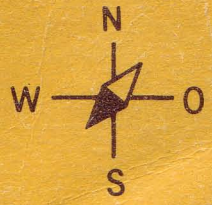
В. Х. Исаченко

ИНКЛИНОМЕТРИЯ СКВАЖИН





УДК 622. 243.272.8

Исаченко В.Х. Инклинометрия скважин. — М.: Недра, 1987. 216 с.

Описаны технические средства контроля пространственного положения ствола скважин, методическое и математическое обеспечение. Рассмотрено применение ЭВМ для оперативной обработки данных, в том числе и непосредственно на скважине. Приведены системы контроля со встроенными ЭВМ. Изложены вопросы разработки и эксплуатации приборов и систем контроля пространственного положения ствола наклонных скважин.

Для инженерно-технических работников буровых предприятий и инклинометрических партий промыслово-геофизических контор, разработчиков инклинометрических приборов и систем.

Табл. 9, ил. 86, список лит. — 45 назв.

Рецензент: *А.А. Мухер* (''Нефтегеофизика'')

ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ИЗДАНИЕ

Валерий Харитонович Исаченко

ИНКЛИНОМЕТРИЯ СКВАЖИН

Редактор издательства *Л.Ф. Маклакова*
Обложка художника *А.С. Андреева*
Художественный редактор *В.В. Шутько*
Технический редактор *Л.Д. Агапонова*
Корректор *Е.В. Королева*
Оператор *Е.Р. Левочкина*
ИБ № 4478

Подписано в печать 10.10.86. Т — 20644. Формат 60 × 84 $^{1}/_{16}$. Бумага офсетная № 1. Набор выполнен на наборно-пишущей машине. Гарнитура ''Универс''. Печать офсетная. Усл.печ.л. 12,55. Усл.кр.-отт. 12,78. Уч.-изд.л. 14,3. Тираж 3000 экз. Заказ 295 /8573-4. Цена 80 коп.

Ордена ''Знак Почета'' издательство ''Недра'',
125047, Москва, пл. Белорусского вокзала, 3

Московская типография № 9 Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли.
109033, Москва Ж-33, Волочаевская, 40.

И $\frac{2504030300 - 060}{043\,(01) - 87}$ 301–87

© Издательство ''Недра'', 1987

ПРЕДИСЛОВИЕ

Наклонно направленное бурение постепенно становится основным видом бурения как на суше, так и на море при проходке скважин со стационарных морских платформ. Одновременно существует тенденция повышения требований к точности попадания забоя скважин в заданную точку и к соблюдению проектного профиля скважины. Поэтому необходимо обеспечивать эффективный контроль пространственного положения ствола скважин.

Инклинометрия — метод определения пространственных координат скважины, позволяющий установить правильность бурения в заданном направлении. Жизненная необходимость сокращения сроков строительства скважин и увеличения производительности труда в бурении ставит перед создателями инклинометрических приборов и систем задачу повышения не только точности соответствующей измерительной аппаратуры, но и оперативности получения инклинометрической информации, а также сокращения затрат времени при проведении инклинометрических работ. Это привело к разработке новых приборов и информационно-измерительных систем с использованием последних научно-технических достижений. Совершенствуются методы и алгоритмы обработки данных, широко применяется вычислительная техника.

К настоящему времени имеется обширный материал по вопросам инклинометрии, включающий сведения как по техническим средствам, так и по методам и алгоритмам обработки информации. В данной книге сделана попытка собрать и обобщить этот материал, дополнив его сведениями о последних разработках.

Для того чтобы материал книги наиболее полно и достоверно отражал отечественные достижения в этой области, к работе над ней был привлечен ряд высококвалифицированных специалистов, внесших личный вклад в разработку различных вопросов инклинометрии. Г.Н. Ковшовым написан § 6 гл. III, В.О. Галетой и А.С. Мазницким — § 3 гл. IV, Е.А. Саловым — § 4 гл. IV, Ю.Т. Морозовым — § 2 гл. V, В.Г. Чепелевым — § 2 гл. VI, А.Н. Рыбаковым — подраздел о наземном устройстве инклинометра "Наклон" в § 3 гл. V. Совместно с Г.Н. Ковшовым подготовлены § 4 гл. V и § 3 гл. VI, совместно с Л.Е. Исаченко — § 4 гл. VIII, совместно с В.О. Рапопортом — § 3 и 4 гл. X. Постановка задачи анализа удара в § 4 гл. VIII сделана Г.Ф. Попоудиным.

Автор благодарит сотрудников ВНИИКАнефтегаза, которые совместно с ним выполнили ряд разработок.

ГЛАВА I

ЗАДАЧИ ИНКЛИНОМЕТРИИ

§ 1. Развитие наклонно направленного бурения

Для настоящего времени характерен бурный рост объемов наклонно направленного бурения. Это связано с развитием и широким распространением кустового бурения, когда с одной подготовленной площадки бурят несколько скважин — куст. В отечественной практике кустовое бурение возникло при освоении месторождений Западной Сибири, где территория месторождений на 80—85 % заболочена, а на многих происходит затопление паводковыми водами. При этом возникают большие трудности при строительстве буровых и транспортировке бурового оборудования. В этих условиях были применены новые технические решения, позволяющие эффективно работать в течение всего года: прежде всего кустовое бурение, а также использование зимнего периода для подготовки площадки к кустовому бурению и подъездов к ним. В настоящее время объемы наклонного бурения в Западной Сибири составляют более 95 % общего объема.

Растут объемы наклонно направленного бурения и в таких нефтяных районах, как Татария и Башкирия, с относительно благоприятными природно-климатическими условиями. Это связано в основном с повторным разбуриванием площадей с уплотненной сеткой скважин. Естественно, повторное разбуривание экономически целесообразно проводить с ранее подготовленных площадок, так как экономятся средства на обустройство. Принятые в последнее время законы об охране окружающей среды требуют максимального сохранения земельных угодий, лесов и т. д. Кроме того, пересеченный рельеф местности, линии электропередачи, трубопроводы, большое количество населенных пунктов и промышленных сооружений не позволяют установить буровую непосредственно над проектной точкой. Отсюда необходимость бурения наклонно направленных скважин с достаточно большими смещениями устья от проектной точки (до 700 м и более). Так, по Альметьевскому УБР еще в 1976 г. 70 % скважин было пробурено со смещением, достигающим 500—700 м при глубинах 1100—1700 м.

Следует особо остановиться на морском бурении. Известно, что добыча нефти и газа на морских месторождениях постоянно увеличивается. Основной объем бурения на море осуществляется со стационарных буровых платформ. Естественно, что с такой платформы бурят куст наклонно направленных скважин, причем число скважин в кусте составляет от 18 до 36.

Существует и ряд других причин, требующих бурения наклонно направленных скважин. Одна из них — бурение вспомогательной скважины для глушения фонтанирующей. Фонтанирование — одно из самых тяжелых осложнений в бурении. Такая скважина представляет опасность для обслуживающего персонала, оборудования и окружающей среды. Если глушение фонтана с поверхности не дает результатов, то единственным средством остается бурение вспомогательной разгрузочной скважины, к точности проводки которой предъявляются очень высокие требования.

Таким образом, необходимость бурения наклонно направленных скважин определяется следующими причинами:

особенностью рельефа и поверхности (моря, болота, озера, населенные пункты, сооружения и т. д.);

необходимостью охраны окружающей среды (пахотные угодья, леса, пастбища и т. д.);

стремлением к снижению затрат времени и средств на буровые сооружения и подъезды к ним;

необходимостью вскрытия круто залегающих пластов;

необходимостью проводки разгрузочной скважины вблизи ствола фонтанирующей скважины;

необходимостью обхода основного ствола при различных авариях и осложнениях и т. д.

Следовательно, наклонно направленное бурение в настоящее время стало наиболее распространенным методом проводки скважин, и тенденция к увеличению его доли в общем объеме бурения сохранится и в последующие годы.

§ 2. Требования к пространственному положению ствола скважин

Цель бурения состоит в том, чтобы, во-первых, забой скважины достиг проектной точки, во-вторых, был подготовлен ствол скважины такого профиля и такого качества, которые обеспечили бы нормальную дальнейшую эксплуатацию скважины. Соответственно существуют и требования как к допустимому отклонению забоя от проектной точки, так и к профилю ствола скважины.

Инструкция по бурению наклонно направленных скважин Миннефтепрома регламентирует нормы допустимых отклонений забоев скважин от проектных (табл. 1). Как видно из табл. 1, допустимое отклонение забоя скважины в первую очередь зависит от расстояния между скважинами s, которое определяется заданной сеткой разработки месторождения.

Например, при глубинах скважин 2000—2500 м типичной является сетка с минимальным расстоянием между скважинами 600 м. При этом в соответствии с данными табл. 1 радиус круга допуска составляет

Таблица 1. **Нормы допустимых отклонений забоев скважин от проектных**

Геологические условия	Опорные и поисковые скважины	Разведочные скважины (предварительная разведка)
Платформенные области	10 % s, но не более 5 % L	10 % s, но не более 5 % L
Складчатые области	5 % L	10 % s, но не менее 20 м

72 м. Однако в настоящее время существует тенденция сгущения сетки скважин.

На месторождениях Татарии методика бурения предусматривает сгущение сетки скважин с целью планомерного охвата перспективных зон и доразведки выявленных залежей. Сетка эксплуатационных скважин сгущается до 300 × 300 м или 400 × 400 м. При расстоянии между скважинами 300 м и глубине до 2000 м радиус круга допуска составляет 30 м. Сгущение сетки скважин до 300 м характерно и для ряда месторождений Западной Сибири. Таким образом, для большинства месторождений существует тенденция сужения круга допуска, т. е. уменьшения абсолютных величин отклонений забоев скважин от проектных.

Несколько иные нормы допустимых отклонений приведены в руководящем нормативном документе Мингазпрома РД 51-01-02 — 84 "Бурение кустов наклонных скважин в морских условиях". В нем нормы допустимых отклонений зависят от глубины скважины по вертикали H и так называемого коэффициента отклонения

$$K_{\text{откл}} = A / (H - H_0),$$

где A — проектное отклонение забоя от вертикали, м; H_0 — глубина начала искривления скважины, м.

Нормы допустимых отклонений забоев скважин от проекта $|A|$ определяются из эмпирических выражений, полученных на основании опыта проводки наклонных скважин и обработки промысловых материалов.

Эксплуатационные скважины глубиной L, м							
⩽2000		2000–2500		2500–3000		>3000	
Минимальное расстояние между скважинами s, м							
>200	⩽200	>200	⩽200	>200	⩽200	>200	⩽200
10 % s 10 % s	15 % s, но не менее 20 м	12 % s	12 % s 20 % s, но не менее 30 м	15 % s	15 % s 25 % s но не менее 40 м	20 % s	20 % s 30 % s но не менее 50 м

При $H = 1000 \div 2200$ м

$$|A| = 24 + \frac{H - 1000}{50} + 5\,|K_{откл} - 0{,}4| + 50\,(K_{откл} - 0{,}4)^2.$$

При $H = 2200 \div 4200$ м

$$|A| = 45 + \frac{H - 2200}{200} + 100\,(K_{откл} - 0{,}3)^2 - 20\,|K_{откл} - 0{,}3|.$$

При $H = 4200 \div 6000$ м

$$|A| = 80 + \frac{H - 4200}{40} + 25\,|K_{откл} - 0{,}2| + 250\,(K_{откл} - 0{,}2)^2.$$

При глубине забоя скважины до 1000 м значение $|A|$ принимается равным 25 м.

По приведенным выражениям построены графики (рис. 1), позволяющие определить нормы допустимых отклонений при известных коэффициенте отклонения $K_{откл}$ и глубине скважины по вертикали.

Другая группа требований связана с профилем ствола скважины. Проектирование наклонно направленной скважины начинается с выбора конфигурации профиля. В общем случае профиль скважины может содержать следующие участки: вертикальный, участок набора зенитного угла, прямолинейный участок, где зенитный угол стабилизирован (участок стабилизации), участок уменьшения зенитного угла. Обычный профиль представляет собой кривую линию, расположенную в одной вертикальной плоскости. Однако в ряде случаев задается профиль пространственного типа, представляющий собой пространственную кривую линию.

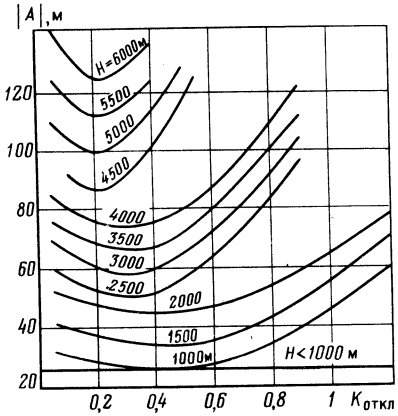
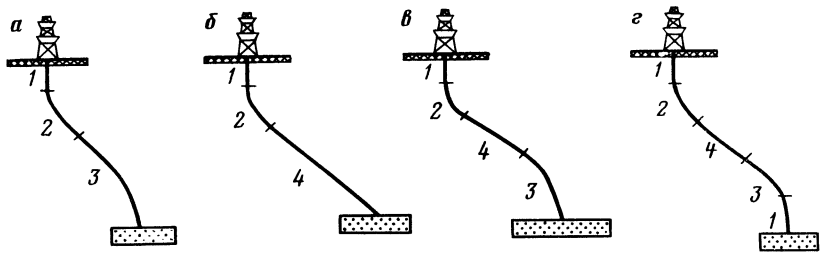


Рис. 1. Зависимость нормы допустимых отклонений забоев скважин $|A|$ от глубины скважины по вертикали H и коэффициента отклонения $K_{откл}$

Рис. 2. Типовые профили наклонно направленных скважин обычного типа:

а, б — трехинтервальные; *в* — четырехинтервальный; *г* — пятиинтервальный; участки: *1* — вертикальный, *2* — увеличения зенитного угла, *3* — уменьшения зенитного угла, *4* — стабилизации



Профили последнего типа применяют ограниченно, там, где влияние геологических условий на самопроизвольное искривление стволов велико и это следует максимально использовать, чтобы свести к минимуму интервалы бурения с отклонителем. Для большинства районов в проекте задается обычный профиль, располагаемый в одной плоскости.

Существует несколько типов проектных профилей, выбор которых определяется, исходя из глубины скважины, смещения забоя, типа пород, слагающих месторождение, способов и технических средств, применяемых при эксплуатации скважин, технических средств, используемых при бурении. Наиболее распространены трех- и четырехинтервальные профили, хотя существует и пятиинтервальный профиль (рис. 2).

Трехинтервальный профиль имеет две разновидности. Первая содержит вертикальный участок, участок увеличения зенитного угла и участок естественного спада зенитного угла. Такой профиль используется при сравнительно небольших смещениях забоя. Он достаточно

нечко реализуется, поскольку не требует применения специальных компоновок со стабилизирующими устройствами. Вторая разновидность содержит вместо участка естественного спада зенитного угла прямолинейный участок стабилизации этого угла. Такой профиль требует при тех же самых условиях меньшего набора кривизны и, следовательно, меньшего времени работы с отклонителем. Он наиболее экономичен, однако требует применения специальных стабилизирующих компоновок низа бурильной колонны, знаний закономерностей искривления, характерных для этих компоновок, и опыта работы с ними. При всех указанных условиях данная разновидность профиля применяется при небольших глубинах (до 1500 м), поскольку наличие в компоновке центратора создает опасность прихвата нижней части бурильной колонны на больших глубинах.

При больших глубинах и значительных смещениях забоя от устья скважины используется четырехинтервальных профиль, в который входят вертикальный участок, участок набора зенитного угла, участок стабилизации, участок естественного спада зенитного угла. Пятиинтервальный профиль дополнительно к перечисленным участкам имеет последний вертикальный участок. В этом случае при пересечении нескольких продуктивных горизонтов возможна эксплуатация любого из них с сохранением общей сетки разработки.

Для проектирования профиля конкретной скважины разработаны методики, позволяющие минимизировать общие затраты на строительство скважины. Исходными данными для проектирования профиля являются: проектный забой, задаваемый глубиной и отклонением от вертикали; геологический разрез; технико-технологические условия, включающие применяемое оборудование и режимные параметры; модель искривления. Результат проектирования — задание всех элементов профиля, а также технологического оборудования и режимных параметров для каждого элемента.

При расчете профиля скважины учитывается ряд ограничений, накладываемых на величину интенсивности искривления ствола скважины на различных ее участках. Эти ограничения определяются следующими факторами. Во-первых, нормальной работой погружных насосов: они должны вписываться в скважину без деформаций. Во-вторых, необходимостью обеспечения свободного спуска через искривленный участок ствола, обсаженный колонной, приборов и приспособлений, которые предназначены для исследования и испытаний скважин. В-третьих, необходимостью обеспечения таких технологических условий бурения: нормальной работы бурильных труб, свободного прохождения бурильного инструмента через искривленный участок, минимальной перегрузкой на крюке при подъеме инструмента из искривленного участка, предотвращением образования желобов или протираний на обсадной колонне.

Подсчитываются и задаются минимально возможные радиусы искривления или величина интенсивности искривления. Так, в инструкции по бурению наклонных скважин с кустовых площадок на нефтяных месторождениях Западной Сибири задается максимальная величина интенсивности искривления ствола наклонной скважины в интервале работы погружных центробежных насосов, равная 3° на 100 м длины ствола, а в остальных интервалах допускает интенсивность искривления до 10° на 50 м, но не более 2° $30'$ на 10 м.

§ 3. Основные задачи инклинометрии

Поскольку определены требования как к профилю ствола скважины, так и к точности достижения забоем проектной точки, должны существовать методы и средства, позволяющие проконтролировать выполнение этих требований. При бурении наклонно направленных скважин применяется комплекс маркшейдерских работ, включающий специальное оборудование, инструмент, приборы, особые технологические приемы и связанный как с заданием направления ствола скважины, так и с постоянным контролем за положением оси ствола скважины в пространстве. Последнее и является задачей инклинометрии.

Таким образом, под задачей инклинометрии будем понимать контроль за положением в пространстве оси ствола наклонно направленной скважины. В результате проведения инклинометрических измерений и их обработки должны быть получены данные о положении каждой точки ствола скважины в пространстве, например, в виде вертикальных и горизонтальных проекций ствола, об отклонениях фактического профиля от проектного, о положении конечного забоя и о попадании его в круг допуска.

В инклинометрию входят технические средства, методическое и математическое обеспечение. С помощью технических средств измеряют первичные параметры, позволяющие в конечном итоге определить пространственные координаты ствола, а в ряде случаев и обрабатывать информацию. Методическое обеспечение сводится к наиболее рациональному использованию технических средств и обработке данных. Задача математического обеспечения — дать алгоритмы, а в ряде случаев и программы обработки первичной инклинометрической информации. Первичная информация иногда обрабатывается по простейшим тригонометрическим формулам, а иногда требует сложных вычислительных процедур, осуществимых только с использованием ЭВМ.

Принятое понятие инклинометрии несколько шире, чем это следует из самого термина. Инклинометр — это прибор, с помощью которого измеряются зенитный угол (incline — наклон) и азимут в отдельных точках ствола скважины, а инклинометрия — процесс замера с использованием инклинометра и последующее определение пространственных

координат ствола. Принятое понятие инклинометрии включает также приборы и системы контроля, где пространственное положение ствола определяется принципиально другими методами, например, путем пеленгации забоя с поверхности земли с использованием колебаний, возникающих в породе в процессе бурения и распространяющихся до поверхности.

Ряд технических средств, используемых для инклинометрии скважин, одновременно предназначен и для решения первой группы маркшейдерских работ, т. е. для задания направления ствола скважины.

Требования к точности контроля пространственного положения ствола наклонно направленных скважин постоянно растут. Это однозначно связано с ужесточением требований к соблюдению проектного профиля скважины. Как отмечалось, на многих месторождениях повторно разбуриваются площади с уплотнением сетки скважин. Поэтому круг допуска имеет тенденцию к сужению. При кустовом бурении очень важно предотвратить встречу стволов бурящейся и ранее пробуренной скважины. Опасность встречи стволов возрастает с увеличением числа скважин в кусте. Отсюда повышение требований к точности контроля положения оси ствола скважины.

При разведочном бурении дополнительно появляются требования точного определения интервала залегания продуктивного пласта с целью его геологической привязки, а также оценки эффективной мощности продуктивного пласта. Совершенно очевидна необходимость высокой точности при проводке вспомогательной скважины для тушения горящего фонтана.

Отмечают, что ошибка в 15 м при определении отклонения ствола скважины может привести к возникновению опасного осложнения, к неправильной оценке мощности продуктивного пласта и даже к судебному разбирательству между предпринимателями, поскольку за рубежом существуют жесткие условия раздела данного месторождения нефти на участки.

Наряду с необходимостью повышения точности контроля пространственного положения ствола скважин очень важно оперативно получать инклинометрическую информацию и соответственно сокращать время, которое непроизводительно тратится на инклинометрические замеры. В отечественной практике существует регламент проведения инклинометрических замеров.

На вертикальном участке рекомендуется проводить контрольные инклинометрические замеры не реже чем через 50 м проходки, на участке набора кривизны — в интервале, на котором рост зенитного угла составляет 6—8°, на участке стабилизации при условии, что азимут наклонного ствола резко не меняется в зависимости от проходных пород, — через каждые 100—400 м. Если же наблюдается резкое изменение азимута, интервалы между измерениями следует сократить. На участке естественного спада зенитного угла при относительно постоян-

ном азимуте интервал между измерениями принимается таким, чтобы на его протяжении зенитный угол изменялся на 2—4°.

Шаг измерений согласно временной инструкции Миннефтепрома по определению пространственного положения оси ствола скважины точечными инклинометрами (РД 39-4-815 — 82) принимается следующим: в открытом стволе в скважинах с зенитными углами менее 5°—40 м, в скважинах, бурящихся с естественным искривлением, с зенитными углами свыше 5° — 20 м; в наклонно направленных скважинах в открытом стволе и в легкосплавных бурильных трубах (ЛБТ): в интервале увеличения зенитного угла (набора кривизны) и выше точки зарезки ствола на 30 м — 10 м, на остальной части ствола — 20 м, в интервалах с зенитными углами менее 5° — 40 м.

