивании бурильных труб и не может быть поврежден и порван в этом случае.

Сенсоры погружного инструмента передают данные непрерывно по кабелю на поверхностный монитор. Оператор может непрерывно считывать информацию об ориентации направляющего инструмента так же, как и азимут и зенитный угол ствола скважины. Он может компенсировать реактивную силу, сохранить направление ствола и при необходимости изменить курс без извлечения бурильной колонны или перерыва в бурении.

К прямому ориентированию относят все методы, когда определяют угол наклона и направление скважины в момент определения направления «лица» инструмента. Так, в зарубежной практике специальный переводник (рис. 6.8) устанавливают как можно ближе к долоту. Когда используют забойный двигатель, его устанавливают между кривым переводником и первой немагнитной трубой. Внутри переводника находится втулка с фиксирующим пазом – специальным ключом. Фотографический управляющий сервисный инструмент объединен со специальным устройством и забойным стингером. Внутри инструмента имеется линия ориентирования, которая проведена в соответствии с дорожкой ключа.

Когда инструментальная сборка достигает немагнитной части колонны, стингер входит в специальную втулку, при этом специальное устройство на инструментальной сборке входит в зацепление со специальным ключом, выступающим из втулки. Скошенная кромка специального устройства поворачивают инструментальную сборку так, что она правильно совмещается с ключом и входит внутрь дорожки ключа.

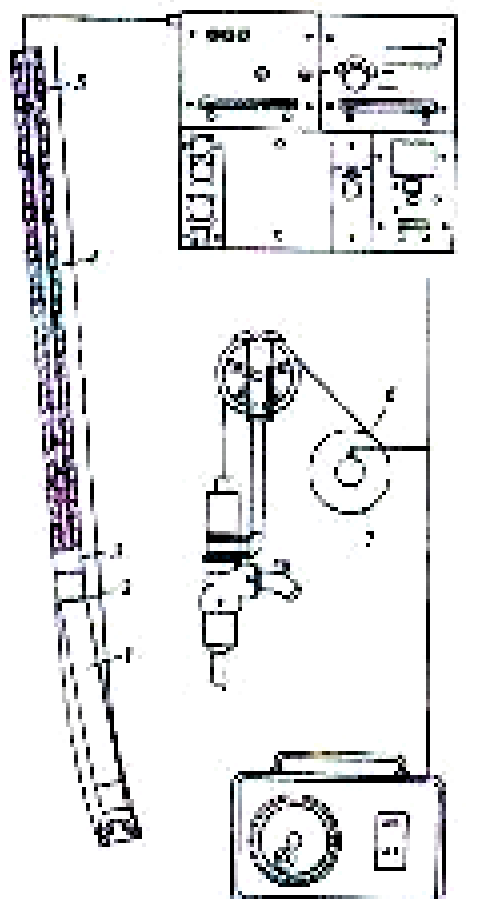


Рис. 6.7. Общая схема взаимодействия элементов управляемого направленного бурения:

- 1 – забойный двигатель; 2 – кривой переводник;
 3 – специальный ориентирующий переводник; 4 – сервисный инструмент
 управления; 5 – кабель к поверхностным прибором;
 6 – кабельный барабан; 7 – коллектор

Ориентирующая линия автоматически соответствует искривлению. Когда экспонирован фотографический диск, он записывает не только угол наклона и направление ствола скважины, но также направление отклонителя (рис. 6.8).

Если отклоняющий инструмент ориентирован неправильно, он должен быть приподнят над забоем, повернут, снова посажен вниз. Процесс повторяется до тех пор, пока инструмент не займет необходимое положение.

Управляющие инструменты экономят время, так как позволяют ориентировать отклоняющий инструмент, не прерывая процесс бурения. Постоянная информация на поверхности показывает не только зенитный угол и азимут ствола скважины, но также ориентацию направления отклонителя углубление осуществляют при помощи забойных двигателей, бурильщик следит за передающимися на поверхность данными и регулирует ориентацию инструмента посредством поворота ствола ротора на несколько градусов влево или вправо.



Рис. 6.8. Ориентирующая сборка:

- 1 – инструментальная цилиндрическая сборка; 2 – ориентирующий переводник;
3 – ориентирующий ключ; 4 – устройство с косым срезом; 5 – втулка;
6 – стингер*

При косвенном методе ориентации отклоняющий инструмент ориентируют по отношению к нижней стенке ствола, которая определена измерением направления перед спуском инструмента в скважину. Ствол должен быть искривлен минимально на $2-3^{\circ}$ (в зависимости от используемого инструмента) для точного ориентирования. При косвенном методе ориентирования инструмент приводят в соответствие с направлением отклонения при помощи специальной сборки. Когда отклоняющее устройство примет на забое правильное положение и фотографический диск сэкспонирован и проявлен, он покажет направление отклонения относительно направления скважины (рис. 6.9).

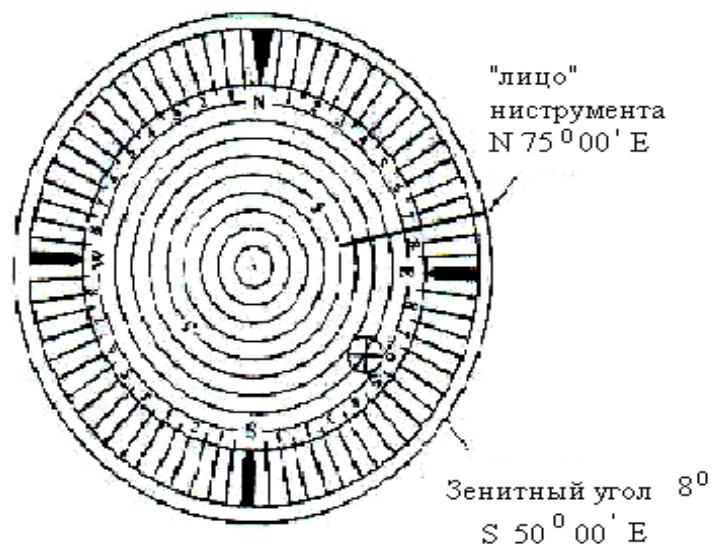


Рис. 6.9. Прямой метод ориентирования путем одноразового магнитного измерения в скважине

6.1.4. Ориентирование отклоняющих систем в требуемом направлении

Аналитическое определение угла установки отклонителя зенитного угла и азимутального направления бурения довольно громоздко. Проще они могут быть определены графическим путем (рис. 6.10). От некоторой точки O откладывают отрезок OA , равный в принятом масштабе численной величине зенитного угла в начале рейса долота θ_1 . Из точки O , как из центра, проводят окружность с радиусом, равным в принятом масштабе численной величине угла θ_2 в конце рейса. Из точки A под углом $\Delta\alpha$ (изменение азимута ствола за рейс), на которой необходимо изменить азимут скважины, проводят прямую линию до пересечения с окружностью в точках B и C . Тогда угол $NOС$ будет характеризовать угол установки отклонителя α_{y1} , обеспечивающий заданное изменение азимута скважины $\Delta\alpha$ при одновременном увеличении зенитного угла до θ_3 , численно равного длине отрезка AC .

Угол NOB будет характеризовать угол установки отклонителя, обеспечивающий такое же изменение азимута ствола $\Delta\alpha$ при одновременном снижении зенитного угла до θ_3 , численно равный длине отрезка AB .

Типовые схемы ориентирования отклонителей с помощью телеметрической аппаратуры СТЭ и СТТ представлены на рис. 6.11. Из рисунка видно, что расчет угла установки отклонителя возможен в двух вариантах: суммирование углов смещения нулевых отметок у отклонителя и глубинного измерительного устройства УГИ.

