МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ВСЕСОЮЗНЫЙ
ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
БУРОВОЙ ТЕХНИКИ

ИНСТРУКЦИЯ ПО БУРЕНИЮ НАКЛОННО–НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

РД 39–2–810–83

Москва 1983

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель министра

В.И.Игревский

17 декабря 1982 г.

ИНСТРУКЦИЯ

по бурению наклонно-направленных скважин

РД 39-2-810-83

Настоящий документ разработан:

Всесоюзным ордена Трудового Красного Знамени научно-исследовательским институтом буровой техники (ВНИИБТ)

Директор института Ю.В.Вадецкий 01.10.1982 г.

Ответственный исполнитель:

Зав. лабораторией направленного и кустового бурения А.Г.Калинин 30.09.1982 г.

СОГЛАСОВАНО

Заместитель начальника Управления по бурению

Ю.С.Ропяной

19.10.1982 г.

Управление по разработке нефтяных и газовых месторождений

В.Е.Лещенко

11.11.1982 г.

Начальник Технического Управления

Ю.Н.Байдиков

18.11.1982 г.

Управление по добыче

А.М.Галустов

11.11.1982 г.

Москва 1983

Инструкция отражает современный опыт бурения наклонно-направленных скважин в различных районах Советского Союза.

В ней приведены обязательные для всех предприятий и организаций нефтяной и газовой промышленности требования, предъявляемые к работам по проектированию и бурению наклонно-направленных скважин.

В приложениях к инструкции даны рекомендации о порядке выполнения этих работ, а также номограммы для необходимых инженерных расчетов.

Инструкция подготовлена лабораторией направленного и кустового бурения ВНИИБТ.

Составители: Калинин А.Г., Васильев Ю.С., Архипов И.Г., Безумов В.В., Аронов Ю.А., Голов В.А., Беляев В.М., Торнин Л.А., Сулон Л.Я., Муллагалиев Р.Т.

Руководящий документ

Инструкция
по бурению наклонно-направленных скважин
РД 39-2-810-83

Взамен инструкции по бурению наклонно-направленных скважин, утвержденной в 1966 г.

Приказом Министерства нефтяной промышленности № 359 от 01.07.1983 г.

Срок введения установлен с 01.08.1983 г.

Срок действия до 01.08.1988 г.

Общие положения

Скважины, для которых проектом предусматривается определенное отклонение забоя от вертикали, а ствол проводится по заранее заданной кривой, называются наклонно-направленными.

Работы по проводке наклонно-направленных скважин включают.

1. Проектирование.
2. Бурение искривленных участков ствола.
3. Бурение прямолинейно-наклонных участков ствола.
4. Маркшейдерские работы, включающие:
   а) задание направления стволу скважины;
   б) контроль за его пространственным положением.

Необходимость проводки наклонных скважин может определяться:

а) характером рельефа местности, не позволяющим бурить вертикальные скважины или требующим для этого сооружения специальных дорогостоящих оснований под буровые установки, ввиду расположения нефтяных пластов под дном моря, озера, реки или болота,

при гористом рельефе или при наличии капитальных сооружений на поверхности и др.;

б) геологическими условиями залегания нефтяных пластов, не позволяющими вскрыть их вертикальными скважинами;

в) бурением кустовым или многоствольным способом на равнинных площадках, когда это экономически целесообразно и технически возможно;

г) бурением вспомогательных скважин для глушения фонтанов;

д) бурением вторых стволов для ликвидации аварии и при капитальном ремонте скважин.

I. ПРОЕКТИРОВАНИЕ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

I.I. При разработке проекта наклонно-направленных скважин необходимо учитывать:

а) целевое назначение скважины;

б) конкретные геолого-технические условия бурения.

Составленный проект должен обеспечивать сооружение наклонно-направленных скважин с минимальными затратами времени и средств.

I.2. В проект на сооружение наклонно-направленных скважин (эксплуатационных, разведочных и специальных) должны входить:

а) обоснование выбора конфигурации профиля;

б) расчет и построение положения траектории оси ствола наклонно-направленных скважин в пространстве;

в) допустимые отклонения ствола от проекта;

г) план бурения скважин в кусте, фактический профиль и горизонтальные проекции ранее пробуренных скважин и опасные координаты вновь забуриваемой скважины.

Проектные данные оформляются в виде графического изображения проекции ствола наклонно-направленной скважины на вертикальную и горизонтальную плоскости. Кроме горизонтальной и верти-

кальной проекций, на которых указаны числовые величины, приведенные в таблицах, в проекте также указываются: компоновки низа бурильной колонны, интервалы работы с этими компоновками, способы ориентирования компоновок, возможная ошибка (расхождение между проектным и фактическим азимутом) при зарезке наклонно-направленного ствола, осевые усилия, возникающие при подъеме инструмента, и допустимые отклонения от проекта.

I.3. Выбор конфигурации профиля сводится к определению очередности бурения участков, обеспечивающих наиболее благоприятные условия проводки наклонно-направленной скважины.

I.4. Профиль должен удовлетворять скоростному и качественному бурению наклонно-направленных скважин, иметь минимальное количество изгибов.

I.5. Профиль скважины должен отвечать двум основным требованиям - быть технически выполнимым и экономически целесообразным.

Техническая выполнимость определяется возможностью (при наличии соответствующего бурового оборудования, инструмента и квалификации буровой бригады) пробурить и обсадить ствол сооружаемой наклонно-направленной скважины по выбранному профилю.

I.6. Разработанные в настоящее время типы профилей наклонно-направленных скважин делятся на две группы. К первой группе относятся профили, представляющие кривую линию, расположенную в одной вертикальной плоскости (профили обычного типа); ко второй - пространственную кривую линию (профили пространственного типа).

I.7. Профили обычного типа являются наиболее распространенными и их следует максимально использовать при бурении скважин.

I.8. При разработке целых месторождений платформенного типа, отдельных участков продуктивного пласта и проводке разведоч-

ных наклонно-направленных скважин следует применять основные типы профилей, приведенные на рис. I.

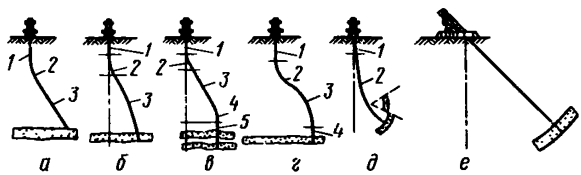


Рис. I. Профили наклонно-направленных скважин обычного типа.

I.8.I. Профиль первого типа (рис. I, а) состоит из трех участков: вертикального I, участка набора зенитного угла 2 и прямолинейного участка 3, продолжающегося до проектного забоя. Применение этого профиля позволяет ограничить до минимума число рейсов с отклонителем, затратить наименьшее время на специальные операции, получить наибольшее отклонение от вертикали при наименьшем угле наклона ствола.

Эксплуатация скважин, проведенных по этому профилю, возможна без каких-либо значительных затруднений.

I.8.2. Разновидностью профиля первого типа (рис. I, б) является профиль, состоящий из тех же трех участков I, 2 и 3, но вместо прямолинейного наклонного он имеет участок 3 естественного снижения зенитного угла. Этот профиль требует набора значительно большего зенитного угла ствола в конце участка 2, длина которого будет большей, а работы с отклонителем на нем вызовут дополнительные затраты времени. Такой профиль можно применять в районах, где естественное снижение зенитного угла невелико, а также при большей глубине скважин, когда работа с отклоняющими устройствами и их ориентирование затруднено.

I.8.3. Профиль второго типа (рис. I, в) состоит из пяти участков - вертикального I, набора зенитного угла ствола 2, наклонного прямолинейного 3, снижения зенитного угла 4 и вертикального 5, позволяющего при пересечении стволом несколько продуктивных горизонтов эксплуатировать любой из них с сохранением общей сетки разработки.

I.8.4. Профиль, приведенный на рис. I, г, является разновидностью профиля второго типа, где участки 3 и 4 заменены участком 3 самопроизвольного падения зенитного угла. Этот профиль применяется при бурении скважин с небольшими отклонениями забоев от вертикали.

I.8.5. Профиль третьего типа (рис. I, д) состоит из вертикального участка I и участка набора зенитного угла ствола 2. Профиль характеризуется большой длиной участка 2, на котором проводят работы с отклонителем и применяется при разбуривании экранированных залежей.

I.8.6. Профиль четвертого типа (рис. I, е) состоит из одного наклонного участка. Скважины по данному профилю бурятся наклонными, непосредственно с земной поверхности. Профиль характеризуется тем, что не требует специальных технических средств для бурения наклонных скважин.

При бурении скважин специального назначения профили могут быть иными.

I.9. Профили наклонно-направленных скважин пространственного типа представляют собой кривую, напоминающую спиральную линию (рис. 2, а и б).

Скважины этого профиля следует бурить в тех районах, где велико влияние геологических условий на самопроизвольное искривление стволов. Профиль строят так, чтобы максимально использовать

закономерности самопроизвольного искривления стволов скважин и свести к минимуму интервалы бурения с отклонителем.

При правильном подборе компоновок низа бурильной колонны (без включения отклоняющих устройств, требующих ориентирования с поверхности) и режима бурения можно, до некоторой степени, регулировать величину самопроизвольного искривления скважин.

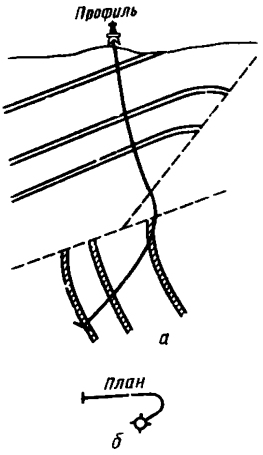


Рис. 2. Профиль и план наклонно-направленной скважины пространственного типа:
а - профиль; б - план.

I.IO. Расчет профиля обычного типа сводится к определению зенитного угла ствола скважины, длин вертикальных и горизонтальных проекций профиля. Рекомендуемые расчетные формулы приведены в приложении I.

I.II. Профили пространственного типа для районов Грозного и Краснодара следует рассчитывать по методикам, разработанным в ГрозНИИ и объединении Краснодарнефтегаз (приложение 2).

I.I2. Профили пространственного типа для других нефтяных районов СССР рассчитывать или по методике ГрозНИИ, или по методике Краснодарнефтегаза в зависимости от того, к какому району (Краснодарскому или Грозненскому) тяготеет данное месторождение по геологическим признакам.

I.I3. При проектировании наклонно-направленных скважин необходимо провести проверочный расчет величины нагрузки, возникающей на крюке при подъеме инструмента (приложение 3).

I.I4. Для расчета любого профиля необходимы следующие исходные данные.

I.I4.I. Общая глубина скважин до проектного горизонта по вертикали.

I.I4.2. Величина отклонения забоя от вертикали, проходящей через устье скважины.

I.I4.3. Проектный азимут наклонного ствола.

I.I4.4. Длина первого вертикального участка профиля.

I.I4.5. Конструкция скважины, которая определяет выбор применяемых компоновок.

I.I5. Каждый профиль наклонно-направленной скважины в начале должен иметь вертикальный участок глубиной не менее 40-50 м.

I.I6. Окончание первого (вертикального) участка следует по возможности приурочить к устойчивым породам, где можно за один рейс набрать зенитный угол в 5-6^0.

I.I7. Длина первого вертикального участка наклонно-направленных скважин, которые бурятся по профилю первого и второго типов (см. рис. I, а, б, в и г), для уменьшения затрат времени на ориентированный спуск инструмента должна быть минимальной и, наоборот, для скважин, проводимых по профилю третьего типа (см. рис. I, д), длина этого участка должна быть максимально возможной, что позволит сократить длину второго участка, в котором осуществляются работы с отклонителем.

I.I8. При бурении искривленного участка ствола можно получить вполне определенную, заранее заданную интенсивность набора зенитного угла, определяющую интервал работы с отклонителем.

При постоянном темпе набора зенитного угла искривление происходит по дуге окружности с определенным радиусом искривления.

Величину минимально возможного радиуса искривления выбирают в зависимости от:

а) целевого назначения скважины;

б) возможного спуска (прохождения) приборов, необходимых

для исследования или испытания скважин на продуктивность;

в) технологических условий бурения.

I.I9. Для эксплуатационных, разведочных и специальных наклонно-направленных скважин следует учитывать свободный спуск через искривленный участок ствола, обсаженного колонной, приборов и приспособлений, необходимых для исследования или испытания скважин. При механизированной добыче нефти, когда глубинные насосы располагаются на участке набора или снижения зенитного угла ствола, также обсаженного колонной, насосы должны вписываться без деформации, чтобы избежать преждевременного выхода из строя. Допустимая интенсивность искривления для прохождения погружного агрегата не должна превышать $I,5^0$/IO м проходки.

Величина минимально возможного радиуса для поставленных условий определяется по формуле

$$R = \frac{L^2}{8(Д-d-к)}, \text{ м}, \qquad (I)$$

где L – длина спускаемого прибора, приспособления или насоса, м;

$Д$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;

d – наружный диаметр прибора, приспособления или насоса, м;

$к$ – зазор между стенкой обсадных труб и корпусом спускаемого прибора, приспособления или насоса, м.

Величину $к$ выбирают из конкретных условий. Она почти во всех случаях может быть принята равной 0,003–0,0015 м. Эта величина уточняется на основании фактических данных.

I.20. К технологическим условиям бурения, определяющим минимально возможный радиус искривления, относятся:

а) нормальная работа бурильных труб;

б) свободный спуск (прохождение) бурильного инструмента;

в) максимальная нагрузка на крюке при подъеме инструмента из искривленного ствола скважины;

г) отсутствие образования желобов или протираний обсадных колонн (если искривленный участок обсажен колонной).

I.2I. При бурении в бурильном инструменте, работающем на искривленном участке ствола, не должны возникать напряжения, превосходящие предел текучести.

На участке ствола, расположенном в непосредственной близости от проектного забоя, величина радиуса не должна быть меньше значения, рассчитанного по формуле

$$R_{min} = \frac{d \cdot E}{2\sigma_T}, \text{ м}, \qquad (2)$$

где d - наружный диаметр бурильных труб, м;

E - модуль Юнга для сталей $E = (2{,}0\text{-}2{,}2)10^{10}$ кгс/м^2;

σ_T - предел текучести материала труб, кгс/м^2.

Минимально допустимый радиус искривления для бурильных труб, расположенных в приустьевой зоне, подсчитывается по формуле

$$R_{min} = \frac{E}{2(\tau_T - \tau_p)}, \qquad (3)$$

где τ_p - напряжение растяжения, кгс/м^2

$$\tau_p = \frac{P}{F},$$

где P - максимальная нагрузка, действующая в месте изгиба тела трубы, кгс;

F - площадь поперечного сечения тела трубы, м^2.

I.22. Дополнительное усилие, возникающее при спуске и подъеме забойных двигателей через искривленные участки ствола скважины, не должно влиять на спуско-подъемные операции (приложение 4).

I.23. При спуске забойного двигателя через искривленные участки ствола скважины напряжения, возникающие в корпусе двига-

теля, не должны превышать предела текучести. Значения радиусов искривления скважины, вычисленных из этого условия, следует определять по формуле

$$R = \frac{0{,}25 \cdot L_{з.д}^{2}}{0{,}74(Д_{д} - d_{з.д}) - K}, \text{ м}, \qquad (4)$$

где $L_{з.д}$ – длина забойного двигателя, м;

$Д$ – диаметр долота, м;

$d_{з.д}$ – диаметр забойного двигателя, м;

K – величина зазора, выбираемая исходя для конкретных условий бурения. Для твердых и крепких пород $K=0$. Для мягких и средних пород $K=0{,}003$–$0{,}006$ м.

Значения радиусов искривления для практического пользования приведены в табл. I.

Таблица I

Наружный диаметр забойного двигателя, мм	Диаметр долота, мм	Минимальный радиус искривления, м
I72	I90,5	50
I95	2I5,9	60
2I5	244,5-269,9	70
240	269,9-295,3	80

Величину интенсивности искривления также можно определять по методике, предложенной АзИнефтехимом.

I.24. При подъеме и спуске инструмента из искривленного участка ствола, а также при бурении, давление замков на стенки скважины не должно превышать некоторой величины, определяемой характеристикой геологического разреза. Величина радиуса искривления в зависимости от допустимого нормального усилия в этом случае вычисляется по формуле

$$R = 12{,}5\frac{P}{q}, \qquad (5)$$

где P - осевое усилие, действующее на бурильные трубы, кгс;

Q - допустимое нормальное усилие замка на стенки скважины, кгс;

I2,5 - принимаемая длина бурильной трубы, м.

Допустимое нормальное усилие следует выбирать таким, чтобы в результате его действия в скважине не наблюдалось интенсивного желобообразования, протирания обсадных колонн, интенсивного износа бурового инструмента.

Для разрезов, сложенных мягкими породами, значение нормального усилия Q ориентировочно может быть принято I000 кгс. Для разрезов, сложенных породами средней крепости - 2000-3000 кгс, крепкими и твердыми породами - 4000-5000 кгс.

I.25. Минимальный допустимый радиус искривления для спускаемых обсадных труб подсчитывают по формуле

$$R = \frac{E \cdot d_н}{2\sigma_т}, м, \qquad (6)$$

где $\sigma_т$ - предел текучести материала труб, кгс/м^2;

$d_н$ - наружный диаметр обсадной трубы, м.

Уточненный расчет производится по "Инструкции по расчету обсадных колонн для наклонно-направленного бурения", Куйбышев, ВНИИТ, I979.

I.26. Величину осевого усилия, необходимого для подъема инструмента из искривленных участков ствола, рекомендуется определять по формулам, приведенным в приложении 3.

I.27. При расчете профиля выбранный радиус искривления необходимо принимать на 5-I0 % больше его теоретической величины. Увеличение происходит из-за неточной установки отклонителя при зарезке наклонного участка ствола и при последующих рейсах.

I.28. Во избежание ошибок при забуривании наклонного участка из вертикального ствола необходимо обеспечить вертикальность пос-

леднего.

I.29. Величину осевого усилия, необходимого для подъема инструмента из прямолинейного наклонного участка, подсчитывают по формуле

$$P = P_3(\cos\alpha + \mu \sin\alpha) + P_4, \qquad (7)$$

где P_3 – вес инструмента с учетом потери веса в жидкости на рассматриваемом участке, кгс;

P_4 – осевое усилие, приложенное в конце рассматриваемого участка, кгс;

α – зенитный угол прямолинейного участка, град;

μ – коэффициент трения металла о породу.

I.30. По окончании расчета профиля на миллиметровой бумаге строят горизонтальную и вертикальную проекции в масштабах, применяемых в геофизической службе. Горизонтальную проекцию желательно иметь в более крупном масштабе (I:200, I:400 или I:500), чем вертикальную (I:I000 или I:2000). Данные, полученные при математическом расчете профиля, следует перевести в масштабные размеры (приложение 5).

I.3I. На буровой необходимо иметь документ (репер) азимутального расположения оси бурсвых мостков.

2. ИНСТРУМЕНТ, ПРИМЕНЯЕМЫЙ ПРИ БУРЕНИИ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

2.I. Набор и снижение зенитного угла скважины при бурении забойными двигателями осуществляется компоновками низа бурильной колонны, которые выбираются в соответствии с геолого-техническими условиями бурения.

2.2. Для набора зенитного угла рекомендуется применять следующие компоновки (рис. 3).

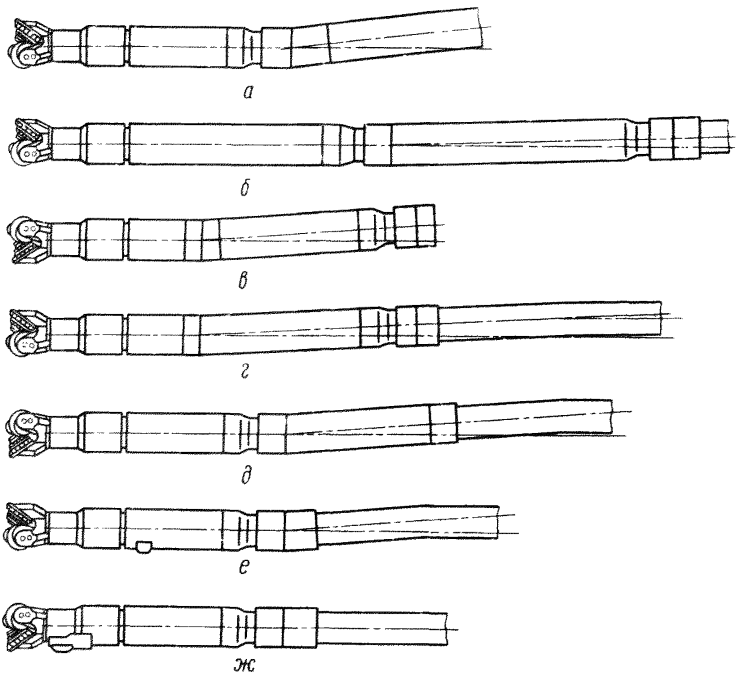


Рис. 3. Компоновки низа бурильного инструмента для искривления скважин.
а - компоновка с переводником, имеющим перекошенные оси присоединительных резьб; б - с искривленным секционным турбобуром; в - с турбинным отклонителем; г - с турбинным отклонителем и кривым переводником; д - с отклонителем; е - с накладкой и кривым переводником; ж - с эксцентричным ниппелем.

2.2.I. Долото, забойный двигатель, переводник с перекошенными осями присоединительных резьб и утяжеленные бурильные трубы (рис. 3, а).

Угол перекоса осей присоединительных резьб переводника обычно принимается $I^0 30' - 3^0$, длина УБТ - I2-25 м при коротких тур-

бобурах.

2.2.2. Долото, секционный турбобур, секции которого соединены под углом, и утяжеленные бурильные трубы (рис. 3, б).

Соединять секции турбобура рекомендуется под углом $0^{0}30'$-$I^{0}30'$.

2.2.3. Долото, наддолотный калибратор (рис. 3, в), турбинный отклонитель (рис. 4), утяжеленные бурильные трубы (приложение 6).

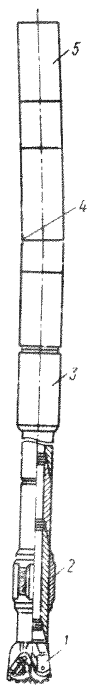


Рис. 4. Компоновка турбинного отклонителя.
I - долото; 2 - калибратор; 3 - турбинный отклонитель; 4 - риска на вогнутой стороне кривого переводника; 5 - устройство ориентирования отклонителя (магнитный переводник или устройство ориентирования У00).

Угол перекоса присоединительных резьб отклонителя рекомендуется принимать $I-2^{0}$.

2.2.4. Долото, отклонитель, переводник с перекошенными осями присоединительных резьб и бурильной трубы (рис. 3, г). При сборке такой компоновки вогнутые стороны переводника и отклонителя должны быть обращены в одну сторону. Угол перекоса резьб переводника рекомендуется принимать $I-2^{0}$.

2.2.5. Долото, турбобур, отклонитель Р-I и бурильные трубы.

Угол перекоса оси резьбы отклонителя, соединяющий отклонитель с турбобуром, рекомендуется принимать $I^{0}30'-3^{0}$ (рис. 3, д).

2.2.6. Долото, турбобур с металлической накладкой на корпусе, переводник с перекошенными осями присоединительных резьб, устанавливаемый в плоскости накладки, обычные или утяжеленные трубы (рис. 3, е).

2.2.7. Долото, турбобур с установленной на ниппеле эксцентричной металлической или резиновой накладкой и обычные или утяжеленные бурильные трубы (рис. 3, ж).

2.3. Интенсивность искривления ствола скважины, полученная при помощи компоновок, указанных в пп. 2.2.I-2.2.7, зависит от их геометрических размеров.

2.4. Для увеличения интенсивности искривления скважины во всех приведенных компоновках турбобур (электробур) нормальной длины может быть заменен укороченным.

2.5. Сборка компоновок непосредственно на буровой для получения искривления различной интенсивности достигается за счет изменения угла перекоса осей присоединительных резьб переводника (компоновка 2.2.I), изменением длины прямых переводников, устанавливаемых между долотом и отклонителем (компоновки 2.2.3-2.2.6).

При использовании эксцентричного ниппеля (компоновки 2.2.6-2.2.7) установка на шпинделе турбобура переводника длиной более 30 см не допускается.

2.6. Для искривления отдельных участков скважины должен быть составлен проект на отклоняющую компоновку.

2.7. Проектирование отклоняющих компоновок заключается:

а) в выборе компоновок;

б) расчете геометрических размеров компоновки;

в) проверочном расчете.

2.8. Компоновки выбирают в зависимости от геологического разреза, ожидаемого состояния ствола скважины и требуемой точности искривления.

2.9. Компоновки 2.2.I и 2.2.3 рекомендуется применять при бурении скважины в устойчивых геологических разрезах, где не ожидается значительного увеличения диаметра ствола. Предпочтительна компоновка 2.2.3, так как она позволяет при одинаковой интенсив-

кости искривления получить более высокие показатели бурения, механическую скорость и проходку на долото (см. рис. 4).

2.I0. Компоновки 2.2.4 и 2.2.5 следует применять, если ожидается значительное расширение ствола скважины.

2.II. Компоновки 2.2.6-2.2.7 применяются в том случае, когда требуется малая интенсивность искривления.

2.I2. Геометрические размеры компоновки низа бурильной колонны рассчитывают в зависимости от заданной интенсивности искривления скважины.

2.I3. При использовании компоновок 2.2.6 и 2.2.7 рекомендуется выбирать такие их размеры, чтобы можно было получить приращение угла искривления скважины не более I^0 на I0 м проходки. При этом углубление скважины можно осуществлять долотом, диаметр которого равен диаметру скважины (приложение 7).

2.I4. Расчет компоновки производится для:

а) проверки ее на прочность;

б) определения возможности пропуска через кондуктор;

в) оценки возможности запуска забойного двигателя (приложение 8).

2.I5. Чтобы уменьшить зенитный угол, рекомендуется применять следующие компоновки низа бурильной колонны:

а) для медленного уменьшения зенитного угла - долото, забойный двигатель (несекционный) и бурильные трубы;

б) для более быстрого снижения зенитного угла - долото, сбалансированная толстостенная труба в пределах диаметра забойного двигателя длиной 3-4 м, забойный двигатель (несекционный) и бурильные трубы;

в) для интенсивного уменьшения зенитного угла - одна из компоновок, указанных в 2.2.

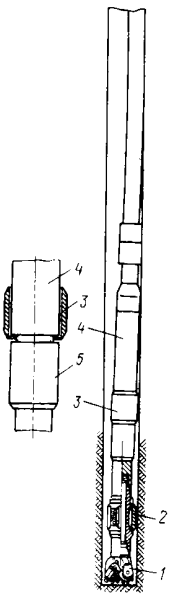


Рис. 5. Компоновка для стабилизации зенитного угла. I - долото; 2 - калибратор; 3 - стабилизатор типа СТК; 4 - турбобур; 5 -ниппель турбобура.

2.I6. Для стабилизации зенитного угла рекомендуется применять следующие компоновки:

- долото, наддолотный калибратор, стабилизатор (СТК, СТС), устанавливаемые на корпусе турбобура, турбобур и УБТ (рис. 5);

- долото, наддолотный калибратор, турбобур с приваренными на его корпусе накладками, или установленными на верхнем переводнике шпинделя, УБТ;

- долото, наддолотный калибратор, турбобур с установленным между ниппелем и корпусом шарошечным стабилизатором, УБТ.

Диаметр кольца, накладки и расстояния установки их от долота рассчитывается по методике, приведенной в приложении 9.

3. ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

3.I. Бурение вертикальных участков наклонно-направленных скважин должно проводиться техническими средствами и по технологии в соответствии с "Временной инструкцией по предупреждению искривления вертикальных скважин", М.; ВНИИБТ, I975.

3.2. До начала бурения буровые бригады должны освоить все приемы работы и технологию бурения наклонно-направленных скважин.

3.3. На каждой буровой, где применяют отклонители, необходимо иметь дежурную инклинометрическую партию или лебедку для

спуска и подъема аппарата забойного визирования и контроля за направлением оси скважины.

3.4. Искривление ствола скважины производится специальными отклоняющими устройствами (см. 2,2).

3.5. Тип и размер отклонителя, а также компоновки нижней части бурильного инструмента выбирают в соответствии с необходимой интенсивностью искривления скважины и с учетом опыта работы в данном районе.