Для месторождений Западной Сибири существует следующий регламент инклинометрических измерений (РД 39-3-420 — 80). Замеры производить: после проходки вертикального участка; при наборе зенитного угла через 25—50 м проходки; после окончания набора зенитного угла; в интервале добуривания под кондуктор; при бурении участка стабилизации: первый замер — на глубине 1000—1100 м в ЛБТ, последующие замеры — через 400—500 м в открытом стволе; при корректировании траектории ствола — через 12—25 м проходки. Шаг между точками замеров при наборе кривизны составляет 2 м, а на остальных участках зависит от интенсивности изменения зенитного угла и азимута и определяется по табл. 2.

Более жесткие требования к интервалу между точками измерений приняты при бурении на море. Согласно руководящему нормативному документу Мингазпрома РД 51-01-02—84 "Бурение кустов наклонных скважин в морских условиях", интервалы между точками измерений должны быть равны 5 м. Параметры искривления следует измерять при бурении:

вертикального интервала через каждые 300 м и в конце интервала, зенитный угол в бурильных трубах через каждые 100 м;

интервала увеличения зенитного угла, а также при необходимости коррекции параметров искривления ориентируемыми компоновками низа бурильной колонны (КНБК) через каждые 25—50 м проходки;

интервала увеличения зенитного угла неориентируемыми КНБК через каждые 100—150 м проходки (первое измерение через 50 м);

интервалов стабилизации и регулируемом уменьшении зенитного угла через каждые 150—200 м проходки (первое измерение через 100 м);

интервала естественного уменьшения зенитного угла через каждые 200—300 м проходки.

В отечественной практике инклинометрические измерения при использовании серийного инклинометра на кабеле типа КИТ осуществляются промыслово-геофизическими партиями и связаны обычно с вызовом партии на буровую. По "Главтюменнефтегазу" доля затрат

Таблица 2. **Зависимость шага измерений от интенсивности изменения зенитного угла и азимута**

Изменение зенитного угла на 100 м, градус	Изменение азимута на 100 м, градус	Шаг измерений, м	
		в открытом стволе	в ЛБТ
<3	<10	50	48
3–5	10–15	25	24
5–10	15–20	10	12
>10	>20	5	6

на промыслово-геофизические работы от общих затрат на строительство скважин составляет около 6 %, а от затрат на бурение – 13 % [33]. В общем объеме геофизических работ в Западной Сибири около 30 % составляют инклинометрические работы. Таким образом, затраты на инклинометрию составляют 1,8 % от общих затрат на строительство скважин (включая подготовку и строительство скважин, монтаж и демонтаж, испытание скважины и др.) и 4 % от затрат на бурение.

Можно приблизительно оценить затраты на инклинометрию при бурении одной скважины. По усредненным ориентировочным данным для "Главтюменнефтегаза" [33] на скважину приходится шесть-семь замеров кривизны, при этом затраты времени составляют 5 ч на каждые 1000 м проходки, а на ориентирование инструмента – 1 ч. При средней глубине скважины 2250 м затраты времени на инклинометрию равны 11,25 ч.

Оперативность получения информации о пространственном положении оси ствола скважины и о направлении действия отклонителя – одно из важнейших направлений повышения эффективности наклонно направленного бурения. Неоперативность получения инклинометрической информации, связанная с необходимостью вызова инклинометрической партии, остановки бурения для спуска и подъема инклинометра, невозможностью получения информации о направлении действия отклонителя непосредственно в процессе бурения, приводит к тому, что отклонение фактического профиля от проектного достигает величин, требующих корректировки профиля с повторным использованием отклонителя.

Бурение с корректировкой траектории ствола приводит к значительному увеличению времени строительства скважины, удорожанию работ. Примерно в 3 раза увеличиваются затраты времени и на инклинометрические работы. Необходимо учесть, что при корректировке возникает необходимость дополнительных рейсов отклоняющей компоновки, т. е. дополнительных спуско-подъемов, что намного увеличивает время бурения скважины. Кроме того, такие скважины имеют

не предусмотренные проектом перегибы ствола, которые могут отрицательно сказаться при проведении ряда последующих операций (например, спуск обсадной колонны) и эксплуатации скважин.

Число скважин, пробуренных с корректировкой направления ствола, можно уменьшить в основном за счет улучшения организации работ, повышения технологической дисциплины, соблюдения нормативов.

В работе [9] проведен анализ причин корректировки ствола наклонных скважин. В 42,2 % случаев корректировка происходила из-за несоответствия фактических значений зенитного угла и азимута проектным в конце участка набора кривизны, в 11,6 % случаев вследствие изменения угла и азимута при добуривании прямолинейного участка под кондуктор и в 46,2 % случаев в связи с изменением зенитного угла и азимута при бурении ниже кондуктора, т. е. на участках стабилизации и естественного спада зенитного угла. Эти данные показывают, какие направления совершенствования инклинометрических приборов и систем будут эффективны для сокращения корректировок ствола.

Так, оперативное получение информации о направлении действия отклонителя сократит число корректировок, связанных с отклонением профиля в процессе набора кривизны. Повышение оперативности получения инклинометрической информации о фактическом положении оси ствола скважины сократит число корректировок прежде всего на участках стабилизации и естественного спада зенитного угла, а также при добуривании под кондуктор и в процессе набора кривизны.

Имеются данные о затратах на инклинометрию при бурении морских скважин в США [12]. Типичная морская скважина имеет глубину 2800—3100 м. Время бурения ее составляет 30 сут. В процессе бурения скважины делается около 60 инклинометрических измерений, на которые затрачивается в среднем 60—80 ч. Суточные затраты при бурении морской скважины составляют примерно 20 тыс. долл. Следовательно, стоимость ее бурения составит 600 тыс. долл. Из 30 сут 2,5 сут затрачивается на инклинометрические замеры. В денежном выражении это составит в среднем 50 тыс. долл. на скважину.

Приведенные данные показывают, что инклинометрические работы составляют существенную статью расходов и, главное, во многом определяют качество проводки наклонно направленной скважины, степень ее пригодности для выполнения главной задачи — эксплуатации нефтяного месторождения.

Таким образом, основная задача инклинометрии — определение пространственного положения оси ствола скважины. Развитие и совершенствование инклинометрии происходит в следующих направлениях: повышение точности определения пространственного положения оси ствола скважины и оперативности получения инклинометрической информации, снижение затрат на производство инклинометрических измерений.

ГЛАВА II

СТРУКТУРА И КЛАССИФИКАЦИЯ ИНКЛИНОМЕТРИЧЕСКИХ ПРИБОРОВ И СИСТЕМ

§ 1. Структура инклинометрических приборов и систем

В общем случае инклинометрические системы представляют собой телеметрические, т. е. телеизмерительные системы, осуществляющие измерение первичной скважинной информации, ее преобразование, передачу по каналу связи забой — устье, прием наземным устройством, обработку и представление оператору результатов обработки.

Инклинометрическая система состоит из скважинного прибора и наземного устройства обработки и отображения данных. В качестве канала связи используется или специально разработанное для передачи информации оборудование (например, каротажный кабель и подъемник), или оборудование, которое используется в буровом процессе (например, токоподвод электробура, колонна бурильных труб). Структурная схема инклинометрической информационно-измерительной системы показана на рис. 3.

Скважинный прибор (см. рис. 3) содержит датчики первичных параметров *1*. Как правило, эти параметры или представляют собой непосредственно зенитный угол и азимут, или являются косвенными параметрами, однозначно характеризующими величины зенитного угла и азимута (например, синусная и косинусная составляющие углов). Ряд инклинометрических систем снабжен датчиком угла установки отклонителя. Сигналы с датчиков или параллельно, или последовательно через коммутатор *2* поступают на скважинный промежуточный преобразователь *3* и на передатчик *4*, который передает информацию в канал связи *7*. В состав скважинного прибора входят устройство управления *5* и источник питания *6*.

Наземное устройство содержит приемник скважинной информации *8*, наземный промежуточный преобразователь *9*, технические средства обработки информации *10*, устройства отображения информации *11*, включая индикаторы, регистраторы, а также устройство управления *12* и источник питания *13*. В отдельных случаях тех или иных составных частей систем может и не быть. Например, в ряде инклинометров на каротажном кабеле отсутствует скважинный промежуточный преобразователь и выходной параметр первичного преобразователя — сопротивление — через коммутатор последовательно подключается к каналу связи — каротажному кабелю.

Потери времени, неизбежные при использовании инклинометров на каротажном кабеле, и трудность реализации канала связи забой —

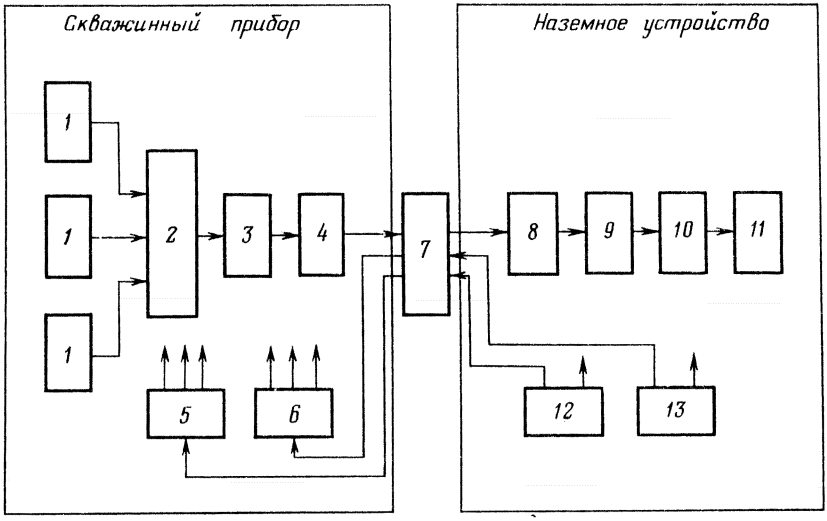


Рис. 3. Структурная схема инклинометрической информационно-измерительной системы

устье, действующего в процессе бурения, обусловили разработку целого класса инклинометрических приборов без канала связи с поверхностью — так называемых автономных инклинометров. Скважинная информация в автономном инклинометре тем или иным способом фиксируется. Зафиксированные данные расшифровываются на поверхности после извлечения автономного прибора из скважины. Для снятия данных со скважинного прибора и представления их оператору используются приспособления и устройства различной сложности, вплоть до устройств обработки информации с использованием ЭВМ. Автономный скважинный прибор управляется от устройства управления *5*, которое может работать по жесткой программе или воспринимать с помощью дополнительных датчиков внешние воздействия. Источником энергии *6* в одних приборах служит сжатая пружина, в других — статические источники энергии.

Ряд автономных приборов можно свободно сбрасывать внутрь бурильных труб. В этом случае важное значение приобретает защита прибора от воздействия удара при достижении им посадочного места в нижней части бурильной колонны. Подобные приборы, называемые приборами "сбросного" типа, снабжаются специальным демпферным устройством, которое конструктивно может быть частью скважинного прибора, а может выполняться отдельно.

Рассмотренные структурные схемы инклинометрических приборов и систем не исчерпывают все их многообразие. Эти структурные схемы — типовые и характерны для большинства существующих и разрабатыва-

емых приборов. Однако есть системы для определения пространственного положения забоя скважины, которые используют совершенно другие принципы и структура которых не соответствует рассмотренной выше. К ним относится система, в которой положение забоя определяется путем пеленгации источника колебаний с использованием наземной сейсмической аппаратуры. Источником колебаний служит вращающееся долото, взаимодействующее с забоем скважины и возбуждающее колебания в породе.

§ 2. Классификация инклинометрических приборов и систем

Классификация инклинометрических систем проведена по нескольким уровням. На первом уровне в основе классификации лежит главная эксплуатационная функция, определяемая наличием или отсутствием канала связи забой — устье, так как от этого зависят возможности использования инклинометрических приборов и систем. По этому признаку все инклинометры делятся на два класса: автономные (без канала связи) и с каналом связи забой — устье.

Дальнейшая классификация автономных приборов проведена по следующим признакам.

1. По числу регистрируемых параметров. Одна группа приборов регистрирует только один параметр, как правило, зенитный угол. Вторая группа регистрирует зенитный угол и азимут. К ней относятся и приборы, регистрирующие дополнительно угол установки отклонителя.

2. По принципу работы датчика азимута: магнитный или гироскопический. Это важный признак, так как он определяет условия эксплуатации прибора. Прибор с магнитным датчиком азимута, реагирующим на направление магнитного поля Земли, может использоваться в необсаженных скважинах, где отсутствуют магнитные аномалии, или в открытом стволе, или в немагнитных бурильных трубах. Приборы с гироскопическими датчиками азимута не реагируют на магнитное поле и, следовательно, не требуют выполнения указанных выше условий.

3. По числу точек регистрации. Первая группа осуществляет регистрацию зенитного угла и азимута только в одной точке. Приборы второй группы осуществляют многократную регистрацию. Приборы первой группы называют одноточечными, а второй — многоточечными.

4. По способу регистрации. В автономных приборах могут использоваться следующие способы регистрации: фиксация уровня жидкости, механический способ, например, путем перфорации бумажного диска, фото- или кинорегистрация, магнитная запись, запоминание информации на статических полупроводниковых элементах.

Классификация автономных приборов приведена на рис. 4.

Класс инклинометрических приборов и систем с каналом связи

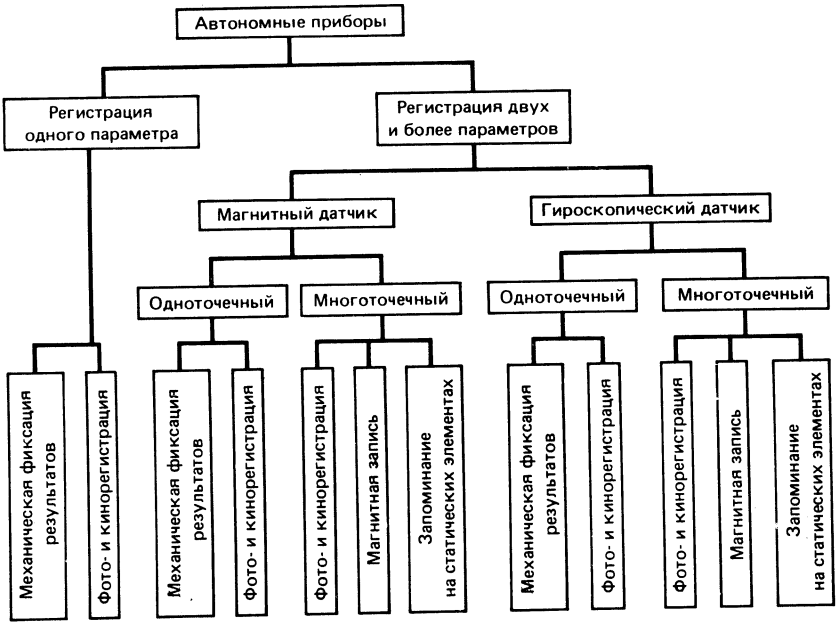


Рис. 4. Классификация автономных приборов

забой — устье делится на две группы. Первая группа — это приборы, которые для работы требуют остановки бурения. К ней относятся приборы, спускаемые в скважину на каротажном кабеле. Во вторую группу входят приборы и системы, у которых канал связи забой — устье функционирует во время бурения.

Приборы и системы с каналом связи забой — устье, требующим остановки бурения, можно классифицировать в основном по тем же признакам, что и автономные приборы.

а) По числу контролируемых параметров. Одна группа приборов контролирует только один параметр, как правило, угол установки отклонителя, и используется для ориентирования отклоняющих систем. Вторая группа — основная и наиболее многочисленная — контролирует зенитный угол и азимут.

б) По физическому принципу, положенному в основу работы датчиков инклинометра. Типы инклинометров по указанному признаку определяются стандартом СЭВ 1460—78 и соответствующим ему ГОСТ 24151—80. Эти стандарты не распространяются на автономные инклинометры и телеметрические системы. В соответствии с указанными стандартами инклинометры могут быть следующих типов: механический (ИМ), электрический (ИЭ), электромеханический (ИЭМ), оптико-электронный (ИОЭ), фотометрический (ИФ) и гироскопический (ИГ).

в) По способу регистрации. В соответствии с указанными выше стандартами инклинометры в зависимости от способа регистрации могут быть следующих исполнений: одноточечные, многоточечные, непрерывные.

Классификация инклинометров на каротажном кабеле приведена на рис. 5.

Основные параметры инклинометров с одноточечным и многоточечным способами регистрации по ГОСТ 24151—80 должны соответствовать приведенным ниже:

Диапазон измерения:	
зенитного угла, градус	0–6; 0–15; 0–30; 0–45; 0–60; 0–90
азимута, градус	0–360
Допускаемая основная погрешность измерения:	
зенитного угла, мин	10; 15; 30; 40
азимута, градус	1; 2; 4; 6
Допускаемая суммарная дополнительная погрешность измерения:	
зенитного угла, мин	5; 10; 15; 20
азимута, градус	0,5; 1; 2; 3
Наружные диаметры кожухов скважинных приборов, мм	25; 30; 36; 42; 48; 60; 73; 90; 100
Максимальная рабочая температура, °С	50; 80; 150; 200; 250
Максимальное рабочее давление, МПа	20; 60; 100; 150

Примечание. Допускаемые основные и суммарные дополнительные погрешности измерения азимута указаны для скважин с зенитным углом не менее 4°.

Группу приборов и систем, не требующих для получения информации остановки бурения (исключая кратковременные остановки в пределах нескольких минут), в отечественной литературе принято называть телеметрическими системами. В дальнейшем будем придерживаться этого термина. В зарубежной литературе подобные системы называются МВД-системы (''Межемент вайл дриллинг'' — измерение во время бурения).

По виду канала связи телеметрические системы можно разделить на следующие группы: с проводным каналом связи (проводные системы); с передачей информации в виде импульсов давления по столбу промывочной жидкости (системы с импульсами давления); с электромагнитным каналом связи по породе и по колонне бурильных труб (ЭМ-системы); с использованием акустических колебаний, распространяющихся по столбу промывочной жидкости или по колонне бурильных труб (акустические системы); с каналами связи других видов. Дальнейшая классификация телеметрических систем проводится по упомянутым выше признакам: по числу контролируемых параметров, по принципу

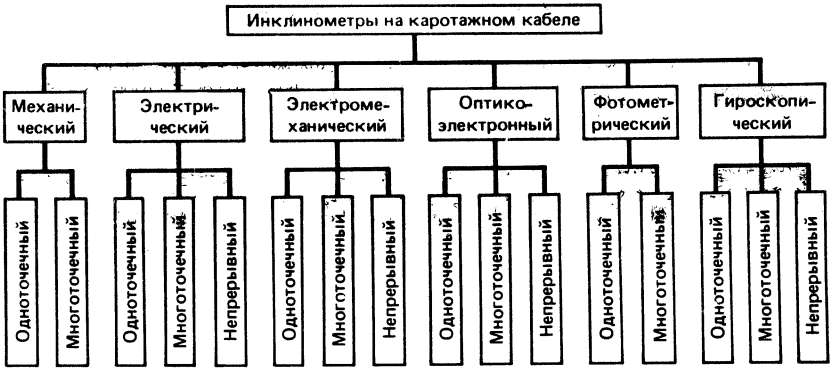


Рис. 5. Классификация инклинометров на каротажном кабеле

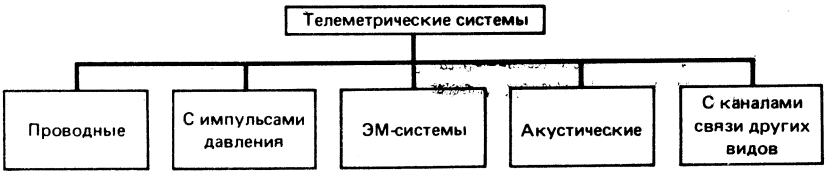


Рис. 6. Классификация телеметрических систем

действия измерителя азимута и т. д. Классификация телеметрических систем приведена на рис. 6.

ГЛАВА III

ИНКЛИНОМЕТРИЧЕСКИЕ ДАТЧИКИ

§ 1. Системы координат, принятые в инклинометрии

В качестве основной системы координат, в которой задается проектное положение забоя, принята система координат, связанная с направлением магнитного меридиана и направлением силы тяготения. Это — прямоугольная декартова правая система координат, где ось X представляет собой касательную к магнитному меридиану в направлении магнитного севера, ось Y, перпендикулярная к оси X, направлена в сторону магнитного востока и ось Z направлена в сторону действия вектора силы тяжес-

ти [35]. Возможен переход от системы координат, связанной с направлением на магнитный север, к системе координат, связанной с направлением на географический север, при известном магнитном склонении. В дальнейшем будем рассматривать только систему координат, связанную с направлением на магнитный север.

Направление оси скважины или, точнее, касательной к оси скважины в точке замера, которое в первом приближении будем считать совпадающим с направлением продольной оси измерительного прибора и, в частности, его датчика, можно охарактеризовать единичным вектором $\bar{r}$, направленным в сторону забоя скважины (рис. 7, *а*). Направление вектора $\bar{r}$ известно, если известны его составляющие r_x, r_y, r_z по координатным осям X, Y, Z:

$$\bar{r} = \bar{i}\, r_x + \bar{j} r_y + \bar{k}\, r_z,$$

где $\bar{i}$, $\bar{j}$, $\bar{k}$ — единичные векторы, направленные соответственно вдоль осей X, Y, Z.

Ниже приведены некоторые принятые в инклинометрии определения. *Апсидальной* плоскостью называют вертикальную плоскость, проходящую через касательную к оси скважины в точке измерения. Другими словами, это плоскость, положение которой определяется двумя лежащими в ней прямыми: осью Z и вектором $\bar{r}$.

Однако непосредственно точки профиля скважины задаются обычно в полярных координатах. Это связано, видимо, с тем, что большинство инклинометров осуществляет прямое измерение именно полярных координат: зенитного угла и азимута. *Зенитный угол* θ, — угол между осью Z и вектором $\bar{r}$. *Азимут* α — угол между плоскостью магнитного меридиана в точке замера и апсидальной плоскостью. *Плоскость магнитного меридиана* — вертикальная плоскость, проходящая через магнитный меридиан, т. е. плоскость XZ. Другими словами, азимут α — это угол между осью X и следом апсидальной плоскости на горизонтальной плоскости XY, причем угол отсчитывается от положительного направления оси X по направлению к оси Y.