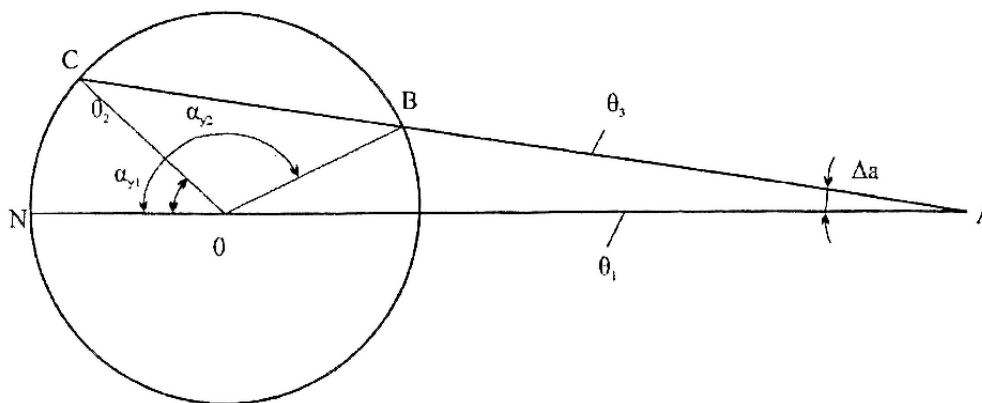


Рис. 6.10. Графический метод определения измерения азимута скважин

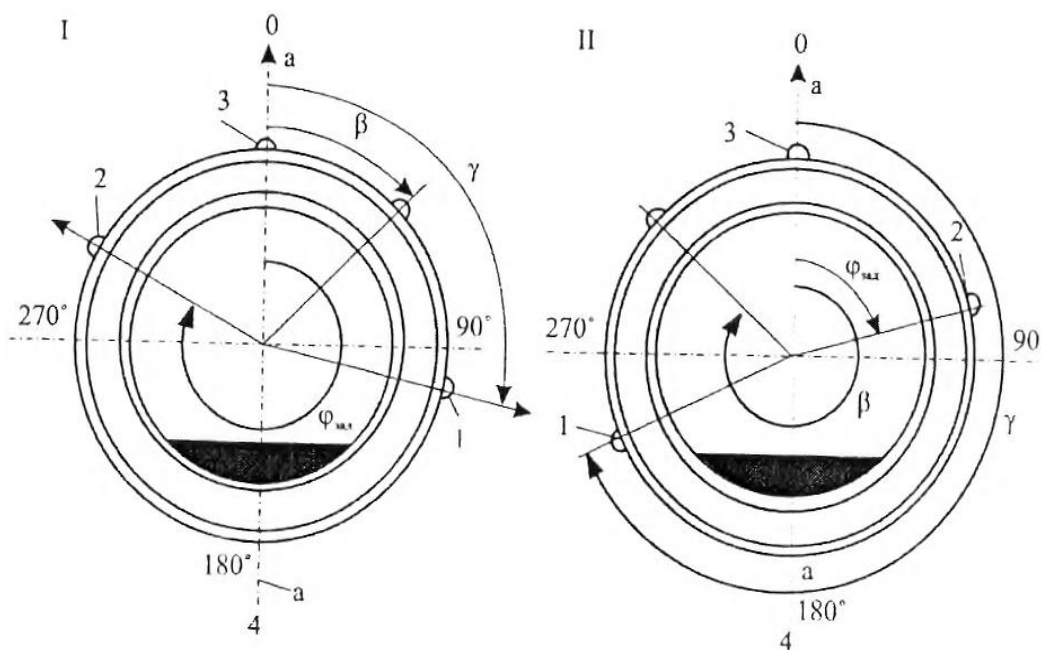


Рис. 6.11. Определение угла установки отклонителя:
 I – при $\Sigma > 360^\circ$; II – при $\Sigma < 360^\circ$; 1 – метка «О» УГИ; 2 – заданное направление; 3 – метка отклонителя; 4 – апсидальная плоскость

При необходимости ориентирования отклонителя в вертикальной скважине угол установки определяется следующим образом. Рассчитывают сумму углов смещения нулевых отметок γ и заданного проектного азимута скважины $\alpha_{пр}$:

$$\Sigma_1 = \gamma + \alpha_{пр}. \quad (6.6)$$

Затем после спуска системы на забой снимают показание по приборам «азимут» и «отклонитель» и суммируют их:

$$\Sigma_2 = \alpha_{аз} + \varphi_{от.} \quad (6.7)$$

Угол довинчивания β определяют как разность суммарных углов:

$$\beta = \Sigma_1 - \Sigma_2. \quad (6.8)$$

Если разность углов окажется отрицательной, то

$$\beta = 360 - (\Sigma_1 - \Sigma_2). \quad (6.9)$$

После того, как колонна бурильных труб будет довинчена на угол β , стрелки приборов «отклонитель» и «азимут» должны быть установлены на делениях, суммы которых равна Σ_1 и отличается от нее на 360° . Если из-за угла закручивания колонны суммы углов не совпадут, то необходимо расхаживанием и вращением колонны добиться этого равенства.

Контрольные вопросы к разделу 6

- 1 Сущность ориентированного спуска отклонителя?
- 2 Как рассчитать графическим методом угол установки отклонителя?
- 3 Какие подготовительные работы проводятся перед ориентированным спуском отклонителя?
- 4 Сущность забойного ориентирования отклонителя по методу Шаньгина-Кулигина?
- 5 Какова причина закручивания бурильной колонны при использовании забойных двигателей?
- 6 Каковы возможности систем MWD и LWD?
- 7 Сущность графического метода корректировки азимута скважины в процессе спуска отклонителя?

7. ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВОДКИ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

7.1. Технология проводки вертикального участка скважины

Практика показывает, что для бурения верхнего участка скважины целесообразно иметь на буровом станке средства создания осевой нагрузки на долото. Однако ввиду сложности имеющихся систем нагружения долота бурение обычно осуществляют под действием веса бурильной колонны.

Длина вертикального участка скважины зависит от многих факторов, основной из которых общая глубина скважины. Обычно с увеличением глубины бурения длина вертикального участка наклонной скважины выбирают соответственно глубине спуска кондуктора.

Верхняя часть наклонной скважины должна быть пробурена с минимальным отклонением ствола от вертикали. С целью снижения вероятности зенитного искривления скважины обычно применяют специальные забойные компоновки, подробно рассмотренные ранее.

Использование УБТ при бурении вертикального участка скважины необходимо для достижения заданной осевой нагрузки на долото. Поэтому при выборе размеров и количества утяжеленных труб исходят из требования и снижения диаметрального зазора и увеличения жесткости забойной компоновки. Снижение зазора между колонной и стенками скважины при бурении в твердых породах позволяет обеспечить значительное увеличение осевой нагрузки при сохранении темпа искривления скважины.

В мягких породах снижение диаметрального зазора может привести к сальникообразованию и возникновению прихвата. Поэтому в этих условиях необходимо для промывки скважины использовать высококачественные буровые растворы с малой водоотдачей и оптимальной вязкостью.

Установка центратора в нижней части колонны позволяет в ряде случаев значительно увеличить расстояние от долота до первой точки касания компоновки со стенкой скважины. В результате уменьшается деформация продольного изгиба нижней части бурильной колонны. Оптимальное расстояние центратора от долота определяется расчетным путем и проверяется практикой. Установка в нижней части колонны нескольких центраторов позволяет не только стабилизировать направление скважины, но повысить надежность работы забойной компоновки.

7.2. Технология искусственного отклонения скважины

Искривление скважины на заданном интервале проводят с помощью отклоняющего инструмента. В ходе бурения интервала набора зенитного угла необходимо контролировать положение плоскости искривления компоновки.

Участок искривления зарезают с естественного забоя скважин, в аварийных случаях новый ствол скважины зарезают с цементного моста. В ходе первого рейса необходимо набрать зенитный угол $5-6^0$ на интервале 30–50 м, так как при больших интервалах бурения затрудняется исправление азимута при ошибочном ориентировании забойной компоновки. После первого рейса долота проводят тщательное инклинометрическое исследование интервала искривления. Участок искривления необходимо выбирать в устойчивой части геологоразведочного разреза.

В процессе бурения участка набора зенитного угла необходимо стремиться к тому, чтобы компоновка низа бурильной колонны оставалась неизменной. Геометрические размеры компоновки необходимо изменить, если фактическая интенсивность искривления больше расчетной на $1,5^0/10$ м и более.

Эффективность проводки скважины по заданному профилю определяется интенсивностью набора зенитного угла на проектном интервале. Поэтому в ходе бурения участка искривления необходимо систематически контролировать фактическую интенсивность для конкретно применяемой компоновки. Для второго рейса бурильную колонну с отклонителем спускают с учетом результатов предыдущего рейса.

Режим бурения в процессе набора зенитного угла должен соответствовать геолого-техническому наряду. Окончание бурения участка набора зенитного угла определяют по данным инклинометрических замеров, проведенных в конце участка искривления.

Наибольшее применение при искусственном отклонении скважин от вертикали получили забойные гидравлические двигатели, в которых в качестве привода используются турбинные секции. В качестве специального инструмента для регулирования направления используются турбинные отклонители и шпиндели – отклонители.

В ряде случаев для отклонения скважины используют серийные турбобуры или забойные винтовые двигатели, опускаемые в скважину на кривом переводнике. Отклоняющая способность такого инструмента определяется жесткостью бурильных труб, размещенных выше кривого переводника, и боковой фрезерующей способностью шарошечного долота. Отклоняющая сила также зависит от геометрических размеров забойного двигателя. При использовании шпинделей-отклонителей, в которых перекосяется осей достигается в узле сочленения турбинной секции со шпинделем, отклоняющая способность определяется теми же факторами.

Возникающие при бурении турбинными отклонениями силы исследования в работах Р.А. Иоаннесяна и М.П. Гулизаде.