3.6. Перед первым спуском отклонителя, скважину необходимо тщательно промыть.

3.7. Забуривание наклонного ствола из-под башмака обсадной колонны производить отклоняющей компоновкой при наличии открытого ствола не менее 30 м.

3.8. Спускать отклоняющее устройство через необсаженный ствол скважины нужно так, чтобы не допускать посадок инструмента более 6-8 тс. Если при спуске отклоняющих устройств происходят посадки более 6-8 тс, инструмент необходимо извлечь и ствол скважины проработать.

3.9. Ствол скважины следует проработать инструментом без отклоняющих устройств. Примеры компоновок для проработки стволов наклонных скважин приведены в приложении 10.

В виде исключения по согласованию с техническим руководством бурового предприятия и в присутствии бурового мастера допускается проработка ствола компоновкой, включающей отклоняющее устройство, без извлечения инструмента из скважины.

3.10. Интервалы затяжек и посадок инструмента следует фиксировать в буровом журнале.

3.11. При длительной остановке буровой после подъема инструмента вопрос о спуске отклонителя в скважину согласовывается с руководством бурового предприятия.

3.12. Закончив спуск, отклоняющее устройство устанавливают в заданном направлении (см. раздел 4 настоящей инструкции).

3.13. При проходке искривленного участка режим бурения должен быть оптимальным для применяемого типа отклоняющей компоновки.

3.14. 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.

3.15. При бурении искривленного участка необходимо стремиться к тому, чтобы компоновка низа бурильной колонны оставалась неизменной.

3.16. Компоновка низа бурильной колонны может быть изменена в случае, если фактически полученная интенсивность искривления не обеспечивает выполнения поставленной перед скважиной задачи.

3.17. Бурение наклонно-прямолинейных участков забойными двигателями и роторным способом следует проводить жесткими компоновками, рассчитанными по методике ВНИИБТ (приложение 9), обеспечивающими стабилизацию зенитного угла и азимута.

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

3.19. При бурении со стабилизаторами следует проворачивать инструмент через 3-5 м проходки, в зависимости от механической скорости бурения.

3.20. Проходки на долото при бурении наклонно-направленных скважин в некоторых случаях лимитируются контрольными замерами параметров скважины. Для того чтобы не лимитировать проходку на долото, замер параметров скважины нужно производить в ЛБТ.

3.2I. При регулировании азимута скважины нужно принимать во внимание величину изменения азимута скважины, зависящую от зенитного угла скважины. С увеличением зенитного угла темп изменения азимута скважины уменьшается, при больших зенитных углах (30^0 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 20^0.

3.22. Забуривание новых стволов в аварийных случаях проводить согласно "Инструкции по забуриванию новых стволов с помощью турбинных отклонителей ОТС", М.: ВНИИБТ, 1971.

4. МАРКШЕЙДЕРСКИЕ РАБОТЫ

Задание направления стволу скважины

4.I. Задание направления стволу скважины заключается в установке (ориентировании) отклоняющей компоновки в положение, обеспечивающее искривление скважины в проектном направлении.

4.2. Заданию направления стволу скважины предшествуют следующие подготовительные работы.

4.2.I. Проверка компоновки низа бурильной колонны, предназначенной для искривления ствола скважины.

Для этого проверяют:

- соответствие геометрических размеров компоновки проектным;

- наличие на вогнутой стороне образующей отклоняющей компоновки рисок, указывающих действия отклонителя;

- соответствие направления магнита в магнитном переводнике с плоскостью искривления отклонителя;

- подготовку бурильных труб, заключающуюся в нанесении меток на замках труб по одной образующей.

Метки должны быть нанесены с точностью $\pm 0{,}001$ м ($1-1^0 30'$).

Наносить метки следует шаблоном с уровнем, которые устанавливаются на замок бурильной трубы. При перемещении шаблона вокруг оси трубы пузырек уровня устанавливается на середине и под острием шаблона наносится метка мелом. Затем эта же операция проводится на другом конце трубы и только после этого набиваются метки по одной образующей. При нанесении меток должно быть исключено всякое перемещение трубы.

4.2.2. Замер геометрических параметров скважины и отбивка репера проектного азимута на поверхности.

Для этого необходимо провести:

- инклинометрические измерения ранее пробуренного участка скважины;

- отбивку двумя реперами проектного азимута искривления ствола скважины и фиксирование этого направления меткой на неподвижной части ротора.

Работы по последнему пункту проводятся, если отклонитель предполагается ориентировать путем прослеживания его положения с поверхности.

4.3. Ориентирование отклонителя заключается:

- определении положения плоскости действия отклонителя относительно стран света или апсидальной плоскости*);

- определении угла поворота отклонителя;

- установке отклонителя в заданном направлении;

- проверке точности проведенной установки отклонителя.

4.4. Определять положение плоскости действия отклонителя относительно стран света или апсидальной плоскости можно различными методами в зависимости от состояния ствола скважины, степе-

---

*)Апсидальной - называется вертикальная плоскость, проходящая через касательную к оси скважины в точке проведения замера.

ни искривления ствола и глубины спуска отклонителя.

4.5. В случае, если ствол скважины в месте установки отклонителя имеет зенитный угол более 3^{0}, как правило, положение отклонителя определяют относительно стран света, применяя один из следующих способов ориентирования:

а) ориентирование отклонителя с помощью забойного инклинометра ЗИ-1М, спускаемого в скважину и устанавливаемого в немагнитных бурильных трубах (трубы из стали марки 1Х18Н9Т или трубы из алюминиевого сплава Д16Т) длиной не менее 8 м (приложение 11);

б) ориентирование отклонителя с помощью "магнитного переводника", устанавливаемого над отклонителем и геофизического инклинометра ИК или ИТ (приложение 12);

в) ориентирование отклонителя с применением телеметрических систем СТТ и СТЭ (приложение 13);

г) ориентирование отклонителя при угле менее 3^{0}, а также из вертикального ствола устройством УОО-2, выполненным из диамагнитного материала и геофизического инклинометра (приложение 14).

4.6. При зарезке наклонного ствола из вертикальной скважины при глубине до 250 м для определения положения отклонителя относительно стран света используют метод прослеживания его направления при спуске инструмента. Эту операцию рекомендуется проводить способом ориентированного спуска инструмента (рис. 6).

При спуске бурильного инструмента в скважину способом "меток и крестов" на нижнем замке трубы, навернутой на отклонитель и закрепленной машинными ключами, наносят крестовую метку точно против риски, нанесенной раньше на поверхности отклонителя.

4.7. Угломерным устройством измеряют величину дуги между меткой, имеющейся на замке бурильной трубы, и вновь нанесенным

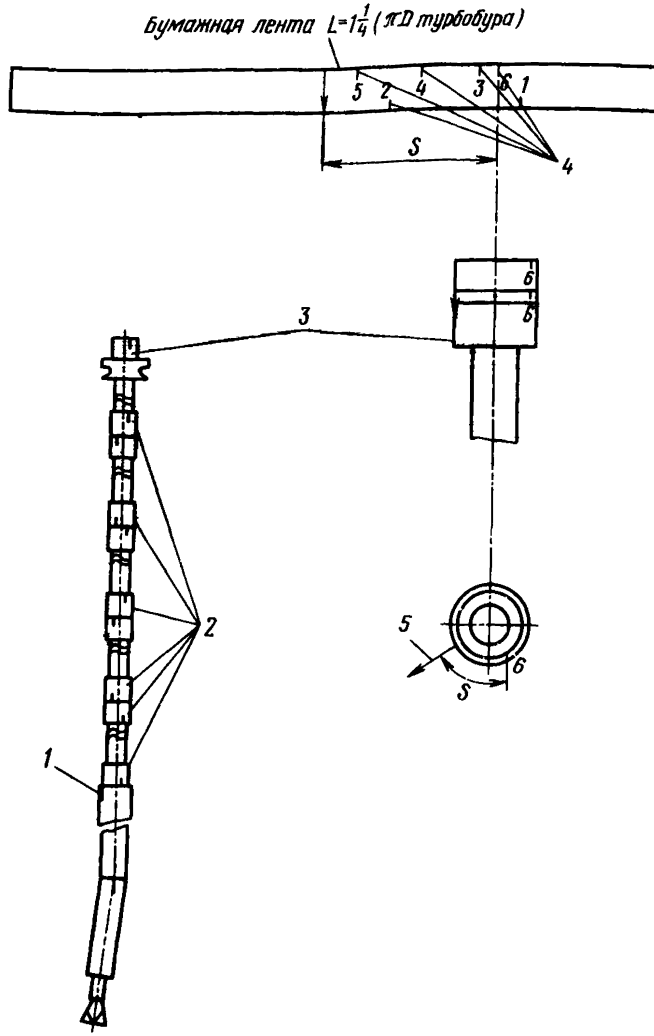


Рис. 6. Ориентированный спуск инструмента.
1 - метка на отклоняющей компоновке; 2 - замки бурильных труб с нанесенными метками; 3 - замок последней трубы; 3 - бумажная лента с перенесенными поочередно метками бурильных труб; 5 - положение отклонителя относительно стола ротора; 6 - метка на последней бурильной трубе.

крестом в направлении от метки к кресту.

4.8. После спуска бурильной трубы на ее верхнем замке от метки в ту же сторону откладывают замеренную величину дуги и наносят крест.

4.9. Навернув и надежно зекрепив машинными ключами следующую трубу, на ее 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 трубы и снова ставят крест и т.д. Крест на верхнем замке последней трубы укажет направление отклонителя в скважине.

4.I7. Способ "меток и крестов" может быть применен и при отсутствии инклинометров и названных устройств.

4.II. Если ствол скважины в месте установки отклонителя имеет зенитный угол более $5\text{-}6^0$, как правило, положение отклонителя определяют относительно апсидальной плоскости.

4.I2. Определять положение отклонителя при помощи аппаратов Шаньгина-Кулигина, Амбарцумова и других, а также инклинометра ЗИ, следует после того, как весь бурильный инструмент с отклонителем уже спущен на забой и установлен на роторе (приложение I5).

4.I3. Угол поворота отклонителя вычисляется по формуле

$$\beta = \beta' + \gamma \pm \alpha_y,$$

где β' - угол между апсидальной плоскостью и плоскостью действия отклонителя в момент замера, град;

γ - угол опережения, град;

α_y - угол установки отклонителя, град.

Знак "плюс" принимается, когда необходимо увеличить величину азимута искривления, а знак "минус" - уменьшить.

Примеры определения угла поворота отклонителя графически показаны на рис. 7.

4.I4. Угол установки отклонителя определяется аналитическим и графическим способами или специальными приборами и с помощью номограмм (приложение I6).

4.I5. Величину угла закручивания бурильной колонны от реактивного момента забойного двигателя ориентировочно можно определять расчетным путем (приложение I7) с последующим уточнением практическими данными.

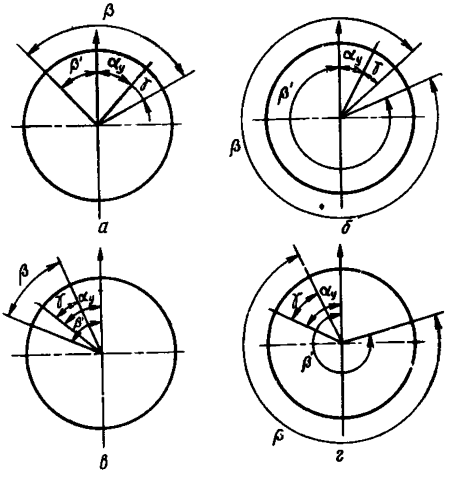


Рис. 7. Примеры определения угла поворота отклонителя (к 4.I3 инструкции). $а-\beta' = 360-270^0$, $\alpha_y = 0-90^0$ (отсчет ведется от апсидальной плоскости, указанной стрелкой); $б-\beta' = 0-90^0$, $\alpha_y = 0-90^0$; $в-\beta' = 360-270^0$, $\alpha_y = 360-270^0$; $г-\beta' = 0-90^0$, $\alpha_y = 360-270^0$.

4.I6. Углы закручивания следует уточнять в зависимости от фактического профиля скважины, ст состояния ствола и типа забойного двигателя.

4.I7. Угол опережения не всегда равен углу закручивания бурильных труб. Он зависит такие от естественных условий искривления.

Если естественные условия приводят к искривлению ствола скважины по часовой стрелке, то угол опережения будет меньше угла закручивания бурильных труб. Если же естественные условия приводят к искривлению ствола скважины против часовой стрелки, то угол опережения будет больше угла закручивания.

Поправки угла опережения от естественного искривления про-

тив угла закручивания бурильных труб обычно незначительны. Определяют эти поправки на основе опыта бурения скважин в данном районе.

4.I8. Угол поворота может быть вычислен аналитическим путем или по карточке забойного визирования (приложение I8).

4.I9. Для поворота инструмента на требуемый угол необходимо перевести величину угла в градусах в длину по окружности стола ротора, пользуясь формулой

$$S = \frac{\tau \cdot \beta}{57,3}, \qquad (8)$$

где τ - радиус окружности стола ротора, м;

β - угол доворота, град;

S - длина дуги, м.

4.20. Все расчеты по установке отклонителя необходимо заносить в специальный журнал.

4.2I. Устанавливать отклонитель в заданном направлении рекомендуется в следующей последовательности.

После навинчивания и закрепления машинными ключами рабочей трубы, положение одного из его ребер наносят при помощи шаблона на неподвижную часть стола ротора и ставят отметку мелом.

При помощи того же шаблона, не изменяя положения инструмента, на неподвижную часть стола ротора переносят также положение креста с верхнего замка свечи.

Стальной рулеткой измеряют расстояние между метками в направлении от первой ко второй. После чего метки стирают.

Инструмент спускают так, чтобы можно было вложить и закрепить малые вкладыши ротора.

На неподвижную часть ротора вновь переносится положение того же ребра квадратной штанги.

От полученной метки откладывают ранее замеренное расстояние (в ту же сторону). Эту метку, указывающую положение отклонителя, переносят на неподвижную часть ротора.

Поворотом ротора по ходу часовой стрелки отклонитель устанавливают в требуемом положении, и ротор запирается.

Чтобы снять упругие деформации кручения в бурильных трубах, последние несколько раз приподнимают на 2-3 м и опускают.

4.22. Точность установки отклонителя проверяют после снятия упругой деформации бурильной колонны повторным замером забойными аппаратами.

4.23. Если точность установки отклонителя (при малых глубинах) не вызывает сомнений, работы по 4.22 можно не производить.

4.24. При наращивании бурильных труб необходимо контролировать положение плоскости действия отклонителя с тем, чтобы по окончании наращивания поворотом инструмента по часовой стрелке поставить плоскость действия отклонителя в прежнее направление.

4.24.I. Для этого после остановки насосов на станине ротора отмечают положение одного из ребер рабочей трубы до и после того, как инструмент приподнимут с забоя, и отмечают положение метки I (см. рис. 7) верхней бурильной трубы.

Расстояние между метками рабочей трубы откладывают от метки трубы в направлении, обратном повороту ребра рабочей трубы, и на станину ротора сносят метку 2, которая будет соответствовать положению инструмента перед наращиванием. Остальные метки стирают.

4.24.2. Рабочую трубу отвинчивают, ставят ее в мурф и наращивают бурильную колонну, закрепляя навинченную трубу двумя машинными ключами.

4.24.3. Сняв элеватор, отмечают положение верхней метки 3 предыдущей трубы. На станину переносят нижнюю метку 4 наращенной

трубы, спускают инструмент, ставят его на элеватор и навинчивают рабочую трубу, закрепляя соединение двумя машинными ключами.

4.24.4. Затем переносят верхнюю метку 5 наращенной трубы, расстояние между отметками нижней 4 и верхней 5 меток наращенной трубы откладывают от метки 3 положения предыдущей трубы в сторону, обратную повороту наращенной трубы, и ставят метку 6.

4.24.5. Оставив последнюю метку 6 и метку 2 начального положения этой трубы перед наращиванием, остальные метки стирают.

4.24.6. После этого на станину переносят положение одного из ребер (метка) 7 вновь навинченной рабочей трубы и инструмент спускают так, чтобы можно было поставить вкладыши ротора.

4.24.7. Соответственно с изменениями положения ребра навинченной рабочей трубы снова направляют отметку положения инструмента.

4.24.8. Расстояние между отметкой 6 после наращивания и отметкой 2 начального положения трубы перед наращиванием будет характеризовать изменение положения инструмента, происшедшее при наращивании. Затем против часовой стрелки замеряются угол между указанными отметками и инструмент доворачивается по часовой стрелке на угол, равный разности между 360^0 и замеренным углом.

4.25. Контроль за положением ствола скважины.

4.25.I. Для постоянного контроля за положением наклонного ствола скважины в пространстве необходимо систематически, по мере проходки ствола, наносить фактические координаты его точек на проектный профиль и план.

4.25.2. Фактические координаты наклонного ствола можно получить путем обработки данных полученных инклинометром.

4.25.3. Если измерения связаны с вызовом инклинометрической партии, то первое измерение при зарезке наклонного ствола нужно проводить после бурения интервала, на протяжении которого зенит-

ный угол возрастает до $5-6^0$, так как при меньших зенитных углах, данные об измерениях азимута инклинометром не достоверны и по ним нельзя принимать каких-либо решений о необходимости изменения азимута ствола.

4.25.4. Если в результате первого измерения наклонного ствола нет необходимости изменять азимут, то последующие измерения проводят через интервалы, в которых рост зенитного угла составлял не менее $6-8^0$. По возможности не следует искусственно ограничивать проходку за рейс.

4.25.5. При изменении азимута геометрические параметры следует измерять инклинометром после каждого рейса до тех пор, пока ствол не будет выведен на нужное направление.

4.25.6. При бурении прямолинейного наклонного участка ствола с применением стабилизирующих устройств интервалы между измерениями следует назначать в зависимости от геологических условий района. Если геологические условия таковы, что азимут наклонного ствола резко не меняется в зависимости от проходимых пород, измерения можно проводить через 100-500 м проходки. Если же естественные условия искривления способствуют резкому изменению азимута, то интервалы между измерениями должны быть сокращены, а при очень неблагоприятных условиях следует ограничить величину рейса.

4.25.7. Интервалы между измерениями при бурении участков, на которых предусматривается уменьшение зенитного угла, следует принимать в зависимости от запроектированного темпа уменьшения зенитного угла и азимута ствола. При использовании естественного падения кривизны и при относительной неизменности азимута целесообразно интервалы между измерениями принимать такими, чтобы на их протяжении падение зенитного угла составляло $2-4^0$. Во всех других случаях эти интервалы следует уменьшать.

Интервал между точками, в которых производят отсчеты при одном измерении, следует принимать такими, чтобы изменение зенитного угла на его протяжении происходило примерно на 15-30°, а при проходке со стабилизацией зенитного угла этот интервал должен быть не более 20-25 м. Для лучшей увязки и взаимопроверки последовательных измерений проводят так называемое "перекрытие" точек предыдущего измерения при каждом последующем измерении. Обычно перекрывают три-пять точек.

4.25.8. При проведении измерений силами буровой бригады зенитный угол и азимут бурящейся скважины следует измерять у ее забоя через интервалы, кратные длине бурильных труб.

В зависимости от условий бурения эти измерения могут быть проведены при каждом наращивании бурильной колонны, т.е. через 12 м или через одно наращивание - 25 м. Через 12 м обычно измеряют тогда, когда применена компоновка, при которой зенитный угол набирается с большей интенсивностью, или когда изменяют азимут. При бурении с компоновкой, обеспечивающей набор зенитного угла с небольшой интенсивностью в одном азимуте, и при отсутствии причин, которые могут вызвать его изменение на сравнительно малом интервале, измерения можно производить через 25 м.

4.25.9. Если проходка на одно долото меньше 25 м, забойные параметры замеряют перед каждым подъемом инструмента. При интервале проходки между измерениями не более 12 м можно построить оперативную инклинограмму скважины. Большой интервал затрудняет построение инклинограммы, точность ее будет недостаточно высокой. В этом случае результаты измерений имеют ориентировочное значение. Они позволяют судить о возможности дальнейшего бурения или необходимости детальных измерений силами инклинометрической партии.

4.25.IO. При проведении оперативного контроля забойных параметров бурящейся наклонно-направленной скважины силами буровой бригады могут быть значительно увеличены интервалы бурения между контрольными измерениями, проведенными специально силами инклинометрической партии. Они могут быть доведены до нескольких сотен метров. При этом интервалы между отдельными измерениями должны быть 25-50 м.

4.25.II. Если оперативный контроль осуществляется силами буровой бригады, важно точно измерять глубину скважины, так как только при этом результаты могут быть хорошо сопоставлены с данными контрольных измерений.

4.25.I2. Глубину скважины измеряют по буровому инструменту и контролируют замером по каротажному кабелю.

Каждую бурильную трубу измеряют дважды стальной лентой или стальной рулеткой, имеющей не менее 20 м на мостках с точностью до I см. За длину трубы принимают среднее из двух измерений. Результаты замеров заносят в буровой журнал и таблицу, составленную по следующей форме:

№ свечи	Длина бурильной трубы, м	Длина инструмента с возрастающими итогами, м

Такие таблицы вывешивают в буровой и культбудке. Глубина скважины в каждый момент определяется суммой длин долота, турбобура, отклонителя, свечей, спущенных в скважину, одиночной бурильной трубы, если она находится в скважине, части квадратной штанги и находящейся ниже уровня ствола ротора.

Контрольный замер глубины производится при инклинометрических замерах, как по кабелю, так и по счетчику.

4.25.I3. Расхождение между замерами по буровому инструменту и счетчику, показания которого, в свою очередь, контролируют-

ся по прохождению меток на кабеле через точку отсчета глубин, не должно превышать 0,1 %.

4.25.14. Имея данные по искривлению (зенитный угол, азимут и глубину наклонного ствола), можно приступить к построению фактического профиля и плана.

4.25.15. Азимутальное положение плоскости построения профиля выбирают таким, чтобы наименьшим образом искажалось взаиморасположение ствола скважины по отношению к вскрываемому нефтяному пласту.

4.26. Отклонение скважин от проекта

4.26.1. При бурении скважин по любому профилю, как правило, фактическое положение ствола отличается от проектного. Допустимые отклонения стволов скважин от проекта следует рассматривать с точки зрения:

- разведки и разработки месторождений;

- бурения и эксплуатации скважин.

4.26.2. При разведке и разработке месторождений наклонно-направленные скважины должны вскрыть продуктивный пласт в определенной точке, но при этом можно допустить некоторое отклонение забоя, которое должно учитываться при сооружении таких скважин.

4.26.3. Для нормальных условий бурения и эксплуатации наклонно-направленных скважин, кроме допуска по интенсивности искривления ствола, необходимо учитывать допуск по суммарному углу, под которым понимается сумма углов искривления при бурении скважин (приложение 19).

4.27. Допустимые отклонения забоев скважин.

4.27.1. Допустимые отклонения забоев скважин от проекта следует принимать по табл. 2.

4.27.2. При разведке и разработке крутопадающих пластов,

Таблица 2

Нормы допустимых отклонений забоев скважин от проекта

Геологические условия	Опорные и поисковые скважины	Разведочные скважины (предварительная разведка)	Эксплуатационные скважины глубиной, м							
			до 2000		2000–2500		2500–3000		свыше 3000	
			Минимальное расстояние между скважинами S, м							
			200	200	200	200	200	200	200	200
Платформенные области	10 % S (но не более 5 % L)	10 % S (но не более 5 %)	10 % S		12 % S		15 % S		20 % S	
Складчатые области	5 % L	10 % S (но не менее 20 м)	10 % S	15 % S (но не менее 20 м)	12 % S	20 % (но не менее 30 м)	15 % S	25 % S (но не менее 40 м)	20 % S	30 % S (но не менее 50 м)

Примечание. L – проектная глубина скважины, м;

S – минимальное расстояние между скважинами, м.

когда требуется составление карт, приведенных к плоскости пласта (наклонные карты), допустимые смещения забоев должны рассматриваться в плоскости пласта.

На месторождениях, где применяется сетка разработки с последующим сгущением, допустимые отклонения забоев скважин от проектного должны определяться последовательно, по мере сгущения сетки.

В вертикальных скважинах: опорных, разведочных и эксплуатационных, в породах, сильно влияющих на их искривление, допуски могут увеличиваться по согласованию с геологической службой.

В скважинах особого назначения, например, приконтурных, приграничных и других, допуски должны быть более жесткими, чтобы обеспечить более полное извлечение нефти.

4.27.3. Оценку точности местоположения ствола скважины следует всегда учитывать. Измерения пространственных координат ствола производят с неизбежными погрешностями. Бывают погрешности и при графическом построении плана и профиля скважины. Суммарная величина этих ошибок может быть соизмерима с допустимыми отклонениями. Поэтому, как правило, при оценке точности бурения наклонно-направленной скважины необходимо подсчитывать величину возможных ошибок.

4.27.4. Величину ошибок определяют по формулам, приведенным ниже.

Ошибка в нахождении положения точки, обусловленная измерением углов наклона ствола, определяется формулой

$$m_1 = 0{,}01 \cdot \ell \cdot \cos\alpha, \qquad (9)$$

где ℓ - длина интервала, для конечной точки которого подсчитывается указанная ошибка, м;

α - средний зенитный угол на интервале, град.

Ошибка в измерении глубины мало влияет на ошибку в нахождении положения точки ствола и поэтому может не учитываться.

Ошибка в нахождении положения точки, вызываемой измерением азимута, определяется формулой

$$m_2 = 2l \cdot \sin\alpha_1 \cdot \sin\frac{m_\gamma}{2}, \qquad (10)$$

где m_γ - ошибка в измерении азимута, принимаемая по табл. 3.

Таблица 3

Ошибка в измерении азимута	Зенитный угол скважины, град			
	0 - I	I - 2	2 - 5	5 и более
Среднеквадратичная	±68	±40	±20	±4
Предельная	±136	±80	±40	±8

Суммарная ошибка в нахождении положения точки ствола, вызываемая ошибками измерений, определяется формулой

$$m_{su} = m_1^2 + m_2^2 - L \cdot m_1 \cdot m_2 \cdot \cos\beta, м, \qquad (11)$$

Суммарная ошибка в нахождении положения забоя скважины, вызванная ошибками измерений, определяется по формуле

$$m_{su} = \pm\sqrt{\sum m_{su}^2}, м. \qquad (12)$$

Среднеквадратичные ошибки в нахождении положения точки, зависящие от ошибок, возникающих при графических построениях m_{srp}, приведены в табл. 4.

Таблица 4

Масштаб	I:200	I:400	I:500	I:1000
m_{srp}	0,14	0,28	0,35	0,70

Эта ошибка зависит также от числа интервалов построения n

$$M_{srp} = \pm m_{srp}\sqrt{n}, м \qquad (13)$$

Общая ошибка от измерений M_{srp} и графических построений определяется формулой

$$M_s = \pm\sqrt{M_{sи}^2 + M_{srp}^2}, \text{ м.} \qquad (14)$$

4.27.5. Для определения ошибки в нахождении положения забоя весь ствол разбивают на интервалы и для каждого из них, по приведенным формулам, находят величину ошибок, которые затем суммируют. Если изображенный на фактическом плане забой оказывается за пределом допуска, целесообразно рассчитывать ошибки его положения и только после этого принимать решение о необходимости перебуривания участка ствола.

4.27.6. Для ускорения определения среднеквадратичной ошибки определения планового положения забоя скважины результаты решения уравнения для различных условий изображаются в виде номограмм, по которым можно быстро рассчитать требуемые условия. Номограммы приведены в приложении 20.

4.28. Допустимые отклонения стволов наклонно-направленных скважин.

4.28.1. При бурении ствола наклонно-направленной скважины важное значение имеют нормальные отклонения его от проектного профиля, так как отклонения сверх допустимого могут:

- привести к невыполнению задачи, поставленной перед бурящейся скважиной;

- увеличить затраты времени и средств сверх норм, предусмотренных в проекте;

- создать значительные технические трудности в строительстве скважины.

Поэтому допустимые отклонения следует предусматривать как в целом по всему наклонному стволу скважины, так и по отдельным его

участкам.

4.28.2. Конечная точка каждого участка (криволинейного и прямолинейного) должна находиться в пределах допуска, определяемого в соответствии с настоящей инструкцией.