Прямоугольные и сферические координаты связаны следующими соотношениями:

$$\left.\begin{aligned} r_x &= \sin\theta \cos\alpha, \\ r_y &= \sin\theta \sin\alpha, \\ r_z &= \cos\theta. \end{aligned}\right\} \qquad \text{(III. 1)}$$

Справедливо и обратное:

$$\cos\theta = r_z, \qquad \operatorname{tg}\alpha = r_y / r_x. \qquad \text{(III. 2)}$$

Для анализа работы инклинометрических датчиков удобно ввести вспомогательную прямоугольную систему координат, связанную с корпусом инклинометра (рис. 7, *б*). Естественно направить одну ось вспо-

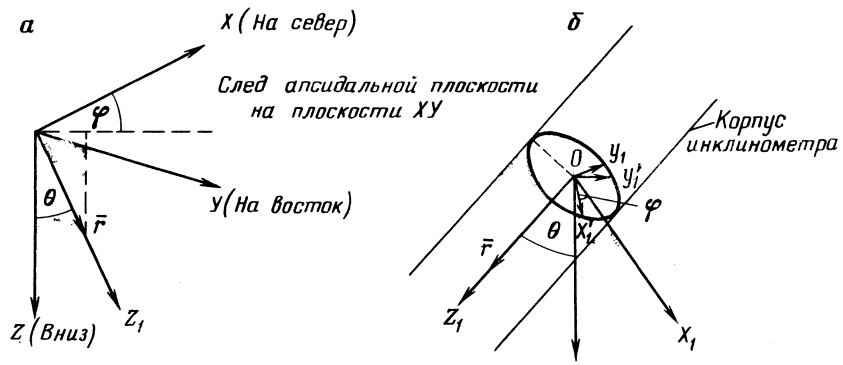


Рис. 7. Системы координат, принятые в инклинометрии:

а — связанная с направлением магнитного меридиана; *б* — связанная с корпусом инклинометра

могательной системы координат вдоль продольной оси прибора, т. е. по направлению вектора $\bar{r}$, в сторону забоя скважины. Обозначим эту ось Z_1. Две другие взаимно перпендикулярные оси X_1 и Y_1 должны составить вместе с Z_1 правую прямоугольную систему координат, жестко связанную с корпусом инклинометра. В [35] было предложено одну из диаметральных полуплоскостей корпуса инклинометра, проходящую через оси X_1 и Z_1, называть *главной полуплоскостью инклинометра,* а угол φ между ней и апсидальной плоскостью — *углом поворота инклинометра.*

Будем считать этот угол равным нулю, если ось X_1 лежит в апсидальной плоскости и направлена вниз (ось X_1'). Угол φ будем отсчитывать от оси X_1' в направлении по часовой стрелке, если смотреть со стороны оси Z_1. Приняты и другие названия для угла φ: визирный угол, угол установки отклонителя. Последнее название связано со следующими соображениями. Как уже отмечалось, в ряде конструкций инклинометр или телеметрическая система контролирует направление действия отклонителя. Введем понятие *плоскости действия отклонителя,* т. е. плоскости, проходящей через ось бурильной колонны до отклонителя и после отклонителя (считаем, что ось бурильной колонны до отклонителя совпадает с осью скважины в точке проведения замера и соответственно с осью инклинометра).

Углом установки отклонителя φ называют угол между апсидальной плоскостью и плоскостью действия отклонителя. При использовании инклинометра для измерения угла установки отклонителя корпус его жестко связывают с буровым инструментом и, следовательно, с отклонителем. Любой поворот отклонителя в пространстве приводит

к повороту корпуса инклинометра вокруг его продольной оси. Если принять, что главная полуплоскость инклинометра совпадает с плоскостью действия отклонителя и соответственно ось X_1 лежит в плоскости действия отклонителя, то угол поворота инклинометра тождественно равен углу установки отклонителя.

В дальнейшем будем чаще пользоваться термином "угол поворота инклинометра", хотя он и менее распространен, поскольку далеко не всегда инклинометр используется вместе с отклонителем, а при отсутствии отклонителя термин "угол установки отклонителя" теряет свой смысл. Тем не менее при наличии отклонителя будем считать эти термины тождественными и использовать последний.

Рассмотрим переход от одной системы координат к другой. Пусть имеются две правые декартовы прямоугольные системы координат $OXYZ$ и $OX_1\ Y_1\ Z_1$, имеющие общее начало координат O. Пусть также x, y, z и x_1, y_1, z_1 — координаты одной и той же точки относительно двух указанных выше систем координат. Будем считать, что система $OX_1\ Y_1\ Z_1$ расположена относительно системы $OXYZ$ таким образом, что ось OX_1 имеет направляющие косинусы t_{11}, t_{21}, t_{31} относительно осей OX, OY, OZ, ось OY_1 имеет t_{12}, t_{22}, t_{32}, ось OZ_1 имеет t_{13}, t_{23}, t_{33}.

Направляющими косинусами называют косинусы углов, образуемых прямой с положительными направлениями осей координат.

Формулы преобразования, связывающие координаты x, y, z с координатами x_1, y_1, z_1, имеют следующий вид:

$$\begin{aligned} x_1 &= t_{11}\,x + t_{21}\,y + t_{31}\,z, \\ y_1 &= t_{12}\,x + t_{22}\,y + t_{32}\,z, \\ z_1 &= t_{13}\,x + t_{23}\,y + t_{33}\,z. \end{aligned} \qquad \text{(III. 3)}$$

В матричной форме:

$$\begin{Vmatrix} x_1 \\ y_1 \\ z_1 \end{Vmatrix} = M \begin{Vmatrix} x \\ y \\ z \end{Vmatrix}, \qquad \text{(III. 4)}$$

где

$$M = \begin{Vmatrix} t_{11} & t_{21} & t_{31} \\ t_{12} & t_{22} & t_{32} \\ t_{13} & t_{23} & t_{33} \end{Vmatrix}. \qquad \text{(III. 5)}$$

Обратное преобразование:

$$\begin{Vmatrix} x \\ y \\ z \end{Vmatrix} = M_{\text{т}} \begin{Vmatrix} x_1 \\ y_1 \\ z_1 \end{Vmatrix} \qquad \text{(III. 6)}$$

где $M_{\text{т}}$ — матрица, транспонированная относительно матрицы M,

$$M_T = \left\| \begin{matrix} t_{11}\ t_{12}\ t_{13} \\ t_{21}\ t_{22}\ t_{23} \\ t_{31}\ t_{32}\ t_{33} \end{matrix} \right\| . \qquad \text{(III. 7)}$$

Таким образом, матрица направляющих косинусов однозначно определяет формулы преобразования координат при повороте координатных осей.

Формулы преобразования координат на плоскости принимают следующий вид при повороте координатных осей $OX_1\ Y_1$ относительно системы $O\ X\ Y$ на угол β против часовой стрелки (рис. 8, *а*) :

$$\begin{aligned} x_1 &= x\cos\beta + y\sin\beta, \\ y_1 &= -x\sin\beta + y\cos\beta, \end{aligned} \qquad \text{(III. 8)}$$

где x, y, x_1, y_1 — координаты одной и той же точки в прямоугольных системах координат соответственно $O\ X\ Y$ и $OX_1\ Y_1$.

При повороте $O\ X_1\ Y_1$ относительно $O\ X\ Y$ на угол β по часовой стрелке (рис. 8, *б*) будем иметь следующие соотношения:

$$\begin{aligned} x_1 &= x\cos\beta - y\sin\beta, \\ y_1 &= x\sin\beta + y\cos\beta. \end{aligned} \qquad \text{(III. 9)}$$

Поставим задачу нахождения направляющих косинусов вспомогательной системы координат $OX_1\ Y_1\ Z_1$, связанной с корпусом инклинометра, относительно основной системы координат $OXYZ$, связанной с направлением магнитного меридиана и вектора силы тяжести. Заданными считаем зенитный угол θ, азимут α и угол поворота инклинометра φ. Для поиска направляющих косинусов воспользуемся процедурой последовательных поворотов системы $OX_1\ Y_1\ Z_1$.

Повернем систему $OX_1\ Y_1\ Z_1$ вокруг оси OZ_1 на угол φ против часовой стрелки, если смотреть со стороны оси Z_1 (рис. 9, *а*), где ось OZ_1 направлена перпендикулярно вверх. После поворота ось X_1 займет положение X'_1, т. е. будет лежать в апсидальной плоскости. Обозначим новое положение оси Y_1 как Y'_1. Тогда, согласно формулам (III. 8), получим:

$$\begin{aligned} x'_1 &= x_1\cos\varphi + y_1\sin\varphi, \\ y'_1 &= -x_1\sin\varphi + y_1\cos\varphi. \end{aligned}$$

Переход от системы $OX_1\ Y_1\ Z_1$ к систем $OX'_1Y'_1Z_1$ определится следующим выражением:

$$\left\| \begin{matrix} x'_1 \\ y'_1 \\ z_1 \end{matrix} \right\| = C \left\| \begin{matrix} x_1 \\ y_1 \\ z_1 \end{matrix} \right\| , \qquad \text{(III.10)}$$

где C — матрица перехода, или матрица направляющих косинусов,

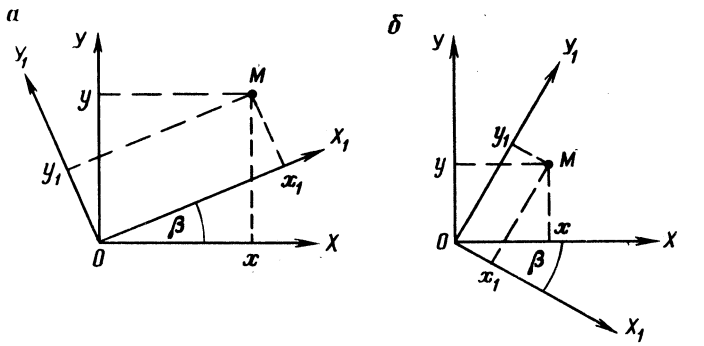


Рис. 8. Поворот координатных осей на плоскости

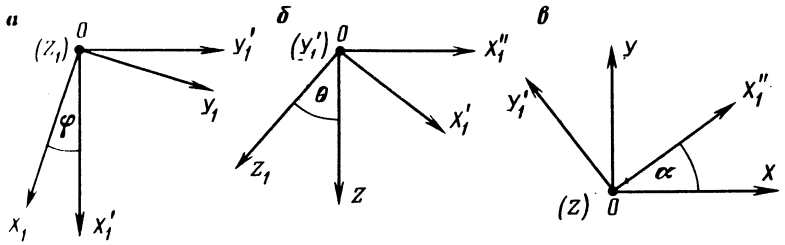


Рис. 9. Поворот координатных осей в пространстве

$$C = \begin{Vmatrix} \cos\varphi & \sin\varphi & 0 \\ -\sin\varphi & \cos\varphi & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{Vmatrix} \qquad \text{(III. 11)}$$

Следующий поворот системы $OX'_1Y'_1Z$ осуществим вокруг оси OY'_1 на угол θ против часовой стрелки. Эта ось перпендикулярна к аппликатной плоскости, т. е. лежит в горизонтальной плоскости OXY. После поворота ось OZ_1 совпадает с осью OZ, т. е. с вертикалью, а оси OX'' и OY'_1 будут лежать в горизонтальной плоскости OXY (рис. 9, *б*, где ось OY'_1 направлена перпендикулярно вверх). Используя формулы (III. 8), получим:

$$z = z_1 \cos\theta + x'_1 \sin\theta, \qquad \text{(III. 12)}$$

$$x''_1 = -z_1 \sin\theta + x'_1 \cos\theta,$$

$$\begin{Vmatrix} x''_1 \\ y'_1 \\ z \end{Vmatrix} = B \begin{Vmatrix} x'_1 \\ y'_1 \\ z_1 \end{Vmatrix} \qquad \text{(III. 13)}$$

$$B = \left\| \begin{matrix} \cos\theta & 0 & -\sin\theta \\ 0 & 1 & 0 \\ \sin\theta & 0 & \cos\theta \end{matrix} \right\| . \qquad \text{(III. 14)}$$

Последний поворот системы $OX_1'' Y_1' Z$ проведем вокруг оси OZ на угол α по часовой стрелке. После поворота ось OX_1'' совпадает с осью OX, а ось OY_1' совпадает с осью OY (рис. 9, *в*, где ось OZ направлена перпендикулярно вверх).

Используя соотношение (III. 9), получим:

$$\begin{aligned} x &= x_1'' \cos\alpha - y_1' \sin\alpha, \\ y &= x_1'' \sin\alpha + y_1' \cos\alpha, \end{aligned} \qquad \text{(III. 15)}$$

$$\left\| \begin{matrix} x \\ y \\ z \end{matrix} \right\| = A \left\| \begin{matrix} x_1'' \\ y_1' \\ z \end{matrix} \right\| , \qquad \text{(III. 16)}$$

$$A = \left\| \begin{matrix} \cos\alpha & -\sin\alpha & 0 \\ \sin\alpha & \cos\alpha & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{matrix} \right\| \qquad \text{(III. 17)}$$

Переход от системы координат $OX_1 Y_1 Z_1$ к системе $OXYZ$ определится следующим матричным соотношением:

$$\left\| \begin{matrix} x \\ y \\ z \end{matrix} \right\| = D \left\| \begin{matrix} x_1 \\ y_1 \\ z_1 \end{matrix} \right\| , \qquad \text{(III. 18)}$$

где D — матрица направляющих косинусов системы $OXYZ$ относительно системы $OX_1 Y_1 Z_1$.

Матрица D — произведение матриц A, B и C, причем сначала матрица A умножается на матрицу B, а затем матрица AB умножается на матрицу C,

$$D = A\,B\,C. \qquad \text{(III. 19)}$$

После умножения с учетом выражений (III. 11), (III. 14) и (III. 17) получим:

$$D = \left\| \begin{matrix} (\cos\alpha\cos\theta\cos\varphi + \\ +\sin\alpha\sin\varphi) \\ (\sin\alpha\cos\theta\cos\varphi - \\ \cos\alpha\sin\varphi) \\ (\sin\theta\cos\varphi) \end{matrix} \quad \begin{matrix} (\cos\alpha\cos\theta\sin\varphi - \\ -\sin\alpha\cos\varphi) \\ (\sin\alpha\cos\theta\sin\varphi + \\ +\cos\alpha\cos\varphi) \\ (\sin\theta\sin\varphi) \end{matrix} \quad \begin{matrix} (-\cos\alpha\sin\theta) \\ (-\sin\alpha\sin\theta) \\ \cos\theta \end{matrix} \right\| \qquad \text{(III. 20)}$$

Обратное соотношение между координатами в системах $OX_1 Y_1 Z_1$ и $OXYZ$, согласно выражениям (III. 4) И (III. 6), получается при транспонировании матрицы D:

$$\begin{Vmatrix} x_1 \\ y_1 \\ z_1 \end{Vmatrix} = D_T \begin{Vmatrix} x \\ y \\ z \end{Vmatrix} \qquad \text{(III. 21)}$$

где D_T – транспонированная матрица D,

$$D_T = \begin{Vmatrix} (\cos\alpha\cos\theta\cos\varphi + \sin\alpha\sin\varphi) & (\sin\alpha\cos\theta\cos\varphi - \cos\alpha\sin\varphi) & (\sin\theta\cos\varphi) \\ (\cos\alpha\cos\theta\sin\varphi - \sin\alpha\cos\varphi) & (\sin\alpha\cos\theta\sin\varphi + \cos\alpha\cos\varphi) & (\sin\theta\sin\varphi) \\ (-\cos\alpha\sin\theta) & (-\sin\alpha\sin\theta) & \cos\theta \end{Vmatrix}.$$

(III. 22)

Матрица D_T представляет собой матрицу направляющих косинусов системы координат $OX_1\ Y_1\ Z_1$ относительно системы $OXYZ$.

§ 2. Гравитационные датчики

Важнейший инклинометрический параметр – зенитный угол, т. е. угол наклона или отклонения оси скважины от вертикали. Для определения зенитного угла инклинометры должны иметь гравитационные датчики, позволяющие найти положение продольной оси прибора относительно вертикали, т. е. направление вектора силы тяжести.

Гравитационные датчики, используемые в инклинометрах, можно условно разбить на две группы. Первая группа включает датчики, которые дают информацию о направлении вектора силы тяжести. К ним относятся различные виды физического маятника, поплавковые конструкции, где поплавок со смещенным центром тяжести находится в жидкости или в каком-либо ином подвесе (например, магнитном, аэростатическом и т. д.); датчики с твердым шариком на вогнутой поверхности и с воздушным пузырьком под сферической вогнутой поверхностью, заполненной жидкостью; датчики, где используется свойство горизонтальности уровня жидкости. Вторая группа датчиков реагирует на величину ускорения, в частности, ускорения свободного падения. Это так называемые акселерометры.

Отвес – наиболее простой датчик зенитного угла первой группы. Он представляет собой груз, подвешенный в одной точке и отклоняющийся во всех направлениях. В инклинометрах, использующих подобный принцип измерения зенитного угла, обычно фиксируется величина отклонения нижнего конца отвеса от продольной оси прибора. Изменением длины отвеса получают варианты датчиков с различным диапазоном измерения зенитного угла.

Датчики с подобным отвесом применяются в ряде автономных приборов и даже в телеметрических системах. В одноточечных инкли-

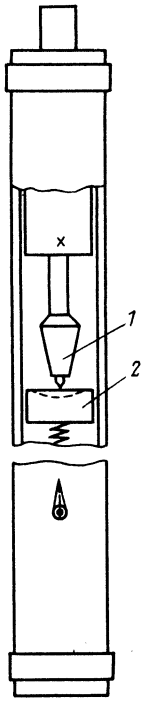
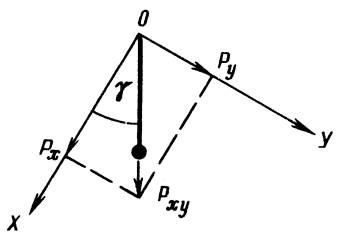


Рис. 10. Схема измерителя угла двойного регистратора НСТ:

1 — отвес; *2* — держатель бумажного диска

Рис. 11. Схема маятника



нометрах фирм "Тотко" (США) и "А-1 Бит энд тул", (США), предназначенных для измерения только зенитного угла, отвес одновременно служит перфоратором и имеет на конце керн, который вдавливается в бумажный или алюминиевый диск в момент измерения.

Отвес используется и в автономных инклинометрах, регистрирующих два параметра: зенитный угол и азимут, например в двойном регистраторе НСТ фирмы "Фридрих Лейтерт" (ФРГ) (рис. 10), а также в ряде конструкций с фото- и кинорегистрацией. Отвес в качестве инклинометрического датчика использован и в телеметрической системе "Теледрифт" фирмы "Б-Джи Хьюз" (США), где его положение преобразуется в импульсы давления промывочной жидкости, которые передаются на поверхность.

Маятник также является гравитационным датчиком. Он способен отклоняться только в одной плоскости. В состоянии равновесия центр тяжести маятника лежит на проекции вектора силы тяжести на плоскость качания маятника (P_{XY}). Если в плоскости качания маятника имеется произвольная прямоугольная система координат *OXY*, причем начало координат *O* совпадает с центром вращения маятника, то угол γ отклонения маятника от оси *OX* (рис. 11)

$\gamma = \text{arctg}\,(P_y / P_x)$,

где P_x и P_y — составляющие вектора силы тяжести P по координатным осям OX и OY.

Чтобы определить углы поворота маятника при различном расположении оси его вращения в корпусе инклинометра, найдем предварительно проекции вектора силы тяжести $\bar{P}$ на координатные оси OX_1, OY_1, OZ_1, жестко связанные с корпусом прибора. В системе координат $OXYZ$ составляющие вектора силы тяжести по координатным осям OX и OY равны нулю, а по оси OZ составляющая равна P:

$$\begin{Vmatrix} P_x \\ P_y \\ P_z \end{Vmatrix} = \begin{Vmatrix} 0 \\ 0 \\ P \end{Vmatrix}.$$

Используя выражение (III. 21), получаем:

$$\begin{Vmatrix} P_{x1} \\ P_{y1} \\ P_{z1} \end{Vmatrix} = D_T \begin{Vmatrix} 0 \\ 0 \\ P \end{Vmatrix}. \qquad \text{(III. 23)}$$

Подставив в формулу (III. 23) выражение D_T из уравнения (III. 22), определим составляющие вектора силы тяжести P по координатным осям OX_1 (P_{X1}), OY_1 (P_{y1}) и OZ_1 (P_{z1}):

$$\begin{Vmatrix} P_{x1} \\ P_{y1} \\ P_{z1} \end{Vmatrix} = \begin{Vmatrix} P \sin\theta \cos\varphi \\ P \sin\theta \sin\varphi \\ P \cos\theta \end{Vmatrix}. \qquad \text{(III. 24)}$$

Если ось качания маятника расположена вдоль оси OZ_1 и, следовательно, маятник может отклоняться в плоскости $OX_1 Y_1$, то угол отклонения маятника от оси OX_1, который обозначим γ_{x1y1}, будет равен:

$$\gamma_{x1y1} = \text{arctg}\,(P_{y1}/P_{x1}) = \text{arctg}\,(\text{tg}\,\varphi) = \varphi. \qquad \text{(III. 25)}$$

Это соотношение очевидно. Физический маятник, ось вращения которого расположена вдоль продольной оси прибора, является датчиком угла поворота инклинометра. Если ось качания маятника расположена вдоль оси OY_1 и, следовательно, маятник может отклоняться в плоскости $OX_1 Z_1$, то угол отклонения маятника от оси OZ_1, который обозначим γ_{z1x1}, будет равен:

$$\gamma_{z1x1} = \text{arctg}\,(P_{x1}/P_{z1}) = \text{arctg}\,(\text{tg}\,\theta \cos\varphi). \qquad \text{(III. 26)}$$

При закреплении оси вращения вдоль оси OX_1 маятник будет качаться в плоскости $OY_1 Z_1$ и угол γ_{z1y1} — угол отклонения от оси OZ_1 определится как

$$\gamma_{z1y1} = \text{arctg}\,(P_{y1} / P_{z1}) = \text{arctg}\,(\text{tg}\,\theta\ \sin\varphi)\,. \qquad \text{(III. 27)}$$

Для получения информации о зенитном угле θ и угле поворота инклинометра φ достаточно двух маятников, оси вращения которых перпендикулярны друг к другу и к продольной оси прибора. Из уравнений (III. 26) и (III. 27) получаем:

$$\text{tg}\,\theta = \sqrt{\text{tg}^2\,\gamma_{z1x1} + \text{tg}^2\,\gamma_{z1y1}}\,, \qquad \text{(III. 28)}$$

$$\text{tg}\,\varphi = \text{tg}\,\gamma_{z1y1} / \text{tg}\,\gamma_{z1x1}\,. \qquad \text{(III. 29)}$$

Определение зенитного угла θ и угла γ из соотношений (III. 28) и (III. 29) требует вычислительных операций. Стремление получить зенитный угол прямым путем без каких-либо вычислений привело к созданию следующей конструкции датчика зенитного угла. Из выражения (III. 26) видно, что при $\varphi = 0$ угол отклонения маятника в плоскости $OX_1 Z_1$ тождественно совпадает с зенитным углом θ:

$$\gamma_{z1x1} = \theta \quad \text{при } \varphi = 0. \qquad \text{(III. 30)}$$

Для выполнения условия $\varphi = 0$ ось вращения маятника зенитного угла закрепляется в рамке со смещенным центром тяжести, которую будем называть наружной. Рамка в свою очередь также представляет собой маятник, ось вращения которого совпадает с продольной осью инклинометра OZ_1. Центр тяжести наружной рамки при любом повороте инклинометра всегда лежит в апсидальной плоскости. Ось маятника зенитного угла располагается в наружной рамке перпендикулярно к плоскости, проходящей через ось вращения наружной рамки и ее центр тяжести. Таким образом, плоскость качания маятника зенитного угла всегда лежит в апсидальной плоскости, и угол его поворота относительно продольной оси прибора соответствует зенитному углу. Кинематическая схема рассмотренного датчика зенитного угла приведена на рис. 12.