В соответствии с принятой ими силовой схемой исследования отклоняющего инструмента с кривым переводником (рис. 7.1) отклоняющая сила может быть определена по формуле:

$$P_{\dot{o}} \approx \frac{2\dot{A}L}{3aL_{\dot{o}}} \sin^2(\alpha_{\dot{i}} - \alpha_{\dot{o}}), \quad (7.1)$$

где $P_{от}$ – отклоняющая сила на долоте; EL – жесткость бурильных труб, размещенных над турбобуром; a – смещение бурильных труб при их деформации в стволе скважины; L_T – длина турбобура с долотом;

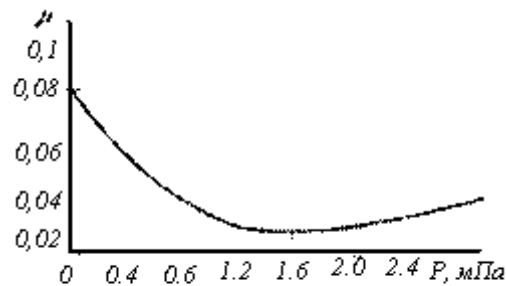


Рис. 7.1. Зависимость коэффициента трения в резинометаллической осевой опоре от удельного давления на трущихся поверхностях

$$a = D - \frac{d_T + d_{\sigma}}{2}, \quad (7.2)$$

где D , d_T , d_{σ} – диаметры соответственно долота, турбобура и бурильных труб.

В рассматриваемой схеме угол перекоса α определяется по формуле:

$$\alpha = \alpha_n - \alpha_T, \quad (7.3)$$

где α_n – угол перекоса осей резб; α_m – угол перекоса турбобура в скважине. Из формулы (7.1) следует, что для повышения отклоняющей силы нужно увеличить жесткость труб и использовать переходники с большими углами перекоса осей резб.

Поэтому над турбобуром с кривым переводником устанавливают утяжеленные бурильные трубы.

Угол перекоса осей резб кривого переводника, градус.....1; 2; 3;

Отклоняющие силы для труб над турбобуром, кН.....

168-мм бурильных.....0,7; 3; 7;

203-мм утяжеленных бурильных.....4; 10; 40.

Спуск в скважину отклоняющих компоновок при использовании кривого переводника с большими углами перекоса затрудняется из-за зависания бурильного инструмента. Поэтому при проектировании компоновок необходимо учитывать фактический диаметр скважины, который определяется физико-механическими свойствами горных пород. Геометрические размеры турбобура также существенно влияют на отклоняющую силу и, следовательно, на интенсивность отклонения скважины от первоначального положения оси ствола. Поэтому с целью увеличения действия отклонителя необходимо использовать турбобуры минимальной длины.

Возникновения отклоняющей силы в ходе бурения специальными компоновками часто затрудняет запуск турбобура. Особенно это затруднено при отклонении скважины в крепких породах, так как обычно в таких условиях диаметр скважины минимально отличается от диаметра долота. Запуск турбобура при поднятом инструменте над забоем возможен при условии

$$M_{\text{эф}} - \dot{I}_{\text{т}} > \dot{I}_{\text{од}}, \quad (7.4)$$

где $M_{\text{эф}}$ – вращающий эффективный момент турбинных секций при устойчивой работе турбобура; M_n – момент сил трения скольжения в осевой опоре (пяте) турбобура; $M_{\text{тр}}$ – момент сил трения, возникающих в результате прижатия долота к стенке скважины и препятствующих вращению ротора турбобура.

Момент сил сопротивления в осевой опоре определяется по формуле:

$$\dot{I}_{\text{т}} = P_n r_n \mu_n, \quad (7.5)$$

где P_n – осевое усилие в опоре, обусловленное гидравлическими нагрузками на пята и силами веса вращающихся деталей турбобура; r_n – средний расчетный радиус трения в осевой опоре; μ_n – коэффициент трения скольжения на трущихся поверхностях осевой опоры.

Допустимое отклоняющее условие для обеспечения надежного запуска турбобура, приподнятого над забоем, при использовании отклоняющей компоновки рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{од}} < \frac{2(\dot{I}_{\text{эф}} - \dot{I}_{\text{т}})}{D_{\text{од}} \mu_1}. \quad (7.6)$$

Максимальный перекоос осей кривого переводника при учете тех же условий определяется из соотношения:

$$\alpha_{\text{доп}} \prec \arcsin \sqrt{\frac{3(M_{\text{эф}} - M_{\text{п}})L_1 a}{D_c E L \mu_B}}, \quad (7.7)$$

где $\alpha_{\text{доп}} = \alpha_{\text{п}} - \alpha_{\text{т}}.$

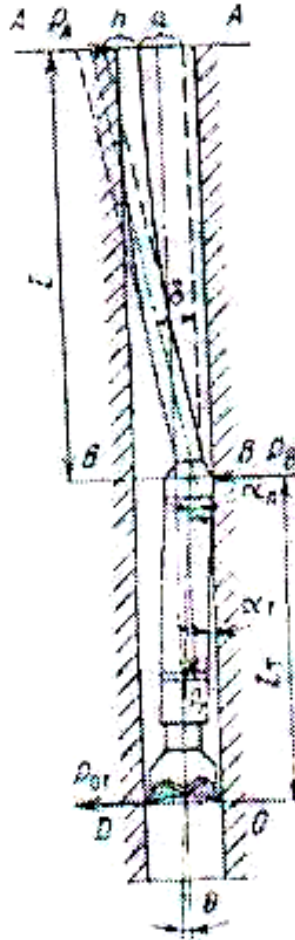


Рис. 7.2. Схема для определения отклоняющего усилия при бурении с кривым переводником

Наиболее рациональным для запуска турбобура является расхаживание отклоняющего инструмента в осевом направлении в скважине. Вращение отклоняющей компоновки после ориентирования направления действия отклонителя в заданном направлении не допускается.

Условие запуска турбобура улучшается при использовании в шпинделе-отклонителе опор качения. В этом случае снижение коэффициента трения качения, как видно из формулы (7.5) приводит к уменьшению момента сил сопротивления в осевой опоре и, следовательно, увеличивает эффективный вращающий момент на валу турбобура, необходимый для преодоления момента сил сопротивления вращению долота. Исходя из этого условия, шпиндели-отклонители рекомендуется оснащать опорами качения.

7.3. Искривление скважины электробуром

Основное преимущество проводки наклонных скважин электробуром – наличие канала связи для использования телеметрической системы. Кроме того, интервал искривления скважины с помощью электробура разбуривается с применением специального механизма искривления, устанавливаемого между двигателем и шпинделем электробура. Использование кривых переводников и искривленных труб при электробурении затруднено, так как при этом необходимы дополнительные устройства для осуществления токоподвода к электробурю.

Механизмы искривления изготавливают для всего размерного ряда электробуров. Они обеспечивают угол перекоса осей шпинделя и двигателя на 1,0; 1,5; и 2,0°. Перекос осей корпусов достигается нарезанием ниппельной резьбы на корпусе механизма искривления под заданным углом. Эта резьба соединяется с муфтовой резьбой шпинделя, ось которой совпадает с осью долота.

Компоновки отклоняющего инструмента при электробурении для бурения интервала искривления скважины должна включать, кроме серийных электробуров, оснащенных механизмом искривления, наддолотные калибраторы, телеметрическую систему и утяжеленные бурильные трубы. Размеры калибраторов и их тип определяются геолого-техническим условием бурения.

Кроме того, калибратор предотвращает самопроизвольное искривление скважины. Диаметр калибратора должен быть равен диаметру долота с отрицательным допуском (до 1 мм). Наличие телеметрической системы при электробурении позволяет регулировать пространственные положения скважины. В этом случае обеспечивается более плавное изменение траектории скважины даже при интенсивном изменении азимутального угла, так как систематический контроль позволяет непрерывно корректировать угловые параметры ствола. Опыт бурения скважин электробуром показал, что при использовании механизма искривления в сочетании с телеметрической системой удастся получить азимут и угол наклона, близкие проектным.

7.4. Бурение наклонного прямолинейного интервала и участка уменьшения зенитного угла

Наиболее экономичным является профиль, включающий прямолинейный наклонный участок оптимальной длины. Для обеспечения проводки прямолинейно – наклонного участка скважины необходимо стабилизировать ранее набранный зенитный угол и азимут. Стабилизация зенитного угла достигается максимальным снижением фрезерующего эффекта долота. Для этого необходимо добиться возникновения

отклоняющего усилия на долоте, направленного перпендикулярно к оси долота, в сторону увеличения зенитного угла. В этом случае достигается равенство приращения зенитного угла нулю при равенстве эффектов асимметричного разрешения забоя и фрезерования нижней стенки скважины.

Наклонный интервал скважины стабилизируется с помощью калибраторов, центраторов и стабилизаторов. Они входят в состав жестких КНБК и должны отвечать следующим требованиям:

- диаметральные размеры стабилизаторов кривизны должны быть близки диаметру долота с отрицательным допуском;
- геометрические размеры (диаметр и длина) стабилизатора должны быть выбраны из условия хорошей проходимости в стволе скважины;
- рабочие органы стабилизатора должны обладать высоким износостойкостью и надежностью;
- быстроизнашивающиеся детали стабилизаторов должны быть быстросъемными.