4.28.3. Зенитный угол в конечной точке участка не должен отличаться от проектного больше чем $\pm 2\text{-}3^{0}$. Для забойных точек, если отсутствует специальное указание о величине угла входа в продуктивный пласт, расхождение по зенитному углу не ограничивается.

4.28.4. Радиус искривления ни на одном интервале ствола не должен быть меньше допустимого (см. I.I9-I.25).

4.28.5. Критерием, определяющим допустимое отклонение наклонного ствола от проектного профиля, должен служить суммарный угол искривления (4.26.3 и приложение I9 настоящей инструкции).

4.28.6. Для каждого участка суммарный угол искривления не должен превышать проектный более, чем на I5 %. Если по окончании бурения участка окажется, что суммарный угол искривления больше указанного, то дальнейшее бурение разрешается только с утверждения главного инженера бурового предприятия.

4.28.7. Допустимый суммарный угол искривления по всему стволу наклонно-направленной скважины не может быть выражен конкретным общим показателем. Его устанавливают отдельно в каждом конкретном случае, так, чтобы максимальное осевое усилие при подъеме инструмента не превышало установленных расчетных норм, которые определяются в зависимости от типа и размера бурильных труб, грузоподъемности буровой установки и т.д.

4.28.8. Величину фактического суммарного угла искривления ствола определяют по окончании бурения каждого участка, но не менее, чем через 500 м. При определении этого угла построение выполняется в соответствии с разделом I настоящей инструкции.

4.28.9. При бурении глубоких скважин необходимо строго контролировать величину суммарного угла. Если суммарный угол приближается к предельному, а дальнейшие условия проводки скважин не обеспечивают ее проведения строго по проекту, необходимо произвести пересчет по фактическим данным и принять соответствующее решение (смена бурильного инструмента, перебуривание отдельных интервалов ствола и т.д.).

Такой порядок определения допустимого суммарного угла обеспечит надежную работу оборудования и бурового инструмента.

5. ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К ПРОВОДКЕ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН ПРИ КУСТОВОМ БУРЕНИИ

5.I. По окончании монтажа станка маркшейдерская служба определяет координаты устьев, уточняет проектные азимуты и отклонения забоев скважин и выдает их геологическому отделу бурового предприятия.

5.2. Очередность бурения скважин в кусте при расположении скважин в одну линию выбирается в зависимости от величины угла, измеряемого от направления движения станка до проектного направления на скважину по ходу часовой стрелки.

5.3. Пересечение плоскостей искривления стволов скважин, расположенных в одном кусте и в разных, не допускается.

5.4. В проекте, кроме обычных данных, должна быть отражена последовательность бурения скважин.

5.5. Проводка скважин осуществляется по программам, составленным с учетом горизонтальных проекций и профилей ранее пробуренных скважин. Запрещается начинать бурение новой скважины, если на предыдущей скважине отсутствуют данные о геометрических параметрах ствола.

5.6. При строительстве куста по результатам отклонения ранее

пробуренных скважин от проектного положения необходима соответствующая корректировка проектов на бурении последующих скважин.

5.7. Расстояние по вертикали между точками зарезки двух соседних скважин должно быть не менее:

30 м, если разница в азимутах забуривания менее 10^0;

20 м, если разница составляет $10-20^0$;

10 м, если азимуты отличаются более чем на 20^0.

5.8. Первый замер после зарезки осуществляется через 25 м бурения, а в дальнейшем через каждые 50 м. После проведения инклинометрических замеров горизонтальная проекция ствола наносится на план куста в масштабе I:2000, находящейся на буровой. После получения данных инклинометрии план бурения скважин куста уточняется. Уточненная горизонтальная проекция ствола в технологическом отделе наносится на план куста в масштабе I:1000 или I:2000. При сближении стволов необходимо делать промежуточные замеры кривизны: при бурении с отклонителем через 25 м, на прямолинейном участке через 200-300 м.

5.9. Если на плане горизонтальные проекции стволов пересекаются, необходимо определить вертикальные глубины, соответствующие точке пересечения, и указать их на плане.

5.10. Построение зон допуска производится отдельно в каждом конкретном случае.

5.11. При совмещении зон допусков двух стволов необходимо:

- предупредить бурильщика и бурового мастера в письменном виде о возможности сближения стволов. При этом указать номер скважины и глубину возможной встречи;

- буровому мастеру или ответственному лицу после очередного рейса тщательно осматривать долото (характер отработки зубьев);

- ответственное лицо при бурении в интервале возможной

встречи стволов скважин должно контролировать работу долота на слух, а также наличие металлической стружки в желобах для предотвращения возможного разрушения обсадных колонн ранее пробуренной скважины.

Приложение I

(к I.IO инструкции)

РАСЧЕТ ПРОФИЛЕЙ ОБЫЧНОГО ТИПА

Для профиля первого типа (рис. 8) значение необходимого максимального зенитного угла находят по формуле

$$\cos\alpha = \frac{R(R-A)+H\sqrt{H^2+A^2-2AR}}{(R-A)^2+H^2}, \qquad (I5)$$

где R - радиус искривления второго участка ствола, м;

A - величина смещения забоя от вертикали, м;

H - проекция второго и третьего участков ствола на вертикаль, м.

Длина второго и третьего участков, а также их вертикальные и горизонтальные проекции определяют по формулам, приведенным в табл. 5.

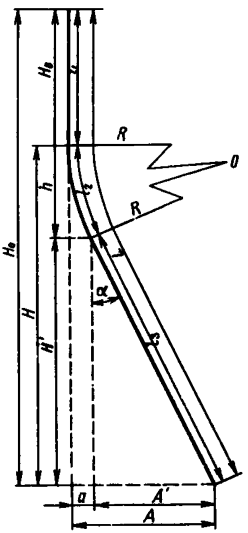


Рис. 8. Схема расчета элементов профиля типа "а" (см. рис. I).

Расчет профиля первого типа в основном производится также путем определения максимального угла в конце второго участка (рис. 9).

Для расчета профиля этого типа целесообразно построить его вертикальную проекцию (см. рис. 9). Сначала определяют длину первого вертикального участка $H_в$; радиус искривления второго участка R_1 и радиус искривления третьего участка R_2 . Значение радиуса R_2 участка снижения зенитного угла принимают на основании практических данных. Так как фактический темп снижения зенитного угла непостоянен, в расчете следует принимать усредненное значе-

Таблица 5

Участок (см. рис. 8)	Длина, м	Проекция, м	
		горизонтальная	вертикальная
Вертикальный	$l_1 = H_в$		$H_в$
Набор зенитного угла ствола	$l_2 = 0{,}01745 R\alpha$	$a = R(1-\cos\alpha)$	$h = R\cdot\sin\alpha$
Прямолинейный наклонный	$l_3 = \frac{H'}{\cos\alpha}$	$A' = H'\cdot tg\alpha$	$H = H_0 - (H_в + h)$
Длина ствола по инструменту	$L = l_1 + l_2 + l_3$	$A = a + A'$	$H_0 = H_в + h + H'$

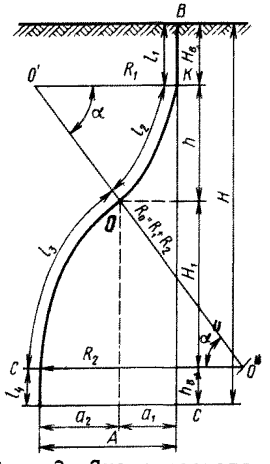


Рис. 9. Схема расчета элементов профиля типа "б" (см. рис. I).

ние R_2. Предварительный профиль строят в любом масштабе. На прямой линии откладывают отрезок ВС (см. рис. 9), соответствующий вертикальной глубине скважины Н, и отрезок ВК, соответствующий длине первого вертикального участка. Из точек К и С проводят прямые, перпендикулярные к линии ВС, на которых откладывают отрезки КО' и СО", соответственно равные величине радиуса R, и отклонению забоя от вертикали А. Из точки О" радиусом R_2 и из точки О', радиусом R_0, равным сумме $R_1 + R_2$, циркулем делают засечки, точки их пересечения дадут центр О окружности, по дуге которой должен проходить спад ранее набранного зенитного угла. Если масштаб построения взят достаточно большим, то углы α и α'', необходимые для дальнейшего расчета профиля, можно измерить непосредственно по чертежу. После дополнительных построений на чертеже можно записать

$$\angle\alpha = 90^\circ - (\angle\gamma - \angle\beta), \qquad (16)$$

$$\angle\beta = arctg\,\frac{A-R}{H-H_в}. \qquad (17)$$

Угол γ определяется из треугольника $OO''O$

$$\angle\gamma = arc\cos\frac{1}{2}\left[\frac{(A-R_1)^2 + H_P^2 + R_1(R_0+R_2)}{R\sqrt{(A-R_1)^2+H_P^2}}\right], \qquad (18)$$

где $R_0 = R_1 + R_2$ и $H_P = H - H_B$.

Угол входа ствола в пласт

$$\angle\alpha'' = arc\sin\left(\frac{R_0\cdot\sin\alpha - H_P}{R_2}\right). \qquad (19)$$

Для определения длины участков профиля, их горизонтальных и вертикальных проекций, а также проверочного расчета в дальнейшем применяют формулы, приведенные в табл. 8.

Таблица 6

Участок (см. рис. 11)	Длина, м	Проекция, м	
		горизонтальная	вертикальная
Вертикальный	$\ell_1 = H_B$	-	H_B
Набора зенитного угла	$\ell_2 = 0{,}01745 R_1\alpha$	$a = R_1(1-\cos\alpha)$	$h = R_1\cdot\sin\alpha$
Снижения зенитного угла	$\ell_3 = 0{,}01745 R_2\alpha'$	$a_1 = R_2(\cos\alpha''-\cos\alpha)$	$H_1 = R_2(\sin\alpha-\sin\alpha'')$
Длина ствола по инструменту	$L = \ell_1+\ell_2+\ell_3$	$A = a + a_1$	$H = H_B + h + H_1$

При расчете профиля второго типа (рис. 10) сначала нужно установить длину пятого вертикального участка. Если скважиной, которая будет пробурена по профилю этого типа, предполагается вскрыть многопластовое месторождение, то минимальная длина этого участка должна быть равной расстоянию между кровлей верхнего и подошвой нижнего продуктивных горизонтов.

Длину пятого участка следует увеличить примерно на 5-10 % от минимальной, учитывая что над ним находится четвертый участок, где возможна ошибка как по азимуту, так и по зенитному углу ствола.

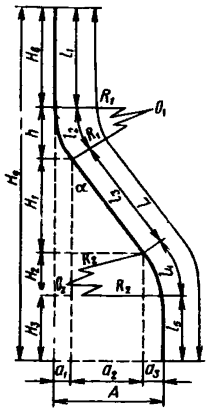


Рис. IO. Схема расчета элементов профиля типа "в" (см. рис. I).

Радиусы искривления второго (R_I) и четвертого (R_2) участков определяют аналогично радиусам второго и третьего профилей (см. рис. IO).

Величина необходимого зенитного угла третьего участка ствола (см. рис. IO) равна

$$Sin\alpha = \frac{R_o H - (R_o - A)\sqrt{H_2^2 - A(2R_o - A)}}{(H^2 + R_o^2) - A(2R_o - A)}, \quad (20)$$

где $R_o = R_1 + R_2$ и $H = H_o - H_B - H_3$.

Зная $\sin\alpha$ по формулам в табл. 7, можно определить длину участков профилей и их горизонтальные и вертикальные проекции.

Таблица 7

Участок (см. рис. IO)	Длина, м	Проекция, м	
		горизонтальная	вертикальная
Вертикальный	$\ell_1 = H_B$	–	H_B
Набора зенитного угла ствола	$\ell_2 = 0{,}01745 \cdot R_I \cdot \alpha$	$a_1 = R_1(1 - \cos\alpha)$	$h = R_1 \cdot \sin\alpha$
Поддержания зенитного угла ствола	$\ell_3 = \frac{H_1}{\cos\alpha}$	$a_2 = H_1 \cdot tg\alpha$	$H_1 = H_o - H_6 - H_3 - (R_1 + R_2)\sin\alpha$
Снижения зенитного угла ствола	$\ell_4 = 0{,}01745 \cdot R_2 \cdot \alpha$	$a_3 = R_2(1 - \cos\alpha)$	$H_2 = R_2 \cdot \sin\alpha$
Вертикальный	$\ell_5 = H_3$	–	H_3
Длина ствола по инструменту	$L = \ell_1 + \ell_2 + \ell_3 + \ell_4 + \ell_5$	$A = a_1 + a_2 + a_3$	$H_o = H_6 + h + H_1 + H_3 + H_2$

Расчет профилей второго типа подобен расчету профилей третьего типа.

Величина необходимого зенитного угла равна

$$\cos\alpha = 1 - \frac{A}{R_1 + R_2}, \quad (21)$$

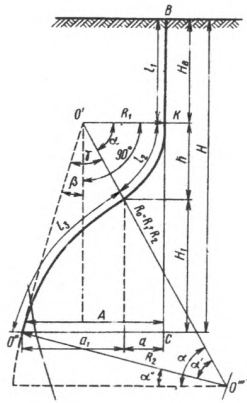


Рис. II. Схема расчета элементов профиля типа "г" (см. рис. I).

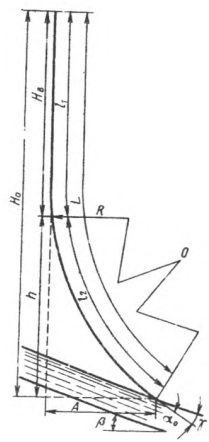


Рис. I2. Схема расчета элементов профиля типа "д" (см. рис. I).

где R_1 - радиус искривления второго участка ствола, м;

R_2 - радиус снижения зенитного угла на третьем участке, м (рис. II).

В дальнейшем длину участков этого профиля, горизонтальные и вертикальные проекции рассчитывают по формулам. приведенным в табл. 6.

При расчете профиля третьего типа (рис. I2), когда известны глубина скважины по вертикали, длина первого вертикального участка $H_в$ и отклонение забоя от вертикали по рис. I2 определяется величина радиуса искривления второго участка. Если кроме указанных величин задан угол входа в пласт γ, т.е. угол между осью ствола скважины и плоскостью напластования, то зенитный угол ствола к вертикали α_o в месте входа в пласт определяется как

$$\alpha_o = 90^0 - \gamma - \beta, \qquad (22)$$

где β - угол падения пласта, т.е. угол, составляемый плоскостью напластования с горизонтальной плоскостью

или

$$\cos\alpha_o = I - \frac{A}{R}. \qquad (23)$$

Если полученная по этому расчету величина $H_в$ не может быть принята по тем или иным причинам, то изменяют угол входа в пласт. Для расчета вертикальных и горизонтальных проекций профиля можно пользовать-

ся формулами, приведенными в табл. 9.

Таблица 8

Участок (см. рис. 9)	Длина, м	Проекция, м	
		горизонтальная	вертикальная
Вертикальный	$\ell_1 = H_в$	-	$= H_в$
Набора зенитного угла ствола	$\ell_2 = 0{,}01745 \cdot R_1 \cdot \alpha$	$a_1 = R_1(1-\cos\alpha)$	$h = R_1 \cdot \sin\alpha$
Снижения зенитного угла ствола	$\ell_3 = 0{,}01745\ R_2 \cdot \alpha$	$a_2 = R_2(1-\cos\alpha)$	$H_1 = R_1 \cdot \sin\alpha$
Вертикальный	$\ell_4 = H - H_в - h - H_1 - h_в$	-	$h_в = \ell_4$
Длина ствола по инструменту	$L = \ell_1 + \ell_2 + \ell_3 + \ell_4$	$A = a_1 + a_2$	$H = H_в + h + H_1 + h_в$

Таблица 9

Участок (см. рис. 12)	Длина, м	Проекция, м	
		горизонтальная	вертикальная
Вертикальный	$\ell_1 = H_в$	-	$H_в$
Набора зенитного угла ствола	$\ell_2 = 0{,}01745 \cdot R \cdot \alpha$	$A = R(1-\cos\alpha)$	$h = R \cdot \sin\alpha$
Длина ствола по инструменту	$h = \ell_1 + \ell_2$	A	$H_с = H_в + h$

Элементы профиля можно определить по номограмме (рис. 13).

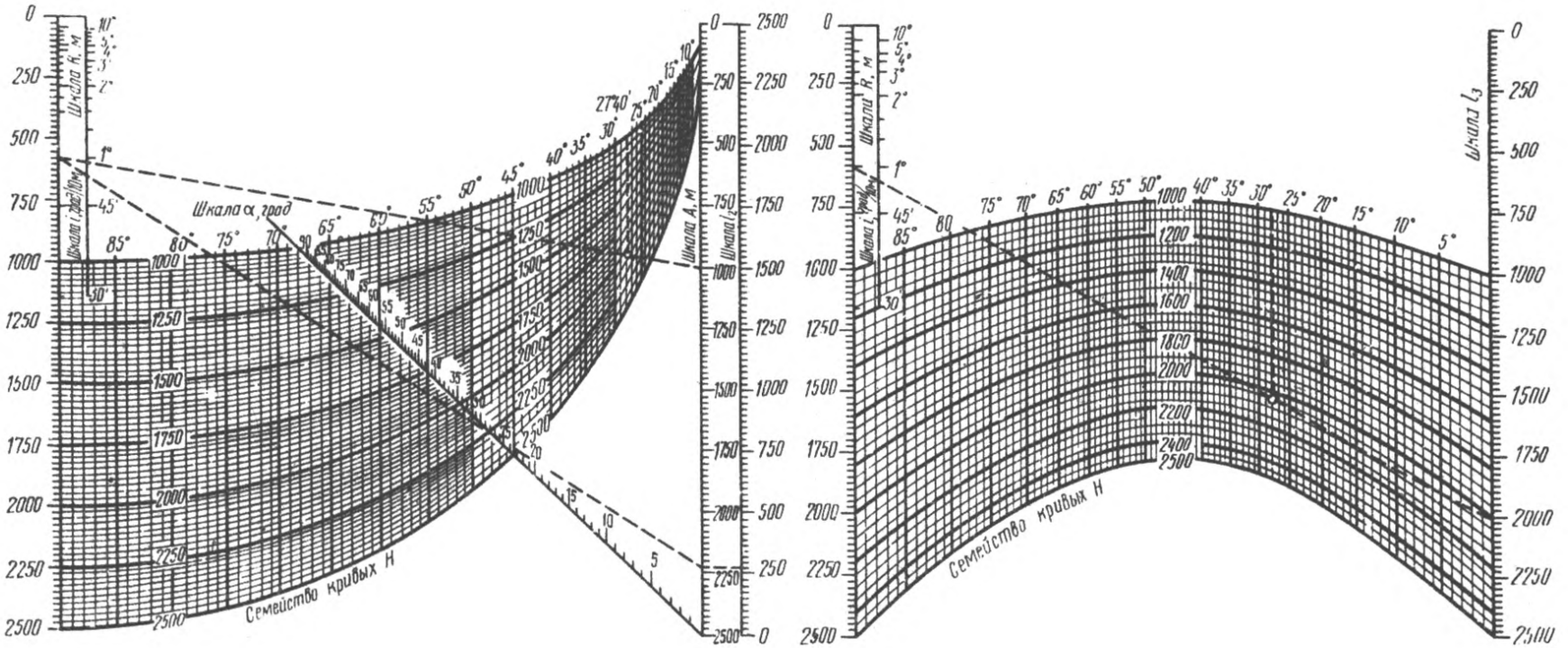


Рис. I3. Номограмма для определения элементов профиля типа "а" и "в" (см. рис. 8, I0).

Приложение 2

(к I.II инструкции)

РАСЧЕТ ПРОФИЛЕЙ ПРОСТРАНСТВЕННОГО ТИПА

В настоящее время по профилю пространственного типа скважины бурятся в основном в двух районах СССР - Грозненском и Краснодарском. Поэтому в инструкции дается расчет профилей пространственного типа по методикам, разработанным ГрозНИИ и объединением "Краснодарнефтегаз".

Расчет профилей пространственного типа производится путем анализа азимутального и зенитного искривления стволов скважин, ранее пробуренных на месторождениях этого объединения, в зависимости от способов бурения, типов и размеров долот, размеров инструмента, типа турбобура, компоновки низа бурильной колонны и режимов бурения.

Расчет профиля производится поинтервально сверху вниз. Конечный угол искривления в первом интервале вычисляется по формуле

$$\alpha_1 = \frac{a_i}{100} \cdot i, \qquad (24)$$

где a_i - мощность интервала ствола, м;

i - интенсивность естественного зенитного искривления на 100 м проходки.

Горизонтальное смещение при разбуривании первого интервала ствола составит

$$h_i = a_2 \cdot tg \frac{\alpha_1}{2}. \qquad (25)$$

Направление искривленной скважины в данном интервале в горизонтальной плоскости определяется в зависимости от ранее проведенного анализа азимутального искривления скважин и проектных данных по рассчитываемой скважине.

Конечный угол искривления в последующих интервалах опреде-

ляется по формуле

$$\alpha_n = \frac{a_n}{100} i_n + \alpha_{n-1}. \qquad (26)$$

Горизонтальное смещение во всех последующих интервалах определяется по формуле

$$h_к = a_n \cdot tg \frac{\alpha_{n-1} + \alpha_n}{2}. \qquad (27)$$

Рассчетные данные сводятся в таблицу по следующей форме.

Интервал бурения, м	Угол искривления в конце интервала, град	Горизонтальное смещение забоя за интервал, м	Азимут горизонтального смещения, град	Примечания

Используя данные этой таблицы строят горизонтальную, затем вертикальную проекции скважины снизу вверх, т.е. от забоя к устью. Вертикальная проекция строится в плоскости, проходящей через устье и забой скважины.

Совмещая забой скважины на карте с забоем горизонтальной проекции, построенной на кальке, переносят на карточку точку устья скважины.

Проектирование направленно-искривленных скважин делится на четыре этапа.

I. Нанесение точки вскрытия проектного пласта на выбранные или на вновь построенные геологический профиль и план.

2. Выбор проектного искривления скважины.

3. Построение проектной оси скважины в горизонтальной и вертикальной проекциях, т.е. соответственно на плане и профиле.

4. Окончательное оформление графического материала и составление объяснительной записки.

Первый и четвертый этапы являются простыми. Второй и третий

этапы требуют особых пояснений.

Выбор проектного искривления скважины

При выборе проектного искривления скважины возможны три случая, когда геологические условия в месте заложения скважины:

I) неизвестны или неблагоприятны для искривления;

2) известны полностью и благоприятны для искривления;

3) известны и благоприятны для искривления в некоторых интервалах.

В первом случае необходимое искривление скважины можно достигнуть только при помощи отклоняющих инструментов.

Во втором и третьем случаях можно максимально использовать естественные условия искривления скважины.

Первый случай. Проектное искривление скважины намечается на основании возможного темпа искусственного искривления и конфигурации ствола скважины.

Углы искривления скважины $\alpha_1; \alpha_2 \dots \alpha_n$ выбираются согласно формуле

$$\alpha_n = \Delta\alpha_1 + \Delta\alpha_2 + \Delta\alpha_3 + \dots \Delta\alpha_n, \qquad (28)$$

где $\Delta\alpha_1; \Delta\alpha_2; \Delta\alpha_3 \dots \Delta\alpha_n$ – приращение угла искривления скважины, град,

через равные интервалы ℓ,

ℓ – длина интервала скважины, м.

Обычно в практике применяется ℓ =I00 м.

Угол искривления у устья принимается равным 0 (α_0=0).

Приращения $\Delta\alpha_1; \Delta\alpha_2; \Delta\alpha_3 \dots \Delta\alpha_n$ выбираются в зависимости от необходимого общего смещения и эффективности отклонителя, принятого к использованию.

Иногда в нижней части скважины угол искривления выбирается

без изменения.

В исключительных случаях, когда намечается изменение азимута искривления нижней части скважины, допускается увеличение угла искривления верхней части скважины и уменьшение его в нижней части. При этом интенсивность уменьшения угла искривления скважины намечается $3-5^0$ на 100 м проходки. Однако такое искривление при значительном нижнем интервале бурения приводит к образованию желобов на стенках скважины.

Азимут искривления скважины выбирается в зависимости от необходимого или возможного пересечения скважиной проектного пласта.

В большинстве случаев азимут искривления скважины намечается без изменения. При этом проектное направление искривления скважины с азимутом φ обычно намечается нормально к простиранию проектного пласта.

При необходимости изменения азимута искривления скважины, темп изменения намечается не более 20^0 на каждые 100 м проходки, если углы искривления скважины составляют 15–20 и не более 30^0 на каждые 100 м проходки, если углы искривления скважины менее 15^0. При углах искривления скважины более 20^0 не рекомендуется намечать каких-либо изменения азимута искривления, так как в этом случае его трудно изменить.

Второй случай. Проектное искривление скважины намечается на основании данных естественного искривления, т.е. в зависимости от условий залегания пластов. При этом углы искривления скважины определяются в зависимости от угла падения пластов, а азимут искривления – от направления восстания этих пластов. Эти зависимости выражаются следующими формулами:

$$\alpha = K \cdot \beta ; \qquad (29)$$

$$\varphi = \varphi_B + \varphi_0 , \qquad (30)$$

где α - угол искривления скважины, град;

β - угол падения пластов, град;

K - коэффициент пропорциональности, выбираемый в зависимости от глубины залегания какого-либо опорного пласта, пересекаемого скважиной ($K < I$);

$\gamma_в$ - азимут восстания пластов, град;

$\gamma_о$ - угол отклонения оси скважины от направления восстания пластов (градусы), выбираемый в зависимости от типа долота и способа бурения.

Угол $\gamma_о$ может быть положительным или отрицательным. Если наблюдатель стоит лицом по направлению восстания пластов, то угол $\gamma_о$, отсчитываемый влево от направления восстания, является отрицательным, вправо - положительным.

Коэффициент K и угол $\gamma_о$ определяются на основании данных естественного искривления пробуренных скважин по каждому нефтяному месторождению. Для этого найденные средние фактические значения α, β, γ и $\gamma_в$ для определенных условий (опорный пласт и его глубина залегания, способ бурения и тип долота), подставляются в формуле (29) и (30) и вычисляется коэффициент K и угол $\gamma_о$.

Для условий каждого нефтяного месторождения вычисленные величины K и $\gamma_о$ сводятся в табл. IO и II.

Таблица IO

Глубина залегания опорного пласта, м	Опорные пласты		
	n_1	n_2	n_3
	коэффициент К		
От L_1 до L_1 +200	a_I	$в_I$	C_I
От L_2 до L_2 +200	a_2	$в_2$	C_2
От L_n до L_n +200	a_n	$в_n$	C_n

Обычно коэффициенты К определяются для различных глубин и двух- трех опорных пластов или горизонтов.

Таблица II

Долото	Опорные пласты					
	n_1		n_2		n_3	
	Способ бурения					
	турбинный	роторный	турбинный	роторный	турбинный	роторный
	Угол отклонения γ_o					
Лопастное	$\gamma_{тл_1}$	$\gamma_{рл_1}$	$\gamma_{тл_2}$	$\gamma_{рл_2}$	$\gamma_{тл_3}$	$\gamma_{рл_3}$
Шарошечное	$\gamma_{тш_1}$	$\gamma_{рш_1}$	$\gamma_{тш_2}$	$\gamma_{рш_2}$	$\gamma_{тш_3}$	$\gamma_{рш_3}$

При выборе проектного искривления скважины желательно принимать во внимание характер естественного искривления ближайших соседних скважин.

Порядок выбора проектного искривления скважины сводится к следующему.

На геологическом профиле при помощи приблизительно проведенной оси скважины определяют глубину залегания проектного пласта, глубину залегания и углы падения опорных пластов. После этого на основании формулы (29) вычисляют предельные углы искривления скважины на глубинах у опорных пластов. Затем выбирают угол искривления скважины у проектного пласта с таким расчетом, чтобы угол между осью скважины и поверхностью проектного пласта δ, т.е. угол встречи ствола скважины с проектным пластом, составлял бы не менее 40^0. В противном случае создаются условия искривления скважины по направлению падения пластов. Потом намечают углы искривления на протяжении всего ствола скважины, по возможности с равными приращениями через одинаковые интервалы ℓ, обычно принимаемые равными 100 м.