Следует отметить, что момент, который стремится повернуть наружную рамку при отклонении ее от положения равновесия, равен произведению P_{y1} на плечо, т. е. на расстояние от оси вращения до центра тяжести. Согласно выражению (III. 24),

$$P_{y1} = P \sin\theta\ \sin\varphi. \qquad \text{(III. 31)}$$

При малом угле θ момент вращения также становится небольшим, и за счет трения в опорах наружная рамка не устанавливается в теоретическое положение равновесия (без учета сил трения). Отсюда возникает ошибка в измерении зенитного угла. Если отклонение наружной рамки обозначить как $\varphi_т$, то, согласно уравнению (III. 26), угол поворота маятника зенитного угла γ_{z1x1} будет связан с углом θ следующим соотношением:

$$\text{tg}\,\theta = \text{tg}\,\gamma_{z1x1} / \cos\varphi_т. \qquad \text{(III. 32)}$$

Маятник зенитного угла повернется на угол, меньший фактического зенитного угла.

Во всех конструкциях с маятником возникает задача фиксации отклонения маятника или преобразования угла поворота его в электрический сигнал. В ряде конструкций инклинометров положение маятника фиксируется механически с последующим определением угла поворота по шкалам. Фиксация осуществляется специальным арретирующим устройством.

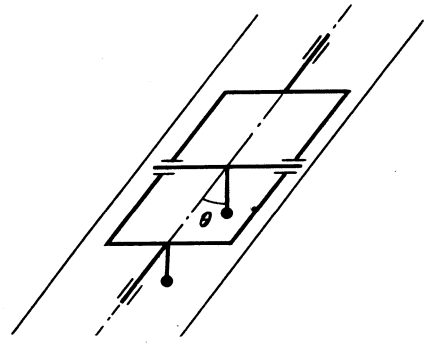


Рис. 12. Кинематическая схема датчика зенитного угла с наружной рамкой

Имеются конструкции, где подвижная часть маятника зенитного угла служит ползунком реохорда. В свободном положении ползунок не касается реохорда. При арретировании, т. е. фиксации положения маятника, ползунок прижимается к реохорду и угол поворота маятника преобразуется в величину сопротивления. Именно так выполнен датчик инклинометра типа КИТ.

Для преобразования угла поворота маятника в электрический сигнал без фиксации положения маятника используются различные типы преобразователей. В ряде отечественных конструкций применены, например, синус-косинусные вращающиеся трансформаторы. Основные требования к подобным преобразователям: небольшие момент вращения и габариты, высокая точность. Для регистрации положения маятника применяется фото- и кинорегистрация. В одном из преобразователей чувствительным элементом является система баланс — спираль с переменной длиной волоска спирали, изменяющейся при повороте маятника [20]. Существуют и другие варианты преобразователей.

Принцип сферического уровня является основой некоторых гравитационных датчиков. Пузырек воздуха в сферическом сосуде, заполненном жидкостью, стремится занять наиболее высокое положение. Данные в подобных приборах снимаются обычно фотографическим способом.

Шарик на вогнутой сферической поверхности используется в гравитационных датчиках инклинометров. Свободно покоящийся шарик под действием силы тяжести стремится занять самое низшее положение. Гравитационные датчики с шариком на сферической поверхности применяются для измерения зенитных углов в сравнительно небольшом диапазоне. Данные можно снимать фотографическим способом, позволяющим зафиксировать положение шарика относительно сферической поверхности, на которую нанесена шкала в виде концентрических кругов.

Возможна механическая фиксация шарика на сферической поверхности. Примером практического применения подобного датчика может служить шариковый угломер типа ИУШ, разработанный во ВНИИБТ. Угломер устроен таким образом, что при циркуляции промывочной жидкости стальной шарик свободно перекатывается по сферической вогнутой поверхности. При прекращении циркуляции шарик фиксируется, и его положение определяется визуально после извлечения угломера на поверхность.

Свойство горизонтальности свободного уровня жидкости для определения величины зенитного угла использовалось в свое время в широко распространенных приборах. Уровень жидкости в этих приборах фиксировался на внутренней стенке цилиндрического стакана, на наружной поверхности цилиндрического стержня, на плоской пластинке и т. д. При фиксации максимальной h_{max} и минимальной h_{min} высот уровня жидкости в цилиндрической трубке, расположенной соосно с измерительным прибором, зенитный угол определяется из выражения

$$\operatorname{tg}\theta = (h_{max} - h_{min})/d,$$

где d — внутренний диаметр трубки.

Уровень жидкости в наиболее распространенных конструкциях фиксировался путем применения плавиковой (фтористо-водородной) кислоты и стеклянного сосуда [16]. Использовалось свойство плавиковой кислоты определенной концентрации разъедать стекло. Плавиковую кислоту наливали в стеклянный сосуд примерно до его половины. Этот сосуд помещали внутри охранного кожуха между амортизирующими пружинами. Именно так был устроен прибор В.А. Петросяна.

Прибор спускали внутрь бурильных труб на канатике с помощью лебедки или просто сбрасывали внутрь колонны труб. После 10—15 мин выдержки прибора на забое скважины можно было получить на стенке стеклянного сосуда достаточно различимый след уровня плавиковой кислоты. После извлечения из скважины прибор разбирали, плавиковую кислоту выливали из сосуда, делали соответствующие замеры, позволяющие определить величину зенитного угла.

К рассмотренному прибору близки по конструкции аппарат Шаньгина — Кулигина и прибор Амбарцумова. Эти приборы использовали в основном для ориентирования отклонителя. Их составной частью также был стеклянный стаканчик с налитым в него 50 %-ным раствором плавиковой кислоты. Были разработаны и использовались на практике различные приспособления для расшифровки данных, шаблоны и др.

Свойство горизонтальности уровня жидкости использовалось в разработанном во ВНИИБТ жидкостном угломере УЖ-2 [16]. Измерительное устройство этого прибора включало четыре попарно сообщающиеся трубки, полость которых до половины высоты заливалась ртутью, а затем спиртом до заполнения. Трубки располагали симметрично отно-

сительно продольной оси прибора. Каждая пара трубок имела специальное перекрывающее устройство. Угломер помещали в переводнике, который устанавливали в нижней части бурильной колонны.

При прокачке промывочной жидкости перепад давления на дросселирующем отверстии угломера приводил в действие перекрывающее устройство, при этом трубки попарно сообщались друг с другом и уровень жидкости устанавливался в них в горизонтальной плоскости. При прекращении прокачки промывочной жидкости перекрывающее устройство разобщало трубки, и тем самым обеспечивалась фиксация уровня ртути в каждой трубке. После извлечения прибора на поверхность определяли уровень ртути в каждой трубке, а затем вычисляли величину зенитного угла.

Свойство горизонтальности уровня жидкости используется в поплавковых датчиках фирмы "Кастер" (США). Основной узел этих приборов — поплавок, плавающий в жидкости. Ось поплавка всегда перпендикулярна к поверхности жидкости. На поплавке устанавливается магнит, поэтому рассматриваемый датчик является одновременно датчиком зенитного угла и азимута. Наличие всего одной подвижной детали поплавка, плавающего в жидкости, и практически отсутствие механического трения определяют достаточно высокую точность рассматриваемых датчиков.

Два варианта датчика для измерения разных диапазонов зенитных углов показаны на рис. 13. Датчик состоит из корпуса 2 с полостью, частично заполненной жидкостью *5*, в которой плавает пустотелый сферический поплавок *4*, свободно вращающийся вокруг оси, перпендикулярной к поверхности жидкости. На поплавке установлен магнит, всегда самоориентирующийся на магнитное поле Земли. Поплавок сделан из прозрачного материала, на котором выгравированы линии широты и долготы.

В центральной стойке *3* находится прозрачный сердечник, через который проходит свет от лампочки *1*. В нижней части прозрачного сердечника нанесена линия начала отсчета *6*. В главной раме *7* установлен фотографический диск *8*, на который фокусируются изображения участка поплавка с гравировкой и линии начала отсчета. Отклонение линии начала отсчета от центра поплавка определяет величину зенитного угла. Съем показаний — фотографическим способом.

Акселерометр представляет собой прибор для измерения линейных ускорений и может использоваться для получения информации о положении инклинометра относительно вертикали. Чувствительный элемент акселерометра — инерционная масса, перемещение которой ограничено пружинами.

Классифицировать акселерометры можно по ряду признаков. В зависимости от структуры они могут быть прямого преобразования и уравновешивающего (компенсационные), в зависимости от характера подвеса инерционной массы — осевые и маятниковые. Существует еще

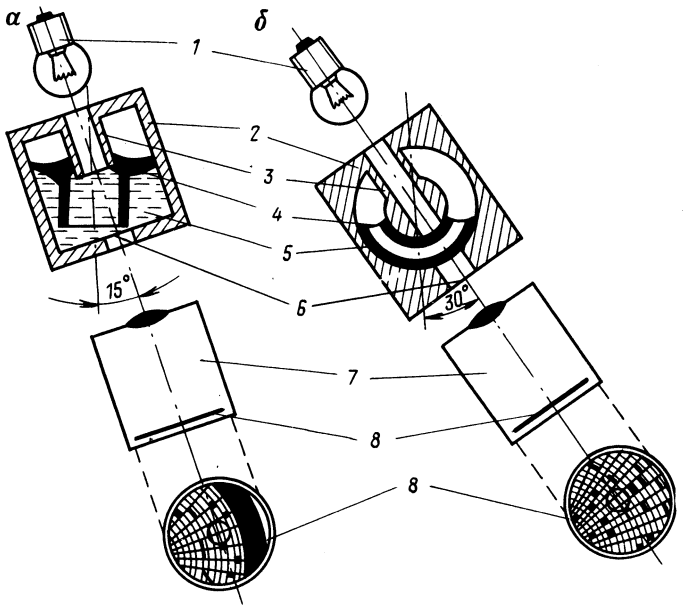


Рис. 13. Датчик инклинометра фирмы "Кастер":

а — диапазон измерения зенитного угла 0—20°; *б* — диапазон измерения зенитного угла 0—70°

ряд признаков, которые уточняют конструктивное выполнение прибора число степеней свободы — одномерные, двухмерные, трехмерные; способ подвеса инерционной массы; тип датчика перемещения инер ционной массы; вид выходного сигнала и т. д.

Акселерометры могут использоваться для измерения не тольк линейного ускорения, но и скорости (при наличии интегратора), а такж перемещения (при наличии устройства, дважды интегрирующего уск рение).

Схема простейшего осевого акселерометра прямого преобразовани показана на рис. 14, *а*. Чувствительный элемент — инерционная масс *1* — закреплен двумя пружинами *2* в корпусе прибора и может переме щаться только в направлении оси *OZ*, которую называют осью чувстви тельности. Перемещение в направлении осей *OX* и *OY* ограничено ко структивным путем. При наличии ускорения, в том числе и гравита ционного, масса перемещается до тех пор, пока сила инерции от дей ствия ускорения или составляющая гравитационной силы, направленна по оси *OZ*, не уравновесится силой противодействия пружин. Для у покоения колебаний при переходных процессах используется демпфер Величина перемещения массы, пропорциональная линейному ускорени

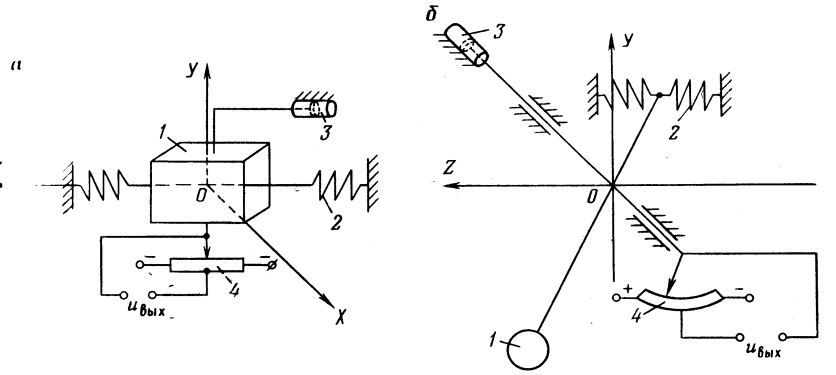


Рис. 14. Схемы простейших акселерометров

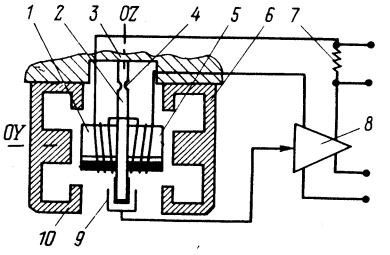


Рис. 15. Акселерометр телеметрической системы фирмы "Сайентифик дриллинг контролс"

преобразуется в электрический сигнал, например, с помощью потенциометра *4*. На рис. 14, *б* приведена схема маятникового акселерометра.

Компенсационные акселерометры по сравнению с приборами прямого преобразования обладают значительно более высокой точностью. Они представляют собой автоматические компенсационные системы с отрицательной обратной связью, в которых, как известно, резко уменьшается погрешность, вызванная собственно датчиком, повышается линейность преобразования, расширяется диапазон измерения и т. д.

В качестве примера рассмотрим компенсационный акселерометр, который предложен фирмой "Сайентифик дриллинг контролс" (США) для использования в телеметрической системе контроля пространственного положения ствола скважин. Акселерометр (рис. 15) содержит инерционную массу *1*, закрепленную на плоском диске *2*, который выполнен из упругого материала. Диск *2* одной стороной закреплен в корпусе *3* акселерометра. Паз *4* диска *2* позволяет ему отклоняться от нейтрального положения в направлении оси чувствительности *OY* при движении вдоль нее с ускорением. Перемещение диска и, следовательно, инерционной массы в других направлениях, т. е. в направлении оси *OZ* и оси *OX*, перпендикулярной к чертежу, практически исключено.

В качестве материала диска может быть использован кварц. Инерционная масса *1* перемещается в магнитном поле, создаваемом двумя

постоянными магнитами *6* и *10*, жестко связанными с корпусом инклинометра. Акселерометр имеет конденсаторный датчик отклонения инерционной массы от положения равновесия *9*, в качестве которого используется конденсаторный датчик перемещения. Подвижная пластина конденсатора выполнена путем металлизации нижней части кварцевого диска *2*. Сигнал, пропорциональный отклонению инерционной массы *1* от нейтрального положения, поступает с датчика *9* на усилитель *8*, который вырабатывает ток, питающий соленоидную катушку *5*, размещенную на инерционной массе *1*. Ток и, следовательно, напряжение, снимаемое с сопротивления *7*, пропорциональны ускорению, действующему вдоль оси OY.

Стремление свести к минимуму трение в подвесе инерционной массы привело к созданию ряда конструкций акселерометров с гидростатической разгрузкой опор. В этих конструкциях инерционная масса представляет собой поплавок, находящийся внутри герметичного корпуса, заполненного тяжелой жидкостью. При средней плотности поплавка, примерно равной плотности жидкости, поплавок близок к состоянию нейтральной плавучести. При этом происходят разгрузка опор и уменьшение трения.

Три одномерных ортогонально расположенных в корпусе инклинометра акселерометра дают наобходимую информацию о зенитном угле и угле поворота инклинометра. Предположим, что оси чувствительности инклинометров расположены вдоль осей OX_1, OY_1, OZ_1. Тогда выходные сигналы акселерометров будут пропорциональны составляющим вектора силы тяжести по указанным координатным осям, т. е. P_{x1}, P_{y1}, P_{z1}, определяемым из уравнения (III. 24). Получаем следующие выражения для вычисления зенитного угла θ и угла поворота инклинометра φ:

$$\operatorname{tg}\varphi = P_{y1} / P_{x1}, \qquad \text{(III. 33)}$$

$$\operatorname{tg}\theta = \sqrt{(P_{x1}/P_{z1})^2 + (P_{y1}/P_{z1})^2}. \qquad \text{(III. 34)}$$

§ 3. Датчики магнитного поля

Датчики магнитного поля, или магнитометрические преобразователи, классифицируются по принципу использования в них того или иного физического явления: магнитомеханические, индукционные, гальваномагнитные, кинетические, квантовые, магнитооптические и др. В инклинометрах наиболее распространены магнитомеханические и индукционные преобразователи. Другие преобразователи, в том числе и гальваномагнитные, к которым относятся широко применяемые в практике магнитных измерений преобразователи на основе эффекта Холла, а также магниторезистивные пока не нашли применения в конструкциях инклинометров и в дальнейшем рассматриваться не будут.

К магнитомеханическим относятся наиболее распространенные магнитометрические преобразователи, основанные на простейшем и давно известном силовом воздействии магнитного поля на ферромагнитный материал и, в частности, на магнитную стрелку. На этом принципе основано устройство магнитных компасов, буссолей, магнитных теодолитов и др.

Величина силового воздействия на ферромагнитное тело определяется из векторного уравнения

$$\bar{M} = \bar{m}\,\bar{B},$$

где $\bar{M}$ — вектор механического вращающего момента; $\bar{m}$ — вектор магнитного момента ферромагнитного тела (магнитной стрелки или постоянного магнита); $\bar{B}$ — вектор магнитной индукции магнитного поля.

Если магнитная стрелка или постоянный магнит закреплен на оси и может вращаться в той же плоскости, в которой находится вектор индукции магнитного поля, то со стороны поля на стрелку или магнит действует вращающий момент

$$M = m\,B \sin\gamma,$$

где γ — угол между векторами $\bar{m}$ и $\bar{B}$.

Таким образом, магнитная стрелка стремится занять положение, при котором направление векторов магнитного момента стрелки и индукции поля совпадают, т. е. стрелка располагается по направлению силовых линий магнитного поля.

Очевидно, что увеличение точности установки магнитной стрелки или постоянного магнита по направлению магнитного поля Земли возможно двумя путями: увеличением магнитного момента стрелки или магнита и уменьшением трения в подвесе. Ввиду ограниченных габаритов скважинного прибора возможности увеличения магнитного момента невелики. Отсюда один из основных путей повышения точности магнитомеханических датчиков — уменьшение трения в подвесе, что осуществляется различными способами.

В ряде инклинометров с фото- и кинорегистрацией, например в упоминавшемся ранее инклинометре фирмы "Кастер", подвижная часть магнитного датчика азимута со встроенными постоянными магнитами выполнена в виде поплавка, свободно плавающего в жидкости. Этим снимается сухое трение в опорах и достигается высокая точность установки чувствительного элемента датчика по магнитному полю Земли.

В большинстве инклинометров подвижная система датчика азимута содержит два постоянных магнита и имеет центральную опору, выполненную в виде шпильки и подпятника. Подвижная система помещается в жидкость, которая обеспечивает демпфирование колебаний и частичную разгрузку опоры. На подвижной системе находится шкала, которая в одних приборах фотографируется, в других приборах произво-

дится механическая фиксация подвижной системы и по шкале определяется азимут в момент фиксации подвижной системы.

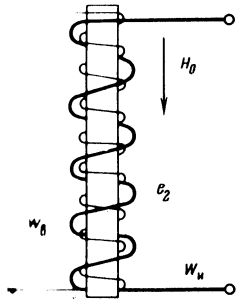
В приборах с электрическим съемом информации, например в отечественных инклинометрах КИТ, на подвижной системе датчика находится контакт, который при механической фиксации (арретировании) подвижной системы касается кольцевого реохорда. Тем самым величина азимута преобразуется в электрическое сопротивление.

Существуют конструкции, где электрический съем сигнала с подвижной системы датчика азимута осуществляется с использованием бесконтактного синусно-косинусного вращающегося трансформатора, как это сделано в датчике отечественной телеметрической системы типа СТЭ. Опорами подвижной системы являются шарикоподшипники, имеющие значительно бóльший момент трения, чем опора шпилька — подпятник, что и обусловливает невысокую точность подобных датчиков.