Стабилизирующие устройства устанавливают непосредственно над долотом или на корпусе забойного двигателя. Место установки стабилизатора определяют для решений конкретных задач с учетом технико-геологических условий бурения.

Четырехинтервальный профиль наклонной скважины предусматривает бурение четвертого участка с уменьшением зенитного угла. Интенсивность падения зенитного угла можно регулировать с помощью стабилизирующих устройств. В случае необходимости интенсивного снижения зенитного угла используют отклоняющие компоновки. После первого рейса с отклонителем контролируют совпадение фактического темпа снижения зенитного угла с расчетным. В случае отклонения траектории от проектного профиля изменяют геометрические параметры отклоняющего инструмента. При совпадении углов можно продолжать бурение с выбранным отклонителем.

На интервалах резкого снижения зенитного угла вследствие трения бурильных труб возможно зависание бурильного инструмента. В этом случае нагрузка на долото может оказаться недостаточной. Для повышения эффективности бурения необходимо использовать УБТ повышенной массы.

7.5. Выбор и обоснование режимных параметров при наклонном бурении

Режим бурения скважин определяют исходя из механических свойств горных пород и технической вооруженности бурового предприятия. В настоящее время наиболее распространено проектирование технологических процессов в соответствии с максимальной механической скоростью при эффективном объемном разрушении горных пород. При этом используются следующие эмпирические зависимости [3]:

нагрузка на долото

$$P_d = \alpha p_{ш} F_k, \quad (7.8)$$

где α – коэффициент, учитывающий влияние забойных условий ($\alpha=1\div 1,2$); $p_{ш}$ – твердость породы по штампу; F_k – площадь контакта долота с горной породой; величина F_k зависит от диаметра шарошечного долота, его типа (для мягких, средней твердости, твердых и крепких пород) приведены в [13].

оптимальная скорость бурения

$$V_{\text{опт}} = \frac{0,06\beta h n \gamma z D_{з.р.}}{\pi D_{ср}}, \quad (7.9)$$

где β и γ – эмпирические коэффициенты, учитывающие забойные условия; h – глубина зоны разрушения; n – частота вращения долота, об/мин; z – число зубьев на выбранном венце; $D_{з.р.}$ – диаметр зоны разрушения; $D_{ср}$ – средний диаметр венца шарошки;

механическая скорость бурения

$$v_m = a P_d^{\alpha_1} n^{\beta_1}, \quad (7.10)$$

где a , α_1 , β_1 – эмпирические коэффициенты, учитывающие ряд факторов, не вошедших в рассматриваемые условия.

Зависимость (7.10) будет линейной при $\alpha=\beta=1$, так как в области поверхностного разрушения породы механическая скорость пропорциональна осевой нагрузке на долото и частота его вращения:

стойкость долота

$$T_d = \frac{b P_d^{\alpha_2}}{e^{f P_d} n^{\beta_2}} \quad (7.11)$$

где α_2 , β_2 – эмпирические коэффициенты; f – коэффициент трения;

проходка на долото

$$H_{\ddot{a}} = \frac{c \zeta_{\ddot{a}}^{\alpha_1 + \alpha_2} n^{\beta_1 - \beta_2}}{e^{f P_{\ddot{a}}}}, \quad (7.12)$$

где c – эмпирический коэффициент;
рейсовая скорость бурения

$$v = \frac{H_d}{T_d + T_{cn}}, \quad (7.13)$$

где T_d – время механического бурения; T_{cn} – время спускоподъемных операций, смены долота и подготовительных работ;
стоимость 1 м проходки

$$c = \frac{D + k(T_d + T_{cn})}{H} \quad (7.14)$$

где D – стоимость долота; k – стоимость 1 ч работы буровой установки.

Режимы бурения проектируются по двум методикам: на основании статического анализа промысловых материалов по отработке долот на различных режимах или по общим закономерностям работы долот, подтвержденным достоверными результатами в проектируемых условиях.

На основе анализа данных по отработке долот можно выявить наиболее выгодные сочетания забойных двигателей и долот, а также вариации режима при их эксплуатации в течение одного рейса. Совершенствование конструкции долот, создание новых забойных двигателей предполагает непрерывную обработку промысловой информации и ввод коррективов в режимные параметры.

Осевая нагрузка на долото. Основным фактором, определяющим интенсивность разрушения горной породы, является осевая нагрузка. Лабораторным исследованием многих исследователей установлено, что при малых нагрузках разрушение породы происходит вследствие истирания поверхности, а при достижении критической величины наступает объемное разрушение горной породы, т. е. с увеличением осевой нагрузки механическая скорость соответственно возрастает.

На практике эффективные нагрузки в большинстве случаев выбирают по несущей способности опор долота и вооружения шарошек. Известно, что стойкость опор долота с увеличением осевой нагрузки существенно уменьшается. Механическая прочность долот с уменьшением диаметра падает более интенсивно.

Действующими нормами регламентируются допустимые осевые нагрузки на долото.

Таблица 7.1

Рекомендуемые осевые нагрузки на алмазные долота

Диаметр долота	Осевая нагрузка, кН		Подача промывочной жидкости, $\text{дм}^3/\text{с}$
	минимальная	максимальная	
140	15,0	60	10-18

159	17,5	70	14-22
188	20,0	90	20-30
212	25,0	100	26-40
267	35,0	120	30-80

При алмазном бурении расход агента для лучшего охлаждения долота должен быть повышенным.

Частота вращения долота. Механическая скорость бурения определяется не только силовым воздействием на горную породу, но и скоростью взаимодействия вооружения долота с забоем скважины. В ходе перекачивания шарошки по забою частота вращения долота определяет время контакта зуба с горной породой и кинематическое воздействие на частицы разрушенной породы. Эти два фактора, в конечном счете, создают предпосылки для формирования интенсивности углубления забоя скважины.

С учетом изложенного частоту вращения n_d долота можно ориентировочно определить по формуле

$$n_d = \frac{60i}{t_k z}, \quad (7.15)$$

где $i = d_w/D_d$ (d_w – диаметр шарошки, D_d – диаметр долота); t_k – время контакта зубьев периферийных венцов шарошки с забоем; z – число зубьев периферийного венца шарошек; величина t_k принимается равной времени достижения разрушающей нагрузки τ , которая изменяется от 0,005 до 0,007 с [3], а число z зависит диаметра долота [13].

Опыт бурения показывает, что частота вращения долота определяет интенсивность изнашивания как вооружения шарошек, так и опорных элементов долота. Установлено, что при турбинном бурении, где частота вращения долота превышает 600–700 об/мин, стойкость долота на порядок ниже, чем при бурении роторным способом со скоростью 50–100 об/мин.

Поэтому при выборе частоты вращения долота необходимо учитывать как эффективность процесса бурения, так и стойкостные качества породоразрушающего инструмента.

В России до настоящего времени турбинный способ бурения является основным. Этот способ оказался чрезвычайно эффективным при разбурировании нефтяных площадей Урало – Поволжья и Западной Сибири, где нефтяные пласты залегают на малых и средних глубинах. В этом случае реализуется преимущество турбинного способа бурения, характеризующееся высокими механическими скоростями при повышенных частотах вращения долота.

В то же время в глубоком бурении турбинный способ не дает желаемой эффективности проводки скважин. Попытки повысить проходку на долото

регулированием подачи промывочной жидкости, а следовательно, частоты вращения вала турбобура не дали желаемых результатов.

Создание долот с герметизированными маслonaполненными опорами расширило область применения низкооборотного бурения, так как повышение стойкости долот позволило значительно увеличить длительность рейса. В результате стоимости бурения 1 м скважины была снижена практически во всех нефтяных районах.

Алмазные долота позволяют многократно увеличить проходку за рейс. Если охлаждение алмазного долота оптимальное, то рекомендуемые частоты вращения инструмента могут быть доведены до 500 об/мин и выше. С увеличением абразивности горных пород и уменьшением подачи бурового раствора частоту вращения алмазного долота рекомендуется снизить.

Промывка скважин при наклонном бурении. Одним из важных факторов, влияющих на производительность, является очистка от шлама. В наклонных скважинах возможно скопление шлама в нижних частях ствола и забоя под действием гравитационных сил. Поэтому необходимо учитывать, что призабойная зона должна быть максимально охвачена циркулирующим потоком.

Чрезмерная подача жидкости на забой скважины может вызвать нежелательные последствия, например, размыв стенок ствола при бурении рыхлых неустойчивых пород.

Выбуренная порода в наклонном стволе выносится на поверхность вдоль лежащей части ствола скважины со скоростью меньшей средней скорости циркуляции раствора. Это обстоятельство надо учитывать и подавать в наклонную скважину раствор с большей скоростью, чем на ту же глубину в вертикальной скважине.

Совершенство очистки забоя скважины от шлама определяется количеством жидкости подаваемой на единицу площади забоя, и скоростью. Скорость показал, что с увеличением подачи жидкости до определенного предела механическая скорость проходки возрастает.