Далее намечают проектные азимуты искривления скважины. Для этого на геологическом плане определяют азимуты восстания про-

ектного и опорных пластов $\gamma_в$. Затем на основании формулы (30) вычисляют азимуты искривления скважины у проектного и опорных пластов. При вычислении азимута искривления скважины у проектного пласта принимают угол таким же, как для ближайшего опорного пласта. В зависимости от опорных пластов намечают азимуты искривления на протяжении всего ствола скважины, по возможности с одинаковыми приращениями через равные интервалы ℓ.

Третий случай. Проектное искривление скважины намечается на основании данных естественного искривления, т.е. в зависимости от условий залегания пластов и возможного искусственного искривления при помощи отклоняющих инструментов.

Для рационального выбора проектного искривления скважины геологический профиль делится на интервалы, в которых ожидается или не ожидается естественное искривление.

В первой группе интервалов предусматривается использование естественных условий искривления скважины, а во второй - искусственное искривление при помощи отклонителей.

В интервалах, где ожидается естественное искривление, проектные углы и азимуты искривления скважины выбираются по методике, изложенной для второго случая, т.е. в зависимости от условий залегания пластов.

В интервалах, где не ожидается естественного искривления, проектные углы и азимуты искривления выбираются по методике, изложенной для первого случая, в зависимости от эффективности отклонителя и конфигурации ствола скважины.

Порядок выбора проектного искривления скважины сводится к следующему.

На геологическом профиле при помощи приблизительно проведенной оси скважины определяют глубину залегания проектного пла-

ста, глубину залегания и углы падения опорных пластов в интервалах, где ожидается естественное искривление скважины.

После этого на основании формулы (29) вычисляют предельные углы искривления скважины на глубинах у опорных пластов. Затем выбирают угол искривления скважины у проектного пласта с таким расчетом, чтобы угол встречи ствола с проектным пластом, как и во втором случае, составлял бы не менее 40^0.

Потом намечают углы искривления скважины на протяжении каждого интервала первой группы, по возможности с равными приращениями через одинаковые отрезки ℓ.

На основании конечных углов искривления скважины каждого интервала первой группы намечают углы искривления во всех остальных интервалах (интервалы второй группы), также по возможности с равными приращениями через одинаковые отрезки ℓ. Иногда в нижней части скважины углы искривления намечают без изменений.

Затем намечают проектные азимуты искривления скважины. Для этого, как и во втором случае, определяют азимуты восстания проектного и опорных пластов $\varphi_в$. После этого по формуле (30) вычисляют азимуты искривления скважины у проектного и опорных пластов. При вычислении азимута искривления скважин у проектного пласта принимают угол φ_o таким же, как и для ближайшего опорного пласта. Далее в зависимости от намеченных азимутов искривления в интервалах второй группы, по возможности с одинаковыми приращениями через равные отрезки ℓ.

При выборе проектного азимута искривления скважины необходимо учитывать все замечания относительно условий возможного его изменения, изложенные при рассмотрении первого случая.

Во всех трех случаях выбранные проектные углы и азимуты искривления скважины записываются в табл. I2.

Таблица I2

Глубина	Искривление		Приращение горизонтального смещения	Горизонтальное смещение
	угол	азимут		
ℓ	α_I	φ_I	Δx_I	x_I
2ℓ	α_2	φ_2	Δx_2	x_2
3ℓ	α_3	φ_3	Δx_3	x_3
.....	.....	.....	.....	.....
$n\ell$	α_n	φ_n	Δx_n	x_n

Построение проектной оси скважины на плане и профиле

Согласно выбранному проектному искривлению (см. табл. I2), начиная от проектного пласта, можно построить ось скважины на плане и профиле.

В результате этого построения определяется положение устья скважины на профиле и плане. Однако такое построение сложно и применяется в редуих случаях.

От выбранного положения устья скважины на профиле и плане на восковке вычерчиваются горизонтальная и вертикальная проекции оси скважины, согласно выбранному проектному искривлению. Затем проводят построение оси скважины на профиле и плане. При этом все графические построения на профиле даются в масштабе I:5000, а на плане - I:I000.

Указанные построения осуществляются следующим образом.

В первую очередь согласно выбранным углам искривления (см. табл. I2) вычисляют приращения горизонтального смещения скважины Δx_n в каждом интервале ℓ по формуле

$$\Delta x_n = \ell \cdot \sin \frac{\alpha_{n-1} + \alpha_n}{2}, \qquad (3I)$$

где $\Delta X_1; \Delta X_2, \ldots, \Delta X_3$ - приращение горизонтального смещения скважины, м;

ℓ - длина интервала скважины, м, обычно равная 100 м;

$\alpha_1; \alpha_2 \ldots, \alpha_n$ - углы искривления скважины на глубинах ℓ; 2ℓ ; 3ℓ ,..., $n\ell$, град.

Угол искривления скважины у устья принимают равным нулю ($\alpha_0=0$).

Вычисленные приращения ΔX_1; ΔX_2; $\Delta X_3, \ldots, \Delta X_n$ записываются в табл. 12.

На основании выбранных азимутов искривления φ_1; φ_2, $\varphi_3, \ldots, \varphi_n$ и вычисленных приращений горизонтального смещения $\Delta X_1; \Delta X_2; \Delta X_3, \ldots, \Delta X_n$ (см. табл. 12) строят горизонтальную проекцию оси скважины на восковке, где намечают точку А, принятую за устье скважины (рис. 14).

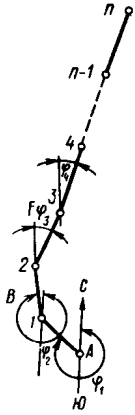


Рис. 14. Построение горизонтальной проекции оси скважины.

Через эту точку проводят вертикальную линию СЮ, указывающую направление стран света (север и юг). Затем через точку А проводят прямую АВ с азимутом φ_1. Эта прямая является направлением искривления ствола скважины в интервале от 0 до ℓ. На прямой АВ от точки А откладывают в соответствующем масштабе отрезок А-1, равный ΔX_1. Далее через точку 1 проводят прямую 1-F с азимутом φ_2. Эта прямая является направлением искривления скважины в интервале от ℓ до 2ℓ.

На проведенной прямой 1-F от точки 1 откладывают отрезок 1-2, равный ΔX_2. Затем через точку 2 проводят прямую с азимутом φ_3 и от точки 2 откладывают отрезок 2-3, равный ΔX_3. Подобным способом строят

все остальные точки. Соединяя точки А, I, 2, 3, ..., n между собой прямыми, получают изображение оси скважины в горизонтальной проекции.

После этого восковку с вычерченной горизонтальной проекцией оси скважины накладывают на геологический план с изображением проектного пласта и профильной линии так, чтобы прямая СЮ на плане была бы параллельна прямой СЮ на восковке.

В этом положении на восковке проводят отрезок P_0P_0 (рис. I5), параллельный профильной линии на геологическом плане и отрезок $C_0\,d_0$, параллельный простиранию проектного пласта на геологическом плане. Затем восковку убирают и на ней через точки А, I, 2, 3, ..., n проводят параллельно отрезку $C_0\,d_0$ прямые до пересечения с прямой P_0P_0 (см. рис. I4). В результате пересечения этих прямых получают точки О, I, II, III, ..., m. Отрезки О-I, О-II, О-III, ..., О- m измеряют и соответствующие им значения $X_1; X_2; X_3, \ldots, X_n$ записывают в табл. I2.

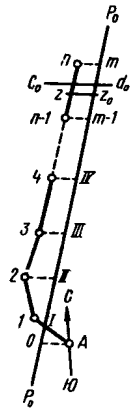


Рис. I5. Перенесение точек горизонтальной проекции оси скважины на профильную линию и нанесение точки вскрытия пласта.

Затем строят вертикальную проекцию оси скважины. Для этого на восковке намечают точку А, принятую на устье скважины (рис. I6).

через точку А проводят вертикальную линию АВ. Затем из точки А описывают дугу радиусом, равным длине отрезка ℓ, и на расстоянии X_1 от вертикали АВ проводят параллельную ей прямую аа, пересекающую дугу. В результате пересечения дуги с прямой получают точку I. После построения точки I производят построение точки 2. Для этого из точки I описывают дугу с прежним радиусом и на расстоянии X_2 от вертикали АВ проводят параллельную ей прямую вв.

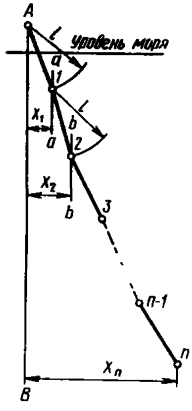


Рис. I6. Построение вертикальной проекции оси скважины.

Точка пересечения дуги с прямой будет точкой 2. Подобным способом строят все остальные точки. Соединяя точки A, I, 2, 3, ..., n на восковке между собой прямыми, получают вертикальную проекцию оси скважины.

Восковку с вычерченной осью скважины накладывают на геологический профиль так, чтобы эта ось совпала с точкой вскрытия проектного пласта и линия уровня моря на восковке была бы параллельна уровню моря на профиле. При этом точка, изображающая устье скважины на восковке, должна совпадать с рельефной линией на геологическом профиле. После этого накалыванием иглой делают отметку устья скважины на геологическом профиле. Убрав восковку, на геологическом профиле через намеченную точку проводят вертикальную линию, перпендикулярную линии уровня моря. Затем на геологическом профиле от намеченной точки строят вертикальную проекцию оси скважины, подобно построению ее на восковке. При этом ось скважины на геологическом профиле должна пройти через точку вскрытия проектного пласта, иначе возникает необходимость повторения операции отметки устья скважины на геологическом профиле при помощи восковки.

После построения оси скважины на геологическом профиле приступают к построению проекции оси скважины на геологическом плане. Для этого на профильной линии P_0P_0 (см. рис. I5) от точки O откладывают отрезок Oz_o, равный расстоянию x на геологическом профиле от точки вскрытия проектного пласта до вертикали, проходящей через устье скважины.

Через полученную точку z_o проводят параллельно линии прос-

тирания пласта $c_o d_o$ прямую до пересечения с горизонтальной проекцией оси скважины в точке Z, являющейся точкой вскрытия проектного пласта. Затем восковку с вычерченной горизонтальной проекцией оси скважины и намеченной на ней точкой вскрытия проектного пласта накладывают на геологический план так, чтобы прямая СЮ на восковке и прямая СЮ на геологическом плане были параллельны друг другу, а точки вскрытия проектного пласта на геологическом плане и восковке совпали. Накалыванием иглой делают отметку устья скважины на геологическом плане. Восковку убирают и, начиная от намеченной точки, проводят построение горизонтальной проекции оси скважины на геологическом плане, подобно построению ее на восковке. При этом ось скважины на геологическом плане должна пройти через точку вскрытия проектного пласта; иначе возникает необходимость повторения операции нанесения отметки устья скважины на геологический план при помощи упомянутой восковки.

Так строят вертикальную и горизонтальную проекции оси скважины на геологическом профиле и плане. Только после описанных построений намечают устье скважины на местности.

Приложение 3
(к I.I3 инструкции)

РАСЧЕТ ВЕЛИЧИНЫ НАГРУЗКИ, ВОЗНИКАЮЩЕЙ НА КРЮКЕ ПРИ ПОДЪЕМЕ ИНСТРУМЕНТА

Расчет нагрузки производится, исходя из условия подъема бурильного инструмента максимальной длины.

На основании приведенных формул определяется нагрузка на крюке для всех видов профилей плоскостного типа.

Для наиболее распространенного профиля - трехинтервального, состоящего из вертикального участка, участка набора зенитного угла и прямолинейного наклонного участка, осевое усилие, необходимое для подъема инструмента, определяется по формуле

$$P_o = (P_1 + q\ell)K_1 + qR \cdot K_2 + qHK_3, \qquad (32)$$

где P_1 - вес нижней части колонны (долото, турбобур и УБТ), кг;

q - вес единицы длины труб с учетом потери веса в жидкости, кг;

H - величина вертикального участка, м;

R - радиус искривления ствола, м;

K_1 и K_2 - коэффициенты, выбираемые по номограмме на рис. I7, I8;

K_3 - коэффициент равный $e^{\mu\gamma}$;

ℓ - длина прямолинейного наклонного участка, м.

Для участка набора зенитного угла

$$P_н = P_к \cdot e^{\mu\gamma} + qR\left[\sin(\gamma+\alpha_1+2\delta)\cdot e^{\mu\gamma} - \sin(2\gamma+\alpha_1)\right], \qquad (33)$$

где $P_н$ - осевое усилие, необходимое для подъема инструмента, прикладываемое в начале рассматриваемого участка, кгс;

$P_к$ - осевое усилие, необходимое для подъема инструмента, прикладываемое в конце рассматриваемого участка, кгс;

μ - коэффициент трения металла о породу (см. приложение 22);

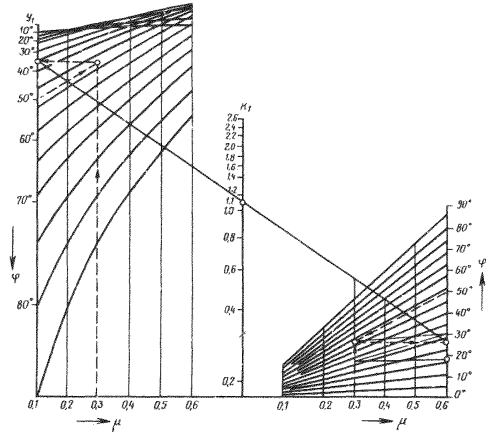


Рис. I7. Номограмма для определения коэффициента K_1.

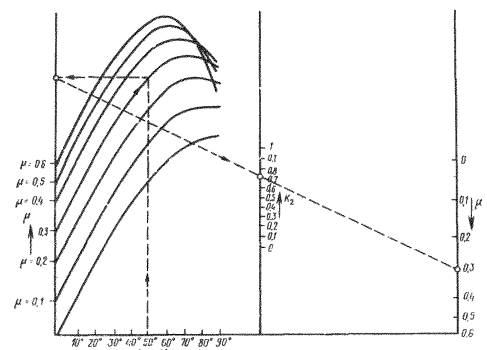


Рис. I8. Номограмма для определения коэффициента K_2.

q - вес единицы длины труб с учетом потери веса в жидкости, кг/м;

R - радиус искривления ствола, м;

α_1 - зенитный угол ствола в начале рассматриваемого участка;

$$K_1 = (\cos\vartheta + \mu \cdot \sin\vartheta)\, e^{\mu\vartheta};$$

$$K_2 = [\sin(\vartheta + 2\gamma)\, e^{\mu\vartheta} - \sin 2\gamma].$$

где ϑ - угол охвата, град;

$$\gamma = \operatorname{arc\,tg}\mu.$$

Номограмма расчета величины нагрузки, возникающей на крюке при подъеме инструмента, приведена на рис. I9.

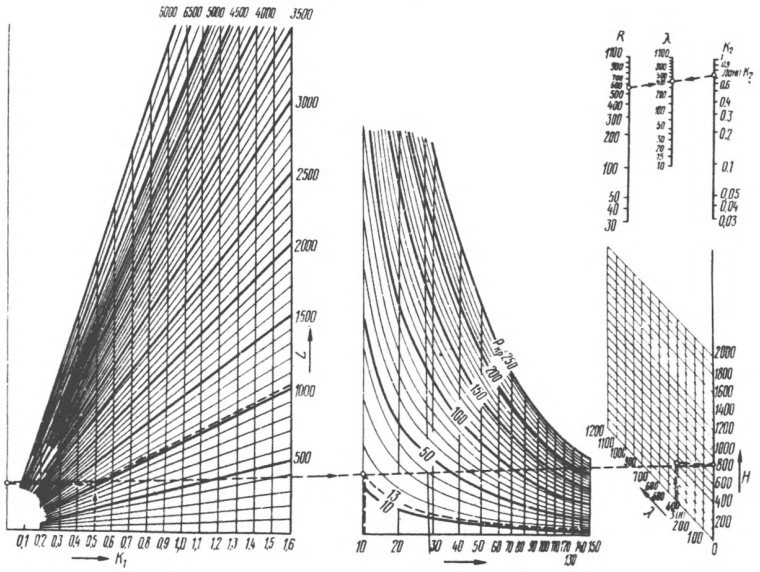


Рис.I9. Номограмма для определения усилия на крюке при подъеме инструмента из искривленной скважины.

Приложение 4

(к I.22 инструкции)

ВЫЧИСЛЕНИЕ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ УСИЛИЙ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ СПУСКА ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ЧЕРЕЗ ИСКРИВЛЕННЫЕ УЧАСТКИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Величина названных усилий может быть определена по формуле

$$Q = 1{,}96 \cdot \mu \cdot \frac{EJ}{R} \cdot \frac{1}{\sqrt{R \cdot D_0}}, \text{ кгс}; \qquad (34)$$

$$D_0 = D_c - d_т,$$

где μ – коэффициент трения металла о породу;

E – модуль Юнга, кгс/м^2;

J – момент инерции забойного двигателя, м^4;

R – радиус искривления ствола, м;

D_c – диаметр ствола, м;

$d_т$ – диаметр забойного двигателя, м.

Эту величину можно также определить по графику (рис. 20), на котором для ряда сочетаний долото–турбобур представлены зависимости между радиусом искривления ствола и дополнительными усилиями, необходимыми для пропуска забойных двигателей через искривленные участки ствола скважины.

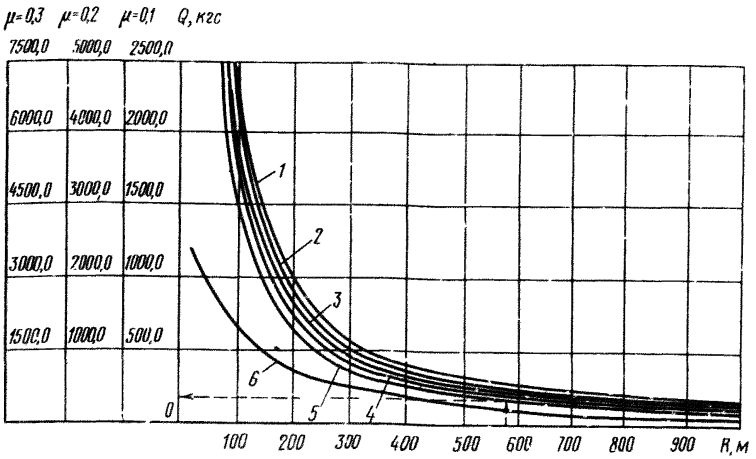


Рис. 20. Определение дополнительных усилий, необходимых для спуска забойных двигателей через искривленные участки ствола скважины.

I - диаметр долота 244,5 , турбобура 215 мм; 2 - долота 269,9, турбобура 240 мм; 3 - долота 215,9, турбобура 195 мм; 4 - долота 295,3, турбобура 240 мм; 5 - долота 190,5, турбобура 172 мм; 6 - долота 165,0, турбобура 127 мм.

Приложение 5
(к I.30 инструкции)

МЕТОДИКА ПОСТРОЕНИЯ ПРОФИЛЕЙ

Построение профиля обычного типа осуществляется следующим образом.

При построении горизонтальной проекции выбирают точку, принимаемую за устье наклонно-направленной скважины. При помощи транспортира через эту точку в направлении проектного азимута проводят прямую линию и от выбранной точки на ней откладывают в принятом масштабе отрезок, равный длине отклонения забоя от вертикали. Из конца этого отрезка радиусом в этом же масштабе проводят окружность, ограничивающую допуск на отклонение забоя от заданного положения, установленного для этой наклонной скважины. От точки, принятой за устье скважины, проводят две линии, касательные к окружности.

На том же листе миллиметровой бумаги для построения проекции проводят вертикальную и горизонтальную оси координат. На вертикальной оси от начала координат вниз в масштабе, принятом для вертикальной проекции, откладывают отрезок, равный глубине наклонной скважины по вертикали.

Далее наносят конечные точки отдельных участков профиля, которые ранее были вычислены математическим путем. Затем точки соединяют: на прямолинейных участках - по прямой, на участках набора и снижения зенитного угла ствола - по дуге радиусом, определяемым при расчете профиля.

Построение профиля пространственного типа осуществляется следующим образом.

При построении горизонтальной и вертикальной проекции профиля положение устья скважины на профиле и плане предварительно

определяют при помощи восковки, на которой ориентировочно намечены профиль и план скважины в соответствии с практикой бурения в данном районе. Затем производят построение оси скважины на профиле и в плане (см.приложение 2).

Приложение 6

(к 2.2 инструкции)

КОНСТРУКЦИЯ ТУРБИННОГО ОТКЛОНИТЕЛЯ И ЕГО ОСОБЕННОСТИ

Отличительной конструктивной особенностью турбинного отклонителя является то, что нижний узел его соединяется с верхним узлом через кривой переводник, а валы - через специальный шарнир (рис. 2I).

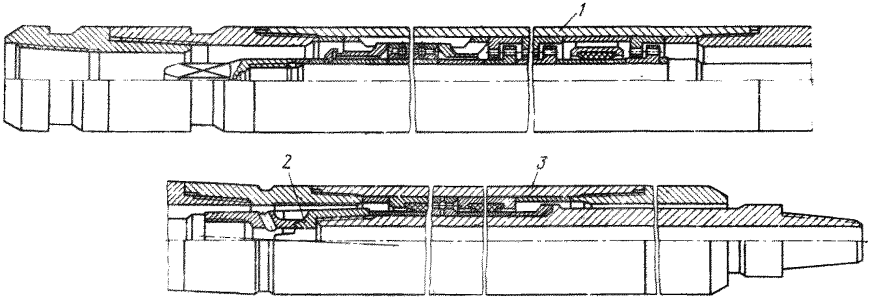


Рис. 2I. Конструкция турбинного отклонителя типа ТО2.
I - турбинная секция; 2 - шарнирное соединение; 3 - шпиндельная секция.

Габаритные размеры и основные данные секционных турбобуров-отклонителей приведены в табл. I3, резьбы - в табл. I4, рассчетные характеристики турбин - в табл. I5, моменты затяжки резьбы - в табл. I6.

На конусную часть (конусность I:I0) вала отклонителя установлен специальный шарнир.

Верхняя секция турбобура-отклонителя представляет собой верхнюю секцию серийного турбобура соответствующего диаметра, поэтому правила подготовки деталей секций турбобура-отклонителя, сборки и регулировки секций те же, что и для сборки и эксплуатации турбобуров.

Настоящие инструктивные указания по сборке и эксплуатации

Таблица I3

Шифр отклонителя	Рекомендуемый диаметр долота, мм	Наружный диаметр отклонителя, мм	Длина отклонителя, мм	Расчетный вес, кг	Количество ступеней турбины	Длина нижнего плеча отклонителя, мм	Присоединительные резьбы по ГОСТ 5286-58	
							к долоту (муфта)	к бурильным трубам (муфтам)
ТО-I72	I90,5	I72	I0745	I500	I09	2000	3-II7	3-I47
Т02-I95	2I5,9	I95	I0II0	I848	95	2020	3-II7	3-I7I
Т02-240	269,9-295,3	240	I0I70	2593	I06	2350	3-I52	3-I7I
ШОI-I95	2I5,9	I95	4600	875	-	2485	3-II7	3-I7I*

*Резьба для присоединения к турбинной секции.

Таблица I4

Шифр отклонителя	Резьба				
	специальная, для соединения корпусов с переводниками и ниппелями	для соединения секций	валов роторных гаек, контргаек (МУ-резьба специальная, метрическая, усиленная)	для соединения переводников специальных с секциями (ГОСТ 5286-58)	для соединения валов с переводником
ТО-I72	МК-I56	3-I47	М 80х4	3хI47	МК-II0
Т02-I95	РКТ I77	3-I7I	МУ 80х6	3хI47	3-II7
Т02-240	РКТ 2I8	РКТ-208	МУ I00х6	3хI7I	3-I33
Ш0I-I95	РКТ I77	3-I7I	МК 98х6хI:I6*	3хI7I	3-II7

*Резьба для крепления полумуфты на валу.

Таблица I5

Шифр отклонителя	Расход жидкости, л/с	Наибольшая мощность турбины отклонителя, л.с.	Крутящий момент при наибольшей мощности, кгс/м	Скорость вращения вала, об/мин	Перепад давления при наибольшей мощности, кгс/см^2	К.п.д. турбины
ТО-I72	25	62,0	65,0	670	38,0	50,7
	28	77,0	77,0	7I5	44,0	
Т02-I95	30	76,0	8I,0	660	33,0	53,0
	35	II9,0	I09,0	770	43,0	
Т02-240	50	I89,0	204,0	660	4I,0	69,0
	55	245,0	245,0	725	46,0	

Удельный вес жидкости I,0 гс/см^3.

Таблица I6

Моменты затяжки резьбовых соединений и условия посадки опор

Шифр отклонителя	Момент затяжки, кгс.м								Усилие посадки, тс
	гайки	контргайки	ниппеля	переводников				вала	
				кривого	верхнего	соединительного	специального		
T02-I95	440--500	250--300	До отказа по упорным торцам с обеспечением момента I700-2I00 кгс.м				I200-I500	850	5,5-6,5
T02-240	700--800	500--600	До отказа по торцам с обеспечением момента I600-I800 кгс.м				-	800--900	I2-I5*

*Или посадка на конус "от руки" после предварительного нагрева полумуфт до I20-I40 °С.

распространяются на турбинные отклонители (ТО-I72, ТО2-I95, ТО2-240). Угол искривления кривого переводника $I^{0}30'$. Кунгурским машиностроительным заводом также предусмотрено изготовление отклонителей ТО2-I95 и ТО2-240 с переводниками, искривленными на $I-2^{0}$, которые могут быть поставлены по предварительному согласованию с заводом за отдельную плату в счет запасных частей.

Сборка и регулировка отклонителей

Сборка секции отклонителя.

Установить детали на вал отклонителя в порядке, указанном на рис. 2I.

Установить кольцо регулировочное К, определив его высоту по формуле (рис. 22, д).

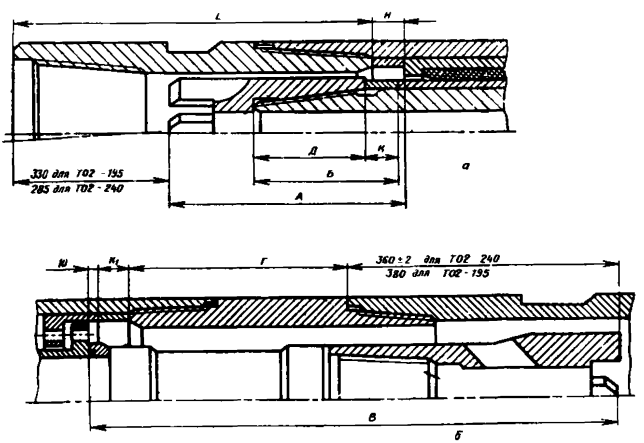


Рис. 22. Регулировка секции:
а - шпиндельной; б - турбинной.

$$K = Б - Д + З^{*},$$

где $Б$ - расстояние от упорного торца вала до торца втулки радиальной опоры;

$Д$ - длина резьбы полумуфты отклонителя;

3^{*} - размер корректируется по результатам отработки отклонителей.

Закрепить пакет деталей, набранных на валу, полумуфтой моментом, соответствующим данной резьбе.

Завести вал отклонителя с закрепленными на нем деталями в корпус и установить регулировочное кольцо высотой Н, которая определяется по формуле (рис. 23).

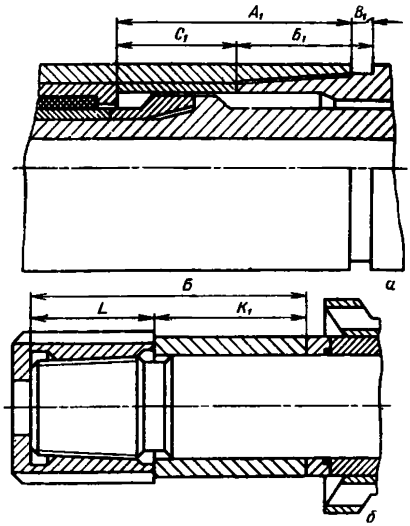


Рис. 23. Определение размеров регулировочных колец C и K.

H=330+A- L (для Т02-195);

H=285+A- L (для Т02-240),

где А - расстояние от верхнего торца полумуфты отклонителя до верхнего торца радиальной опоры;

L - фактическая длина косого переводника.

Ввернуть косой переводник и закрепить его.