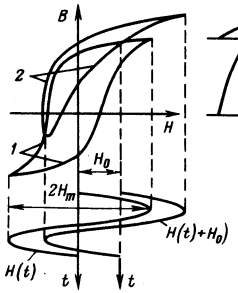
Трудности электрического съема сигнала с магнитомеханических преобразователей, а также сложность реализации магнитомеханических преобразователей, работающих в условиях повышенных вибраций, что характерно для телеметрических систем, привели к необходимости использования индукционных преобразователей. В инклинометрах используется частный случай индукционного преобразователя — феррозондовый. Феррозонд — первичный преобразователь магнитомодуляционного типа. Он преобразует напряженность или индукцию магнитного поля в пропорциональный электрический сигнал. Возможность непосредственного преобразования параметров магнитного поля в электрический сигнал и отсутствие подвижных частей наряду с небольшими габаритами феррозондов, обусловили перспективность их использования в инклинометрах поскольку при этом значительно упрощается конструкция датчика азимута, обеспечивается возможность работы в условиях вибраций, повышается надежность датчика. В связи с этим феррозонды широко применяются в авиации в составе индукционных датчиков магнитного курса.

Собственно феррозонд представляет собой ферромагнитный сердечник с распределенными вдоль него обмотками. Работа его основана на изменении магнитного состояния материала при одновременном намагничивании в переменном и постоянном магнитных полях. Наибольшее распространение получили феррозонды с продольным и поперечным возбуждением с выходным напряжением, имеющим четные гармоники напряжения возбуждения.

Принцип работы простейшего однокомпонентного феррозонда с продольным возбуждением состоит в следующем. Феррозонд (рис. 16) представляет собой ферромагнитный сердечник, на котором имеются две обмотки: обмотка возбуждения $W_в$, создающая переменное вспомогательное поле, и измерительная обмотка $W_и$, в которой наводится выходной сигнал e_2. В феррозондах с продольным возбуждением на



16. Однокомпонент-феррозонд с продольным возбуждением



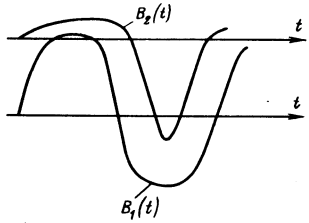


Рис. 17. Гистерезисные циклы феррозонда

правление переменного поля возбуждения совпадает с направлением ряемого поля напряженностью H_0.

При перемагничивании магнитопровода вспомогательным переным полем напряженностью $H(t)$ при отсутствии постоянного поля нитное состояние его меняется по симметричному гистерезисному лу *1* (рис. 17) и в магнитной индукции $B_1(t)$ отсутствуют четные оники. При наложении постоянного поля напряженностью H_0 перенчивание сердечника происходит по несимметричному циклу *2*. ом случае в магнитной индукции $B_2(t)$ появляются четные гармо-, в частности вторая. В области слабых подмагничивающих полей итуда второй гармоники магнитной индукции практически линейно ена с величиной напряженности постоянного подмагничивающего нитного поля. Следовательно, в выходном сигнале с измерительной тки $W_и$ будет содержаться вторая гармоника с амплитуй примерно пропорциональной измеряемому магнитному полю.

огичные процессы происходят и в фер-ндах с поперечным возбуждением, где вление действия переменного поля пер-икулярно к измеряемому.

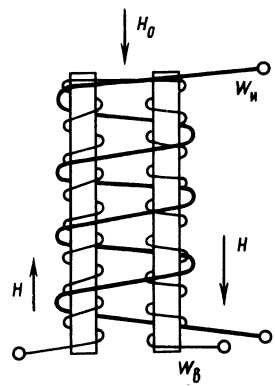


Рис. 18. Дифференциальный феррозонд

В рассмотренном феррозонде выной сигнал содержит составляющую вой гармоники, которая превышает полезсоставляющую второй гармоники и рудняет ее последующее выделение. Знательное уменьшение уровня составляющей вой гармоники достигается в дифференальных феррозондах, которые обладают ими метрологическими характеристикаи распространены наиболее широко. Дифференциальный феррозонд (рис. 18) ставляет собой два ферромагнитных сер-

дечника, на каждом из которых намотана своя обмотка возбужден
$W_в$. Обмотки возбуждения соединены последовательно и встречно
Измерительная обмотка $W_и$ охватывает оба сердечника. Встречно
включение намагничивающих обмоток приводит к тому, что перва
гармоника в выходном сигнале практически компенсируется и в от
сутствие постоянного подмагничивания э. д. с. во вторичной обмотк
близка к нулю. При наличии постоянного магнитного поля напряже
ностью H_0 в измерительной обмотке наводится э. д. с. второй гарм
ники, пропорциональная продольной составляющей измеряемого ма
нитного поля.

Помимо рассмотренных однокомпонентных феррозондов известн
двух- и трехкомпонентные, позволяющие измерять соответственн
две и три составляющие магнитного поля [3].

§ 4. Кинематические схемы магнито-гравитационных инклинометрических датчиков

Магнито-гравитационные инклинометрические датчики — датчик
в которых для определения величин зенитного угла, азимута и угл
поворота инклинометра используется магнитное и гравитационно
поля Земли. Одним из вариантов кинематической схемы являетс
схема, где подвижная часть, обладающая тремя степенями свобод
вращения, не имеет подвеса в виде карданных колец. Подвес може
представлять собой точечную или шаровую опору (рис. 19, *а*), може
быть выполнен как гидростатический или аэродинамический подве
(рис. 19, *б*). Подвижный элемент имеет смещенный центр тяжест
и магнитную систему *1* с грузом *2*, состоящую, как правило, из дву
параллельных друг другу магнитов. Он опирается на подпятник *3* ил
центрируется в корпусе гидростатическим или аэродинамическим по
весом.

При гидростатическом подвесе подвижный элемент *4* являетс
поплавком, свободно плавающим в жидкости. Эта конструкция н
примере датчика фирмы "Кастер" была рассмотрена выше (см. рис. 13
Показания можно снимать фотографированием положения подви
ного элемента относительно неподвижных систем отсчета, связанны
с корпусом датчика, или путем механической фиксации подвижно
элемента. Преимущества подобных датчиков — возможность получени
высокой точности за счет незначительного трения в опорах, просто
конструкции и, следовательно, повышенная надежность. Недостаток
трудность съема показаний, особенно в электрической форме.

Очень широко распространен вариант кинематической схемы
двумя карданными рамками, обеспечивающими датчикам зенитно
угла и азимута три степени свободы. Применительно к датчику зенитно
угла этот вариант был кратко рассмотрен выше. Инклинометрическ
датчик, выполненный по этой схеме, содержит следующие элемент
(рис. 20). Наружная карданная рамка *2*, ось вращения которой сооси

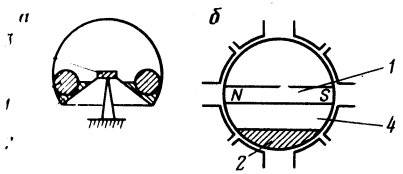


Рис. 19. Кинематические схемы датчиков

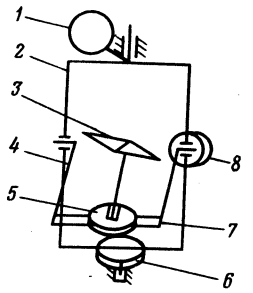


Рис. 20. Кинематическая схема датчика с двумя карданными рамками и магнитной стрелкой

продольной осью инклинометра, имеет за счет эксцентрично установленного груза *1* смещенный центр тяжести. При наклонах инклинометра плоскость рамки всегда оказывается перпендикулярной к апсидальной плоскости.

В плоскости наружной рамки перпендикулярно к ее оси вращения находится ось вращения внутренней рамки *4*, которая также имеет смещенный центр тяжести и является зенитным маятником с грузом *7*. Плоскость внутренней рамки при поворотах инклинометра всегда сохраняет вертикальное положение. В ней вертикально установлена ось вращения магниточувствительного элемента *3* (буссоль, магнитная стрелка).

Преобразователи угла поворота *5, 8, 6* снимают сигналы инклинометрического датчика, пропорциональные соответственно азимуту, зенитному углу и углу поворота инклинометра. Точность датчиков, выполненных по этой схеме, во многом зависит от точности ориентации рамок. На величину угловой ошибки установки рамок влияют восстанавливающий момент от эксцентричного груза и момент сил сухого трения в опорах подвеса.

Вместо вращающегося магниточувствительного элемента могут быть использованы феррозонды. Один из вариантов выполнения инклинометрического датчика, кинематическая схема которого близка к рассмотренной выше, показан на рис. 21. Отличие приведенной схемы от описанной выше состоит в том, что на внутреннней рамке *3* перпендикулярно к ее плоскости закреплена площадка *2*. При поворотах инклинометра эта площадка всегда располагается горизонтально. На ней установлены два ортогонально расположенных феррозонда Ф1 (*4*) и Ф2 (*8*). Преобразователи угла поворота *7* и *5*, как и в предыдущем случае, снимают сигналы, пропорциональные зенитному углу и углу поворота инклинометра. Эксцентрично установленный груз *1*, наружная карданная рамка *9* и зенитный маятник с грузом *6* выполняют те же функции, что и в конструкции на рис. 20. Ось чувствительности фер-

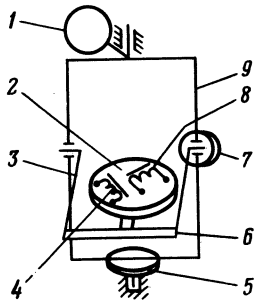


Рис. 21. Кинематическая схема датчика с двумя карданными рамками и феррозондами

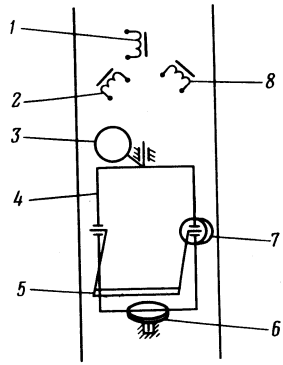


Рис. 22. Кинематическая схема датчика с жесткозакрепленными феррозондами и подвижными рамками:

1, 2 и *8* — феррозонды; *3* — эксцентричный груз; *4* — наружная карданная рамка; *5* — внутренняя карданная рамка; *6* и *7* — преобразователи зенитного угла и угла поворота инклинометра

розонда Ф1 расположена перпендикулярно к плоскости внутренней рамки, т. е. в апсидальной плоскости. Другими словами, феррозонд Ф1 расположен вдоль следа апсидальной плоскости на горизонтальной плоскости *OXY*.

Примем, что когда направление оси чувствительности феррозонда Ф1 совпадает с направлением магнитного севера (ось *X*), сигнал, снимаемый с феррозонда Ф1, положителен. За положительное направление оси чувствительности феррозонда Ф2, ортогонального к Ф1, примем направление, отсчитанное на 90° против часовой стрелки относительно направления оси чувствительности Ф1. Тогда, если азимут лежит в первом квадранте, то его величина определится выражением:

$$\alpha = \operatorname{arctg} \frac{a_{\Phi 2}}{a_{\Phi 1}}, \qquad \text{(III. 35)}$$

где $a_{\Phi 1}$, $a_{\Phi 2}$ — сигналы, снимаемые соответственно с феррозондов Ф1 и Ф2.

Возможно и иное расположение феррозондов во внутренней и наружной рамках инклинометрического датчика. Например, можно феррозонд Ф1 оставить во внутренней рамке, а феррозонд Ф2 установить ортогонально Ф1 в наружной рамке. Этот и ряд других вариантов размещения феррозондов в подвижных рамках датчика достаточно подробно описаны в работе [17].

Рассмотренные выше инклинометрические датчики с подвижными рамками могут иметь не совмещенные, а раздельно выполненные пре-

образователи зенитного угла и азимута. Так, в датчике инклинометра КИТ имеются одна наружная рамка и две внутренних: угол поворота одной рамки относительно наружной представляет собой зенитный угол, а вторая рамка обеспечивает вертикальность оси вращения магнитной буссоли. Имеются варианты, где датчики зенитного угла и азимута представляют собой отдельные независимые друг от друга конструкции. Ряд кинематических схем инклинометров с магнитными чувствительными элементами и маятниками приведен в работе [20].

Следующая группа инклинометрических датчиков характеризуется неподвижным закреплением феррозондов в корпусе инклинометра. Подобные конструкции получили название датчиков с неподвижными или жестко закрепленными феррозондами. Детальный теоретический анализ работы подобных инклинометрических датчиков приведен в [35]. Так же показано, что определить направление скважины с помощью одних только жесткозакрепленных магниточувствительных преобразователей невозможно — необходимо наличие гравитационных датчиков. Рассмотрим несколько кинематических схем инклинометрических датчиков с неподвижно закрепленными феррозондами.

В инклинометрическом датчике, схема которого приведена на рис. 22, три ортогональных феррозонда Ф1, Ф2, Ф3 неподвижно закреплены в корпусе инклинометра. Примем, что их оси чувствительности направлены вдоль координатных осей OX_1, OY_1 и OZ_1 вспомогательной прямоугольной системы координат $OX_1Y_1Z_1$, связанной с корпусом инклинометра. Зенитный угол и угол поворота инклинометра измеряются с использованием рассмотренной выше кинематической схемы с двумя подвижными карданными рамками.

В инклинометре по рассматриваемой схеме значения зенитного угла θ и угла поворота инклинометра φ получают непосредственно. Найдем выражения для определения азимута α. Введем некоторые обозначения: $\bar{T}$ — вектор напряженности земного магнитного поля; T_x, T_z (T_y тождественно равно нулю) — соответственно его проекции на основные координатные оси OX, OY, OZ. Магнитное наклонение I определяется как

$$\operatorname{tg} I = T_z / T_x .$$

Заметим, что

$$T_x^2 + T_z^2 = T^2,$$

$$T^2 / T_x^2 = 1 + b, \qquad \text{(III. 36)}$$

где $b = \operatorname{tg} I$.

Сигналы, снимаемые с феррозондов Ф1, Ф2, Ф3, пропорциональны составляющим вектора напряженности земного магнитного поля по осям чувствительности соответствующих феррозондов. Поскольку оси чувствительности феррозондов направлены по координатным осям

вспомогательной системы координат $OX_1Y_1Z_1$, найдем составляющие вектора $\overline{T}$ по этим осям (соответственно T_{x1}, T_{y1}, T_{z1}).

Для этого воспользуемся соотношением, дающим возможность перейти от координат в системе $OXYZ$ к координатам в системе $OX_1Y_1Z_1$. Тогда

$$\left\| \begin{matrix} T_{x1} \\ T_{y1} \\ T_{z1} \end{matrix} \right\| = D_T \left\| \begin{matrix} T_x \\ 0 \\ T_z \end{matrix} \right\|, \qquad \text{(III. 37)}$$

где D_T — матрица направляющих косинусов из выражения (III. 22).

$$\begin{aligned} T_{x1} &= \cos\alpha \cos\theta \cos\varphi \cdot T_x + \sin\alpha \sin\varphi \cdot T_x + \sin\theta \cos\varphi \cdot T_z, \\ T_{y1} &= \cos\alpha \cos\theta \sin\varphi \cdot T_x - \sin\alpha \cos\varphi \cdot T_x + \sin\theta \sin\varphi \cdot T_z, \\ T_{z1} &= -\cos\alpha \sin\theta \cdot T_x + \cos\theta \cdot T_z. \end{aligned} \qquad \text{(III. 38)}$$

Обозначим $t_{x1} = T_{x1}/T_x$; $t_{y1} = T_{y1}/T_x$; $t_{z1} = T_{z1}/T_x$.

Тогда можно записать:

$$\begin{aligned} t_{x1} &= \cos\alpha \cos\theta \cos\varphi + \sin\alpha \sin\varphi + b \sin\theta \cos\varphi, \\ t_{y1} &= \cos\alpha \cos\theta \sin\varphi - \sin\alpha \cos\varphi + b \sin\theta \sin\varphi, \\ t_{z1} &= -\cos\alpha \sin\theta + b\cos\theta. \end{aligned} \qquad \text{(III. 39)}$$

Для того чтобы разрешить систему уравнений относительно $\cos\alpha$, $\sin\alpha$ и b, запишем ее в матричном виде:

$$\left\| \begin{matrix} t_{x1} \\ t_{y1} \\ t_{z1} \end{matrix} \right\| = B \left\| \begin{matrix} \cos\alpha \\ \sin\alpha \\ b \end{matrix} \right\|, \qquad \text{(III. 40)}$$

где

$$B = \left\| \begin{matrix} \cos\theta\cos\varphi & \sin\varphi & \sin\theta\cos\varphi \\ \cos\theta\sin\varphi & -\cos\varphi & \sin\theta\sin\varphi \\ -\sin\theta & 0 & \cos\theta \end{matrix} \right\|. \qquad \text{(III. 41)}$$

Искомые величины получим из следующего выражения:

$$\left\| \begin{matrix} \cos\alpha \\ \sin\alpha \\ b \end{matrix} \right\| = B_T \left\| \begin{matrix} t_{x1} \\ t_{y1} \\ t_{z1} \end{matrix} \right\|, \qquad \text{(III. 42)}$$

где B_T — транспонированная матрица B,

$$B_T = \left\| \begin{matrix} \cos\theta\cos\varphi & \cos\theta\sin\varphi & -\sin\theta \\ \sin\varphi & -\cos\varphi & 0 \\ \sin\theta\cos\varphi & \sin\theta\sin\varphi & \cos\theta \end{matrix} \right\|. \qquad \text{(III. 43)}$$

В результате получим

$$\begin{aligned} \cos\alpha &= t_{x1}\cos\theta\cos\varphi + t_{y1}\cos\theta\sin\varphi - t_{z1}\sin\theta, \\ \sin\alpha &= t_{x1}\sin\varphi - t_{y1}\cos\varphi, \\ b &= t_{x1}\sin\theta\cos\varphi + t_{y1}\sin\theta\sin\varphi + t_{z1}\cos\theta. \end{aligned} \qquad \text{(III. 44)}$$

Заметим, что для нахождения азимута достаточно определять составляющие магнитного поля только по двум координатным осям, так как справедливо соотношение

$$t_{x1}^2 + t_{y1}^2 + t_{z1}^2 = 1 + b^2$$

(b – постоянная для данной местности).

Поскольку известны синусная и косинусная составляющие азимута, величина азимута

$$\alpha = \operatorname{arctg}\left(\frac{t_{x1}\sin\varphi - t_{y1}\cos\varphi}{t_{x1}\cos\theta\cos\varphi + t_{y1}\cos\theta\sin\varphi - t_{z1}\sin\theta}\right). \qquad \text{(III. 45)}$$

Если выходные сигналы феррозондов обозначить как a_{x1}, a_{y1}, a_{z1} и считать их пропорциональными соответствующим составляющим вектора напряженности земного магнитного поля $\bar{T}$, то выражение для определения азимута будет следующим:

$$\alpha = \operatorname{arctg}\left(\frac{a_{x1}\sin\varphi - a_{y1}\cos\varphi}{a_{x1}\cos\theta\cos\varphi + a_{y1}\cos\theta\sin\varphi - a_{z1}\sin\theta}\right). \qquad \text{(III. 46)}$$

Формула (III. 46) не дает возможности определить, в каком квадранте находится азимут. Для определения квадранта необходимо сопоставить знаки синусной и косинусной составляющих азимута, определяемых из уравнений (III. 44). Очевидно, что при положительных знаках обеих составляющих азимут находится в первом квадранте, при отрицательных – в третьем, при положительном синусной и отрицательном косинусной – во втором и при отрицательном синусной и положительном косинусной – в четвертом.

Из полученной системы трех уравнений (III. 44) для определения азимута использованы только первые два. Поэтому третье уравнение, связывающее зенитный угол θ и угол поворота инклинометра φ, можно применить для того, чтобы выразить один из указанных параметров через другой, например, определить зенитный угол θ по известному углу поворота инклинометра φ. Принципиальная возможность построения инклинометрического датчика с тремя неподвижными феррозондами и одним датчиком угла поворота инклинометра показана в работе [17].

Как отмечалось ранее, информацию о зенитном угле и азимуте можно получить, используя два маятника, оси вращения которых перпенди-

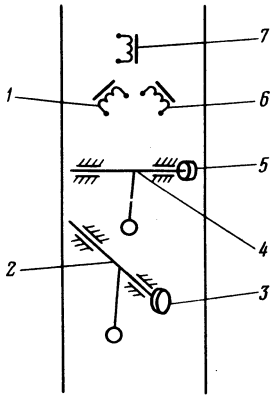


Рис. 23. Кинематическая схема датчика с жесткозакрепленными феррозондами и двумя маятниками:

1, 6, и *7* — феррозонды; *2* и *4* — маятники; *3* и *5* — преобразователи угла поворота маятников

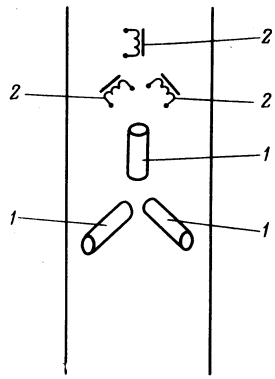


Рис. 24. Кинематическая схема да чика с жесткозакрепленными ферро зондами и тремя акселерометрами

1 — акселерометры; *2* — феррозонд

кулярны друг к другу и ортогональны продольной оси инклинометр Кинематическая схема инклинометра с двумя маятниками и трем жесткозакрепленными феррозондами показана на рис. 23. В этом вар анте инклинометра отсутствуют подвижные рамки.

В ряде конструкций инклинометров используются три жесткозакре ленных магниточувствительных датчика и три неподвижно закрепленны акселерометра (рис. 24). Как было показано, по известным выходны сигналам трех ортогональных акселерометров, оси чувствительност которых направлены вдоль осей вспомогательной координатной систем $OX_1Y_1Z_1$, связанной с корпусом инклинометра, однозначно можн определить как зенитный угол, так и угол поворота инклинометр [формулы (III. 33) и (III. 34)]. Величина азимута вычисляется по фо муле (III. 46).

Рассмотренные кинематические схемы инклинометрических да чиков далеко не исчерпывают возможные варианты их выполнения Однако большинство известных конструкций основано именно на эти вариантах.