Подача насосов должна быть достаточной для очистки забоя и охлаждения долота, выноса шлама на поверхность, эффективной работы гидромониторных долот и гидравлических забойных двигателей. В то же время при выборе подачи насосов должны быть учтены параметры насосной группы (гидравлическая мощность, подача и давление при различных диаметрах цилиндрических втулок), допускаемое давление в обвязке насосов.

При бурении в осложненных условиях (поглощение промывочной жидкости, наличие неустойчивых отложений, пласты с агрессивными флюидами, большая глубина ствола) следует учитывать гидродинамические давления, возникающие при давлении восходящего потока в кольцевом пространстве. Суммарное гидродинамическое и гидростатическое давление в таких условиях не должно превышать допустимого для соответствующих интервалов.

Из условий обеспечения промывки забоя и охлаждения долота подача насосов может быть определена из зависимости:

$$Q_1 = 0,785 q_{\text{дл}} D_{\text{д}}^2, \quad (7.16)$$

где $q_{\text{дл}}$ – расход жидкости на единицу площади забоя ($q_{\text{дл}}=0,50 \div 0,65 \text{ м}^3/\text{см}^2$); $D_{\text{д}}$ – диаметр долота, см.

При использовании гидромониторных долот подача насосов должна обеспечить скорость гидромониторной струи в пределах 80–139 м/с. Поэтому $Q_2=(80 \div 130)F_n$, где F_n – суммарная площадь сечения насадок долота.

Для улучшения выноса шлама в наклонно-направленных скважинах желательно обеспечить турбулентность восходящего потока, при котором он турбулизуется, может быть определена из зависимости

$$v_T = (47 \div 54) \sqrt{\frac{\tau_0}{\gamma_{\text{ж}}}}, \quad (7.17)$$

где τ_0 – динамическое напряжение сдвига, Па; $\gamma_{\text{ж}}$ – удельный вес жидкости, Н/м².

При бурении с гидравлическими забойными двигателями подача насосов Q_4 должна обеспечить заданный вращающий момент на валу двигателя.

Подача насосов при бурении в осложненных условиях ограничивается потерями давления в кольцевом пространстве, при которых проявляются осложнения. Гидродинамические давления в кольцевом пространстве рассчитывают с учетом параметров промывочной жидкости.

Тип промывочной жидкости выбирают в соответствии с классификацией горных пород и конкретными горно-геологическими условиями.

Для уменьшения взаимоизнашивания бурильных и обсадных колонн в наклонно направленных скважинах, повышения подачи долот и снижения липкости глинистой корки в промывочную жидкость добавляют смазки.

На основании многолетнего опыта установлено, что скорость потока бурового раствора в кольцевом пространстве (в м/с) необходимо устанавливать в следующих пределах в зависимости от горных пород, слагающих стенки скважины:

Устойчивые карбонатные и изверженные породы.....	0,7-1,0
Глинистые породы, песчаники.....	0,9-1,3
Глинистые породы зон тектонических нарушений, склонные к обвалам и осыпям.....	1,3-1,5

Гидромониторные насадки к буровым долотам способствуют не только улучшению очистки забоя шлама, но и разрушению горной породы. Исследования показали, что наиболее эффективно действует струя жидкости при истечении из насадки со скоростью не менее 70–80 м/с.

7.6. Основные технологические требования к проводке направленных скважин

Выбираемый забойный двигатель должен отвечать следующим требованиям:

- вращающий момент двигателя при его работе в условиях наибольшей мощности максимального КПД должен быть достаточен для вращения долота при заданной осевой нагрузке и отклоняющей силе;
- диаметр и жесткость забойного двигателя должны соответствовать требованиям компоновки низа бурильной колонны для достижения заданной траектории ствола скважины;
- подача насосов, при которой двигатель работает в оптимальном режиме, должна удовлетворять промывке скважины.

При бурении участка изменения зенитного угла и азимута момент, развиваемый турбинами, расходуется в основном на работу долота при действии осевой нагрузки и отклоняющей силы, трение в осевых и радиальных опорах:

$$M = M_T \left(1 - \frac{n}{n_x} \right) = M_{\text{дв}} G_{\text{ос}} + (0,5 D f_1 + 2 f_2 r_p) G_{\text{от}} + f_3 r_0 G_{\text{оо}}, \quad (7.18)$$

где M_m – тормозной момент для турбины, Н·м ($M_m = 2M_1$, M_1 – вращающий момент на турбинах при наибольшей мощности и к.п.д. турбобура); n и n_x – соответственно текущая частота вращения и частота при отсутствии сопротивления вращению турбин, с⁻¹; $M_{\text{уд}}$ – характеристика моментоемкости долота (удельный момент), м; D – диаметр долота, м; f_1 , f_2 , f_3 – коэффициенты трения долота соответственно стенки скважины при их фрезеровании, в радиальных и осевых напорах; r_p и r_0 – радиусы трения соответственно в радиальных и осевых опорах, м; $G_{\text{ом}}$ – нагрузка на осевые опоры.

$$G_{\text{оо}} = G_{\text{ос}} - Q_{\text{в}}, \quad (7.19)$$

где $G_{\text{ос}}$ – осевая нагрузка на долото, Н; $Q_{\text{в}}$ – нагрузка на осевые опоры при отсутствии нагрузки на долото (складывается из веса вращающихся деталей и гидродинамической нагрузки на турбины), Н.

При использовании забойных двигателей диаметром 172, 195, 215 и 240 мм нагрузка на радиальные опоры превышает отклоняющую силу на долоте в 1,8–2,2 раза.

Искривление наклонно направленной скважины не должно препятствовать технологическим процессам при бурении и эксплуатации скважин. Минимально допустимый радиус искривления выбирают из условий: нормального прохождения по стволу компоновок низа бурильной колонны, в том числе забойных двигателей; обеспечение технических условий по допустимому изгибу оси забойных двигателей при их эксплуатации; предотвращения поломок спускаемых в скважину бурильных и обсадных колонн, вызванных превышением допустимых напряжений; обеспечения спуска обсадных колонн в искривленный ствол до проектной глубины; предотвращения локализации взаимодействия бурильных труб и штанг обсадными колоннами с целью снижения их взаимонапряжения; обеспечения технических условий по спуску и эксплуатации центробежных электронасосов.

Наменьший радиус искривления, соответствующий условиям прохождения по стволу частей компоновки с наибольшим диаметром d , может быть определен из формулы

$$R = \frac{0,123L^2}{0,74(D_A - d) - k + 1}, \quad (7.20)$$

где L – длина части компоновки с диаметров d (забойного двигателя, маховика, УБТ большого диаметра), м; D_d – диаметр долота, м; – – технологический зазор между компоновкой и стенками скважины [13], $k=(4\div6)\cdot 10^{-2}$ м в устойчивых отложениях и $k=(6\div8)\cdot 10^{-2}$ м неустойчивых и перемежающихся отложениях; f – допустимый прогиб компоновки по длине L , м.

Для спуска компоновки без деформации ее полномерной части принимается $f=0$. При спуске компоновки с деформацией прогиб определяется из зависимости

$$f = \frac{\sigma_T L^2}{m_1 E d}, \quad (7.21)$$

где σ_m – предел текучести материала компоновки, Па; m_1 – коэффициент запаса прочности, для забойных двигателей $m_1 \geq 4\div 6$, для УБТ и маховиков, стабилизаторов $m_1 \geq 1,35$; E – модуль упругости, Па.

Радиус кривизны эксплуатационных скважин при использовании в них погружных центробежных электронасосов не должен быть меньше 286 м (допускаемая интенсивность искривления $i \leq 0,2^0/\text{м}$).

При пространственном искривлении истинный радиус кривизны меньше его проекции на вертикальную плоскость. Поэтому проекция радиуса кривизны на вертикальную плоскость с учетом пространственного искривления не должна быть меньше

$$R \leq \frac{57.3R\sqrt{2(1 - \sin \theta_1 \sin \theta_2 \cos \Delta\alpha \cos \theta_1 \cos \theta_2)}}{(\theta_2 - \theta_1)}, \quad (7.22)$$

где R – наименьший допустимый радиус кривизны, определяемый по формуле (6.20), м; θ_2, θ_1 – зенитные угла в конце и в начале участка изменения азимута скважины, градус; $\Delta\alpha$ – изменение азимута, градус.

Итоговый радиус кривизны как при плоской, так и при пространственной траектории ствола скважины не должен быть меньше $1,1R$, где R – наименьший радиус кривизны.

При бурении наклонно направленной скважины комбинированным способом набор зенитного угла необходимо проводить компоновкой с отклонителем на базе забойного двигателя, а проводку вертикального и наклонно прямолинейного участков – роторным способом.

До начала бурения буровые бригады должны освоить все приемы работ и технологию бурения наклонно направленных скважин. На каждой буровой, где применяют отклонители, необходимо иметь дежурную инклинометрическую партию или лебедку для спуска и подъема аппарата забойного визирования и контролирования направления оси скважины.