Определить высоту регулировочного кольца С, устанавливаемого в нижней части корпуса отклонителя, следующим образом (рис. 23, а):

а) установить в корпус регулировочное кольцо, высота которого C_I должна быть на 10-15 мм больше разности $A_I - Б_I$, где A_I - фактическое расстояние от торца корпуса до торца радиальной опоры; $Б_I$ - фактическая длина резьбы гайки корпуса;

б) ввернуть гайку корпуса и закрепить ее моментом 600-

700 кгс.м, затем, увеличивая или уменьшая усилие затяжки, достигнуть легкости вращения вала. После этого замеряется зазор B_1 - расстояние между торцом корпуса и упорным торцом резьбы гайки корпуса;

в) определить высоту регулировочного кольца C по формуле

$$C = C_i - B_1 .$$

Затем, отвернув гайку корпуса, извлечь кольцо высотой C_1, установив в корпусе отклонителя кольцо C, ввернуть гайку корпуса и закрепить ее, проверив легкость вращения вала.

Уточнить присоединительный размер K, который должен быть в пределах:

для Т02-195 . . . . . 330 ± 1

для Т02-240 . . . . . 285 ± 2.

Навернуть и закрепить переводник вала.

Сборка турбинной секции.

Установить детали на вал согласно рис. 21.

Установить регулировочное кольцо высотой K_1, определив его высоту по формуле (рис. 23, б)

$$K_1 = Б - L + 7,$$

где $Б$ - расстояние от упорного торца вала до торца упорной втулки;

L - длина резьбы полумуфты нижней.

Закрепить пакет деталей на валу гайкой.

Вставить вал с закрепленными на нем деталями в корпус.

Определить высоту нижнего регулировочного кольца K_1, вычислив его по формуле

$K_1 = (В + д) - (Г + 360 + 10)$ для Т02-240 и

$K_1 = (В + д) - (Г + 380 + 10)$ для Т02-195 (см. рис. 22, б),

где IO - величина подъема ротора относительно статора;

Г - расстояние от верхнего упорного торца до нижнего соединительного переводника;

В - расстояние между нижними торцами ротора и полумуфты;

д - величина, учитывающая деформацию при затяжке пакета деталей по корпусу для Т02-240 и Т02-I95 принимается 7 мм (в зависимости от динамики разбуриваемых пород эта величина может быть изменена).

Установить в корпусе кольцо $К_I$, ввернуть и закрепить соединительный переводник.

Определить высоту верхнего регулировочного кольца $С_I$ также, как и в случае определения высоты С, устанавливаемого в корпусе отклонителя, установить его в корпус и закрепить переводником нижней секции.

Проверить легкость вращения вала и присоединительный размер, который должен быть для:

Т02-I95 . . . . . 380 ± I

Т02-240 . . . . . 360 ± 2

Проверка правильности сборки турбобура-отклонителя.

В правильно собранном турбобуре-отклонителе валы турбинной секции и секции отклонителя должны равномерно проворачиваться под действием момента не более IO кгс.м и в собранном виде (когда секция отклонителя свинчена с турбиной) не более 20 кгс.м.

Осевой люфт валов турбинной секции отклонителя с новыми подпятниками должен быть 0-I мм.

Назначение и область применения шпиндель-отклонителя ШОI-I95

Шпиндель-отклонитель ШОI-I95 предназначен для бурения интервалов изменения направления скважин по зенитному углу и азимуту, а также для забуривания новых стволов в аварийных случаях. Шпин-

дель-отклонитель (рис. 24) эксплуатируется с секционным турбобуром, имеющим на рабочем режиме частоту вращения вала не более 500 об/мин, вместо обычного шпинделя.

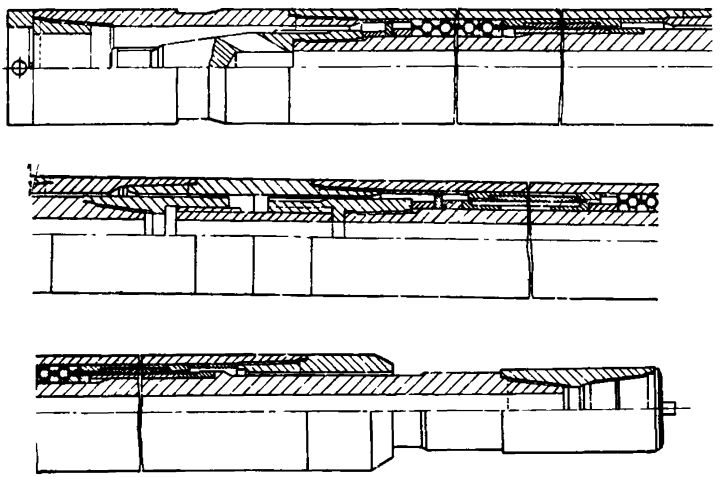


Рис. 24. Шпиндель-отклонитель ШОI-I95 (сборочный чертеж).

Конструкция шпинделя-отклонителя ШОI-I95.

Габаритные размеры и основные данные шпинделя-отклонителя ШОI-I95 приведены в табл. I3, резьбы - в табл. I4, моменты затяжки резьбы - в табл. I6.

Шпиндель-отклонитель ШОI-I95 представляет собой осевую опору турбобура, выполненную в виде отдельного узла, искривленного под некоторым углом относительно оси турбобура.

Сборка шпинделя-отклонителя

Установить детали на вал в порядке, указанном на сборочном чертеже (см. рис. 24). Навернуть муфту шлицевую верхнюю двойного

шарнира и закрепить резьбовое соединение моментом 1400-1600 кгс.м.

Определить высоту Н регулировочного кольца способом учета осевой деформации.

Для этого изготовить специальный контрольный штифт в соответствии с эскизом, приведенным на рис. 25.

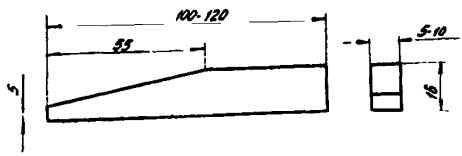


Рис. 25. Контрольный штифт для измерения зазора между торцами вала и полумуфты.

Поставить на вал кольцо высотой Н (рис. 26), которое на 10-15 мм больше номинальной высоты кольца, навернуть полумуфту и закрепить ее моментом 30-50 кгс.м.

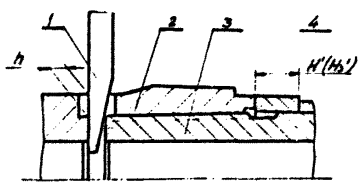


Рис. 26. Измерение зазора между торцами вала и полумуфты.

Освободить от смазки контрольное отверстие в полумуфте.

Проверить величину зазора h между торцами вала и полумуфты.

Величина зазора h обязательно должна быть больше 5 мм, т.е. больше величины натяга резьбового соединения, но не меньше 16 мм, т.е. максимальной толщины контрольного штифта для измерения зазора между торцами вала и полумуфты.

Если величина зазора h не соответствует этому требованию, отвернуть полумуфту, соответствующим образом изменить высоту Н, снова навернуть муфту и закрепить ее моментом 30-50 кгс.м.

Измерить зазор h между торцами полумуфты и вала следующим образом: смазать мелом конусную поверхность штифта, ввести

штифт в контрольное отверстие полумуфты до его упора в торец вала (плоская поверхность контрольного штифта должна быть обращена к внутреннему торцу полумуфты, а поверхность со скосом - к торцу вала, см. рис. 26). Несколько раз переместить контрольный штифт в направлении, перпендикулярном оси вала. Извлечь контрольный штифт и измерить его толщину h в том месте, где на конусной поверхности штифта остался след от контакта с торцом вала.

Определить высоту Н регулировочного кольца вала по формуле

$$H = H^{I} - h + \delta,$$

где δ - величина осевой деформации деталей системы вала для обеспечения их надежного крепления, δ =2-2,5 мм.

Отвернуть полумуфту.

Установить на вал регулировочное кольцо высотой Н.

Навернуть полумуфту и закрепить ее моментом I400-I600 кгс.м. Проконтролировать щупом соприкосновение внутреннего торца полумуфты с торцом вала. Зазор между этими торцами не допускается.

Замерить размер L (рис. 27).

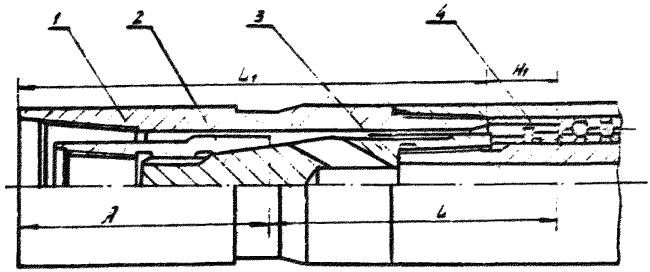


Рис. 27. Определение высоты кольца корпуса.
I - переводник; 2 - полумуфта турбинной секции; 3 - полумуфта шпинделя; 4 - кольцо.

Для этого на полумуфту вала надеть ответную полумуфту турбобура (рис. 27).

Завести вал с собранными на нем деталями в корпус. Определить высоту H_I регулировочного кольца (рис. 27) по формуле

$$H_I = L + A - L_I,$$

где L - определено замером;

L_I - длина переводника корпуса;

$A = 310 \pm 0{,}5$ мм

Установить регулировочное кольцо высотой H_I, ввернуть переводник и закрепить его моментом 2500-2700 кгс.м.

Определить высоту H_2 регулировочного кольца в соответствии с рис. 28.

Поставить в корпус кольцо высотой H_2^I (см. рис. 28), которое на 10-15 мм больше номинальной высоты кольца, ввернуть переводник 4 и закрепить его моментом 30-50 кгс.м. Измерить зазор h между торцами корпуса и переводника.

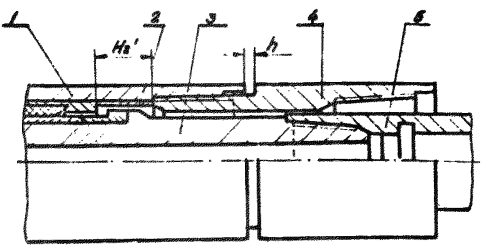


Рис. 28. Определение высоты кольца корпуса: 1 - корпус; 2 - кольцо; 3 - вал; 4 - переводник; 5 - муфта шлицевая верхняя.

Определить высоту кольца

$$H_2 = H_2^I - h + \delta,$$

где δ - величина осевой деформации деталей корпуса для обеспечения их надежного крепления, $\delta = 2\text{-}2{,}5$ мм.

Отвернуть переводник. Поставить регулировочное кольцо высотой H_2, ввернуть переводник и закрепить его моментом 2500-2700 кгс.м.

Установить на вал детали в порядке, указанном на сборочном чертеже.

Определить высоту H_3 регулировочного кольца вала нижней части шпинделя тем же способом, что и для вала верхней части по формуле

$$H_3 = H_3^I - h + \delta,$$

где δ =2-2,5 мм.

Установить на вал регулировочное кольцо высотой H_3. Навернуть шлицевую муфту нижнюю, закрепить ее моментом I400-I500 кгс.м и проконтролировать щупом соприкосновение внутреннего торца шлицевой муфты нижней с торцом вала. Зазор между этими торцами не допускается.

Определить высоту регулировочного кольца H_4 (рис. 29) по формуле

$$H_4 = L_1 + L_2 + L_3 - L,$$

где L_2 =70 мм.

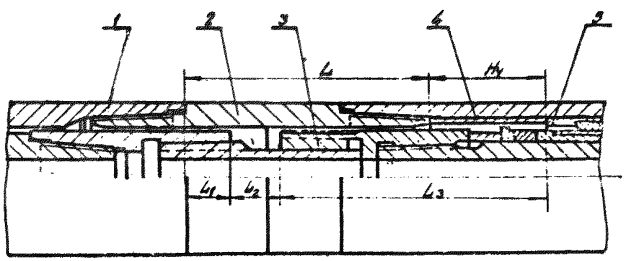


Рис. 29. Определение высоты кольца корпуса:
I - муфта шлицевая верхняя; 2 - переводник искривленный;
3 - муфта шлицевая нижняя; 4 - кольцо; 5 - корпус.

Вставить вал с собранными на нем деталями в корпус, поставить регулировочное кольцо высотой H_4, ввернуть искривленный переводник и закрепить его моментом 2500-2700 кгс.м.

Определить высоту H_5 регулировочного кольца. Поставить в

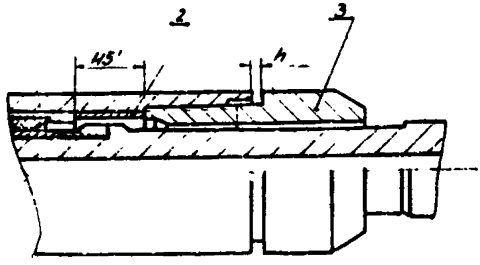


Рис. 30. Определение высоты кольца корпуса: I - корпус; 2 - кольцо; 3 - ниппель.

корпус кольцо высотой H_5^I (рис. 30), которое на 10-15 мм больше номинальной высоты кольца, ввернуть ниппель и закрепить его моментом 30-50 кгс.м.

Измерить зазор h между торцами корпуса и ниппеля.

Определить высоту H_5 кольца по формуле

$$H_5 = H_5^I - h + \delta,$$

δ =2-2,5 мм.

Отвернуть ниппель. Поставить регулировочное кольцо высотой H_5, ввернуть ниппель и закрепить его моментом 2500-2700 кгс.м.

Соединить обе части шпинделя-отклонителя и закрепить резьбовое соединение моментом 2500-2700 кгс.м.

Проверка правильности сборки шпинделя-отклонителя.

В правильно собранном шпинделе-отклонителе вал должен равномерно вращаться под действием момента не более 10 кгс.м.

Приложение 7
(к 2.8 - 2.15 инструкции)

РАСЧЕТ РАДИУСА ИСКРИВЛЕНИЯ И ТЕМПА НАБОРА ЗЕНИТНОГО УГЛА В ИНТЕРВАЛЕ ЗАБУРИВАНИЯ НОВОГО СТВОЛА

Определение технологических возможностей компоновки заключается в расчете радиуса искривления или темпа набора зенитного угла нового ствола скважины в интервале зарезки.

Радиус кривизны R, получаемый компоновкой определенных геометрических размеров, с достаточной для практики точностью определяется по формуле

$$R = \frac{L_1 + L_2}{2\sin(\alpha - \beta)}, \qquad (35)$$

где L_1 - длина нижнего плеча компоновки, включая долото и нижнее плечо отклонителя, м (измеряется от торца долота до места искривления переводника отклонителя);

L_2 - длина верхнего плеча отклонителя, м (измеряется от места искривления переводника до верхнего торца переводника с ножами);

α - угол перекоса валов турбинного отклонителя, град,

$$\beta = arctg\ \frac{D_д - D_{отк}}{2L_1}, \text{ град}, \qquad (36)$$

где $D_д$ и $D_{отк}$ - диаметры долота и отклонителя, м.

Соответственно величине R темп набора кривизны определяется формулой

$$K = \frac{360}{2\pi R}, \text{ I,0 град на IO м проходки.}$$

Параметры отклоняющей компоновки можно определить по номограммам на рис. 3I-32.

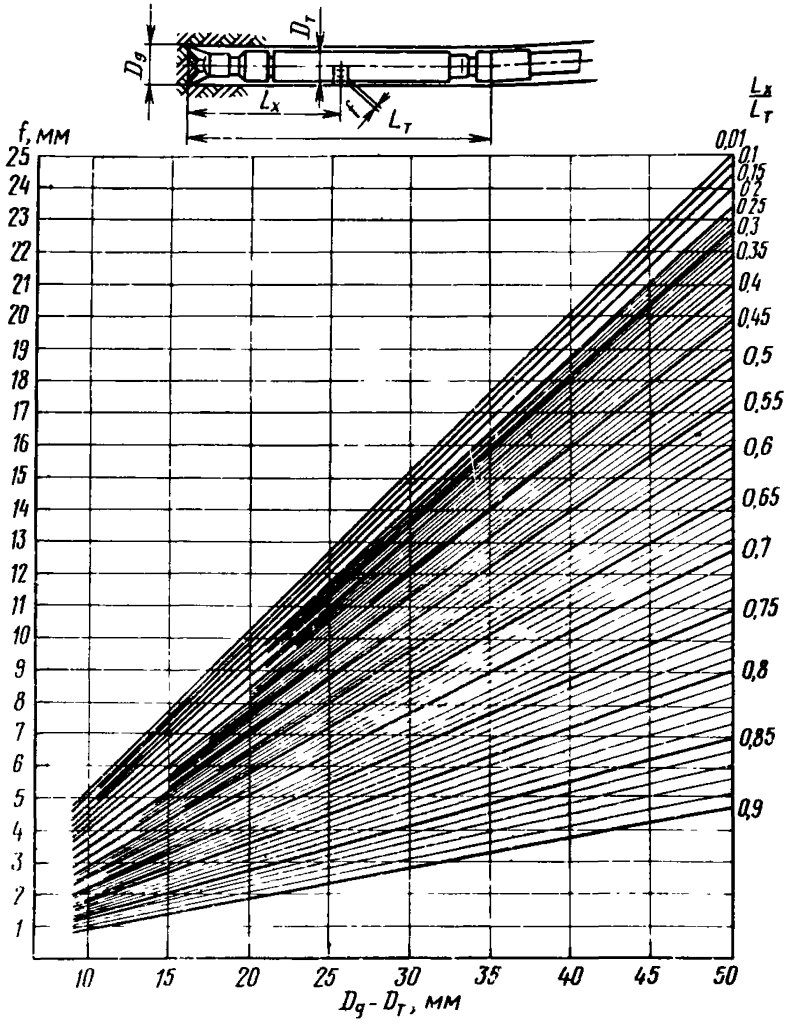


Рис. 3I. Номограмма для определения высоты накладки.

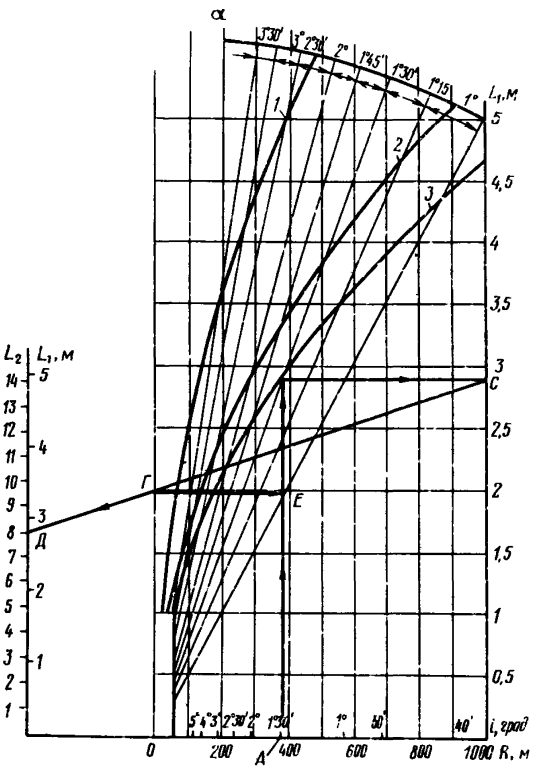


Рис. 32. Номограмма для определения параметров отклонителя:
I - $D_э$ =295,3, $D_{отка}$ =240; 2 - $D_э$ =215,9, $D_{отка}$ = 195; 3 - $D_э$ =190,5, $D_{отка}$ =172.

Приложение 8
(к 2.I4 инструкции)

ПРОВЕРОЧНЫЙ РАСЧЕТ КОМПОНОВОК

Геометрические размеры и углы перекоса компоновок выбирают в зависимости от радиуса искривленного ствола скважины, который они должны обеспечить, однако, при прохождении через прямолинейные участки ствола, в частности, через кондуктор компоновки деформируются.

Проверочный расчет необходим для того, чтобы установить такие размеры компоновок, при которых напряжения, возникающие в компоновке при прохождении прямолинейных участков ствола, были меньше предела текучести.

В противном случае в компоновке после прохождения прямолинейного ствола появятся остаточные деформации и ожидаемый эффект от компоновки уменьшится и даже может быть сведен на нет.

Оценка возможности прохождения компоновок в кондуктор обуславливает продвижение компоновки через кондуктор только под действием собственного веса компоновки.

Кроме того, при зарезке из прямолинейного ствола величина отклоняющей силы может быть настолько большой, что момента забойного двигателя будет недостаточно для его запуска.

Рассмотрим случаи расположения компоновок на забое (п. 2.2).

Компоновки "а" и "б"

Расчетная схема компоновок а и б приведена на рис. 33.

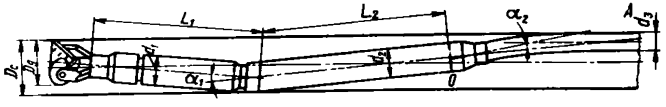


Рис. 33. Расчетная схема компоновок "а" и "б" (см. рис. 3).

Условие упругих деформаций $\sigma = \frac{M}{W} < \sigma_T$

или для компоновок "а" и "б"

$$\sigma = \frac{3\left[D_0 - \left(\frac{d_1 + d_2}{2}\right)\right] E d_2}{L^2} < [\sigma_1],$$

где $$L = \frac{1}{2\left[\Delta_n - \left(D_c - \frac{d_1}{2} - \frac{D_3}{2}\right)\frac{l}{L_1}\right]} \left\{ 3\left[D_c - \left(\frac{d_1 + d_2}{2}\right)\right] + \right.$$

$$+ \left[9\left[D_c - \left(\frac{d_1 + d_2}{2}\right)\right]^2 + 8\left[\Delta_n - \left(D_c - \frac{d_1}{2} - \frac{D_3}{2}\right)\frac{l}{L_1}\right] \cdot \right.$$

$$\left. \left. \left[D_c - \left(\frac{d_1 + d_2}{2}\right)\right]\frac{J_2}{J_1}\right]^{\frac{1}{2}} \right\}. \qquad (37)$$

Здесь J_2 - момент инерции поперечного сечения плеча ОА;

J_1 - момент инерции поперечного сечения турбобура.

Остальные обозначения ясны из рис. 33.

Условие возможного пропуска (прохождения) компоновки через кондуктор

$$Q_K > \frac{2\mu\sigma\left[D_c - \left(\frac{d_1 + d_2}{2}\right)\right] E J_2}{L^3}\left(1 + \frac{L}{L}\right), \qquad (38)$$

где Q_K - вес компоновки;

μ - коэффициент трения компоновки о кондуктор.

Остальные обозначения приведены в формуле (37).

Условие запуска турбины

$$M_T > \mu \frac{6\left[D_c - \left(\frac{d_1 + d_2}{2}\right)\right] E J_2}{L^2 \cdot L_1} \cdot \frac{D_3}{2},$$

где M_T - тормозной момент турбины.

Компоновка "в".

Для компоновок "в" $J_1 \gg J_2$ расчетные формулы (37, 38) остаются справедливыми с упрощением

$$L = \frac{3\left[D_c - \left(\frac{d_1 + d_2}{2}\right)\right]}{d_n - \left(D_c - \frac{d_1}{2} - \frac{D_2}{2}\right)\frac{1}{L_1}}.$$

Компоновки "г" и "д".

Для компоновок "г" и "д" два случая расположения.

Расчетная схема для первого случая приведена на рис. 34.

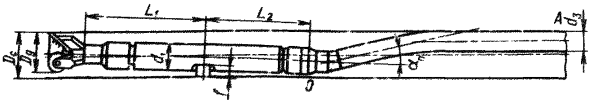


Рис. 34. Расчетная схема компоновок "г" и "д" (первый случай см. рис. 3).

Приведенные формулы будут справедливы для

$$d_1 < \frac{D_c - \frac{D_2}{2} - \frac{d_1}{2}}{L} \qquad (39)$$

и условий упругих деформаций

$$\sigma = \frac{6\left[D_c - \frac{d_2 + d_3}{2}\right] E d_3}{2L^2} < [\sigma_T]. \qquad (40)$$

Здесь

$$L = \frac{1}{2\left[d_2 - \left(D_c - \frac{D_2}{2} - \frac{d_2}{2}\right)\frac{1}{L_1 + L_2} + \frac{d_1 L}{L_1 \cdot L_2}\right]} \left\{ 3\left[D_c - \left(\frac{d_2 + d_3}{2}\right)\right] + \left[9\left[D_c - \left(\frac{d_2 + d_3}{2}\right)\right]^2 + 8\left[d_2 - \frac{D_c - \frac{D_2}{2} - \frac{d_2}{2}}{L_1 + L_2} + \frac{d_1 \cdot L_1}{L_1 + L_2}\right]\left[D_c - \left(\frac{d_2 + d_3}{2}\right)\right]\frac{J_1}{J_3}^{*}\left(L_1 + L_2\right)\right]^{\frac{1}{2}} \right\}, \qquad (41)$$

где J_1^* - меньший из моментов инерции поперечного сечения первого и второго плеча;

J_3 - момент инерции поперечного сечения плеча ОА.

Условие пропуска (прохождения) через кондуктор

$$Q_к > \frac{2M \cdot 6\left[D_c - \left(\frac{d_2+d_3}{2}\right)\right] E J_3}{L^3}\left(1+\frac{L}{L+L_2}\right). \qquad (42)$$

Возможность запуска турбины

$$M_т > M\,\frac{6\left[D_c-\left(\frac{d_2+d_3}{2}\right)\right] E J_3}{L^2(L_1+L_2)} \cdot \frac{D_3}{2}. \qquad (43)$$

Расчетная схема компоновок "г" и "д" (второй случай) приведена на рис. 35.

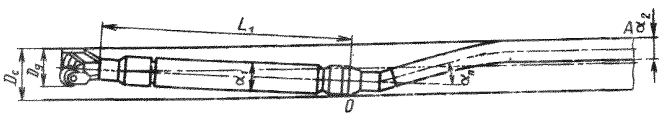


Рис. 35. Расчетная схема компоновок "г" и "д" (второй случай).

При

$$d_1 > \frac{D_c - \frac{D_3}{2} - \frac{d_1}{2}}{L_1}.$$

Условие упругих деформаций

$$\sigma = \frac{6\left[D_c-\left(\frac{d_2+d_3}{2}\right)\right] E d_3}{2L^2} < [\sigma_т]. \qquad (44)$$

Здесь

$$L = \frac{1}{2\left[d_1-\left(D_c-\frac{d_1}{2}-\frac{D_3}{2}\right)\frac{1}{L_1}+d_2\right]}\left\{3\left[D_c-\left(\frac{d_2+d_3}{2}\right)\right]+\right.$$

$$\left.+\left[3\left[D_c-\left(\frac{d_2+d_3}{2}\right)\right]^2+8\left[d_1-\left(D_c-\frac{d_1}{2}-\frac{D_3}{2}\right)\frac{1}{L_1}+d_2\right]\left[D_c-\left(\frac{d_2-d_3}{2}\right)\frac{J_2^*}{J_1}L_1\right]\right]^{\frac{1}{2}},$$

где J_2^* - наименьший из моментов инерции поперечных сечений второго плеча и плеча ОА.

Условие пропуска (прохождения) через кондуктор

$$Q_к > \frac{2\mu \cdot 6\left[D_c - \left(\frac{d_2 + d_3}{2}\right)\right] E J_2^*}{L^3}\left(1 + \frac{L}{L_1}\right). \qquad (45)$$

Условие запуска турбины

$$M_T > \mu \frac{6\left[D_c - \left(\frac{d_2 + d_3}{2}\right)\right] E J_2^*}{L^2 L_1} \cdot \frac{D_д}{2}. \qquad (46)$$

Компоновки "е" и "ж".

Расчетная схема компоновок "е" и "ж" приведена на рис. 36.

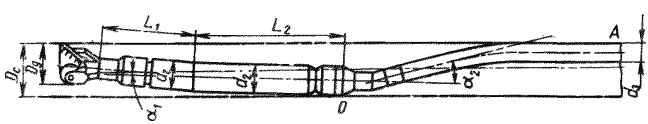


Рис. 36. Расчетная схема компоновок "е" и "ж" (см. рис. 3).

Так как накладка рассчитана на работу в кривом стволе, ясно, что конец турбобура не будет касаться нижней стенки кондуктора.