§ 5. Гироскопические датчики

В инклинометрии широко применяются гироскопические датчик Они могут служить для определения как зенитных углов, так и аз мута. Однако в основном их используют для определения азимут Основным преимуществом их является то, что они не требуют привязк

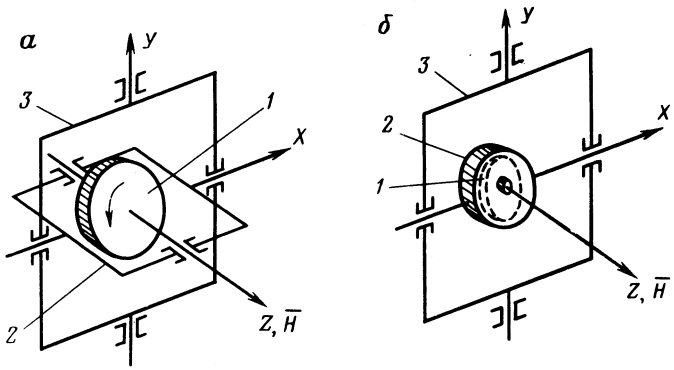


Рис. 25. Гироскоп с тремя степенями свободы и карданов подвесом:

а — ротор гироскопа показан на рисунке; *б* — упрощенный рисунок, где ротор гироскопа внутри рамки показан пунктиром

к магнитному полю Земли и, следовательно, могут применяться в скважинах, где окружающие породы имеют магнитные аномалии, в обсаженных скважинах, в высоких широтах, где горизонтальная составляющая магнитного поля очень небольшая.

Гироскопом называют быстровращающееся твердое тело, ось вращения которого может изменять свое направление в пространстве. Для того чтобы создать возможность изменения направления оси вращения гироскопа, подвес должен обеспечить ему несколько степеней свободы. Наиболее общий случай — подвес гироскопа обеспечивает три степени свободы (гироскоп с тремя степенями свободы). Такой вариант выполнения гироскопа может быть осуществлен на основе карданова подвеса (рис. 25). Ротор гироскопа *1* вращается относительно кожуха *2*, который одновременно служит внутренней рамкой подвеса. Кожух *2* может поворачиваться относительно наружной рамки *3*, которая в свою очередь может поворачиваться относительно основания, жестко связанного с корпусом прибора.

Таким образом, ротор гироскопа имеет три степени свободы: первая — вращение ротора вокруг своей оси симметрии, называемой главной осью подвеса или осью гироскопа (ось *Z*), и относительно внутренней рамки; вторая — вращение внутренней рамки с ротором вокруг оси *X* относительно наружной рамки; третья — вращение наружной рамки вокруг оси *Y* относительно основания вместе с внутренней рамкой и ротором. Наиболее часто карданный подвес выполняется таким образом, чтобы все три оси вращения *X*, *Y* и *Z* пересекались в одной точке *O*, принимаемой в качестве начала системы координат, в которой рассматривается угловое движение гироскопа.

Гироскоп называется астатическим, если все элементы конструкции статически сбалансированы относительно осей вращения так, что

центр тяжести всей системы ротора и рамок совпадает с точкой O пересечения осей карданова подвеса.

Свойства гироскопа проявляются при выполнении следующих условий. Во-первых, ось вращения гироскопа должна иметь возможность изменять свое направление в пространстве, что обеспечивается конструкцией подвеса. Во-вторых, угловая скорость гироскопа вокруг своей оси должна быть во много раз больше угловой скорости поворота самой оси. Чаще всего ротор гироскопа представляет собой ротор электродвигателя, вращающийся с частотой несколько десятков тысяч оборотов в минуту.

Первое основное свойство трехстепенного астатического гироскопа состоит в том, что если в начальный момент времени придать его главной оси какое-либо направление в пространстве и далее предоставить гироскоп самому себе, то его главная ось будет стремиться устойчиво сохранять в этом пространстве приданное ей первоначальное направление. Под устойчивостью понимается способность гироскопа сопротивляться воздействию внешних моментов, т. е. чем больше устойчивость, тем меньше будет отклонение его главной оси от первоначального направления под действием одного и того же импульса момента. Устойчивость характеризуется так называемым собственным моментом гироскопа $\bar{H}$, представляющим собой момент количества движения гироскопа вокруг главной оси OZ. Собственный момент

$$\bar{H} = J_{oz}\,\bar{\omega}_z,$$

где J_{oz} — момент инерции ротора гироскопа; $\bar{\omega}_z$ — вектор угловой скорости ротора гироскопа.

Однако в реальных условиях практически невозможно исключить влияние внешних моментов на гироскоп, а следовательно, нельзя обеспечить в течение длительного времени сохранение гироскопом заданного направления. Внешние моменты возникают за счет трения в подшипниках карданова подвеса, вследствие неточного уравновешивания элементов конструкции и в результате несовпадения центра тяжести гироскопа с точкой O пересечения осей его подвеса. В последнем случае на гироскоп будет действовать момент силы тяжести, а при движении основания с ускорением — и момент переносных сил инерции.

Таким образом, реальный трехстепенной гироскоп с течением времени будет уходить от заданного ему направления в пространстве. Это явление называют дрейфом гироскопа. Скорость дрейфа зависит от параметров гироскопа и качества его изготовления и имеет как систематическую, так и случайную составляющие. Если систематическая составляющая может быть скомпенсирована наложением на гироскоп соответствующего момента, то скомпенсировать случайную составляющую невозможно.

Второе основное свойство гироскопа проявляется следующим образом. Если на ось гироскопа (или рамку) начинает действовать сила

или пара сил, стремящаяся привести ось в движение, то ось начинает поворачиваться не в сторону действия приложенной силы, а в направлении, перпендикулярном к ней. Таким образом, внешний момент $\bar{M}$, действующий на гироскоп по оси вращения одной из рамок карданова подвеса, заставляет поворачиваться главную ось вокруг оси вращения другой рамки карданова подвеса. Такой поворот оси гироскопа называется прецессией гироскопа. Скорость прецессии

$$\Omega = M/H \sin \beta,$$

где β – угол между рамками карданова подвеса.

Прецессия имеет тенденцию совместить по кратчайшему пути вектор $\bar{H}$ с вектором приложенного момента. Если вектор внешнего момента действует по оси вращения наружной рамки, то с течением времени главная ось (вектор $\bar{H}$) совместится с осью вращения этой рамки. Если внешний момент действует по оси вращения внутренней рамки, то совмещения не будет. Если вектор внешнего момента не совпадает по направлению с осью вращения одной из рамок, то прецессию вызывают проекции вектора внешнего момента на оси вращения наружной и внутренней рамок.

Заметим, что один и тот же момент вызывает тем бóльшую скорость прецессии, чем больше угол β между рамками подвеса отличается от прямого. При взаимно перпендикулярных рамках ($\beta = 90°$) гироскоп максимально устойчив по отношению к действующим на него возмущающим моментам. Отметим также, что прецессия является практически безынерционным движением главной оси гироскопа и прекращается сразу же при прекращении действия внешнего момента.

В действительности движение гироскопа при приложении внешнего момента сложнее. Так, при действии момента M_X, приложенного к внутренней рамке, гироскоп прецессирует вокруг оси Y и одновременно совершает небольшие колебания вокруг оси действия внешнего момента (оси X), которые называются нутацией гироскопа. Как правило, амплитуда и период нутации так малы, что ее можно не принимать во внимание.

Как указывалось, наиболее часто привод ротора гироскопа – электрический. Однако возможны и другие виды привода, например пневматический.

Карданов подвес – далеко не единственный тип подвеса, обеспечивающий ротору гироскопа три степени свободы. С целью уменьшения момента трения в опорах карданова подвеса применяются различные поплавковые конструкции, обеспечивающие гидростатическую разгрузку опор. Разработаны также принципиально отличные от карданова подвеса: электростатический, электромагнитный.

На основе гироскопов созданы гироскопические измерители угловой скорости и ускорения, гироскопические вертикали, приборы для разделения направления (гироскопы направления), гироскопические

компасы. Принципы построения двух последних гироскопических п
боров будут рассмотрены ниже, так как именно они могут быть по
жены в основу гироскопических датчиков азимута.

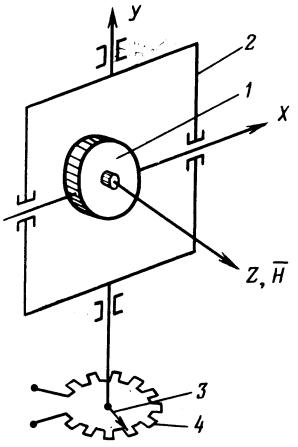
Гироскопический датчик азимута может быть выполнен на осн
трехстепенного свободного гироскопа. Как отмечалось, главная
свободного гироскопа при отсутствии внешних сил стремится сох
нить неизменным свое направление в пространстве. Однако суточ
вращение Земли приводит к тому, что ось гироскопа будет измен
свое направление относительно поверхности Земли. Например, на
люсе в течение 1 ч ось гироскопа по отношению к Земле поверне
на угол $360^\circ/24 = 15^\circ$.

Для компенсации вращения Земли используется свойство ги
скопа прецессировать при приложении внешнего момента. К внутр
нему кольцу на определенном расстоянии от его оси вращения п
крепляется груз, под действием которого гироскоп начнет прецес
ровать в горизонтальной плоскости. Изменяя плечо и массу груза, мож
получить скорость прецессии, равную угловой скорости поворота Зем
в том месте, где проводится измерение, но направленную в обратн
сторону. Подобный гироскоп называют скомпенсированным отно
тельно суточного вращения Земли.

Схема датчика азимута на основе свободного трехстепенного ги
скопа показана на рис. 26. В качестве преобразователя угла повор
на рисунке показан реохорд *4*. Он жестко связан с основанием и
корпусом инклинометра, а его движок *3* — с наружной рамкой *2*
роскопа, в которой подвешен кожух ротора гироскопа *1*. При по
ротах корпуса прибора вокруг вертикальной оси *Y* наружная рамка
сохраняет свое положение в пространстве и движок *3* реохорда пе
мещается по реохорду *4*. Угол поворота преобразуется в электрическ
параметр (сопротивление или напряжение).

Если ось *Y* вращения наружной рамки вертикальна, то повор
основания гироскопа линейно преобразуется в соответствующий эл
трический сигнал. Однако если происходит наклон корпуса инклином
ра и, следовательно, направление оси *Y* отклоняется от вертикально
линейность преобразования азимута нарушается. Возникающая при эт
ошибка называется карданной. Она обусловливается геометрией само
карданова подвеса и свойством трехстепенного гироскопа сохраня
направление главной оси в пространстве.

Датчик азимута на основе свободного гироскопа не является ко
пасом. Необходимо заранее установить главную ось гироскопа в
вестное положение. В дальнейшем главная ось в течение определенно
времени сохраняет свое направление в пространстве. Как уже отме
лось, реальным гироскопам свойствен дрейф, и со временем направ
ние главной оси изменяется. Необходимо или сократить время изм
рения, или возвращать главную ось в исходное положение, или вноси
поправки на дрейф. Кроме того, надо свести к минимуму влиян
суточного вращения Земли.



ис. 26. Датчик азимута на основе ободного трехстепенного гироскопа

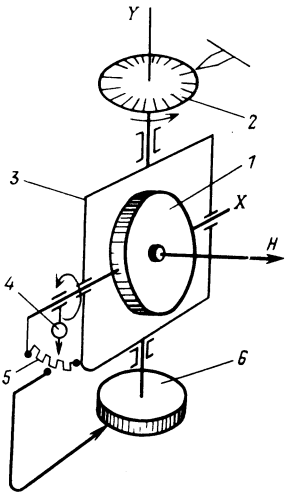


Рис. 27. Гироскоп направления с маятниковой коррекцией

Гироскопические приборы, в конструкциях которых учтено, чтобы главная ось гироскопа сохраняла свое направление по отношению к земным ориентирам, называют гироскопами направления. Простейшей из них является рассмотренная выше компенсация суточного вращения Земли с помощью грузика, установленного на внутренней рамке подвеса. Однако трение в опорах подвеса, смещение центра тяжести ротора и другие причины приводят к тому, что дрейф гироскопа достигает при этом способе коррекции значительной величины.

Большую устойчивость гироскопа направления получают за счет применения так называемой горизонтальной коррекции. Она удерживает главную ось в плоскости горизонта. Астатический гироскоп в карданном подвесе, главная ось которого удерживается в плоскости горизонта, называется гирополукомпасом. Он широко используется в авиации и мореплавании как прибор, определяющий заданный географический курс в течение определенного времени.

Существуют два типа горизонтальной коррекции. Первый тип — межрамочная коррекция — применяется, когда объект перемещается, как правило, в горизонтальной плоскости.

Если объект в процессе движения не сохраняет горизонтальное положение, то предпочтительнее коррекция второго типа — маятниковая. Гирополукомпас с маятниковой коррекцией показан на рис. 27. При отклонении главной оси гироскопа от плоскости горизонта датчик угла *5*, электрический сигнал на выходе которого за счет наличия маятника *4* пропорционален величине отклонения плоскости внутренней

рамки (кожуха) *1* от вертикальной, управляет датчиком момента с
Возникающий момент относительно оси вращения наружной рамки
вызывает прецессию вокруг оси *X*, которая возвращает главную ос
гироскопа в горизонтальное положение. Азимут отсчитывается п
шкале *2*.

Горизонтальная коррекция может быть осуществлена за счет энерги
воздуха, сжимаемого вращающимся ротором. При этом ротор обяз
тельно монтируется в специальной камере — гирокамере, которая вы
полняет функцию внутреннего карданова кольца и одновременно яв
ляется кожухом, закрывающим со всех сторон ротор. На основе воз
душных корректирующих устройств может быть выполнена как меж
рамочная, так и маятниковая коррекция.

На основе гироскопов могут быть построены приборы, которы
функционируют как компас. Они называются гирокомпасами. Пер
стейший гирокомпас, идея создания которого принадлежит еще Фуко
представляет собой двухстепенной гироскоп, ось вращения наружно
рамки которого установлена вертикально (рис. 28). Если направлени
главной оси не совпадает с направлением на Север, то под действие
поворотного ускорения, связанного с вращением Земли и вызывающег
поворот гироскопа вокруг оси север — юг, ротор гироскопа начина
прецессировать вокруг вертикальной оси. Прецессия прекратится, когд
направление главной оси совпадет с направлением север — юг. Таки
образом, по прошествии определенного времени главная ось гироскоп
укажет направление на север. Однако использовать подобный прибо
можно только на неподвижном основании, поскольку при качке во
никают возмущающие моменты, величина которых значительно пр
восходит направляющий момент к меридиану. Двухстепенной гироко
пас применяют в топографии, и по этой причине его иногда называю
топографическим гирокомпасом.

Значительно более устойчив к действию внешних моментов при раб
те на подвижных объектах гирокомпас с маятником, выполненный н
основе трехстепенного гироскопа. Этот прибор отличается от астатиче
кого трехстепенного гироскопа тем, что на его кожухе укреплен гру
смещающий центр тяжести кожуха гироскопа вдоль оси, перпендикуля
ной к главной оси гироскопа и оси вращения внутренней рамки. Суто
ное вращение Земли вызывает прецессию и отклонение главной ос
гирокомпаса от горизонтальной плоскости. При этом возникает момен
за счет груза относительно оси вращения внутренней рамки, вызыва
щий в свою очередь процессию наружной рамки. Так же, как и в дву
степенном гироскопе, прецессия прекратится, когда направление гла
ной оси совпадет с направлением север — юг.

Разработан ряд конструкций гирокомпасов, где сведены к минимум
силы трения в опорах. К ним относятся маятниковые поплавковы
гирокомпасы, приборы с электромагнитным подвесом. При рабо
гирокомпасов на качающемся основании возникают не только колеб

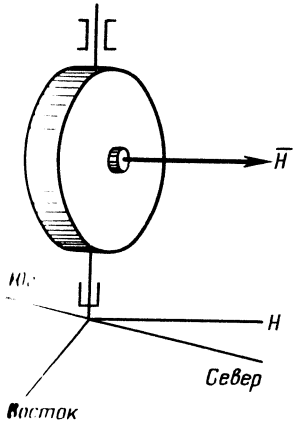


Рис. 28. Простейший двухстепенной гирокомпас

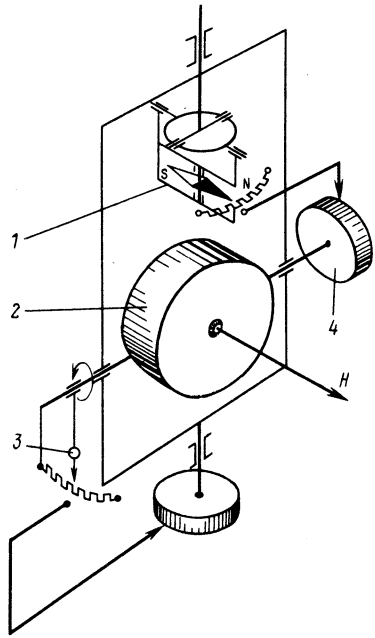


Рис. 29. Гиромагнитный компас

ки, но и девиация, которая может достигать значительных величин. С целью практического исключения девиации были разработаны гирокомпасы с двумя гироскопами, так называемые двухроторные гирокомпасы и гирокомпасы с различными видами коррекции. Отметим, что гирокомпасы использовались в инклинометрических датчиках. Например, на основе гирокомпасов были разработаны гироинклинометры Аншютца и Мартинсона.

Гиромагнитный компас представляет собой прибор, у которого азимутальная коррекция направления главной оси гироскопа по магнитному северу осуществляется с использованием магнитного компаса (например, магнитной стрелки). Преимущество подобного прибора по сравнению с чисто магнитными датчиками состоит в том, что гироскоп является фильтром, который отрабатывает полезный сигнал с магнитного датчика азимута и отфильтровывает помехи, вызываемые колебаниями магнитной стрелки при качке, различными девиациями при виражах, поворотах, наклонах объекта, в том числе сводит к минимуму так называемые поворотные ошибки магнитного компаса. Применительно к инклинометрам гиромагнитный компас может быть использован, например, в составном бурильном инструменте, где в легкосплавных немагнитных трубах гироскоп корректируется по магнитному компасу, в стальных — коррекция отключается.

Схема гиромагнитного компаса показана на рис. 29. Гиромагнитны компас состоит из двух приборов: магнитного компаса *1* и гироскоп направления *2* с тем или иным видом горизонтальной коррекции (гиро полукомпаса). На рисунке изображена маятниковая коррекция с исполь зованием маятника *3*. Направление главной оси гирополукомпаса кор ректируется по магнитному компасу. Сигнал, пропорциональный вели чине рассогласования между направлением магнитной стрелки и главно осью гироскопа, подается на двигатель азимутальной коррекции *4*. Мо мент, создаваемый этим двигателем, заставляет гироскоп прецессироват до тех пор, пока направление главной оси не совместится с направлением магнитной стрелки. Таким образом, при нормальных условиях главна ось гироскопа устанавливается вдоль магнитного меридиана. Однак гироскоп отфильтровывает быстроизменяющиеся ошибки магнитног компаса, что приводит к повышению точности прибора в целом.

Когда статическая ошибка магнитного компаса заведомо велика азимутальную коррекцию по магнитной стрелке целесообразно откл чать. Например, при использовании прибора на самолете азимутальну коррекцию при длительных виражах самолета отключают и определяю курс непосредственно по гироскопу направления. В качестве магнитног компаса в авиационных гиромагнитных компасах широко применяютс феррозондовые датчики магнитного поля, рассмотренные выше.

Техническая сложность создания гироскопических датчиков дл инклинометров определяется в первую очередь необходимостью малы габаритов приборов. Повысить устойчивость гироскопа и тем самы уменьшить его дрейф можно тремя путями: увеличением момента инер ции ротора гироскопа, повышением частоты его вращения и уменьш нием моментов от действия внешних сил (моменты трения, разбаланси ровка и др.). Один из наиболее эффективных путей повышения точно сти — увеличение диаметра ротора — для гироскопических датчико инклинометров не может быть использован.

§ 6. Методы повышения точности и вибропрочности инклинометрических датчиков

Многочисленные отдельные приемы увеличения точности инклиноме рических датчиков можно отнести к одному из трех обобщенных м тодов: структурно-параметрическому, конструктивному и технолог ческому (табл. 3). К структурно-параметрическому методу можн отнести приемы и схемные решения, в основу которых положены резе вирование времени, устранение влияния помех, оптимизация параметро

Процессы измерения угла наклона скважины по своей природ относятся к медленно протекающим, например, интенсивность пр странственного искривления траектории в процессе бурения находитс в пределах 0,01—0,1 градус/м при линейной скорости удлинения трае тории 0,5—5 м/ч, максимальная скорость перемещения измерительног снаряда на каротажном кабеле не превышает 5 км/ч.