Искривление ствола скважины проводят специальными отклоняющими устройствами. Тип и размер отклонителя, а также компоновки нижней части бурильного инструмента выбирают в соответствии с необходимой интенсивностью искривления скважины. Перед первым спуском отклонителя по окончании рейса скважину необходимо тщательно промыть. Забуривание наклонного ствола из-под башмака обсадной колонны следует проводить с отклоняющей компоновкой при наличии открытого ствола не менее 30 м.

Спускать отклоняющие устройства через необсаженный ствол скважины нужно так, чтобы не допускать посадок инструмента более 60–80 кН. Если при спуске отклоняющих устройств происходят большие посадки, то инструмент необходимо извлечь и ствол скважины проработать.

Ствол скважины следует прорабатывать инструментом без отклоняющих устройств. В виде исключения по согласованию с техническим руководством бурового предприятия в присутствии бурового мастера допускается проработка ствола компоновкой, включающей отклоняющее устройство, без извлечения инструмента из скважины.

Интервалы затяжек и посадок инструмента следует фиксировать в буровом журнале.

При подъеме отклонителя отвинчивать свечи вращением ротора воспрещается. При длительной остановке буровой после подъема

инструмента вопрос о спуске отклонителя в скважину согласовывается с руководством бурового предприятия.

По окончании спуска отклоняющее устройство устанавливают в заданном направлении.

При проходке искривленного участка режим бурения должен быть таким же, как и при бурении вертикальных скважин в этом же интервале. В процессе бурения наклонной скважины необходимо учитывать, что фактическая нагрузка на долото может значительно отличаться от фиксируемой индикатором веса и зависит от конфигурации ствола и коэффициента трения. При бурении искривленного участка необходимо стремиться к тому, чтобы избежать превышения максимально допустимой интенсивности искривления; значительно меньше проектной; не обеспечивает выполнения поставленной перед скважиной задачи.

Бурение наклонно прямолинейных участков забойными двигателями и роторным способом проводить жесткими компоновками, обеспечивающими стабилизацию зенитного угла и азимута.

Чтобы уменьшить влияние сил трения на передачу нагрузок на долото, рекомендуется добавлять в промывочную жидкость антифрикционные добавки (нефть, графит, СМАД-1 и т. д.).

При бурении со стабилизаторами следует проворачивать инструмент через 3–5 м проходки в соответствии с механической скоростью.

Проходка на долото при бурении наклонно направленных скважин в некоторых случаях лимитируются контрольными замерами параметров скважины.

При регулировании азимута скважины нужно применять во внимание следующее:

- изменение азимута скважины зависит от зенитного угла скважины: с увеличением его темп изменения азимута скважины уменьшается;
- при больших зенитных углах ($15-30^{\circ}$ и более) азимут скважины почти не изменяется;
- при проводке наклонно направленных скважин необходимо стремиться к тому, чтобы работы по принудительному изменению азимута заканчивались при зенитных углах скважины меньше 20° .

Контрольные вопросы к разделу 7:

1. Особенности технологии бурения вертикального участка направленной скважины?
2. От каких факторов зависит отклоняющая способность инструмента при использовании забойного двигателя?
3. Какие технические средства используются при направленном бурении наклонно прямолинейного интервала ствола скважины?
4. Какие технические средства используются при непрерывном бурении, если необходимо уменьшить зенитный угол скважины?

5. Какие факторы учитываются при выборе рациональной величины осевой нагрузки на долото?
6. Каким образом частота вращения долота влияет на стойкость последнего?
7. Какие методы повышения эффективности очистки скважины от шлама применяются при направленном бурении?
8. Какие факторы влияют на величину минимально допустимого радиуса искривления скважины?

8. ПРАКТИКУМ ПО НАПРАВЛЕННОМУ БУРЕНИЮ

Практическая работа № 8.1

Построение инклинограммы и профиля пробуренной скважины

В табл. 8.1 приведены варианты исходных данных по измерению глубины замеров зенитных и азимутальных углов. Требуется: по данным замеров построить инклинограмму и профиль скважины.

Таблица 8.1

Варианты исходных данных для выполнения работы

Варианты	Интервал измерения и зенитного азимутального углов ℓ_n м.	Величина зенитного угла γ_1 град	Величина азимутального град α
1	0	0	0
	200	3	180
	400	3	185
	600	5	188
	800	10	190
	1000	15	192
	1200	20	196
	1400	20	197
	1600	21	197
	1800	21	197
	2000	22	198
2	0	0	0
	300	2	90
	600	5	94
	900	7	96
	1200	12	98
	1500	18	97
	1800	20	98
	2100	21	98
	2300	21	100
3	0	0	0
	350	2	95
	700	2	96
	1050	3	97
	1400	7	100
	11750	15	105
	2100	16	109
	2450	20	115
4	0	0	0
	400	3	100
	800	4	105

	1200	8	108
	1600	12	112
	2000	16	115
	2400	22	120
	2800	22	125
	3200	23	128

Продолжение таблицы 8.1

5	0	0	0
	260	2	270
	520	5	275
	780	7	278
	1040	10	282
	1300	15	288
	1560	22	220
	1820	26	294
	2080	30	299
6	0	0	0
	250	3	95
	500	6	98
	750	10	100
	1000	15	105
	1250	20	110
	1500	25	115
	1750	32	118
	2000	31	122
	2250	32	125
7	0	0	0
	320	3	120
	640	5	125
	960	8	130
	1280	12	135
	1600	18	140
	1920	26	145
	2240	32	148
	2560	32	152
8	0	0	0
	350	3	160
	700	6	165
	1050	10	170
	1400	13	175
	1750	18	180
	2100	23	185
	2450	28	190
	2800	35	194
9	0	0	0
	330	3	120
	660	4	125
	990	7	128
	1320	10	135
	1650	15	140

10	1980	20	145
	2310	25	150
	2640	30	160
	0	0	0
	410	3	140

Продолжение таблицы 8.1

	820	6	145
	1230	10	149
	1640	15	156
	2050	22	160
	2460	23	165

Методические рекомендации для выполнения работы № 8.1

Для построения инклинограммы первоначально рассчитываются по данным средних арифметических величин зенитных углов γ_n приращения ΔX_n горизонтального смещения забоя скважины по интервалам глубин ℓ_n (рис. 8.1, а). Затем, используя исходные данные, заполняют табл. 8.2.

Таблица 8.2

Расчетные данные для построения инклинограммы скважины

Глубина, м	Расстояние ℓ_n между точками измерений, м	Зенитный угол γ	Азимут α	Горизонтальное смещение ΔX_i	Смещение забоя от вертикали $X_i = X_{i-1} + \Delta X_i$
ℓ_1	ℓ_1	γ_1	α_1	ΔX_1	$X_1 + \Delta X$
ℓ_2	$\ell_2 - \ell_1$	γ_2	α_2	ΔX_2	$X_2 = X_1 + \Delta X_2$
ℓ_3	$\ell_3 - \ell_2$	γ_3	α_3	ΔX_3	$X_3 = X_2 + \Delta X_3$

Для построения горизонтальной проекции трассы скважины через точку А, изображающую устье скважины, проводят прямую с азимутом α_1 и откладывают на ней отрезок А-1, равный Δx_1 (рис. 8.1). Через точку 1 проводят прямую 1-2 с азимутом α_2 и откладывают на ней отрезок 1-2, равный Δx_2 . Построение продолжают аналогичным образом для всех остальных точек. Соединив точки А, 1, 2, 3 и т. д. прямыми, получают положение проектной трассы скважины в плане. Вертикальную проекцию скважины можно строить в любой вертикальной плоскости, например, вкост простирания пластов, как показано на рис. 8.1, а. Для этого через точки А, 1, 2, 3 и т. д. опускают перпендикуляры на линию VV, изображающую плоскость профиля скважины, и получают точки 0, 1, II, III, ... m. Отрезки 0-1, 0-11, 0-111, 0-m представляют собой смещение забоя x_1, x_2, x_3, x_n по профилю VV. Их измеряют и результаты записывают, затем из точки А (рис. 8.1, б)

описывают дугу радиусом ℓ_1 в соответствующем масштабе расстоянии x_1 параллельно вертикали АВ проводят прямую aa , получая пересечение ее с дугой в точке 1. Из точки 1 описывают дугу радиусом $\ell_2 - \ell_1$ и на расстоянии x_2 , проводят прямую ВВ, параллельную вертикали АВ. Пересечение дуги и прямой дает точку 2. Подобным же образом строят все остальные точки. Соединяя точки А, 1, 2, 3 и т. д. прямыми, получают вертикальную проекцию трассы скважины на плоскость профиля VV.