Условие упругих деформаций

$$\sigma = \frac{2(d_n - d_1) E d_3}{2L} < [\sigma_T]. \qquad (47)$$

Здесь

$$L = \frac{3}{d_n - d_1}\left[L_2 (d_n - d_1) + \left(D_c - \frac{d_3}{2}\right) - \left(f + \frac{d_T}{2}\right)\right], \qquad (48)$$

где d_T - диаметр турбобура;

$$d_1 = \frac{D_c - \frac{d_д}{2} - f - \frac{d_T}{2}}{L_1}. \qquad (49)$$

Условие пропуска (прохождения) через кондуктор

$$Q_к = 2\mu \frac{2(\alpha_n - \alpha_1) E J_3}{L_2} \left(1 + \frac{L + L_2}{L_1}\right). \qquad (50)$$

Условие запуска турбины

$$M_T > \mu \frac{2(\alpha_n - \alpha_1) E J_3}{L^2 L_1} (L + L_2) \frac{D_3}{2}. \qquad (51)$$

Приложение 9
(к 2.16 инструкции)

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ЖЕСТКИХ КОМПОНОВОК НИЖНЕЙ ЧАСТИ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ДЛЯ СТАБИЛИЗАЦИИ УГЛА НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Стабилизация угла прямолинейного участка наклонно-направленной скважины является важнейшим этапом ее проводки, так как прямолинейный участок, как правило, самый протяженный элемент профиля, определяющий успешное достижение забоя скважины заданной точки.

Для выполнения указанной задачи необходимо соблюдать следующие общие положения.

1. Компоновка должна иметь два опорно-центрирующих элемента, диаметр которых равен диаметру долота при роторном бурении, а при бурении забойным двигателем диаметр центратора должен быть на 3 мм меньше номинального диаметра долота. Первый элемент-калибратор присоединяется непосредственно к долоту (без переводника).

2. Длина компоновки должна быть оптимальной. В качестве критерия, определяющего оптимальную длину компоновки, принято равенство нулю силы, приложенной к долоту и направленной перпендикулярно оси ствола скважины.

3. Оптимальная длина компоновки должна обеспечивать ее проходимость на участке набора угла с интенсивностью искривления, соответствующей проектному профилю.

Расчетная схема жесткой компоновки, находящейся в наклонном прямолинейном состоянии в стволе скважины, приведена на рис. 37.

В соответствии со схемой интегро-дифференциальное уравнение изгибающих моментов упругой оси компоновки имеет вид

$$EJy'' = Py + Hx + q\cdot\sin\alpha\int_0^x (x-x')dx' - \cos\alpha\int_0^x [y(x)-y(x')]dx'. \quad (52)$$

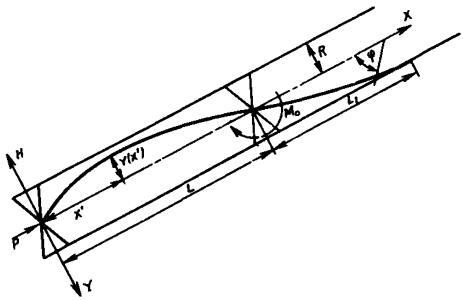


Рис. 37. Расчетная схема жесткой компоновки.

После дифференцирования и последующего преобразования уравнение запишется следующим образом

$$EJy''' = Py' - H + qx\sin\alpha - qx\cos\alpha\cdot\alpha'. \qquad (53)$$

Уравнение (53) приводится к безразмерному виду

$$y''' + (x - x_2)y' = x - h, \qquad (54)$$

где

$$X = \frac{x}{m};\ Y = \frac{y}{m\,tg\alpha};\ y'' = \frac{y''\cdot m}{tg\alpha};$$

$$y''' = \frac{y'''\cdot m^2}{tg\alpha};\ X_2 = \frac{P}{mq\cos\alpha};$$

$$h = \frac{H}{mq\sin\alpha};\ m = \sqrt[3]{\frac{EJ}{q\cos\alpha}}.$$

EJ - жесткость УБТ (забойного двигателя), кгс.м^2;

q - вес единицы длины УБТ (забойного двигателя) в промывочной жидкости, кгс.

Для решения уравнения (54) использовались следующие граничные условия:

$$y(0) = 0;\quad y''(0) = 0;$$

$$y(\ell) = 0;\quad y''(\ell) = 0.$$

где $\ell = \frac{L}{m}$; $m_o = \frac{y''_{x=\ell} \cdot m}{tg\alpha}$.

Для определения величины m_o с помощью ЭВМ было решено интегро-дифференциальное уравнение упругой оси участка L, имеющего упругое закрепление нижнего конца. На рис. 38 приведены зависимости m_o в функции ℓ для различных значений $\tau = \frac{R}{m\,tg\alpha}$ и x_2. Пределы изменения указанных величин соответствуют реальным значениям зазоров R между УБТ и стволом скважины, углов наклона α ствола скважины и осевых нагрузок, встречающихся на практике.

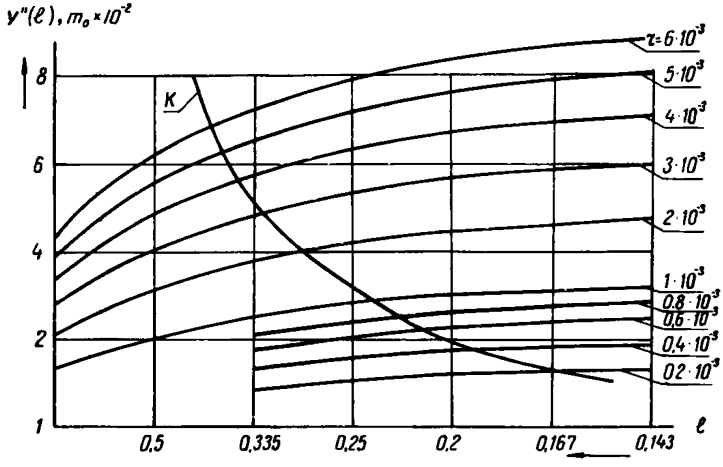


Рис. 38. Зависимость m_o в функции ℓ для различных значений τ.

Решение уравнения (54) получено с помощью ЭВМ в функции (x_2 ; m_1 ; α). При этом в качестве оптимальной длины ℓ выбиралось такое ее значение, при котором $h_{x=0}=0$ при различном сочетании указанных выше факторов.

На рис. 38 приведены зависимости y'' от длины ℓ при $h_{x=0}=0$ для различных значений τ. Кривая K является разрешающей относительно оптимальной длины компоновки ℓ, так как любая точка

этой кривой соответствует нулевому значению поперечной силы на ее нижнем конце при данном угле наклона скважины α, осевой нагрузке X_2 и изгибающем моменте M_o, приложенном к верхнему концу компоновки. Оптимальная длина компоновки ℓ практически не зависит от осевой нагрузки X_2 при данном значении m_o и τ. Но величина m_o при больших значениях τ незначительно зависит от X_2.

Оптимальная длина компоновки L выбирается следующим образом. Из семейства кривых τ выбирается кривая, соответствующая вычисленному значению

$$\tau = \frac{R}{m_1 \operatorname{tg} \alpha}.$$

Точка пересечения указанной кривой с разрешающей кривой K, соответствующей заданной осевой нагрузке X_2, сносится на шкалу ℓ, на которой помечена оптимальная длина жесткой компоновки в безразмерном виде. Оптимальная длина компоновки $L = \ell \cdot m\,(м)$.

Для эффективной работы компоновки в процессе бурения следует поддерживать номинальный размер калибраторов и центратора, устанавливаемого на забойном двигателе.

В табл. I7 приведены результаты расчетов оптимальной длины компоновок для стабилизации угла наклонно-направленных скважин по данной методике.

Таблица I7

Компоновка низа бурильной колонны	Способ бурения	Зенитный угол, град.				
		I5	20	25	30	35
		Расстояние от торца долота до середины центратора, м				
I	2	3				
Долото диаметром 295,3 мм, калибратор диаметром 295,3 мм, УБТ диаметром 203 мм, калибратор диаметром 295,3 мм; УБТ диаметром 203 мм	Роторный*	8,0	7,7	7,2	6,8	6,6

Окончание таблицы I7

I	2	3				
Долото диаметром 295,3 мм; калибратор диаметром 295,3 мм; УБТ диаметром 229 мм, калибратор диаметром 295,3 мм; УБТ диаметром 229 мм	Роторный*	8,2	7,8	7,4	7,I	6,8
Долото диаметром 295,3 мм; калибратор диаметром 295,3 мм; турбобур ЗТС 5Б - 240 или ЗТСШ - 240; УБТ диаметром 203 мм. На корпусе турбобура центратор диаметром 292 мм	Турбинный	7,7	7,2	6,8	6,5	6,3
Долото диаметром 215,9 мм; калибратор диаметром 215,9 мм, УБТ диаметром I78 мм; калибратор диаметром 215,9 мм; УБТ диаметром I78 мм	Роторный*	6,5	6,0	5,7	5,5	5,3
Долото диаметром 215,9 мм; калибратор диаметром 215,9 мм; турбобур ЗТСШ - 195, УБТ диаметром I78 мм. На корпусе турбобура центратор диаметр м 213 мм	Турбинный	5,0	4,5	4,3	4,0	3,8

*При роторном способе бурения второй калибратор выполняет роль центратора



На рис. 39 приведена компоновка низа бурильного инструмента, где L – искомая оптимальная длина компоновки, м.

Рис. 39. Компоновка низа бурильного инструмента для бурения участка стабилизации зенитного угла: I – долото; 2 – калибратор; 3 – турбобур; 4 – центратор.

Приложение 10
(к 3.9 инструкции)

КОМПОНОВКА НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ДЛЯ ПРОРАБОТКИ СТВОЛОВ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН ТУРБИННЫМ И РОТОРНЫМ СПОСОБАМИ

Для проведения безаварийных работ, связанных с проработкой стволов наклонно-направленных скважин, а также для надежной установки пакерующих устройств при цементировании эксплуатационных колонн рекомендуются следующие компоновки низа бурильной колонны.

Примеры компоновок для проработки

Скважины, бурящиеся долотами 215,9 мм

а) для участка набора зенитного угла:

направляющая пробка диаметром 200 мм, бурильная труба, калибраторы К215,9 - 2 шт., установленные в развертку по отношению друг к другу, турбобур и остальные бурильные трубы.

б) для прямолинейного наклонного участка ствола:

направляющая пробка диаметром 200 мм, бурильная труба, калибратор К215,9 - 2 шт., турбобур секционный, УБТ-25 м и остальное - бурильные трубы. Геометрические размеры компоновок приведены на рис. 40.

При проработках стволов наклонно-направленных скважин, бурящихся роторным способом, из компоновки исключается турбобур.

Расчет на прочность пилот-направления компоновки проводится по формуле

$$\ell = \frac{1}{\omega}\sqrt{\frac{6 \cdot W q}{q \cdot \cos\alpha \cdot z}}, \qquad (55)$$

где ℓ - длина нижней части компоновки, устанавливаемой под турбобуром, м;

α - зенитный угол скважины, град;

r - радиальный зазор по направляющей пробке, м;

q - вес 1 м трубы, кг;

g - ускорение силы тяжести, м/с^2;

W - момент сопротивления при изгибе, м^2;

ω - частота вращения, об/мин.

Типы и размеры компоновок для проработки наклонного ствола приведены в табл. 18.

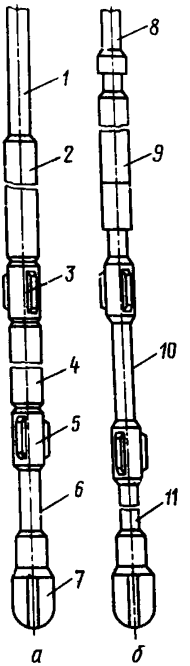


Рис. 40. Компоновки низа бурильной колонны для проработки стволов наклонно-направленных скважин.
Способ бурения: а - роторный; б - турбинный.
1, 6, 8, 10, 11 - стальная бурильная труба;
2, 4 - утяжеленная бурильная труба;
3, 5 - наддолотный калибратор; 7, 12 - направляющая пробка; 9 - турбобур.

Таблица I8

Диаметр скважины, мм	Диаметр направляющей пробки, мм	Диаметр бурильной трубы, мм	Диаметр наддолотного калибратора, мм	УБТ или ТЦ (трубный центратор)	Диаметр наддолотного калибратора, мм	УБТ, бурильные трубы, турбобур, мм
I90,5	I80	I27	I90,5	УБТ-I46-I2	I90,5	УБТ-I46-I2, турбобур-I72 или БТ-I27
2I5,9	200	I27	2I5,9	УБТ-I46-I2	2I5,9	Турбобур I95
244,5	220	I40	244,5	УБТ-I46-I2	244,5	УБТ-I78-I2 турбобур 2I5 или БТ-I40
269,9	235	I40	269,9	УБТ-I78-6	269,9	УБТ-I78-I2, турбобур 240 или БТ-I40
295,3	235	I40	295,3	УБТ-I78-6	295,3	УБТ-I78-I2, турбобур 240 или БТ-I40
346	240	I40	346	УБТ-I78-6	346	УБТ-I78-24 или турбобур 320 и БТ-I40
394	240	I40	ТШР-394	ТЦ-269-I0	ТШР-394	УБТ-I78-24 или турбобур 320 и БТ-I40

Длина бурильной трубы - I2 м

Приложение II
(к 4.5 инструкции)

МЕТОДЫ И ПРИБОРЫ ДЛЯ ЗАБОЙНОГО ОРИЕНТИРОВАНИЯ ОТКЛОНИТЕЛЯ

Забойный инклинометр ЗИ-1М

Забойный инклинометр типа ЗИ-1М (рис. 41) предназначен:

А. Для измерений в бурильных трубах:

а) зенитного угла ствола скважины;

б) азимута искривления ствола скважины (в немагнитной трубе);

в) направления положения отклонителя относительно плоскости искривления или меридиальной плоскости "с-ю" (в немагнитной трубе, проходящих через точку замера).

Б. Для измерений в свободном от бурильного инструмента стволе скважины у ее забоя:

а) угла отклонения ствола скважины от вертикали;

б) азимута искривления ствола скважины.

Забойный инклинометр ЗИ-1М позволяет одновременно контролировать угол и азимут искривления и ориентировать отклонитель силами самой буровой бригады и без подъема бурильного инструмента.

Основными узлами забойного инклинометра является:

а) измерительная часть (рис. 41);

б) арретирующая система (рис. 42).

В наклонных скважинах отклонитель обычно ориентируется относительно плоскости искривления скважины, а в вертикальных - относительно меридиональной плоскости "с-ю", проходящих через точку замера.

Исходными данными при ориентировании отклонителя в наклонных скважинах являются:

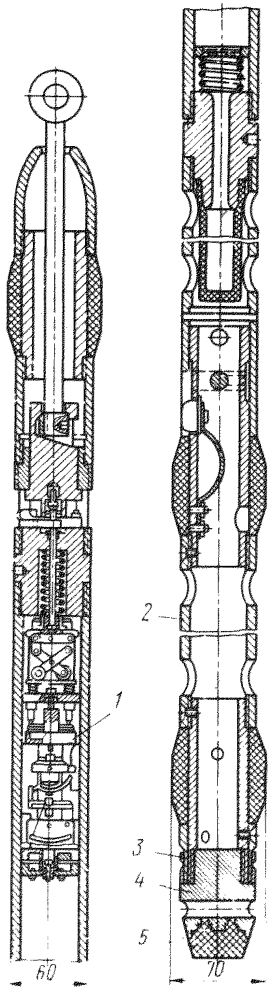


Рис. 4I. Забойный инклинометр ЗИ-IМ.

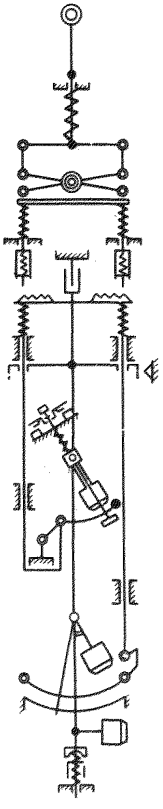


Рис. 42. Забойный инклинометр ЗИ-IМ, измерительная часть.

I. Угол а между направлением действия отклонителя и направлением искривления скважины у ее забоя. Угол а определяется забойными инклинометрами.

2. Заданный угол в между направлением действия отклонителя и заданными направлением искривления скважины у ее забоя, который должен быть получен в процессе установки отклонителя.

Угол а определяется забойным инклинометром следующим образом: после извлечения измерительной части из кожуха прибора на вспомогательном лимбе I (см. рис. 4I) визуально читается вспомогательный угол с.

Величина вспомогательного угла с устанавливается на кольце

3 с помощью его шкалы (против риски, имеющейся на удлинителе 2). На ударник 4 со свинцовой печатью 5 надевается визир и проворачивается так, чтобы три визирные нити (проволоки) были бы параллельны отпечаткам "ножей", а указатель визира расположен со стороны острых концов отпечатка. При этом на шкале кольца 3 читают угол против указателя визира. Прочитанный угол и является искомым углом а.

Угол поворота (α) отклонителя подсчитывается по формуле

$$\alpha = в - а$$

Исходными данными при ориентировании отклонителя в вертикальных скважинах являются:

I. Азимут А направления действия отклонителя на забое, определяемый забойным инклинометром.

2. Заданный азимут В направления действия отклонителя на забое, который должен быть получен в процессе установки отклонителя.

Азимут А определяется инклинометром следующим образом: после извлечения измерительной части из кожуха прибора на вспомогательном лимбе рамки визуально читают вспомогательный угол с. На шкале буссоли читают величину угла в, отмеченного северным концом магнитной стрелки (острым концом указателя).

Величина вспомогательного угла с устанавливается на кольце 3 удлинителя и с помощью визира определяется угол а. Тогда сумма углов а и д определит искомый угол - азимут А.

Подсчет угла поворота α отклонителя производится по формуле

$$\alpha = в - а.$$

Приложение I2
(к 4.5,б инструкции)

ОРИЕНТИРОВАНИЕ ОТКЛОНЯЮЩИХ СИСТЕМ НА ЗАБОЕ С ПОМОЩЬЮ ИНКЛИНОМЕТРОВ С ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ БУССОЛЬЮ И ПЕРЕВОДНИКА С ВСТРОЕННЫМИ ПОСТОЯННЫМИ МАГНИТАМИ

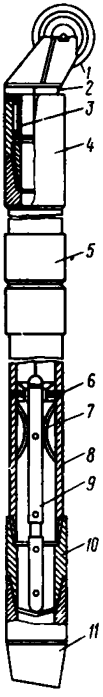
Используя положение, что разрыв реохорды (начало отсчета по азимуту) электромагнитной буссоли в наклонном стволе всегда расположен по азимуту искривления скважин, конструктивно просто добиться фиксирования положения магнитной стрелки электромагнитной буссоли по направлению действия отклоняющей системы за счет сориентированного в том же направлении устойчивого магнитного потока.

Такое фиксированное положение магнитной стрелки позволяет получить точное угловое значение для положения плоскости действия отклонителя на забое скважин, обычным отбитием точки при инклинометрическом замере в немагнитной трубе, установленной над отклонителем.

Один из вариантов конструктивного оформления предлагаемого метода показан на рис. 43. Под колонной бурильных труб 5 расположены немагнитная труба 8 из стали марки IX8Н9Т с направляющей воронкой и, магнитными полюсами 6, установленными в плоскости действия отклоняющей системы, и центрирующими пружинами 7.

В нижней части немагнитной трубы находится замок I0 и кривой переводник II, между которым зажат ограничитель (крестовина). Ниже установлен турбобур.

В муфте последней трубы крепится переводник 4 с вращающейся втулкой 3, на которой укреплен обычный каротажный ролик 2. Внутрь бурильных труб на кабеле I спускают (с целью точного размещения



буссоли инклинометра против магнитов 6) любой удлиненный инклинометр с электромагнитной буссолью, обычным отбитием точки фиксируют положение отклоняющей системы.

Руководствуясь данными замера ротором поворачивают трубы до желаемого положения отклонителя, а затем повторным отбитием точки замера проверяют правильность установленного направления. После этого извлекают инклинометр, фиксируют положение инструмента, соединяют квадратную трубу, фиксируют один из ее углов и начинают зарезку ствола.

Рис. 43. Устройство для ориентирования отклоняющих компоновок на забое с помощью инклинометра и переводника с магнитной меткой:
I - каротажный кабель; 2 - каротажный ролик; 3 - вращающаяся втулка; 4 - переводник; 5 - колонна бурильных труб; 6 - направляющая воронка с магнитными полюсами; 7 - центрирующие пружины; 8 - немагнитная труба; 9 - инклинометр; 10 - замок трубы; II - отклоняющая компоновка.

При ориентировании отклонителя по предлагаемому методу необходимо помнить, что место разрыва реохорды электромагнитной буссоли всегда располагается в наклонном стволе по фактическому азимуту скважины, а положение северного конца магнитной стрелки задается пространственным положением магнитного потока за счет поворота колонны бурильных труб. В момент замера стрелка буссоли показывает угол разворота отклонителя по отношению к азимуту скважины. При этом исчисление угла разворота отклонителя по отношению к фактическому азимуту ствола скважины производится против хода часовой стрелки и, следовательно, показание инклинометрического замера в данной точке будет равно углу, на который отстает плоскость действия отклонителя от фактического азимута скважины.

Допустим, что имеется наклонная скважина с азимутом 135^0. Для изменения ствола скважины необходима установка отклонителя по азимуту 45^0. Определить показание инклинометра, обеспечивающее желаемую установку отклонителя.

Для решения этой задачи рассмотрим карточку забойного ориентирования с нанесенной схемой реохорды и магнитной стрелки электромагнитной буссоли в магнитном потоке полюсов и без них.

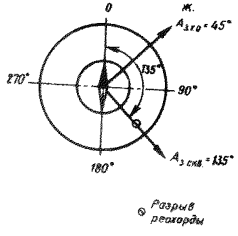


Рис. 44. Пример замера азимута в необсаженной скважине.

На рис. 44 (замер азимута в необсаженной скважине, что равноценно замеру внутри немагнитной трубы) перекрытой стрелкой участок реохорды от места разрыва до заштрихованного конца стрелки соответствует азимуту скважины в 135^0.

При замере в магнитном потоке магнитных полюсов, сориентированных в желаемом направлении (азимут 45^0) отсчет будет равен 90^0 (рис. 45), так как магнитная стрелка захвачена магнитным потоком и отсекает в момент замера дугу реохорды, соответствующую углу в 90^0 (см. рис. 45).

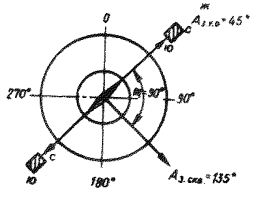


Рис. 45. Пример замера азимута в переводнике с магнитной меткой.

Рассматривая подобные задачи для всевозможных положений отклонителя на забое и для различных азимутов скважины, можно сделать вывод, что показание инклинометра, буссоль которого расположена в сориентированном магнитном потоке, отвечает выражению

$$ПИ=360^0-A_{жу}+A_{скв}, \qquad (56)$$

где ПИ – показание инклинометра, численная величина которого приведена к значению, не превышающему 360^0;

$A_{жу}$ – желаемый азимут установки отклонителя;

$A_{скв}$ – азимут скважины.

Из выражения (56) имеем

$$A_{уо} = 360^0 - ПИ + A_{скв}, \qquad (57)$$

где $A_{уо}$ – азимут установленного отклонителя.

Пользуясь формулой (56), при точном совпадении плоскости действия отклонителя (сориентированного магнитного потока) с желаемым направлением по азимуту 45^0 получаем, (имея азимут скважины в 135^0) ПИ=360–45+135=450, что соответствует ПИ=450–360=90^0.

Однако вследствие безориентированного спуска отклонителя его положение на забое может отвечать значению ПИ=0–360^0. Допустим, что при первом замере получено значение ПИ=15^0. Тогда, пользуясь выражением (57), получим $A_{уо}$ =360–15+135=480^0, что соответствует $A_{уо}$ =120^0.

Следовательно, для положения отклонителя, отвечающего поставленной задаче, требуется доворот инструмента ротором по часовой стрелке на угол (рис. 46).

$$360^0 - B_{уо} + A_{жу} = 360 - 120 + 45 = 285^0. \qquad (58)$$

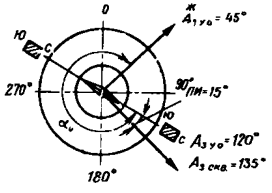


Рис. 46. Пример определения угла доворота отклоняющей компоновки в требуемом направлении.

После разворота инструмента ротором производят повторный замер.

Для предохранения инклинометра (момент расхаживания) инструмента от скручивания труб инклинометр необходимо приподнять на 5–7 м от ограничителя (крестовины).

В случае точного совпадения значений ПИ с ожидаемым инклинометр извлекают, замечают положе-

ние инструмента (в обычном для наклонного бурения порядке) и приступают к направленному бурению.

Важной особенностью предлагаемого метода является также возможность корректирования продолжительности направления рейса данным потоком для получения требуемых параметров по кривизне и азимуту, так как наличие немагнитного низа в компоновке инструмента обеспечивает точность замера как в магнитном потоке, так и над ним.

Кроме снижения времени на ориентирование отклонителя, уменьшения числа направленных рейсов, полной механизации рабочих приемов по ориентированию, ликвидации холостых рейсов инструмента (ввиду частых обрывов скребкового провода), используемого для доставки приборов к забою и обратно, при принятых методах ориентирования, ликвидации субъективных факторов и повышения безопасности техники производства работ, предлагаемый метод ориентирования позволит снизить суммарное число вызовов инклинометрических партий на наклонные скважины.

Практическая реализация данного метода может быть осуществлена за счет применения:

а) в качестве УБТ над отклонителем немагнитных труб из стали IX9H9T с толщиной стенки 20-30 мм и фиксированного крепления различными способами магнитов в плоскости действия отклонителя;

б) или над отклонителем ЛБТ с встречной воронкой с магнитами, плоскость действия которых совпадает с плоскостью действия отклонителя;

в) ЛБТ над стальной трубой с магнитной меткой (переводник с магнитом).

Для магнитных меток могут быть использованы как цилиндрические (диаметром I2-I4 мм, ℓ =30-35 мм), так и кольцевые (из двух С-образных половинок) магниты, специально изготовленные под га-

баритные размеры немагнитных труб.

Крепление центрирующих коронок с магнитными метками во внутренней полости труб осуществляется за счет ввертышей-винтов через тело трубы или за счет двусторонней расклинки разрезной втулки гайками с расклинивающимися конусными поверхностями.

Приложение 13

(к 4.5. инструкции)

ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

Назначение

Телеметрические системы электробура (СТЭ) и турбобура (СТТ) предназначены для контроля пространственного положения скважин и ориентирования отклонителя при проводке наклонных, вертикальных и специальных скважин.

Система СТЭ (рис. 47) и СТТ (рис. 48) состоит из измерительного и наземного приемно-регистрирующего устройств. Глубинное измерительное устройство, устанавливаемое непосредственно над забойным двигателем, представляет собой участок бурильной колонны, внутри которого в герметическом контейнере размещены датчики и электронные преобразователи. Передача информации производится по проводному каналу связи на дневную поверхность. В приемном пульте сигналы, полученные с забоя, преобразуются и поступают на приборы, шкалы которых градуированы в истинных значениях измеряемых величин.

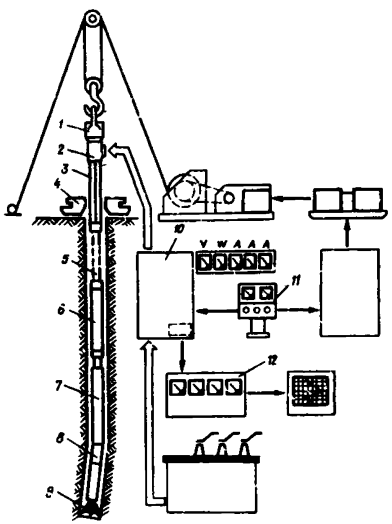


Рис. 47. Схема оборудования СТЭ.
1 - вертлюг; 2 - токоприемник; 3 - буровая штанга; 4 - стол ротора; 5 - бурильные трубы; 6 - телеметрическая система; 7 - электробур; 8 - механизм искривления; 9 - долото; 10 - станция управления и защиты электробура; 11 - пульт управления; 12 - приемно-регистрирующее устройство.