Таблица 3. **Методы повышения точности инклинометрических датчиков**

Метод	Пути повышения точности	Технические решения
Структурно-параметрический	Оптимизация параметров	Оптимальный выбор рабочего диапазона, точности, кинематической схемы и схемы измерения, согласованных с условиями работы
	Резервирование времени	Увеличение числа измерений с дальнейшей статистической обработкой. Измерения в момент отсутствия помехи. Введение эталонных измерений. Разделение во времени процессов измерения на ориентирование и съем показаний
	Устранение влияния помех	Измерение помех (температура, вибрация, изменение напряжения питания, параметры кабеля) с последующей корректировкой показаний. Выдерживание постоянными дестабилизирующих факторов. Использование помехоустойчивой формы представления информации (частотный, фазовый, времяимпульсный, импульсный). Использование схем уравновешивающего и развертывающего преобразования
Конструктивный	Увеличение момента маятника и магнитного момента	Выбор формы груза. Увеличение массы груза и вынос его за габариты устройств. Использование моментных устройств, управляемых чувствительным элементом отклонения от вертикали и магнитного меридиана. Использование выталкивающей архимедовой силы. Использование постоянных магнитов с высокой коэрцитивной силой. Применение концентраторов магнитного поля Земли
	Снижение сил сухого трения в опорах	Снижение реакций в опорах подвеса применением конструкционных материалов небольшой плотности, разгрузка опор гидростатическими, гидродинамическими, магнитными и электростатическими силами. Снижение трения в опорах подвеса за счет вибрации. Использование конструкций в виде коаксиальных рамок. Использование коллекторов малого диаметра с небольшой силой прижатия щеток. Применение опор без сухого трения — магнитных резонан-

Продолжение табл. 3

Метод	Пути повышения точности	Технические решения
		сных и управляемых гидродинамических, аэростатических, электростатических, торсионных
	Снижение возмущающих моментов	Применение преобразователей с малым обратным влиянием на чувствительный элемент. Использование гибких токопередач, бесконтактных трансформаторных и жидкостных токосъемников
Технологический	Повышение качества изготовления	Предварительная прикатка и разбраковка шарикоподшипников по моменту трения. Повышение степени очистки заливочной жидкости от механических примесей, обезвоживание ее, промывка внутренних полостей устройства и подшипников. Совмещение центров тяжести и вытесненного объема жидкости с плоскостью симметрии маятников и осью вращения механического преобразователя. Уравновешивание по плавучести и дифференту

Избыточность времени — эффективный прием повышения точност К нему можно отнести увеличение числа измерений на отдельном участк траектории с дальнейшей статистической обработкой, измерение в м мент отсутствия помех (при остановках), разделение измерения на св бодное ориентирование чувствительного элемента с последующим съ мом показаний в заарретированном состоянии, введение эталонных и мерений. Основными помехами, влияющими на измерения, являютс удары, вибрации, изменения напряжения, температуры, давления, пер менные магнитные и электрические поля, изменение параметров кар тажного кабеля. Избыточность времени позволяет дополнительно изм рить помехи специальными преобразователями с последующей коррек тировкой показаний.

Устранить влияние температуры можно с помощью применени охлаждающих устройств, измерительных схем с температурной ко пенсацией и термостойких элементов. Снизить влияние вариаций н пряжения питания и температуры на точность показаний можно и путе использования схем уравновешивающего и развертывающего преобр зования. Устранение влияния вариаций параметров каротажного кабел

нешних электрических и магнитных помех при передаче возможно применением кодирования и использованием помехоустойчивой формы представления информации — посредством угловой, амплитудно-широтной, времяимпульсной, счетно-импульсной, кодово-импульсной модуляции. К оптимизации параметров отнесем выбор кинематической схемы датчика и схемы измерения в заданном рабочем диапазоне, обеспечивающий преобразование с необходимой точностью.

Конструктивные приемы увеличения точности измерения разнообразны. Точность инклинометрических преобразователей, особенно при малых зенитных углах, достигается увеличением маятниковости эксцентричных грузов и магнитного момента механического преобразователя, снижением или исключением сил сухого трения и возмущающих моментов в опорах подвеса. Увеличить маятниковость можно несколькими способами. Например, выбором формы груза, обеспечивающего в заданных габаритах максимальный момент, повышением массы груза за счет вынесения его за пределы устройства, использованием выталкивающей архимедовой силы и моментных устройств, управляемых преобразователями отклонения от вертикали. Магнитный момент механического преобразователя (магнитная стрелка) вследствие ограниченного диаметра устройств может быть увеличен лишь за счет применения магнитных материалов с высокой коэрцитивной силой, концентратов магнитного поля Земли в виде магнитной жидкости, а также выбором формы механического преобразователя, в заданном объеме обеспечивающего наибольшую магнитную массу.

Моменты сил сухого трения в опорах подвеса могут быть снижены с помощью уменьшения реакций в опорах от веса маятника путем гидростатической разгрузки опор, разгрузки магнитными силами, принудительной вибрации, применения коаксиальных рамок. Моменты сил сухого трения в токоподводящих устройствах можно снизить, используя коллекторы малого диаметра и щетки с небольшой силой прижатия, бесконтактные трансформаторные и жидкостные токопередающие устройства, пространственные преобразователи перемещения с небольшим влиянием на чувствительный элемент — магнитомодуляционные, индукционные, емкостные, фотоэлектрические, оптические, радиоактивные, осциллографические, акустические. Полного исключения сил сухого трения можно добиться, применяя магнитные резонансные и управляемые опоры, а также гидростатические, аэродинамические, электростатические и торсионные опоры.

К технологическому методу можно отнести предварительную приработку и разбраковку шарикоподшипников по моменту трения, тщательную очистку внутренних полостей и жидкости от механических примесей, специальные технологические операции по уравновешиванию деталей в жидкости — балансировка по плавучести и дифференту, совмещение центров тяжести и вытесненного объема жидкости с осью вращения.

Таблица 4. **Конструктивные и технологические приемы повышения вибропрочности**

Метод	Повышение вибропрочности
Конструктивный	1. Применение виброгасителей и амортизаторов. 2. Гидростатическая разгрузка опор. 3. Исполнение подвижных элементов в виде поплавковых конструкций — тонкостенных герметичных жестких оболочек цилиндрической или сферической формы, использование пенистых пластмасс (пенополиуретан, пенополиэпоксид). 4. Использование жидкостей высокой вязкости и плотности. 5. Уменьшение зазоров между подвижными и неподвижными элементами конструкции. 6. Увеличение площади контакта подвижных элементов с жидкостью. 7. Доведение до минимальных размеров подвижных элементов и применение для их исполнения материалов небольшой плотности. 8. Применение слоистых материалов с высокими демпфирующими свойствами. 9. Использование арретирующих устройств. 10. Применение бесконтактных токопередающих элементов и преобразователей перемещения
Технологический	1. Применение неразъемных способов крепления с помощью сварки и склеивания. 2. Пропитка и заливка обмоток преобразователей и электросхем компаундами. 3. Уравновешивание подвижных элементов в жидкости по плавучести и дифференту.

Для большинства забойных инклинометрических датчиков дост точно удовлетворить лишь требование вибропрочности — сохранност и нормального функционирования после действия вибрационных пер грузок, так как возможны измерения при остановленном процесс бурения и в момент наращивания колонны труб. Приемы увеличени вибропрочности можно отнести к одному из двух обобщенных методов конструктивному и технологическому (табл. 4).

Один из действенных методов снижения перегрузок — применени амортизаторов. При этом необходимо исключить явление динамичес кого поглощения колебаний при конструировании амортизаторов исключить резонанс подвижных элементов прибора. Последнее дости гается повышением частоты собственных колебаний корпусов под вижных элементов прибора путем исполнения их в виде тонкостенны жестких сварных или склеенных оболочек, имеющих цилиндрическу или сферическую форму; использование слоеных собранных с пред

рительным натягом элементов конструкции; эффективным демпфированием посредством применения вязкой жидкости, заполняющей прибор, и малых зазоров между подвижными и неподвижными элементами.

Ударная и вибрационная прочность инклинометрических датчиков повышается при уменьшении массы подвижных деталей миниатюрным исполнением последних, применением гидростатической разгрузки, также размещением упоров, ограничивающих поворот рамок устройства, в центре удара, в результате чего отсутствуют ударные реакции в опорах подвеса. Ударная и вибрационная прочность наиболее полно реализуется в поплавковых конструкциях, в которых подвижный элемент выполнен в виде герметичного бачка, взвешенного в жидкости, заполняющей устройство. Действительно, если выбрать объем поплавка и плотность жидкости такими, что вес поплавка уравновешивается архимедовой силой, совместить координаты центров тяжести и выталкивающей силы с его осью вращения и уравновесить по дифференту, то на опоры подвеса будет действовать лишь небольшая сила, равная неточности уравновешивания поплавка в жидкости.

Малый демпфирующий зазор между подвижными элементами и корпусом, а также увеличенная поверхность поплавка, даже при значительных статических реакциях, снижают динамические нагрузки в опорах, так как при ударе вязкая жидкость не может мгновенно вытечь из зазора и нагрузка воспринимается уже всей поверхностью поплавка. Использование жидкости высокой вязкости, увеличение поверхности соприкосновения поплавка с жидкостью, небольшие демпфирующие зазоры между корпусом и наружной карданной рамкой, внутренней и наружной карданными рамками — все это резко снижает угловую скорость, при этом увеличивается сопротивление вращения и уменьшается сила удара об упоры, тем самым снижается реакция в осях вращения карданных рамок.

ГЛАВА IV

ИНКЛИНОМЕТРЫ НА КАРОТАЖНОМ КАБЕЛЕ

§ 1. Отечественные инклинометры на каротажном кабеле

В отечественной практике инклинометрические измерения, особенно при эксплуатационном и глубоком разведочном бурении, ведутся в основном инклинометрами на каротажном кабеле. Целесообразно рассмотреть их в следующем порядке: приборы для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения, приборы для геологоразведочного буре-

ния, гироскопические приборы. Ряд приборов на кабеле разработан специально для ориентирования отклонителя в скважине.

Основные приборы для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения — это инклинометры типа КИТ и КИТА. Прообразом этих инклинометров был инклинометр ИШ-2 (инклинометр Шевченко). В этих приборах в качестве датчика азимута используется магнитная буссоль. Инклинометры выполнены по кинематической схеме с двумя карданными рамками. Для съема показаний применяются арретирование чувствительных элементов и преобразование измеряемых параметров в величину сопротивления реохордов. Арретирование осуществляется переключающим механизмом, приводимым в действие электромагнитом. Инклинометры типа КИТ допускают работу с одножильным каротажным кабелем.

Стремление повысить точность и надежность привело к разработке инклинометра ИМ-1, который имеет аналогичную инклинометру КИТ кинематическую схему, но обладает более высокими метрологическими характеристиками и большей надежностью. Для уменьшения времени на проведение инклинометрических измерений в скважине разработаны приборы, позволяющие вести измерения без остановки скважинного прибора, т. е. непосредственно в процессе подъема или спуска бурильного инструмента. К этому классу приборов относится непрерывный цифровой инклинометр ИН1-721, разработанный во ВНИИнефтепромгеофизике. Инклинометр обладает повышенной точностью и обеспечивает непрерывное в процессе подъема скважинного прибора измерение и регистрацию как зенитного угла, так и азимута. Максимальная скорость подъема 1000 м/ч.

В эксплуатационном и глубоком разведочном бурении для контроля за направлением отклонителя в наклонном стволе широко применяются обычные инклинометры с магнитной буссолью, например инклинометры КИТ. Для этого используется переводник со встроенным постоянным магнитом. Переводник устанавливают в нижней части бурильного инструмента над турбобуром, а над переводником располагают немагнитную бурильную трубу (ЛБТ). Заранее фиксируется положение магнита относительно плоскости действия отклонителя.

После забуривания наклонного участка инклинометр спускается внутрь колонны бурильных труб и размещается таким образом, чтобы магнитная буссоль его находилась напротив постоянного магнита переводника. Замер осуществляется в этой точке. По нему определяется положение постоянного магнита относительно апсидальной плоскости и следовательно, направление действия отклонителя от апсидальной плоскости, т. е. угол установки отклонителя. Затем инклинометр поднимают так, чтобы он разместился в ЛБТ, и проводят второй замер, по данным которого определяют положение апсидальной плоскости относительно магнитного севера, а с учетом данных предыдущего замера находят направление действия отклонителя от магнитного севера.

Для геологоразведочного бурения были разработаны малогабаритные инклинометры УМИ-25 и МИ-30, устройство которых аналогично инклинометру типа КИТ. Основное отличие их — небольшой диаметр скважинного прибора. Например, диаметр скважинного прибора инклинометра МИ 30 составляет 30 мм. Для геофизических исследований рудных и угольных скважин диаметром 42 мм и более разработан инклинометр МИР-36.

Были разработаны и приборы непрерывной регистрации. Так, инклинометр "Зенит-40У" предназначен для непрерывной автоматической регистрации зенитного угла при подъеме или спуске скважинного прибора. Связь с поверхностью осуществляется трехжильным каротажным кабелем. Датчик зенитного угла установлен в маятниковом подвесе и представляет собой маятник с контактной пластиной, скользящей по измерительному реохорду. Электрическая схема измерения — мостовая. Регистрацию можно осуществлять на каротажном регистраторе ЛАСК-8. Был разработан специальный регистратор с шариковым пишущим узлом.

Техническая характеристика рассмотренных инклинометров на каротажном кабеле приведена в табл. 5.

Для работы с отклонителями при бурении геологоразведочных скважин малого диаметра в ВИТРе разработаны приборы "Курс" и "Луч". Ориентирующая аппаратура "Курс" предназначена для измерения угла установки отклонителя на забое скважины и включает в себя скважинный прибор диаметром 18 мм, пульт, лебедку со счетчиком глубины и кабель. Угол между направлением отклонителя и апсидальной плоскостью передается дистанционно. Угол установки отклонителя преобразуется в переменное сопротивление кругового реохорда. Измерение осуществляется компенсационным методом. Три плеча моста находятся в наземном пульте. Для повышения точности установки токосъемной щетки в апсидальной плоскости в скважинном приборе имеется вибратор. Максимальная температура для работы скважинного прибора составляет + 80 °С, максимальная глубина 2000 м. Аппаратура работает в диапазоне изменения зенитных углов от 3 до 60°. Диапазон измерения угла установки отклонителя 0—340° Основная погрешность измерения угла установки отклонителя составляет $\pm 5^\circ$ при зенитных углах $\cdot 10^\circ$, при $\theta = 5 \div 10^\circ$ погрешность $\pm 7^\circ$, при $\theta = 3 \div 5^\circ$ погрешность $\pm 10^\circ$.

Аппаратура "Луч" (разработка ВИТР) предназначена также для ориентирования отклонителя. Наружный диаметр скважинного прибора 13 мм. В нем имеется отвес, который замыкает контакты, когда плоскость действия отклонителя не совпадает с апсидальной плоскостью, и размыкает их, когда плоскости совпадают. На поверхность передается дискретный сигнал. Полярность сигнала определяет направление, в котором отклонитель отклонился от апсидальной плоскости. Прибор

Таблица 5. **Техническая характеристика инклинометров на каротажном кабеле**

Тип инклинометра	Зенитный угол		Азимут		Диаметр скважинного прибора, мм	Максимальная температура, °С	Максимальное давление, МПа
	Диапазон, градус	Погрешность, мин	Диапазон, градус	Погрешность, мин			
КИТ	0–50	± 30	0–360	± 4	60	120	60
КИТА	0–50	± 30	0–360	± 4	74	120	120
ИМ-1	0–75	± 20	0–360	± 2	73	180	150
ИН1-721	3–100	± 24	0–360	± 2	73	120	60
МИ-30	0–50	± 30	0–352	± 5	30	130	80
МИР-36	0–45	± 30	0–360	± 4	36	80	20
"Зенит-40У"	2–70	± 30	—	—		80	15

Примечания.

1. Погрешность измерения азимута приведена для зенитных углов, больших 3°.

2. Инклинометры ИН1-721 и "Зенит-40У" осуществляют непрерывную регистрацию.

работает в диапазоне изменения зенитных углов до 60°. Ошибка прибора составляет ± 5° в диапазоне зенитных углов от 6 до 60°; ± 7° в диапазоне 3–6°; ± 10° при зенитных углах меньше 3°.

Гироскопические инклинометры в отечественной практике используются ограниченно. Применялись, а в ряде случаев применяются и в настоящее время гироскопические инклинометры ИГ-50 и ИГ-36 производства ЧССР. Отечественной промышленностью ранее выпускались гироскопические инклинометры, затем их производство было прекращено. Однако в последние годы во ВНИИнефтепромгеофизике разработан гироскопический инклинометр, опытные образцы которого испытаны в промышленных условиях.

§ 2. Инклинометры КИТ и КИТА

Инклинометр КИТ и его модификация КИТА — наиболее массовые приборы в отечественной практике, используемые при бурении нефтяных и газовых скважин. Модификации отличаются величиной максимального рабочего гидростатического давления, которое составляет для инклинометра КИТ 60 МПа, а для инклинометра КИТА — 120 МПа.

Инклинометр состоит из скважинного прибора и пульта управления [24]. Датчик инклинометра КИТ выполнен по кинематической схеме с двумя карданными рамками (см. рис. 20). Конструктивно он содер-

жит общую наружную карданную рамку как для чувствительного элемента азимута (магнитная буссоль), так и для чувствительного элемента зенитного угла (отвес). Датчик инклинометра показан на рис. 30. Ось вращения наружной рамки совпадает с продольной осью инклинометра. Вследствие эксцентрично расположенного груза *18* центр тяжести рамки не совпадает с ее осью вращения. Поэтому рамка при наклоне устанавливается перпендикулярно к плоскости наклона, т. е. перпендикулярно к апсидальной плоскости.

Чувствительным элементом зенитного угла служит отвес *7* со стрелкой *8*, плоскость качания которого на оси *23* находится в плоскости наклона прибора. Преобразователем зенитного угла в величину сопротивления служит угловой реохорд *10*. При арретировании датчика конец стрелки *8* дужкой *9*, которая одновременно является токосъемной шиной, прижимается к реохорду *10*.

Чувствительный элемент азимута — буссоль, которая состоит из двух магнитов *14*, вращающихся на оси *16*, и пластмассового корпуса *5* с вмонтированными в него кольцевым реохордом *4* и токосъемным кольцом *3*. Поворот корпуса буссоли относительно наружной рамки происходит вокруг двух полуосей *20*. Благодаря грузу *6* ось *16* магнитной стрелки *14* всегда занимает вертикальное положение. Магнитная стрелка имеет два стержня из постоянных магнитов, закрепленных в колпачке *12* с агатовым подшипником, который насаживается на острие *13* подвижной оси *16*.

Изолированный пружинный контакт *15* при перемещении вниз оси *16* вместе со стрелкой соединяет кольцевой реохорд *4* с токосъемным кольцом *3*. Электрическая связь реохорда и токосъемного кольца с коллектором *1* осуществляется через гибкие маломоментные проводники *21*. Разрыв кольцевого реохорда буссоли находится в плоскости, перпендикулярной к плоскости наружной рамки, т. е. в плоскости искривления скважины. Поэтому угол между северным концом магнитной стрелки и разрывом реохорда равен азимуту плоскости искривления скважины. При арретировании угол преобразуется в величину сопротивления кольцевого реохорда.

Арретирование магнитной стрелки осуществляется механизмом, состоящим из нажимного кольца *11*, возвратных пружин *2*, двух толкателей *19*, поводка *22*, дугообразного рычага *17*, дугообразной пружины *24* и муфты *26*, сцепленной с дужкой *9*. Под действием переключающего механизма нажимное кольцо *11*, а вместе с ним и толкатели *19* перемещаются вниз. Поводок *22* отклоняет вниз дугообразный рычаг *17*, который оттягивает также вниз подпружиненную ось магнитной стрелки. При этом обеспечивается прижим пружинного контакта магнитной стрелки к кольцевому реохорду и токосъемному кольцу. Одновременно кулачок *25* освобождает пружину *24*. Муфта *26* вместе с дужкой *9* перемещаются и прижимают стрелку *8* отвеса к угловому реохорду *10* чувствительного элемента зенитного угла.

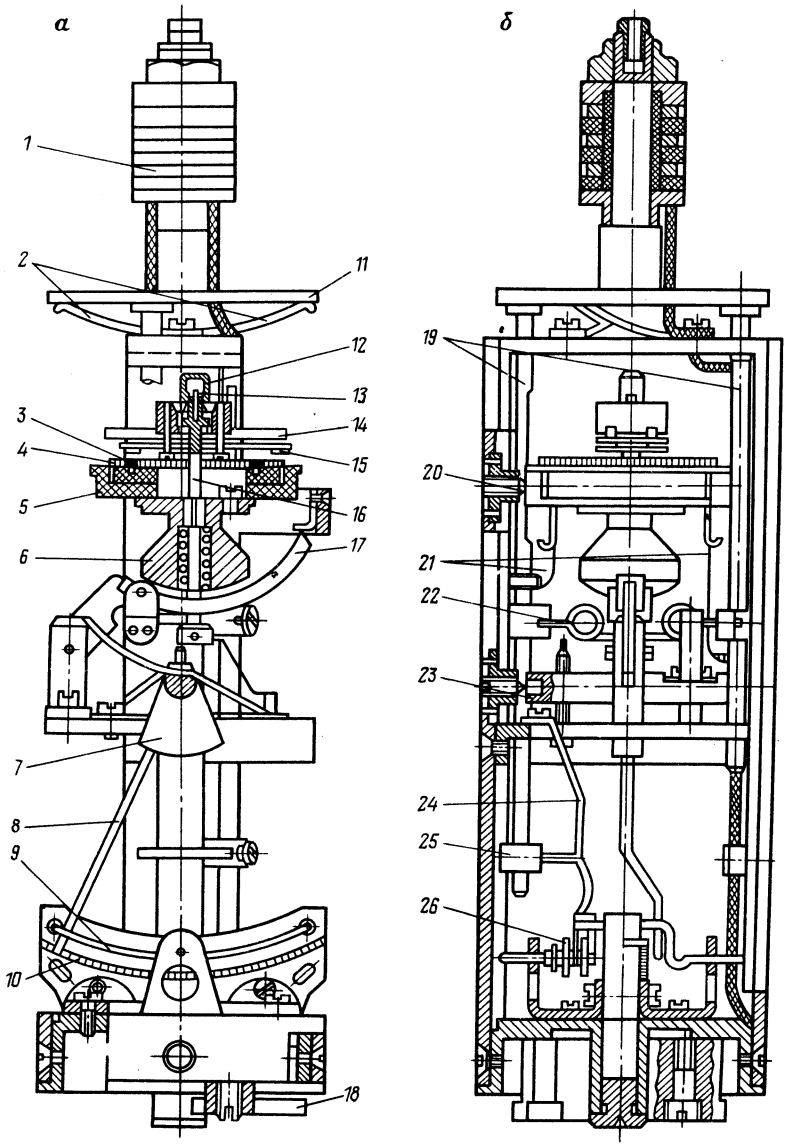


Рис. 30. Датчик инклинометра КИТ:

а — плоскость наружной рамки перпендикулярна к плоскости чертежа, *б* — плоскость наружной рамки совпадает с плоскостью чертежа

Наружная рамка вращается на двух полуосях. Электрическая связь реохордов зенитного угла и азимута с остальной частью схемы осуществляется через коллектор *1* с тремя контактными кольцами. Арретирование чувствительных элементов и наложение токосъемных щеток на коллектор *1* производятся шестипозиционным кулачковым переключателем, приводимым в действие электромагнитом. Для выполнения измерений в одной точке требуется сделать шесть переключений: три первых для измерения азимута, три последующих для измерения зенитного угла. В позициях 1 и 4 чувствительные элементы свободны. В позиции 2 на коллектор накладывается первая пара щеток и происходит контрольный замер азимута. В позиции 3 чувствительные элементы арретируются и происходит считывание показаний азимута. В позиции 5 на коллектор накладывается вторая пара щеток и осуществляется контрольный замер зенитного угла, а в позиции 6 снова арретируются чувствительные элементы и считывается значение зенитного угла.