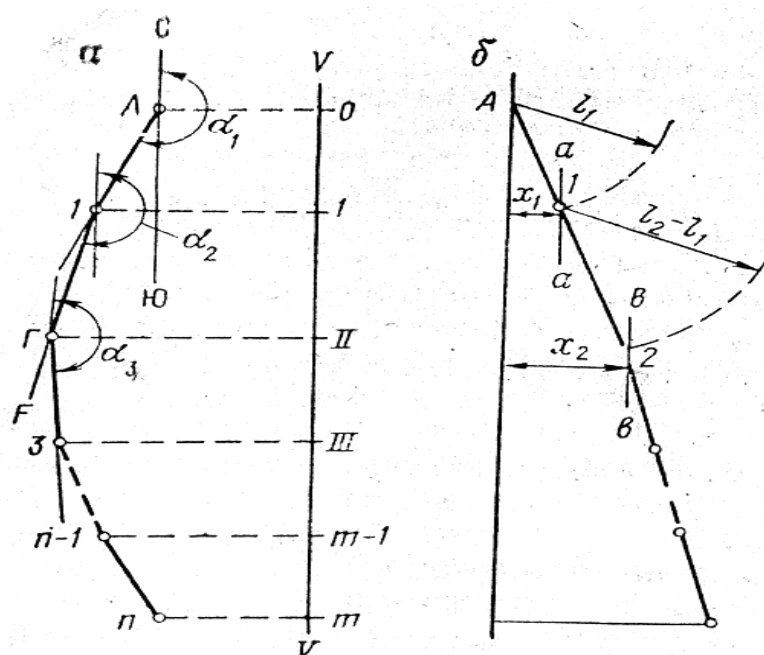


Рис. 8.1. Построение инклинограммы скважины

Практическая работа № 8.2

Расчет жесткой компоновки низа бурильной колонны (КНБК)

Требуется: рассчитать основные параметры жесткой КНБК.

Методические рекомендации: для решения задания используется материал, изложенный в разделе 5.2, формулы (5.1–5.7), таблицы (5.1–5.5) и номограмма (рис.5.13).

В табл. 8.3 приведены 10 вариантов заданий для расчета жесткой КНБК.

Таблица 8.2

Варианты заданий для выполнения работы

Исходные данные	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Способ бурения	Роторный							Турбинный		
Интервал бурения, м	-	-	-	-	-	-	-	600 200	700 2200	800 2300
Диаметр эксплуатационной колонны, мм	219	168	146	140	168	219	146	168	146	140
Диаметр долота, мм	269,9	214	190	190	214	269,9	190	214	190	190
Диаметр предшествующей обсадной колонны, мм	-	-	-	-	-	-	-	245	219	219

Продолжение таблицы 8.2

Диаметр турбобура, м	-	-	-	-	-	-	-	14	15	16
Вес турбобура, КН	-	-	-	-	-	-	-	25	30	35
Осевая нагрузка Р _д , КН	200	190	180	185	195	210	190	79	85	90
Частота вращения долота п, об/мин	120	110	100	95	90	85	80	-	-	-

Практическая работа № 8.3

Расчет компоновок маятникового типа (отвесных)

Требуется: рассчитать основные параметры отвесной КНБК.

Методические рекомендации: для решения задания используется таблицы 5.1, 5.2 и формулы 5.4–5.11.

В табл. 8.4 приведены варианты исходных данных для выполнения работы № 8.3.

Таблица 8.4

Варианты заданий для выполнения работы

Исходные данные	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Способ бурения	Роторный					турбинный				
Диаметр обсадной колонны, мм	245	219	194	178	273	273	245	219	194	178
Диаметр долота, мм	215,9	190,5	244,5	243	215,9	295,3	295,3	269	244,5	244,5
Нагрузка на долото, мН	0,32	0,28	0,260	0,24	0,42	0,40	0,33	0,29	0,25	0,22
Диаметр бурильных труб, мм	168	168	168	168	140	168	140	140	140	140

Практическая работа № 8.4

Расчет трехинтервального профиля скважины с участком стабилизации

Применение профиля типа А позволяет до минимума сократить число рейсов с отклонителем, получить максимальную величину отхода при минимальном значении угла, облегчает и ускоряет спуско-подъемные операции.

Исходные данные: глубина скважины по вертикали – H , отход забоя скважины от вертикали – A ; длина вертикального участка скважины – $H_в$.

Требуется определить следующие элементы профиля: R_1 , H_1 ; H_2 ; A_1 ; A_2 ∂_1 $L_{общ}$.

Таблица 8.5

Варианты Исходных данных для расчета элементов профиля типа А

Исходные данные	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
H , м	3000	3200	3400	3600	3800	4000	4200	4400	4600	4800
A , м	100	120	140	150	160	170	180	200	220	240
$H_в$, м	300	320	330	340	350	370	380	400	410	420

Методика решения задачи приведена в разделе 3.3, формулы 3.4 – 3.9

Практическая работа № 8.5

Расчет параметров проектного профиля горизонтальных скважин

Методика расчета направляющей части профиля горизонтальной скважины приведена в разделе 3.3 формулы 3.11 – 3.36.

Задание 8.5.1

Требуется определить $H_в$; R ; H_2 ; A_2 :

Таблица 8.6

Варианты исходных данных к заданию 8.5.1

Исходные данные	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1) Направления часть профиля H , м	1500	1600	1550	1650	1700	1750	1800	1850	1900	1950
A , м	600									
θ^2 град.	90	88	85	86	87	84	83	82	81	80

2) горизонтальной участок профиля Sn , м	400	450	460	480	490	500	510	520	530	540
--	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Задание 8.5.2

Исходные данные ; направляющая часть профиля типа 3, горизонтальный участок профиля типа 6, требуется определить H_6 , L , H_2 , R_2 , A_2 , θ_2 , L_2 .

Таблица 8.7

Варианты исходных данных к заданию 8.5.2

Исходные данные	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1) Направляющая часть профиля H , м	1800	1850	1900	1950	2000	2050	2100	2150	2200	2250
A , м	200	250	300	320	340	360	380	420	440	460
θ , град	25	27	29	31	32	34	35	36	37	38
θ_1 , град	30	32	34	35	36	37	38	39	40	41
R_1 , м	300	310	320	330	340	350	360	370	380	390
R_3 , м	310	320	330	340	350	360	370	380	390	400
2) горизонтальной участок профиля Sn , м	400	420	430	440	450	460	470	480	490	500
θ , град	25	27	29	31	32	34	35	36	37	38
T , м	20	25	22	23	24	26	27	28	29	30

Практическая работа № 8.6

Выбор и расчет отклоняющих компоновок для бурения наклонно-направленных скважин

Задание 8.6.1

Исходные данные: диаметр долота – D , мм; диаметр заданного двигателя – d , мм.

Жесткость отклоняющей секции EI , $\text{kH}\cdot\text{м}^2$; расстояние от торца долота до искривленного переводника – L_1 , м; расстояние от искривленного переводника до торца УБТ – L_2 , м; радиус кривизны ствола скважины – R , м; отношение плотности бурового раствора к плотности материала бурильных труб – $\rho_{\text{бр}}/\rho_{\text{бт}}$; поперечная составляющая веса единицы длины секции с учетом плотности бурового раствора – q , $\text{kH}/\text{м}$.

Требуется: рассчитать требуемый угол Δ прекоса искривленного переводника

Таблица 8.8

Варианты исходных данных к заданию 8.6.1

Исходные данные	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
D , мм	215,9	295,3	215,9	190,5	215,9	295,3	190,5	215,9	295,3	190,5
d , мм	172	240	195	172	172	240	172	172	240	172
EI , $\text{kH}\cdot\text{м}^2$	4000	7000	4800	3800	4200	7200	3900	4200	6800	4100
L_1 , м	2,5	5,5	3,2	2,3	2,8	5,7	2,7	2,9	6,2	2,6
L_2 , м	3,7	8	4,3	3,2	3,9	7	4,1	4,1	7,8	3,7
R , м	340	480	390	350	360	490	360	350	470	345
Q , $\text{kH}/\text{м}$	12	22	0,16	0,11	0,11	23	11	13	22	12

Методические рекомендации: используются формулы (5.30–5.32)

Задание 8.6.2

Исходные данные: задана отклоняющая компоновка с турбинным отклонителем; радиус искривления ствола скважины – R , м; угол перекоса валов отклонителя – δ , град; длина нижнего звена турбинного отклонителя от торца долота до места искривления переводника отклонителя – L_1 , м; диаметр долота – D , м; диаметр отклонителя – d , м.

Требуется: рассчитать длину L_2 верхнего плеча отклонителя от места искривления переводника отклонителя до верхнего переводника на УБТ.

Таблица 8.9

Варианты исходных данных для выполнения задания 8.6.2

Исход-	Варианты
--------	----------

ные данные	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
R , м	320	325	330	335	340	345	350	333	337	342
δ , град	1,05	1,1	1,15	1,2	1,25	1,30	1,07	1,12	1,17	1,23
L_1 , м	2,2	2,2	2,6	2,3	2,3	2,7	2,8	2,9	2,4	2,6
D , мм	0,1905	0,2159	0,2699	0,2508	0,2445	0,2223	0,2794	0,2953	0,200	0,2508
d , м	0,172	0,195	,0240	0,195	0,195	0,195	0,240	0,240	0,172	0,195

Практическая работа № 8.7

Ориентирование отклоняющих систем в требуемом направлении

Задание 8.7.1

Исходные данные: величина зенитного угла в начале рейса долота – θ_1 , град; величина зенитного угла в конце рейса долота – θ_2 , град; угол изменения азимута за рейс – $\Delta\alpha$, градус.