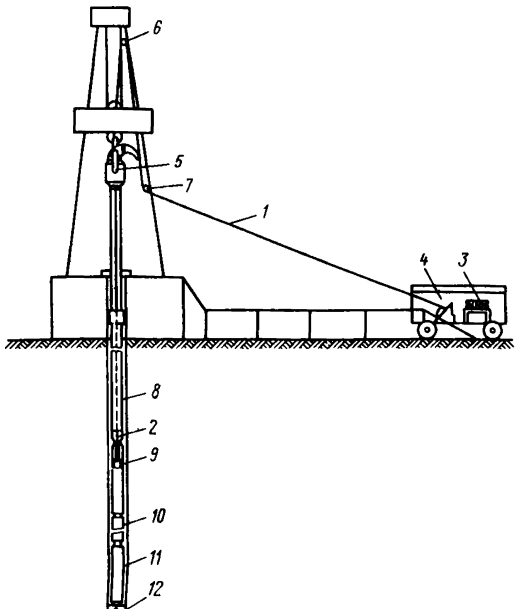


Рис. 48. Схема оборудования СТТ:
I, 2 - сбросовая линия связи; 3 - приемно-регистрирующее устройство; 4 - лебедка сбросовой линии связи; 5 - герметизирующее устройство вертлюга; 6, 7 - ролики; 8 - бурильные трубы; 9 - забойные датчики системы; I0 - утяжеленные бурильные трубы; II - турбинный отклонитель; I2 - долото.

Таблица I9

Пределы измерений глубинных параметров

Показатели	Параметры	
	от	до
Зенитный угол скважины, град.	0	55, 55-II0
Азимут скважины, град.	0	360
Угол положения отклонителя, град.	0	360
Относительная погрешность измерения, % не более	2,5	

Операции, выполняемые с помощью телеметрических систем

С использованием систем СТЭ и СТТ в процессе проводки скважин возможно выполнение следующих операций:

— ориентирование отклонителя по заданному азимуту на вертикальном участке ствола скважины, позволяющее задавать и поддерживать проектное направление при зарезке наклонных или новых стволов;

- обеспечение как проектной траектории скважины, так и достижения ее стволом заданной точки путем измерения направления действия отклонителя относительно апсидальной плоскости (на наклонных участках ствола скважины);

- определение и учет угла закручивания бурильной колонны в процессе проводки скважины.

Порядок работы с телеметрическими системами

I. Ориентирование отклонителя при углах наклона более 3^0.

Если необходимо изменить направление ствола, то ориентирование отклонителя ведут по показанию прибора "отклонитель" наземного пульта телесистемы в следующей последовательности:

по заданному проектом (расчетом) углу положения отклонителя

в градусах φ_3 и углу смещения γ (угол между реперной осью системы и реперной осью отклонителя) находят их сумму

$$A = \varphi_3 + \gamma.$$

Поворотом инструмента по шкале прибора "отклонитель" устанавливают полученное значение. Поворот бурильной колонны всегда необходимо вести по ходу часовой стрелки. После поворота для снятия упругих деформаций бурильной колонны, ее несколько раз приподнимают и опускают, контролируя при этом по прибору "отклонитель" полученное значение, в случае его изменения поворотом бурильной колонны добиваются нужных показаний.

Пример.

φ_3, град	γ, град	$A = \varphi_3 + \gamma$, град	β, град
300	I05	405	45
70	240	3I0	3I0

Примечание. Для первого $\beta = A - 360^0$, где β – угол, устанавливаемый по шкале прибора "отклонитель".

2. Ориентирование отклонителя при зарезке ствола в вертикальной скважине.

В этом случае ориентирование производится в следующей последовательности:

- находится сумма углов γ и α_3 (заданный проектом азимут скважины в градусах)

$$\Sigma_1 = \gamma + \alpha_3;$$

- после спуска систем на забой снимают показания по приборам "азимут", "отклонитель" и определяется их сумма Σ_2;

- затем определяется угол доворота β, как разница

$$\beta = \Sigma_1 - \Sigma_2,$$

- если разность сумм $\Sigma_1 - \Sigma_2$ отрицательная, то $\beta = 360^0 - (\Sigma_1 - \Sigma_2)$;

- колонна бурильных труб поворачивается на угол β, после чего стрелки приборов "отклонитель" и "азимут" должны устанавливаться на делениях, сумма которых равна Σ_1 или отличается от нее на 360^0. Если после доворота колонны этого не произошло из-за ее закручивания, необходимо добиться этого равенства вращением бурильной колонны.

Пример I. $\alpha_3 = 250^0$; $\gamma = 30^0$; $\Sigma_1 = \alpha_3 + \gamma = 250+30 = 280^0$.

Показания приборов "азимут", "отклонитель" после спуска системы в скважину.

Азимут $\alpha_\varphi = I65^0$; $\vartheta = 60^0$ (показание прибора "отклонитель");

$$\Sigma_2 = \alpha_\varphi + \vartheta = I65+60 = 225^0.$$

Определяем разность сумм

$$\Sigma_1 - \Sigma_2 = 280-225 = 55^0.$$

Угол доворота колонны по часовой стрелке $\beta = 55^0$, после чего показание стрелок приборов "азимут" - "отклонитель" должны устанавливаться на делениях, сумма которых должна быть равна 280 или 640^0.

Пример 2. $\alpha = 45^0$; $\gamma = I20^0$; $\Sigma_1 = \alpha_3 + \gamma = 45+I20 = I65^0$.

После спуска системы в скважину приборы "азимут" и "отклонитель" показали:

$\alpha_\varphi = I50^0$; $\vartheta = 60^0$.

Находим сумму $\Sigma_2 = \alpha_\varphi + \vartheta = I50+60 = 2I0^0$.

Определяем разность этих сумм

$$\Sigma_1 - \Sigma_2 = I65-2I0 = -45^0.$$

Так как сумма отрицательная, $\beta = 360-45 = 3I5^0$.

После доворота колонны на $3I5^0$ стрелки приборов "азимут" и "отклонитель" должны показать в сумме I65 или 525^0.

3. Ориентирование отклонителя для случая, когда необходимо установить на приборе "отклонитель" значение параметра, равное

сумме $\gamma + 180^0$.

Пример 3. $\gamma = 60^0$. Необходимое значение φ (угол положения отклонителя в град, угол между реперной осью системы и апсидальной плоскостью)

$$\varphi = \gamma + 180 = 60 + 180 = 240^0.$$

С этой установкой ведется бурение до тех пор, пока прибор "наклон" не покажет необходимое значение угла наклона.

Приложение I4
(к 4.5,г инструкции)

УСТРОЙСТВО ДЛЯ ОРИЕНТИРОВАНИЯ ОТКЛОНИТЕЛЯ ИЗ ВЕРТИКАЛЬНОГО СТВОЛА

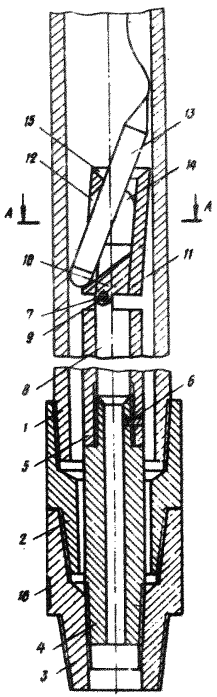


Рис. 49. Устройство для ориентирования отклонителя.

На рис. 49 приведен общий вид устройства. Диамагнитная бурильная труба I большого диаметра при помощи стального замка 2 соединяется со стальным переводником 3. В диамагнитной трубе большого диаметра коаксиально установлена трубная вставка 4 из высокопрочного материала, нижний конец которой закреплен в переводнике. В верхней части трубная вставка соединена с диамагнитной трубой 5 малого диаметра и фиксируется штифтом 6. К верхней части диамагнитной трубы 5 с помощью шарнирного соединения 7, состоящего из щек 8 и оси 9, присоединяется отклоняющий клин I0 фиксирующего устройства II. Кроме отклоняющего клина фиксирующее устройство имеет вырез I2, выполненный по образующей устройства, и центрирующие инклинометр I3 пластины I4. Для улучшения установки инклинометра фиксирующее устройство в верхней части имеет воронкообразный торец I5.

Кроме этого, на переводнике имеется метка I6 плоскости действия отклонителя.

Фиксирующее устройство выполнено из диамагнитного материала.

Устройство работает следующим образом. Перед началом работы производят подготовку устройства к измерениям. После наворота пе-

реводника 3 на отклонитель или утяжеленные бурильные трубы на переводник 3 наносится метка I6 плоскости действия отклонителя. Затем в переводник 3 вворачивается трубная вставка 4 с закрепленной в верхней части диамагнитной трубой 5 малого диаметра, связанной через шарнирное соединение 7 с фиксирующим устройством II. Далее машинным ключом производят доворот трубной вставки 4 до появления значительных усилий на свинчивание при совмещении выреза I2 с меткой I6. После наворота диамагнитной трубы I с замком 2 на переводник 3 бурильную колонну спускают в скважину. Затем в бурильные трубы на электрическом кабеле спускают инклинометр I3.

По окончании спуска инклинометр I3 входит в фиксирующее устройство II, отрывает его от внутренней стенки диамагнитной бурильной трубы I, скользит по отклоняющему клину I0 и входит в вырез I2. При этом фиксирующее устройство II, повернувшись в шарнирном соединении 7 (ось соединения 7 смещена относительно оси устройства), прижимает верхнюю часть инклинометра I3 к внутренней стенке трубы I, фиксируя при этом положение инклинометра. По окончании указанных операций производится замер азимута, значение которого соответствует азимуту установки отклонителя.

После поворота бурильной колонны на требуемый угол производят контрольный замер. При подъеме инклинометра на поверхность при небольшом натяжении электрического кабеля фиксирующее устройство II, поворачиваясь на шарнире 7, занимает вертикальное положение, и инклинометр освобождается.

Приложение I5

(к 4.I2 инструкции)

АППАРАТ ШАНЬГИНА - КУЛИГИНА

Аппарат Шаньгина - Кулигина (рис.50) подобен обычному аппарату со стеклянным стаканчиком и плавиковой кислотой, применяемому для замера угла искривления скважины. Разница в том, что нижняя часть его, называемая в дальнейшем печатью, состоит из свинца для получения отпечатка зубьев ножа.

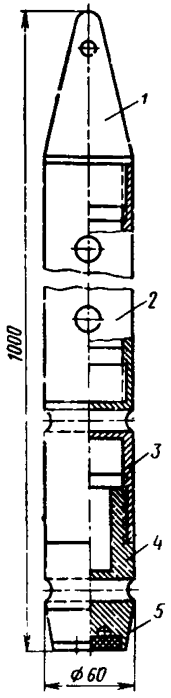


Рис. 50. Аппарат Шаньгина - Кулигина.
I - наконечник; 2 - корпус; 3 - крышка; 4 - стакан; 5 - свинцовая печать.

На рис. 50 приведены конструктивные размеры аппарата для спуска его в бурильные трубы диаметром I27, I40 и I60 мм. При применении бурильных труб диаметром II4 мм наружный диаметр аппарата должен быть меньше на I0 мм.

После установки ножа весь бурильный инструмент спускают в скважину. Этот спуск подобен спуску инструмента после смены долота.

После спуска бурильного инструмента аппарат заряжают и готовят к спуску в бурильные трубы. Для этого осматривают свинцовую печать и, если имеются какие-либо дефекты (повреждения края, старые отпечатки зубьев ножа, углубления, неровности и т.д.), их устраняют. Затем в гнездо аппарата плотно вставляют стеклянный стаканчик с плавиковой кислотой. Плотность, необходимая для предотвращения смещения стаканчика относительно корпуса аппарата, достигается обертыванием его несколькими слоями бумаги.

На стеклянном стаканчике и у края гнезда делают напильником метки 3 и 4 (рис. 5I); это позволит обнаружить перемещение ста-

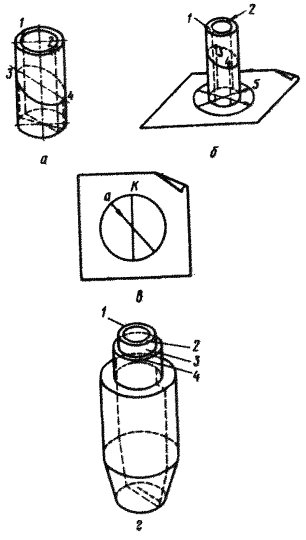


Рис. 5I. Расшифровка показателей аппарата Шаньгина - Кулигина:
а - положение меток на стаканчике;
I, 2 - положение отклонителя;
3, 4 - положение апсидальной плоскости;
б - перенесение меток на бумагу; в - определение угла доворота; г - положение меток на стакане 4 (см. рис. 50).

канчика в гнезде аппарата. Затем стеклянный стаканчик с плавниковой кислотой закрывают резиновой или корковой пробкой. Это делают для того, чтобы кислота не расплескивалась и не попала на наружные стенки стаканчика, так как дополнительные отпечатки затрудняют расшифровку основного отпечатка.

Пробка должна быть конусной. На образующей пробке вырезают небольшую канавку для выхода газа.

Плавиковая кислота должна быть чистой. Для этого ее следует наливать в стеклянный стаканчик через марлю. Плавиковую кислоту разбавляют водой с таким расчетом, чтобы в течение I0-20 мин на стенке стаканчика получился ясный и ровный отпечаток уровня кислоты.

Размеры стеклянных стаканчиков следующие: наружный диаметр - 30-32 мм, высота - 70 мм, толщина стенки - I,5 мм.

Заряженный и свинченный аппарат при помощи специальной лебедки или лебедки ЛПГ-3000 спускают в бурильные трубы до ножа. Для этого применяют специальное приспособление с направляющим роликом для троса (см. рис. 52, б). Приспособление устанавливают на замковую муфту бурильного инструмента.

Приспособление состоит из отрезка тонкостенной трубы I, вну-

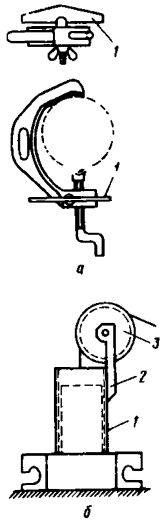


Рис. 52. Приспособление для работы с аппаратом Шаньгика - Кулигина:
а - визирный хомутик;
б - приспособление с направляющим роликом.

тренний диаметр которой на 5-I0 мм больше наружного диаметра бурильного замка. Длина отрезка трубы 40-50 см. К стенке отрезка трубы приварен кронштейн 2, на котором находится направляющий ролик 3 диаметром I5-20 см.

Лебедка должна быть оборудована счетчиком оборотов, при помощи которого можно устанавливать глубину спуска аппарата. При отсутствии счетчика на канатике делают метку, указывающую глубину установки ножа. Такую метку делают перед каждым подъемом аппарата. При последующем спуске его она позволит убедиться в том, что аппарат достиг ножа.

Для преодоления больших сопротивлений движению аппарата вес его может быть соответственно увеличен. Для этого верхнюю часть аппарата можно изготовить из сплошного металла или заполнить свинцом.

Убедившись по ослаблению канатика, что спущенный аппарат достиг ножа, его оставляют в покое на время, необходимое для получения отпечатка уровня кислоты на внутренней стенке стеклянного стаканчика (I0-20 мин). Нельзя приподнимать аппарат, когда он достиг ножа, так как при этом, во-первых, может произойти неправильная фиксация положения ножа относительно направления искривления скважины, а во-вторых, могут получиться два отпечатка ножа на свинце, что приведет к повторному спуску аппарата.

Если имеется опасность прихвата инструмента, его поднимают

на I,5-2 м и через каждые 3-5 мин спускают на 40-50 см с таким расчетом, чтобы полностью переместилась вся колонна бурильных труб с турбобуром и долотом.

По истечении времени, необходимого для получения отпечатка аппарат извлекают.

При приближении аппарата к устью (это видно по счетчику на лебедке, а при отсутствии счетчика по сигнальной метке на тросе скорость подъема уменьшают во избежание удара аппарата о ролик обрыва троса и падения аппарата в трубы.

Сигнальной меткой могут служить 20 м вдвойне свитого троса или проволоки выше петли, на которой подвешен аппарат.

После подъема аппарата его обмывают, осторожно развинчивают и моют стаканчик. Затем проверяют положение стаканчика в гнезде аппарата и наличие отпечатков на свинце и на стаканчике. Если все в порядке, то приступают к расшифровке полученных отпечатков Если же обнаружен поворот стаканчика в гнезде аппарата или нет одного из отпечатков, аппарат спускают повторно.

Расшифровка показаний аппарата Шаньгина - Кулигина, т.е. определение положения отклонителя в скважине по показаниям этого аппарата производится различными способами.

Расшифровка показаний аппарата Шаньгина - Кулигина по методике ГрозНИИ

Отпечаток ножа представляет собой ряд треугольников, расположенных на одной прямой линии. Отпечаток каждого зуба правильно изготовленного ножа имеет вид равнобедренного треугольника, основанием которого является след вертикальной части зуба ножа.

Расшифровку начинают с отпечатка на свинце. Для этого параллельно следу отпечатка ножа (если он не совпадает с диаметром) на поверхности свинцового круга наносят только отточенным мелом

линию, проходящую через центр указанного круга (см. рис. 5I, а). Затем концы этой линии переносят на стеклянный стаканчик, прочерчивая мелом линию по образующей аппарата. На стеклянном стаканчике положение ножа фиксируют нанесением черточек I и 2 твердым сплавом или напильником. При этом конец ножа, к которому обращена вертикальная часть зубьев его 2, отмечают тремя черточками, и противоположный - одной. Кроме того, необходимо следить, чтобы обе метки находились на одной прямой линии, проходящей через центр сечения стеклянного стаканчика. После этой операции можно вынуть стаканчик из гнезда аппарата, промыть водой и протереть сухой бумагой.

Затем на наружной поверхности стаканчика (см. рис. 5I) отмечают черточками или тушью верхнюю 3 и нижнюю 4 точки риски, являющейся отпечатком уровня кислоты. При этом необходимо верхнюю и нижнюю точки наносить так, чтобы они находились на одной прямой линии, проходящей через центр сечения стеклянного стаканчика. Нижняя точка 4 на стаканчике указывает на направление искривления скважины.

В результате этих операций на стаканчике будут отмечены положение ножа I и 2 и направление ожидаемой плоскости 3 и 4.

Далее все метки переносят к донышку стаканчика, для чего проводят линии чернилами или тушью по образующей стаканчика (см. рис. 5I, б).

После этого на листе бумаги наносят окружность диаметром, около 20 см. Через центр окружности проводят линию, один конец которой отмечают стрелкой. Эту линию принимают за направление апсидальной плоскости.

Затем на листе бумаги в центре окружности ставят стаканчик так, чтобы точки 3 и 4 на нем, указывающие направление апсидаль-

ной плоскости, совпали с линией искривления, изображенной на бумаге (см. рис. 5I, б).

Потом переносят метки ножа I и 2 со стаканчика на бумагу и, убрав стаканчик, проводят через эти точки линию. При этом конец линии, находящейся со стороны трех черточек, отмечают равнобедренными треугольниками 5, вершина которого обращена к центру окружности (см. рис. 5I, б). Такое обозначение принято потому, что отпечаток зуба правильно изготовленного ножа имеет вид равнобедренного треугольника, основанием которого является след вертикальной части зуба ножа. Вертикальная же часть зуба обращена в сторону действия отклонителя.

В результате этих операций на листе бумаги будет изображена окружность, через центр которой проведены две линии (см. рис. 5I, в): линия К со стрелкой, показывающей направление апсидальной плоскости, и линия а с треугольником, показывающая положение ножа, а следовательно, и направление действия отклонителя, находящегося в скважине. Измерив транспортиром угол между этими направлениями, получают определенную величину в градусах, характеризующую положение отклонителя в скважине относительно направления искривления у забоя.

Вместо бумаги с вычерченной окружностью лучше пользоваться специальной визирной карточкой.

Если визирных карточек нет, можно пользоваться обычной индикаторной картограммой, которая имеет готовую окружность, разделенную на 24 части. Каждая часть, в свою очередь, разделена на четыре меньшие части. Большая часть равна $I5^0$, меньшая - $3{,}75^0$.

Применение визирной карточки или индикаторной картограммы позволяет определить угол между положением ножа и направлением искривления скважины без транспорта. Шаблоны для сноса меток

приведены на рис. 53 и 54.

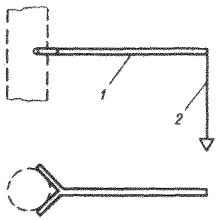


Рис. 53. Шаблон для сноса меток с бурильных труб на стол ротора:
I - ручка; 2 - отвес.

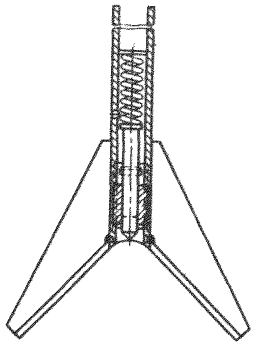


Рис. 54. Шаблон универсальный.

Приложение I6

(к 4.I4 инструкци

ОПРЕДЕЛЕНИЕ УГЛА УСТАНОВКИ ОТКЛОНИТЕЛЯ

Угол установки отклонителя может быть определен графическим способом. Также угол установки отклонителя может быть определен с помощью прибора ПО.

Прибор ПО (рис. 56) предназначен для упрощения и ускорения следующих расчетов.

I. Угла установки отклонителя при бурении с изменением азимута искривления.

2. Интенсивности искривления ствола скважины.

Углом установки отклонителя называется угол, заключенный между вертикальной плоскостью и плоскостью действия отклонителя (вертикальное положение плоскости определяется большой осью эллипса, получаемого при ориентировании инструмента аппаратом Шаньгина - Кулигина).

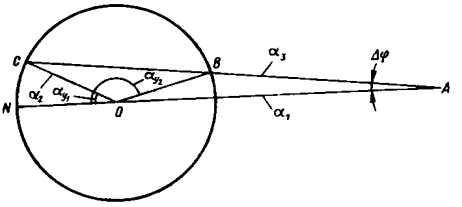


Рис. 55. Графический метод определения угла установки отклонителя.
OA - зенитный угол скважины в начале рейса (α_1), отложенный в масштабе;
AC - зенитный угол скважины в конце рейса (α_3), отложенный в масштабе;
OC - произведение интенсивности набора зенитного угла и проходки за интервал, отложенное в масштабе;
$\Delta\varphi$ - угол, на который необходимо изменить азимут ствола скважины;
α_y - угол установки отклонителя.

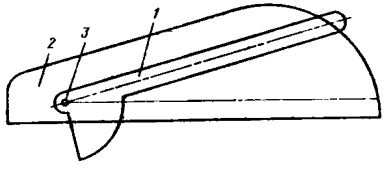
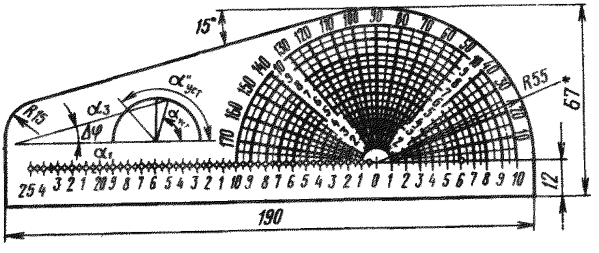


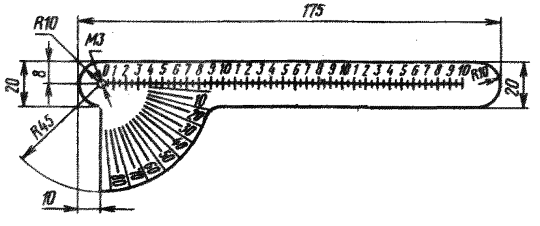
Рис. 56. Схема прибора для определения угла установки отклонителя и геометрических параметров скважин.
I - линейка; 2 - транспортир;
3 - штифт.

Интенсивностью искривления называется величина угла, характеризующая изменение направления ствола за I0 м проходки.

Прибор состоит из линейки δ (рис. 57) с размерными шкалами зенитного угла в конце рейса, изменения азимута и транспортира a со шкалами зенитного угла в начале рейса, угла установки отклонителя и угла, который может быть набран данной компоновкой за рейс.



а



б

Рис. 57. Конструкция прибора ПО для определения угла установки отклонителя и геометрических параметров скважин:
а - транспортир; б - линейка.

Угол установки отклонителя при бурении в наклонном стволе с изменением азимута определяют следующим образом.

На транспортире a (см. рис. 57) по горизонтальной шкале от-

считывается зенитный угол в начале рейса (α_1) и в отверстие, соответствующее данному значению угла, вставляется штифт 3 линейки δ. На круговой шкале транспортира a фиксируется угол, который может быть набран данной компоновкой за предстоящий рейс (α_2) (см. рис. 56). Поворотом линейки устанавливается угол, на который необходимо исправить азимут искривления скважины $\Delta\varphi$. После выполнения этих операций на линейке δ обеспечивается угол наклона ствола в конце рейса α_3 на пересечении горизонтальной шкалы линейки δ и линии полуокружности, соответствующей углу, который может быть набран за рейс (α_2), а углы образованные между горизонтальной шкалой транспортира и радиусом, проведенным из нулевой точки в место указанного пересечения, будут углами установки отклонителя $\alpha_{уст}$.

Пример. Зенитный угол ствола перед началом рейса равен 11^0. Отклонитель обеспечивает набор угла наклона с интенсивностью 2^0. на 10 м проходки. Проходка на долото для данного интервала бурения составляет 30 м. Азимут искривления скважины необходимо изменить на 22^0.

Решение. Угол установки равен $\alpha_{уст.} = 65^0$, угол в конце рейса равен $\alpha_3 = 14{,}7^0$.

Если бурение наклонно-направленной скважины ведется с изменением азимута искривления, то интенсивность набора или спада зенитного угла нельзя рассчитывать путем деления разности зенитных углов в начале и в конце рейса, на интервал в метрах пробуренных одним долотом, так как полученный результат не будет соответствовать действительности.

Интенсивность искривления определяется следующим образом.

На транспортире a (см. рис. 57) откладывается величина угла в начале рейса α_1 и в отверстие, соответствующее данному

значению зенитного угла, вставляется штифт линейки δ. На линейке (см. рис. 57, а) б откладывается величина угла в конце рейса. Поворотом линейки б устанавливается величина фактического изменения азимута за рейс, а на транспортире а на пересечении угла наклона в конце рейса α_3 с линейкой полуокружности читается значение интенсивности искривления.

Пример. Угол в начале рейса 10^0, в конце - 14^0.

Азимут изменения на 20^0. Проходка - 30 м.

Решение. Интенсивность набора угла $5,7^0:3=1,9^0$

на 10 м проходки.

Приложение 17
(к 4.15 инструкции)

ОПРЕДЕЛЕНИЕ УГЛА ЗАКРУЧИВАНИЯ КОЛОННЫ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

При бурении скважины турбинным способом колонна бурильных труб воспринимает реактивный момент, равный по величине активному моменту, развиваемому на валу турбобура, вследствие чего колонна закручивается.

Максимальный угол закручивания колонны бурильных труб под действием реактивного момента, развиваемого турбобуром, можно определить по формуле

$$\varphi = \frac{M_p \cdot L}{G \cdot J_o}, \qquad (59)$$

где φ - угол закручивания бурильных труб, град;

M_p - реактивный момент на корпусе турбобура, кгс/см;

L - длина колонны бурильных труб, см;

G - модуль сдвига, кгс/см^2;

J_o - полярный момент инерции, см^4.

В действительности угол закручивания бурильных труб будет меньше трения между колонной труб и стенкой скважины.

Тогда

$$\varphi = \frac{(M_p - M_{тр})L}{G J_o}, \qquad (60)$$

где $M_{тр}$ - момент трения труб, кгс/см.

$$M_{тр} = q \cdot \sin\frac{\alpha_2}{2} L \cdot \mu \frac{d_н}{2}, \qquad (61)$$

где q - вес 1 м бурильных труб, кг;

μ - коэффициент трения трубы о стенку скважины;

α - угол наклона ствола, град;

$d_н$ - наружный диаметр бурильных труб, м;

L - длина бурильных труб, м.