Требуется: определить графически угол установки отклонителя, обеспечивающий заданное изменение азимута ствола $\Delta\alpha$ при одновременном снижении зенитного угла.

Таблица 8.10 Варианты исходные данных для выполнения задания 8.7.1

Исходные данные	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
θ_1 , град	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28
θ_2 , град	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
$\Delta\alpha$, град	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

Методические рекомендации: изучить описание **к рис. 6.10.**

Задание 8.7.2

Исходные данные: ориентирование отклонителей проводится с помощью телеметрической системы СТЭ проектный азимуты скважины $\alpha_{пр}$, град; угол смещения нулевых отметок отклонителя и глубинного измерительного устройства УГИ – φ , град; После спуска инструмента в скважину показания приборов азимута – $\alpha_{аз}$, град, отклонитель – $\varphi_{от}$, град.

Требуется: определить угол β доворота отклонителя после его спуска на забой скважины.

Таблица 8.11 Варианты исходные данных для выполнения задания 8.7.2

Исходные данные	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\alpha_{пр}$, град:	203	235	240	220	225	245	255	265	270	275
γ , град	15	20	25	30	35	40	45	42	32	22
$\alpha_{аз}$, град	120	125	130	140	135	145	150	155	160	157
$\varphi_{от}$, град	70	72	69	67	63	53	50	48	55	57

Методические рекомендации: для решения задачи использовать **формулы (6.6–6.9) и рис. 6.11.**

ГЛОССАРИЙ

Траектория трассы скважины – пространственная линия описываемая центратом углубляющего забоя.

Зенитный угол – угол в вертикальной плоскости образованный вертикалью, и касательной, проведенной к траектории скважины через заданную точку.

Азимутальный угол – угол, лежащий в горизонтальной плоскости, измеренный по часовой стрелке между направлением на север и проекцией трассы скважины на горизонтальную плоскость.

Инклинограмма – проекция трассы скважины на горизонтальную и вертикальную плоскости.

Апсидальная плоскость – плоскость, в которой лежит трасса скважины или ее часть.

Инклинометр – забойный прибор, измеряющий зенитные и азимутальные углы скважины.

Кабельная телеметрическая система – забойный кабельный телеметрический прибор, который измеряет искривление и направление скважины в процессе ее углубления.

Жесткая КНБК – компоновка низа бурильной колонны, предназначенная для получения минимальной интенсивности искривления ствола скважины при рациональном режиме бурения.

Отвесная КНБК – компоновка низа бурильной колонны, у которой ее ось не совпадает с осью скважины, что в неустойчивых породах дает возможность максимально изменять зенитный угол скважины.

Профиль скважины – проекция трассы скважины вертикальную плоскость.

Профиль горизонтальной скважины – это профиль, состоящий из направляющего участка, предназначенного для выведения ствола под определенным углом в заданную точку продуктивного пласта, и собственно горизонтального участка скважины, расположенного внутри и вдоль продуктивного пласта.

Отклоняющая компоновка (отклонитель) – часть бурильной колонны, предназначенная для бурения направленной скважины по заданной траектории.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Инструкция по предупреждению искривления вертикальных скважин. РД39-0148052-514-86 М.: ВНИИБТ, 1986.
2. Иогансен К. Б. Спутник буровика –М., Недра, 1990.
3. Калинин А. Г., Ошкордин О. В., Питерский В. М., Соловьев Н. В. Разведочное бурение. Учебник для вузов. –М., ООО, Недра, 2000.
4. Калинин А. Г., Левицкий А. З., Мессер А. Г., Соловьев Н. В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые. /Под ред. А. Г. Калинина. –М.: Недра, 2001.
5. А. И. Булатов, С. В. Долгов. Спутник буровика в двух книгах. –М.: Недра, 2006.
6. Калинин А. Г., Никитин Б. А., Солодкий К. М. и др. Бурение наклонных и горизонтальных скважин. Справочник –М.: Недра, 1997.
7. Калинин А. Г., Никитин Б. А., Солодкий К. М., Повапихин А. С. Профили направленных скважин и компоновки низа бурильных колонн. –М.: Недра, 1995.
8. Зиненко В. П. Направленное бурение. Учеб. пособие для вузов. –М., Недра, 1990
9. Зиненко В. П., Неплевский М. О. Направленное бурение. Учеб. пособие. –М.: МГГРУ, 2003.
10. Элияшевский И. Б., Стороками М. А., Орсуляк Я. М. – Типовые задачи и расчеты в бурении. –М.: Недра, 1982.
11. Булатов А. Л., Аветисов А. Г. Справочник инженера по бурению. В 4-х томах. –М.: Недра, 1985. Т 1-2.
12. Ганджумян Р. А., Калинин А. Г., Никитин Б. А. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин. –М.: Недра, 2000.
13. Калинин А. Г. Искривление скважин. –М.: Недра, 1974.
14. Аманкул А. С., Федоров Б. В. Разрушение горных пород. –Алматы.: КазНТУ, 2002.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	
1 Положение скважины в пространстве и основные понятия направленного бурения.....	
1.1 Определение координат скважины.....	
1.2 Основные понятия направленного бурения	
2 Причины и механизм самопроизвольного искривления скважин.....	
2.1 Геологические причины искривления скважин.....	
2.2 Технические причины искривления скважин.....	
2.3 Технологические причины искривления скважин.....	
2.4 Общие закономерности и механизм искривления скважин.....	
2.5 Профилактика самопроизвольного искривления скважин.....	
3 Проектирование профилей направленных скважин.....	
3.1 Типы профилей и область их рационального использования.....	
3.2 Допустимая интенсивность искривления скважин.....	
3.3 Расчет профилей скважин.....	
3.4 Расчет параметров проектного профиля горизонтальных скважин..	
3.5 Проектирование профилей скважин с учетом их естественного искривления.....	
Контрольные вопросы к разделу 3.....	
4 Методы и устройства контроля траектории направленных скважин....	
4.1 Устройство для измерения только зенитного угла скважины.....	
4.2 Инклинометр для применения в слабомагнитных средах.....	
4.3 Инклинометры для применения в магнитных средах.....	
4.4 Забойная телеметрия для определения пространственного положения траектории скважины.....	
Контрольные вопросы к разделу 4.....	
5 Технические средства направленного бурения.....	
5.1 Отклонители.....	
5.2 Компоновка нижней части бурильной колонны.....	
5.2.1 Расчет жесткой компоновки низа бурильной колонны.....	
5.2.2 Расчет компоновки маятникового типа.....	
5.3 Выбор и расчет отклоняющих компоновок для бурения направленных скважин.....	
Контрольные вопросы к разделу 5.....	
6 Технология направленного бурения.....	
6.1 Ориентирование отклонителей.....	
6.1.1 Ориентированный спуск отклонителя с поверхности.....	
6.1.2 Забойное ориентирование отклонителей.....	
6.1.3 Непрерывные измерения и корректировка положения отклонителя на забое.....	
6.1.4 Ориентирование отклоняющих систем в требуемом	

направлении.....	
Контрольные вопросы к разделу 6.....	
7 Технология проводки наклонно направленных скважин.....	
7.1 Технология проводки вертикального участка скважины.....	
7.2 Технология искусственного отклонения скважины.....	
7.3 Искривление скважины электробуром.....	
7.4 Бурение наклонного прямолинейного интервала и участка уменьшения зенитного угла	
7.5 Выбор и обоснование режимных параметров при наклонном бурении.....	
7.6 Основные технологические требования к проводке направленных скважин.....	
Контрольные вопросы к разделу 7.....	
8 Практикум по направленному бурению.....	
Глоссарий.....	
Библиографический список	

Борис Владимирович Федоров,
Махирам Т. Аршидинова,
Сейтжан Арыспекович Заурбеков

ИСКРИВЛЕНИЕ СКВАЖИН И НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ

Учебное пособие для студентов специальности
В070800 “Нефтегазовое дело”

Учебное пособие

Нач. РО УИЦ
Редактор
Компьютерная верстка

З. А. Губайдулина
Г. Дюсенбаева
А.Б. Аришова

Подписано в печать 18.03.2015 г.
Бумага офсетная. Формат 60х84 1/16.
Усл. п.л. 9,6. Уч.- изд. л. 8,9 . Тираж 300 экз. Заказ № 316.
Цена договорная.

Издание Казахского национального технического
университета им. К. И. Сатпаева
Учебно-издательский центр КазНТУ,
г. Алматы, ул. Сатпаева, 22

ISBN 978-601-228-775-2