Окончательно расчетная формула в градусах имеет следующий вид

$$\varphi = \frac{M_p L - \frac{\gamma L^3}{2} d_н \cdot \mu \cdot \sin\frac{\alpha}{2}}{\frac{\pi}{32}\left(d_н^4 - d_в^4\right) G}, \qquad (62)$$

где $d_в$ - внутренний диаметр бурильных труб, м,

$$M_p = M_д - M_{тр\,п} - M_{тр\cdot р} \qquad (63)$$

где $M_д$ - момент на долоте, кгс/м; $M_д = M_{уд} \cdot G$ кгс/м;

$M_{уд}$ - удельный момент на долоте (определяется с учетом моментоемкости долота и характера разбуриваемых пород);

$M_{тр.п}$ - момент трения в пяте при бурении, кгс/м (определяется по формуле)

$$M_{тр\,п} = \mu \cdot r\left(P_ц - P_д\right), \qquad (64)$$

где μ - коэффициент трения металла о резину;

r - средний радиус трения в пяте;

$P_ц$ - гидравлическая нагрузка, кгс;

$P_ц = 0{,}785 \cdot d_{ср} \cdot P_д$ ($d_{ср}$ - расчетный диаметр турбины);

$P_д$ - осевая нагрузка на долото, кгс;

$M_{тр.р}$ - момент трения в радиальных опорах, кгс/м.

После спуска инструмента с отклонителем и проведения забойного ориентирования определяют угол доворота отклонителя с учетом угла закручивания бурильных труб от реактивного момента забойных двигателей.

$$B = B_{пр} + \varphi \pm \alpha_у, \qquad (65)$$

где $B_{пр}$ - угол, прочитанный по шкале нониуса прибора для расшифровки, град;

φ - угол закручивания, град;

$\alpha_{уст}$ - угол установки отклонителя, град (при этом знак "плюс" принимается для случая, когда необходимо увеличить величину азимута, а знак "минус" - при необходимости уменьшения этой величины).

Приложение 18
(к 4.18 инструкции)

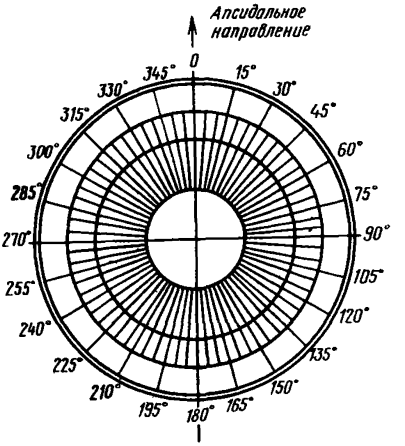


Рис. 58. Карточка забойного визирования.

Приложение 19

(к 4.26.3 инструкции)

ОПРЕДЕЛЕНИЕ И МЕТОДИКА УСТАНОВЛЕНИЯ СУММАРНОГО УГЛА ИСКРИВЛЕНИЯ

Допустимый суммарный угол искривления является суммой всех углов искривления, которые могут быть допущены при бурении ствола наклонно-направленной скважины. Угол искривления для каждого отдельного интервала ствола определяется с учетом изменения угла наклона и азимута по формуле

$$\cos\alpha_2 = \cos\alpha_1 \cdot \cos\alpha_3 + \sin\alpha_1 \cdot \sin\alpha_3 \cdot \cos\Delta\varphi, \qquad (66)$$

где α_1 - угол наклона в начале интервала, град;

α_3 - угол наклона в конце интервала, град;

$\Delta\varphi$ - изменение азимута на интервале, град.

Допустимый суммарный угол искривления для всего ствола величина непостоянная даже для одной скважины: он либо увеличивается, либо уменьшается по мере бурения ствола.

Суммарный угол искривления зависит от глубины; чем выше наблюдается искривление, тем меньше допустимый суммарный угол.

При установлении допустимого суммарного угла пользуются следующей методикой.

1. Определить максимальное осевое усилие по формулам (см. приложение 3), считая, что верхняя часть прямолинейного участка ствола, равная 30 % протяженности ствола, искривляется на всем протяжении с максимальной допустимой интенсивностью, а при бурении последующих участков ствол сохраняет проектное положение.

2. Определить возможность проводки скважины при осевых усилиях, достигающих рассчитанной величины.

3. Если бурение скважины может быть осуществлено, подсчитать величину суммарного угла и выдать его в виде допуска на весь ствол.

Приложение 20

(к 4.27.6 инструкции)

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОШИБОК ПЛАНОВОГО ПОЛОЖЕНИЯ ЗАБОЕВ СКВАЖИН

Среднеквадратичная ошибка определения планового положения забоя скважины зависит от ошибок измерения $M_{из}$ и ошибок графического построения плана $M_{гр}$ и определяется по формуле

$$M^2_{пл} = M^2_{из} + M^2_{гр}.$$

Ошибка измерений может быть найдена по номограмме (рис. 59-63), отражающим зависимости изменения численной величины ошибки планового забоя от величины интервала замера и средних углов отклонения ствола от вертикали.

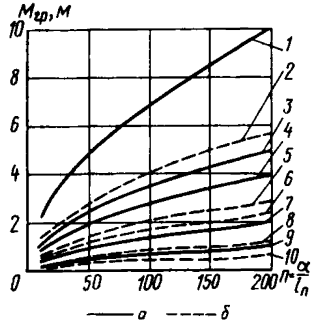


Рис. 59. Номограмма определения среднеквадратичной ошибки:
а - при помощи круговой номограммы $M_{гр}$=0,7;
б - при помощи геофизического транспортира $M_{гр}$=0,4.
Масштабы построений:
1, 2 - 1:1000; 3, 5 - 1:500;
4, 6 - 1:400; 7, 8 - 1:200;
9, 10 - 1:100.

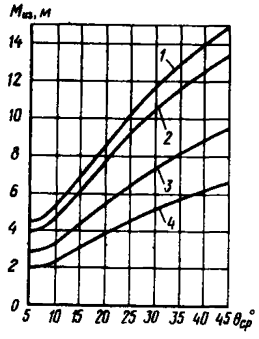


Рис. 60. Номограмма зависимости изменения численной величины ошибок измерения от глубины скважины и интервала замера:
L=100-2000 м; 1 - ℓ = 25 м; 2 - ℓ =20 м; 3 - ℓ =10 м; 4 - ℓ =5 м.

Зная общую глубину скважины на соответствующей номограмме определяют по θ и величине интервала замера L значение $M_{из}$. Если

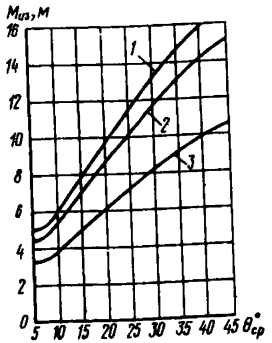


Рис. 61. То же, что на рис. 60 при L=2000-3000 м.

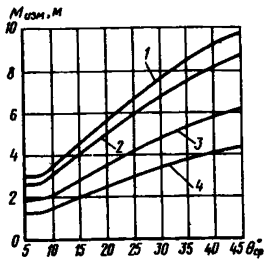


Рис. 62. То же, что на рис. 60 при L=3000-4000 м.

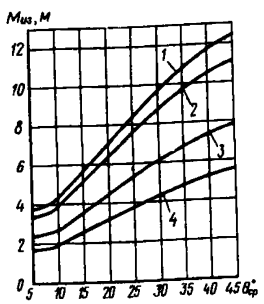


Рис. 63. То же, что на рис. 60 при L=4000-5000 м.

в верхней части скважины замеры производились, например, через 20 м, а в нижней части - через 10 м, то значение ошибки находится интерполированием между кривыми, соответствующими ℓ=10 м и ℓ=20 м.

Пример 7. Условия L=1800 м, θ=13°, 600 м скважины снизу проверены через 10 м, остальные 1200 м - через 20 м.

На рис. 60 находим значение θ=13°, проектируем его на кривые при ℓ=10 м и ℓ=20 м. На одну треть расстояния от ℓ=20 м намечаем точку, которую сносим на ось ординат и получаем значение $M_{из}$=3,2 м.

Среднеквадратичная ошибка графических построений может быть найдена по номограмме (см. рис. 59).

На горизонтальной оси графика показано число интервалов построения n, определяемое в зависимости от глубины скважины L

и величины интервалов построения. По вертикальной оси нанесены значения среднеквадратичной ошибки построения планового положения забоя или другой точки скважины.

Масштабы построения плана указаны на соответствующих кривых.

Пример. Оценку определения положения забоя произведем по скв. I74 (куст 6I9, Нефтяные камни). Характеристика скважины: глубина забоя L - I750 м, инклинометрические измерения проведены через I0 м, угол отклонения ствола от вертикали изменяется от 2 до I6^0, азимут колеблется от I90 до I50^0 и затем от I50 до 205^0, смещение забоя 294 м. Ошибку измерений $M_{из}$ находим по номограмме (см. рис. 59) по значению θ =8^0 и величине интервала инклинометрических измерений ℓ =I0 м.

$$M=\pm I,95 \text{ м.}$$

Среднеквадратичную ошибку графических построений находим по номограмме (см. рис. 59), принимая способ построения инклинограммы при помощи геодезического транспортира и масштабной линейки. Число интервалов построения рассчитываем по формуле

$$n=\frac{L}{\ell_n},$$

где ℓ_n - величина интервалов построения,

$$n=\frac{I750}{20}\ 88.$$

Масштаб построения принимаем I:400. По номограмме проектируем значение n =88 на кривую, соответствующую масштабу и способу построения, находим значение $M_{гр}=\pm I,5I$.

Среднеквадратичная ошибка определения планового положения забоя равна

$$M_{пл}=\pm\sqrt{I,95^2+I,5I^2}=\pm 2,5 \text{ м.}$$

Приложение 21

ВЫЧИСЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ВНЕШНЕГО ТРЕНИЯ

Для расчетов, связанных с бурением, следует определять при скоростях скольжения, соответствующих скоростям перемещения породоразрушающего инструмента относительно породы.

Коэффициенты f_g Н.И.Шацов, В.С.Федоров и др. предлагают определять по следующей приближенной формуле

$$f_g = f_0 \frac{1 \pm 0{,}0112V}{1 + 0{,}06V}, \qquad (67)$$

где f_0 – коэффициент трения покоя;

V – скорость скольжения породоразрушающего инструмента, м/с.

Значения коэффициента трения f_0 в зависимости от состояния поверхности и среды сводятся в табл. 20.

Таблица 20

Порода	Поверхность горной породы		
	сухая	смочена водой	покрыта глинистым раствором $\gamma = 1{,}18$–$1{,}22$ (T=25–28)
I	2	3	4
Глина жирная	0,14–0,18	0,08–0,12	0,06–0,09
То же песчаная	0,25–0,28	0,20–0,26	0,18–0,22
Глинистый сланец	0,20–0,25	0,15–0,20	0,11–0,13
Мергель	0,20–0,27	0,18–0,25	0,20–0,24
Известняк	0,35–0,40	0,33–0,38	0,31–0,35
Доломит	0,38–0,42	0,36–0,40	0,34–0,38
Ангидрит	-	0,39–0,45	0,37–0,40

Окончание табл. 20

I	2	3	4
Песчаник слабосцементированный, зерна остроконечные	0,32-0,42	0,27-0,40	0,25-0,35
То же, зерна окатаны	0,22-0,34	0,20-0,30	0,I7-0,25
Песчаник крепкий	0,43-0,48	0,43-0,45	0,40-0,43
Кварцит	0,46-0,48	0,48-0,50	0,42-0,44
Гранит	0,47-0,55	0,46-0,53	0,45-0,50
Каменный уголь	0,38-0,42	0,33-0,36	0,30-0,33

Приложение 22

МЕТОДИКА ПОСТРОЕНИЯ ФАКТИЧЕСКОГО ПРОФИЛЯ

Фактический профиль ствола строят следующим образом. На основании инклинометрических измерений зенитных углов ствола вычисляют вертикальную и горизонтальную проекции участка между точками измерения.

При бурении ствола в одном азимуте, равному проектному или отличающемуся от него на незначительную величину ($3-8^{0}$), для построения принимают величины проекций, рассчитанные по следующим формулам

Горизонтальная проекция

$$l_{i\,гор} = l_i \cdot \sin\alpha_i. \qquad (68)$$

Вертикальная проекция

$$l_{i\,верт} = l_i \cdot \cos\alpha_i, \qquad (69)$$

где l_i – интервал между точками измерений, м;

α_i – полусумма зенитных углов в начале и конце данного интервала (средний зенитный угол), град.

Если же фактический азимут значительно отличается от проектного, необходимо в величину горизонтальной проекции вносить поправку, равную $\cos\beta$, между азимутом плоскости, в которой решено строить профиль, и фактическим азимутом ствола в данной точке. Тогда формула для горизонтальной проекции принимает вид

$$l_{i\,гр} = l_i \cdot \sin\alpha_i \cdot \cos\beta. \qquad (70)$$

Техника построения профиля сводится к тому, что по вертикальной линии, проходящей через точку, обозначающую устье скважины, откладывают нарастающую сумму вертикальных проекций от-

дельных участков скважины, а по горизонтали от указанной вертикальной линии нарастающую сумму горизонтальных проекций ствола. Проводя горизонтальные и вертикальные линии от концов каждой пары отрезков до их пересечения, точки пересечения соединяют ломанной линией, характеризующей профиль пробуренной наклонной скважины.

План скважины строят следующим образом: через точку, обозначающую устье скважины, проводят две взаимно перпендикулярные линии, которые обозначают азимуты 0, 90, I80, 270°. Направление осей выбирают так, чтобы на чертеже удобно располагался план скважины запроектированного направления. От начала координат проводят линию, азимут которой равен азимуту первого участка скважины. На этой линии откладывают в выбранном масштабе величину горизонтальной проекции этого же участка. От полученной точки вновь проводят линию с азимутом, равным азимуту второго участка, и на ней откладывают величину горизонтальной проекции второго участка и т.д.

Все подсчеты сводят в таблицу по форме, приведенной в табл. 2I.

Таблица 2I

Глубина ствола, м	Расстояние между точками измерения, м	Зенитный угол, град			Азимут, град			Горизонтальная проекция интервала, м	Сумма горизонтальных проекций, м	Вертикальная проекция интервала, м	Сумма вертикальных проекций, м
		в начале интервала	в конце интервала	средний	в начале интервала	в конце интервала	средний				

Профили пространственного типа строят по методике ГрозНИИ или Краснодарского НИИ.

При бурении скважин обычно пользуются магнитным азимутом. Для получения дирекционного угла значение магнитного азимута необходимо исправить на величину, равную сумме значений скольжения магнитной стрелки и сближения меридианов.

Приложение 23

ВЕЛИЧИНА ОШИБОК, ВОЗНИКАЮЩИХ ПРИ ОРИЕНТИРОВАНИИ ОТКЛОНИТЕЛЕЙ В СКВАЖИНЕ

Неточность установки отклонителя происходит из-за ошибок, происходящих при ориентировании. Конечные ($\pm M$) среднеквадратичные и предельные (Q) ошибки ориентирования отклонителя в скважине различными способами и для разных глубин спуска приведены в табл. 22.

Таблица 22

Глубина, м	Ориентирование, град									
	по меткам		по меткам и крестам		по методу Сквирского и Галюты		по методу Сквирского и Галюты (изменений)		забойным инклинометром	
	$\pm M$	$\pm Q$	$\pm M$	$\pm Q$	$\pm M$	$\pm Q$	$\pm M$	$\pm Q$	$\pm M$	$\pm Q$
200	8	I6	I0	20	I4	28	II	22	6	I2
300	9	I8	II	22	I5	30	I2	24	6	I2
400	I0	20	I2	24	I7	34	I3	26	6	I2
500	II	22	I3	26	I9	38	I4	28	6	I2
600	I2	24	I4	28	20	40	I6	32	6	I2
700	I3	26	I5	30	22	44	I7	34	6	I2
800	I4	28	I6	32	23	46	I8	36	6	I2
I000	I6	32	I8	36	25	50	20	40	6	I2

Приложение 24

ПЕРЕВОД ГРАДУСНОЙ МЕРЫ В РАДИАЛЬНУЮ

Угол, град	Дуга	Угол, град	Дуга	Угол, град	Дуга
I	2	3	4	5	6
0,I6	0,0029	33	0,5760	70	I,22I7
0,33	0,0058	34	0,5934	7I	I,2392
0,50	0,0087	35	0,6I09	72	I,2566
0,66	0,0II6	36	0,6283	73	I,274I
0,83	0,0I45	37	0,6458	74	I,29I5
I	0,0I75	38	0,6632	75	I,3090
2	0,0349	39	0,6807	76	I,3266
3	0,0524	40	0,698I	77	I,3439
4	0,0698	4I	0,7I56	78	I,36I4
5	0,0873	42	0,7330	79	I,3788
6	0,I047	43	0,7505	80	I,3963
7	0,I222	44	0,7679	8I	I,4I37
8	0,I396	45	0,7854	82	I,43I2
9	0,I57I	46	0,8029	83	I,4486
I0	0,I745	47	0,8203	84	I,466I
II	0,I920	48	0,8378	85	I,4835
I2	0,2094	49	0,8552	86	I,50I0
I3	0,2269	50	0,8727	87	I,5I84
I4	0,2443	5I	0,890I	88	I,5359
I5	0,26I8	52	0,9076	89	I,5533
I6	0,2793	53	0,9250		
I7	0,2967	54	0,9425		
I8	0,3I42	55	0,9599		

Продолжение приложения 24

1	2	3	4	5	6
19	0,3316	56	0,9774		
20	0,3491	57	0,9948		
21	0,3665	58	1,0213		
22	0,3840	59	1,0297		
23	0,4014	60	1,0472		
24	0,4189	61	1,0647		
25	0,4363	62	1,0821		
26	0,4538	63	1,0996		
27	0,4712	64	1,1170		
28	0,4887	65	1,1345		
29	0,5061	66	1,1516		
30	0,5236	67	1,1694		
31	0,5411	68	1,1868		
32	0,5585	69	1,2043		

Примечание. 1 радиан (дуга, равная радиусу) равен $57^{0}17'$

и $\ell=\frac{\varphi}{A}$,

где ℓ - длина дуги; A - значение одного радиана; φ - значение данного угла.

ПОКАЗАТЕЛЬНЫЕ ФУНКЦИИ

x	e^x	e^{-x}	x	e^x	e^{-x}	x	e^x	e^{-x}	x	e^x	e^{-x}
0,00	I,0000	I,0000	0,25	I,2840	0,7788	0,50	I,6487	0,6065	0,75	2,II70	0,4724
0I	0I00	9900	26	2969	77I0	5I	6653	6005	76	I383	4677
02	0202	9802	27	3I00	7634	52	6820	5945	77	I598	4630
03	0304	9704	28	323I	7558	53	6989	5886	78	I8I5	4584
04	0408	9608	29	3360	7483	54	7I60	5828	79	2034	4538
0,05	I,05II	0,95I2	0,30	I,3499	0,7408	0,55	I,7333	0,5770	0,80	2,2255	0,4493
06	06I8	94I8	3I	3634	7334	56	7507	57I2	8I	2479	4449
07	0725	9324	32	377I	7262	57	7683	5655	82	2705	4404
08	0833	9I3I	33	39I9	7I89	58	7860	5599	83	2933	4360
09	0942	9I39	34	4050	7II8	59	8040	5543	84	3I64	43I7
0,I0	I,I052	0,9048	0,35	I,	0,7047	0,60	I,822I	0,5488	0,85	2,3396	0,4274
II	II63	8958	36	4333	6977	6I	8403	5434	86	3632	4232
I2	I275	8869	37	4477	6907	62	8589	5379	87	3869	4I90
I3	I388	878I	38	4623	6839	63	8786	5326	88	4I09	4I48
I4	I503	8694	39	4770	677I	64	8965	5273	89	435I	4I07
0,I5	I,I6I8	0,8607	0,40	I,	0,6703	0,65	I,9I55	0,5220	0,90	2,4596	0,4066
I6	I735	852I	4I	5068	6636	66	9348	5I68	9I	4843	4025
I7	I853	8437	42	5220	6570	67	9542	5II7	92	5093	3985
I8	I972	8353	43	5373	6505	68	9739	5066	93	5345	3946
I9	2092	8270	44	5527	6440	69	9937	50I6	94	5600	3906
0,20	I,22I4	0,8I87	0,45	I,5683	0,6376	0,70	2,0I38	0,4966	0,95	2,5857	0,3867
2I	2337	8I06	46	584I	63I3	7I	0340	49I6	96	6II7	3829
22	246I	8025	47	6000	6250	72	0544	4868	97	6379	379I
23	2586	7945	48	6I6I	6I88	73	075I	48I9	98	6645	3753
24	27I2	7866	49	6323	6I26	74	0959	477I	99	69I2	37I6

Приложение 26

НАТУРАЛЬНЫЕ ТРИГОНОМЕТРИЧЕСКИЕ ФУНКЦИИ

Угол	Синус	Тангенс	Котангенс	Косинус
I	2	3	4	5
0,00	0,00	0,00		I,000
0,30	0,00873	0,00873	II4,6	I,000
I,00	0,0I75	0,0I75	57,3	I,000
I,30	0,0262	0,0262	38,2	I,000
2,00	0,0349	0,0349	28,6	0,999
2,30	0,0436	0,0437	22,9	0,999
3,00	0,0523	0,0524	I9,I	0,999
3,30	0,06I0	0,06I2	I6,4	0,998
4,00	0,0698	0,0699	I4,3	0,998
4,30	0,0785	0,0787	I2,7	0,997
5,00	0,0872	0,0875	II,4	0,996
5,30	0,0958	0,0963	I0,4	0,995
6,00	0,I045	0,I05	9,5I	0,995
6,30	0,II3	0,II4	8,78	0,994
7,00	0,I22	0,I23	8,I4	0,993
7,30	0,I3I	0,I32	7,60	0,99I
8,00	0,I39	0,I4I	7,I2	0,990
8,30	0,I48	0,I49	6,69	0,989
9,00	0,I56	0,I58	6,3I	0,988
9,30	0,I65	0,I67	5,98	0,986
I0,00	0,I74	0,I76	5,67	0,985
I0,30	0,I82	0,I85	5,40	0,983
II,00	0,I9I	0,I94	5,I4	0,982
II,30	0,I99	0,203	4,92	0,980
I2,00	0,208	0,2I3	4,70	0,978
I2,30	0,2I6	0,222	4,5I	0,976
I3,00	0,225	0,23I	4,33	0,974
I3,30	0,233	0,240	4,I7	0,972
I4,00	0,242	0,249	4,0I	0,970
I4,30	0,250	0,259	3,87	0,968
I5,00	0,259	0,268	3,73	0,966
I5,30	0,267	0,277	3,6I	0,964
I6,00	0,276	0,287	3,49	0,96I
I6,30	0,284	0,296	3,38	0,959
I7,00	0,292	0,306	3,27	0,956
I7,30	0,30I	0,3I5	3,I7	0,954
I8,00	0,309	0,325	3,08	0,95I
I8,30	0,3I7	0,335	2,99	0,948
I9,00	0,326	0,344	2,90	0,946
I9,30	0,334	0,354	2,82	0,943
20,00	0,342	0,364	2,75	0,940
20,30	0,350	0,374	2,67	0,937
2I,00	0,358	0,384	2,6I	0,934
21,30	0,367	0,394	2,54	0,930
22,00	0,375	0,404	2,48	0,927
22,30	0,3827	0,4I42	2,4I4	0,9239

Окончание приложения 26

I	2	3	4	5
23,00	0,3907	0,4245	2,356	0,9205
23,30	0,3987	0,4348	2,300	0,9I7I
24,00	0,4067	0,4452	2,246	0,9I35
24,30	0,4I47	0,4557	2,I94	0,9I00
25,00	0,4226	0,4663	2,I45	0,9063
25,30	0,4305	0,4770	2,097	0,9026
26,00	0,4384	0,4877	2,050	0,8988
26,30	0,4462	0,4986	2,006	0,8949
27,00	0,4540	0,5095	I,963	0,89I0
27,30	0,46I7	0,5206	I,92I	0,8870
28,00	0,4695	0,53I7	I,88I	0,8829
28,30	0,4772	0,5430	I,842	0,8788
29,00	0,4848	0,5543	I,804	0,8746
29,30	0,4924	0,5658	I,767	0,8704
30,00	0,5000	0,5774	I,732I	0,8660
30,30	0,5075	0,5890	I,6977	0,86I6
3I,00	0,5I50	0,6009	I,6643	0,8572
3I,30	0,5225	0,6I28	I,63I9	0,8526
32,00	0,5299	0,6249	I,6003	0,8480
32,30	0,5373	0,637I	I,5697	0,8434
33,00	0,5446	0,6494	I,5399	0,8387
33,30	0,55I9	0,66I9	I,5I08	0,8339
34,00	0,5592	0,6745	I,4826	0,8290
34,30	0,5664	0,6873	I,4550	0,824I
35,00	0,5736	0,7002	I,428I	0,8I92
35,30	0,5807	0,7I33	I,40I9	0,8I4I
36,00	0,5878	0,7265	I,3764	0,8090
36,30	0,5948	0,7400	I,35I4	0,8039
37,00	0,60I8	0,7536	I,3270	0,7986
37,30	0,6088	0,7673	I,3032	0,7934
38,00	0,6I57	0,78I3	I,2799	0,7880
38,30	0,6225	0,7954	I,2572	0,7826
39,00	0,6293	0,8098	I,2349	0,777I
39,30	0,636I	0,8243	I,2I3I	0,77I6
40,00	0,6428	0,839I	I,I9I8	0,7660
40,30	0,6494	0,854I	I,I708	0,7604
4I,00	0,656I	0,8693	I,I504	0,7547
4I,30	0,6626	0,8847	I,I303	0,7490
42,00	0,669I	0,9004	I,II06	0,743I
42,30	0,6756	0,9I63	I,09I3	0,7373
43,00	0,6820	0,9325	I,0724	0,73I4
43,30	0,6884	0,9490	I,0538	0,7254
44,00	0,6947	0,9657	I,0355	0,7I93
44,30	0,7009	0,9827	I,0I76	0,7I33
45,00	0,707I	0,0000	I,000	0,707I

Содержание Стр.

Общие положения 3
I. Проектирование наклонно-направленных скважин 4
2. Инструмент, применяемый при бурении наклонно-направленных скважин I4
3. Технология бурения наклонно-направленных скважин . . . I9
4. Маркшейдерские работы 22
5. Дополнительные требования, предъявляемые к проводке наклонно-направленных скважин при кустовом бурении ... 40
Приложения
I. Расчет профилей обычного типа 43
2. Расчет профилей пространственного типа 50
3. Расчет величины нагрузки, возникающей на крюке при подъеме инструмента 63
4. Вычисление дополнительных усилий, необходимых для спуска забойных двигателей через искривленные участки ствола скважины 66
5. Методика построения профилей 68
6. Конструкция турбинного отклонителя и его особенности... 70
7. Расчет радиуса искривления и темпа набора зенитного угла в интервале забуривания нового ствола 85
8. Проверочный расчет компоновок 88
9. Методика расчета жестких компоновок нижней части бурильной колонны для стабилизации угла наклонно-направленных скважин 94

Стр.

IO. Компоновка низа бурильной колонны для проработки стволов наклонно-направленных скважин турбинным и роторным способами I00
II. Методы и приборы для забойного ориентирования отклонителя I03
I2. Ориентирование отклоняющих систем на забое с помощью инклинометров с электромагнитной бусолью и переводника с встроенными постоянными магнитами I06
I3. Телеметрические системы II2
I4. Устройство для ориентирования отклонителя из вертикального ствола II8
I5. Аппарат Шаньгина - Кулигина I20
I6. Определение угла установки отклонителя I27
I7. Определение угла закручивания колонны бурильных труб I3I
I8. Карточка забойного визирования I34
I9. Определение и методика установления суммарного угла искривления I35
20. Определение ошибок плансвого положения забоев скважин I36
2I. Вычисление коэффициента внешнего трения I39
22. Методика построения фактического профиля I4I
23. Величина ошибок, возникающих при ориентировании отклонителей в скважине I44
24. Перевод градусной меры в радиальную I45
25. Показательные функции I47
26. Натуральные тригонометрические функции I48

Инструкция
по бурению наклонно-направленных скважин
РД 39-2-810-83

Подписано к печати 30/II-83 Тираж 2000 экз. Заказ 3043
Объем 9,5 п.л. Типография ХОЗУ Миннефтепрома.

gost.e-ecolog.ru