Упрощенная электрическая схема скважинного прибора и пульта управления приведена на рис. 31. В инклинометре используется мостовая схема измерения. Одно плечо моста расположено в скважинном приборе (реохорд зенитного угла *R3* или азимута *R2*), а три других — в пульте управления. При измерении азимута (позиции 2 и 3) прижимаются щетки *X2-1* и *X2-2*, а при измерении зенитного угла (позиции 5 и 6) — щетки *X2-1* и *X2-3*. Для контроля включаются полные сопротивления реохордов *R2* и *R3*, а для измерения фиксируются стрелки реохордов и подключается часть сопротивления, пропорциональная или зенитному углу *R3*, или азимуту *R2*.

Для переключения позиции на скважинный прибор подается постоянное напряжение 270 В, необходимое для зажигания разрядника *F1* включенного в цепь электромагнита *V1*. Ток в цепи электромагнита вызывает его срабатывание и переключение позиции. Для защиты измерительных цепей от высокого напряжения введены нормально закрытый контакт *S1*, механически связанный с сердечником электромагнита, а также сопротивление *R1*. В режиме измерений на скважинный прибор подается пониженное напряжение питания, недостаточное для пробоя разрядника и, следовательно, срабатывания электромагнита. При этом разрядник фактически отключает цепь электромагнита от измерительной цепи.

Позиции скважинного прибора переключаются с пульта управления переключателем *S2* "Переключение позиций". При нажатии кнопки *S2* на скважинный прибор подается постоянное напряжение 270 В, необходимое для срабатывания электромагнита скважинного прибора. Индикатором позиции является прибор *PA1*, включенный через сопротивление *R13*. При измерении азимута стрелка прибора находится в левой части шкалы, при измерении зенитного угла — в правой. Это происходит потому, что полное сопротивление реохорда азимута *R2* примерно

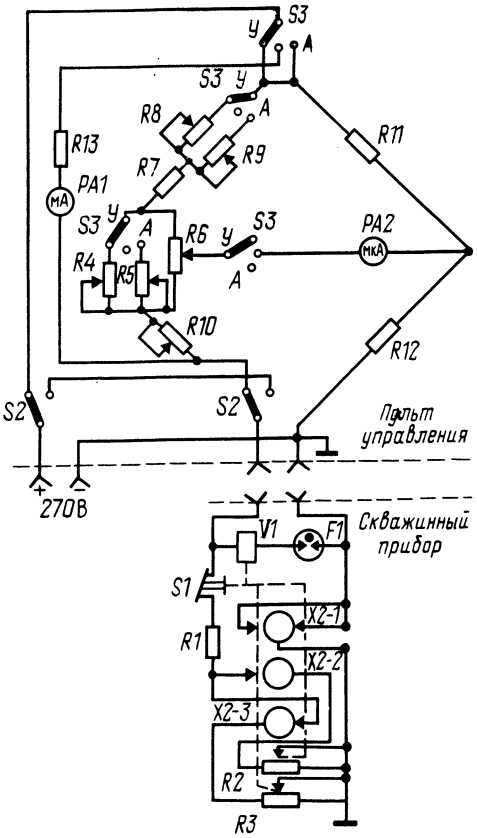


Рис. 31. Упрощенная электрическая схема скважинного прибора инклинометра КИТ

в 2 раза больше полног сопротивления реохорда з нитного угла *R3*.

Коммутация сопротивл ний измерительного моста, плечах которого находятс сопротивления *R11* и *R12*, пр переходе от измерения аз мута к измерению зенитног угла производится с помощь трехпозиционного переключ теля *S3*. При измерении как зенитного угла, так и азимут измерительный мост баланс руется переменным резист ром *R6*, на оси которо укреплена шкала, отгради рованная в градусах угла азимута. В качестве нуль-о гана моста используется ми роамперметр *PA2*. Питани пульт получает от источни постоянного напряжени (270 В).

До начала работы в скв жине инклинометр настраив ют (градуируют). Это закл чается в согласовании шкал азимута и зенитного угла пул та управления с фактическим значениями, установленными для скважинного прибор

Настройка осуществляется путем последовательных изменений сопр тивлений *R4, R5* и *R8, R9*, включенных последовательно с *R7* на пуль управления. При настройке используются инклинометрический стол необходимая поверочная аппаратура, позволяющая установить скв жинный прибор в определенные нормированные положения по зени ному углу и азимуту.

Сопротивление кабеля компенсируется переменным резистор *R10* "Компенсация сопротивления кабеля" в позиции, когда в измер тельную цепь включено полное сопротивление реохорда зенитного угл Регулируя сопротивление *R10*, добиваются по нуль-индикатору равн весия моста при установке шкалы зенитных углов на контрольну риску.

3. Инклинометр повышенной точности ИМ-1

С целью повышения точности и надежности датчиков инклинометров типа КИТ выполнены исследовательские работы, результатом которых явилось создание инклинометра повышенной точности ИМ-1. Схема скважинного прибора инклинометра ИМ-1 и электрическая схема инклинометра, включающего скважинный прибор и наземный блок, показаны на рис. 32.

Скважинный прибор содержит коммутирующий механизм, измерительное устройство и источник постоянного напряжения. Коммутирующий механизм состоит из электромагнита, включающего обмотку *1* и якорь *2*, штока *3*, собачки *4*, храповика *5*, с которым жестко связаны кулачки *6* и *7*, щеток *8* и *9*, толкателя *10*. Измерительное устройство содержит рамку *32* с установленными в ней датчиком азимута, включающим корпус *21*, магнитную стрелку *18*, с которой жестко связан ползунок *19*, иглу *24*, кольцевой резистивный элемент *23*, датчик зенитного угла, имеющий ось *28*, отвес *27*, ползунок *30* и резистивный элемент *31*. На рамке *32* установлены коллекторные кольца *12—15*, рычаги *35* и *36*, штоки *17* и *33*, связанные между собой кольцом *20*, эксцентричный груз *34*. Полуоси *35* и *11*, на которых установлена рамка *32*, совместно с полуосями *16, 22, 26* и *29* образуют карданный подвес для датчика азимута и для отвеса датчика зенитного угла.

Один из источников постоянного напряжения (рис. 32, *б*) включает обмотку *37* трансформатора *38* и выпрямитель *39*, а другой — обмотку *40* и выпрямитель *41*. К выпрямителю *39* подключена обмотка *1* электромагнита, а параллельно ей — обмотка реле *42*, нормально закрытые контакты *43* которого расположены в цепи питания обмотки электромагнита. Резистор *44* и конденсатор *45* образуют цепь задержки срабатывания реле *42*.

Ко второму источнику напряжения на выпрямителе *41* подключаются выводы резистивных элементов *23* и *31* через коллекторные кольца *12—15* и щетки *8* и *9*. Дроссель *46* и конденсатор *47* разделяют цепи переменного тока, питающего первичную обмотку трансформатора *38*, и постоянного тока, питающего резистивные элементы *31* и *23* соответственно датчиков зенитного угла и азимута.

В наземном блоке размещены генератор переменного напряжения *48*, измерительный прибор *49*, контакт *50*, конденсаторы *51* и *52*, дроссель *53*. Наземный блок связан со скважинным прибором одножильным каротажным кабелем *54*.

Принцип работы инклинометра состоит в следующем. Переменное напряжение от генератора *48* подается в скважинный прибор при замыкании контакта *50*. При этом переменный ток от генератора *48* поступает через конденсатор *51*, кабель *54*, конденсатор *47* в первичную обмотку трансформатора *38*. В обмотке *1* электромагнита, питаемой

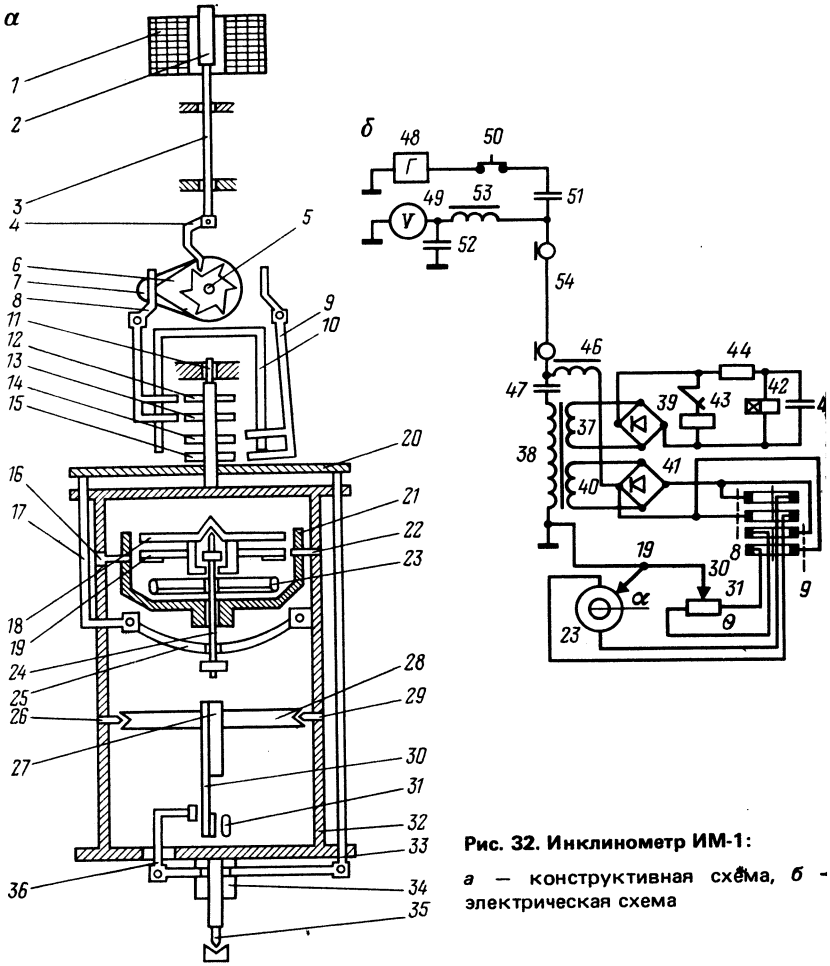


Рис. 32. Инклинометр ИМ-1:

а — конструктивная схема, *б* — электрическая схема

от выпрямителя *39* через контакт *43*, протекает постоянный ток; якор*2* приводится в движение и через шток *3* и собачку *4* поворачивает хра*повик 5* и связанные с ним кулачки *6* и *7*. При срабатывании реле *4*контакт *43* разрывается, и отключается обмотка электромагнита. Номи*налы* резистора *44* и конденсатора *45* подобраны таким образом, чтоб*время* задержки срабатывания реле было достаточным для перемещени*якоря 1* и поворота храповика.

Наличие в схеме реле с временной задержкой дает возможност*отключить* обмотки электромагнита без выключения питания с повер*ности* и тем самым упростить управление скважинным прибором. Кром

того, схема питания прибора позволила отказаться от мостовой схемы измерения и применить в качестве индикатора углового параметра на поверхности быстродействующий цифровой прибор. Таким образом, удалось сократить время, затрачиваемое на измерения в скважине, почти вдвое, а общее время с учетом спуска и подъема сократилось примерно на 25 %.

Инклинометр ИМ-1 прошел испытания в двух стендовых скважинах, а также в бурящихся скважинах объединения "Укрнефть". В процессе испытаний было сделано свыше 10 тысяч переключений, при этом отказов не наблюдалось, что свидетельствует о его высокой надежности. По результате испытаний выявлены следующие преимущества прибора:

конструкция переключающего механизма и измерительной рамки обеспечивает разгрузку керновых опор рамки, отвеса и магнитной системы и исключает самопроизвольное разарретирование измерительной рамки, что существенно повышает надежность прибора;

калибровка датчиков, измерение зенитного угла и азимута осуществляются в течение одного цикла, что в сочетании с цифровым способом регистрации повышает производительность труда почти в 2 раза;

высокая стабильность градуировочных характеристик прибора подтвердилась многократными поверками, проводимыми до и после измерений в скважине, а также после длительных транспортировок прибора.

4. Непрерывный цифровой инклинометр ИН1-721

Инклинометр ИН1-721, разработанный во ВНИИнефтепромгеофизике, предназначен для непрерывного автоматического измерения зенитного угла и азимута в функции глубины скважины с регистрацией результатов измерения в цифровом виде. В инклинометре использованы магнитные датчики азимута, поэтому его можно применять в необсаженных скважинах глубиной до 5000 м. Диапазон рабочих температур для скважинного прибора составляет от −10 до 120 °С. Максимальное рабочее гидростатическое давление 60 МПа. Измерения проводятся с применением одножильного или трехжильного бронированного каротажного кабеля.

Инклинометр ИН1-721 — новый промыслово-геофизический прибор, отличительной особенностью которого является способность проводить измерения при непрерывном подъеме скважинного прибора со скоростью до 1000 м/ч с автоматической регистрацией усредненных в заданном интервале глубины результатов измерений в цифровой форме с привязкой их к глубине. Результаты измерений в десятичном коде регистрируются на бумажную ленту при помощи устройства вывода буквенно-цифровой информации на печать типа ЭУМ-23Д с одновременным выводом на цифровое табло.

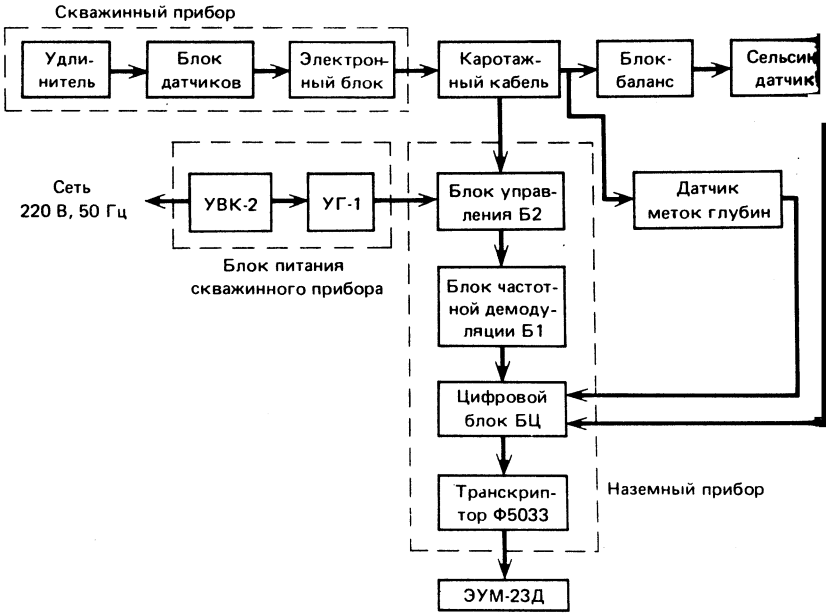


Рис. 33. Блок-схема инклинометра ИН1-721

Вместо устройства ЭУМ-23Д, которое входит в комплект инклинометра, можно включать перфоратор ПЛ 80; кроме того, в наземном приборе инклинометра имеется параллельный выход для регистрации результатов измерения на магнитном регистраторе ЕС-5060 "Триас". Результаты измерения, зарегистрированные на ПЛ 80 и "Триас", можно без предварительной подготовки вводить в ЭВМ для дальнейшей их обработки.

На рис. 33 приведены блок-схема инклинометра и функциональные связи его с оборудованием подъемника. Инклинометр состоит из наземной части и скважинного прибора. Скважинный прибор включает блок датчиков, электронный блок и удлинитель. Наземная часть состоит из наземного прибора, регистрирующего устройства, источников питания скважинного прибора (выпрямитель УВК-2 и генератор УГ-1) и датчика меток глубины ДМГ-1. Наземный прибор включает блоки управления Б2, частотной демодуляции Б1, цифровой БЦ и транскриптор Ф5033 тор Ф5033.

Блок датчиков скважинного прибора содержит два преобразователя азимута и зенитного угла. Электрические сигналы поступают в электронный блок, где усиливаются, модулируются и передаются по кабелю в наземный прибор. В инклинометре используется четырехканальная телеизмерительная система с частотной модуляцией и частотным ра

...ом сигналов. Средние значения несущих частот в каналах: 7,8; ...,7 и 44,5 кГц. Основой примененной телеизмерительной системы ...ет телесистема АМ-4М. Скважинная часть ее выполнена на металло...ических лампах, что обеспечивает возможность работы при тем...ературах до 200 °С.

Сигналы по кабелю поступают в блок управления Б2, который ...ужит для управления переключателем рода работы в электронном ...ке скважинного прибора, а также для отделения измерительных ...налов с блока датчиков от напряжения питания скважинного прибора. ...деленные сигналы поступают на вход блока частотной демодуляции ...1, где они разделяются по частотам и демодулируются. Далее сигналы ...ступают в цифровой блок БЦ, измеряются, и усредненные результаты ...мерения в цифровом виде выводятся на цифровое табло и регистри...ующие устройства.

Цифровой блок БЦ предназначен: для цифровой обработки измери...льных сигналов, поступающих из блока частотной демодуляции Б1; ...я преобразования сигналов датчика меток глубин ДМГ-1 и сельсин...тчика ДИ-511; для возбуждения генератора УГ-1; для представления ...цифровом табло информации о зенитном угле и азимуте, глубине ...положения скважинного прибора и скорости его движения, а также ...я подачи этой информации на цифропечатающее устройство Ф5033К; ...я магнитной записи азимута и зенитного угла на магнитный регистра...р ЕС-5060 "Триас". Блок БЦ работает совместно с блоками управле...ия Б2 и частотной демодуляции Б1, преобразователем магнитных ме...ок ДМГ-1, сельсин-датчиком ДИ-511, унифицированным генератором ...Г 1, унифицированным каротажным выпрямителем УВК-2.

Цифровой блок можно разбить на четыре функциональные группы (рис. 34): генератор рабочих частот *1*, устройство контроля за движе...ием скважинного прибора *2*, канал для измерения зенитного угла *3*, ...анал для измерения азимута *4*.

Для привязки результатов измерения к глубине и для контроля ...корости движения прибора в скважине в цифровом блоке имеется ...ифровой счетчик глубины и скорости. В качестве преобразователя ...ремещения кабеля используется установленный в блок-балансе сель...ин. Показания счетчика глубины корректируются по магнитным мет...ам кабеля при помощи датчика меток глубины ДМГ-1.

Скважинный прибор состоит из двух разъемных частей — блока ...атчиков и электронного блока, соединенных между собой механически ...электрически. В необходимых случаях для уменьшения возмущающ...х воздействий на маятники преобразователей азимута и зенитного ...гла вместо обтекателя в блоке датчиков закрепляется удлинитель.

Электронный блок защищен от воздействия внешней среды ко...ухом. С одного конца кожух соединен с головкой прибора, которая ...лужит для соединения электронного блока с кабельной головкой через ...одпружиненные контакты ЦЖК и ОК. С другого конца кожух электрон-

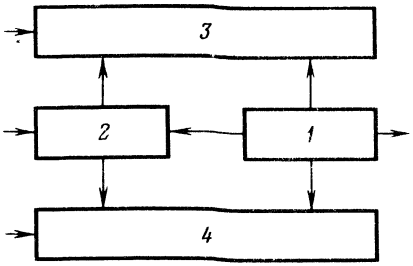


Рис. 34. Блок-схема цифрового блока инклинометра ИН1-721

ного блока соединяется через переходник с кожухом блока датчиков. Электронный блок крепится к переходнику блока датчиков накидной гайкой. Электрическая связь блока датчиков с электронным блоком осуществляется через разъем, закрепленный в переходнике. Для герметизации соединений скважинного прибора используются резиновые уплотнительные кольца.

Блок датчиков (рис. 35) имеет кожух *1*, заполненный веретенным маслом АУ. Внутри кожуха при помощи подшипников *2* и *17* закреплена поплавковая рамка *4* с эксцентричным грузом *5*, на которой установлены преобразователи зенитного угла и азимута. Преобразователь зенитного угла представляет собой маятник *6*, закрепленный на валу бесконтактного синусно-косинусного трансформатора *7* (БСКТ),

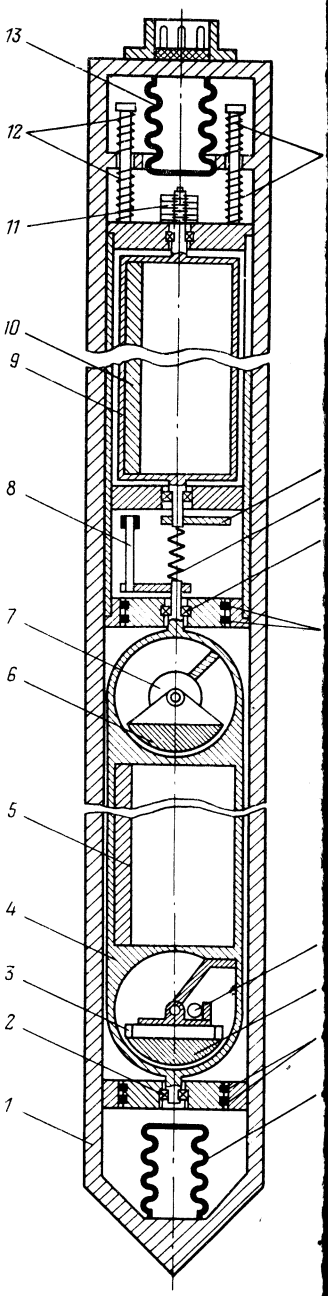


Рис. 35. Блок датчиков инклинометра ИН1-721

включенного в режиме фазовращателя. Преобразователь азимута выполнен на двух взаимно перпендикулярных феррозондах *3* и *19*, устанавливаемых в горизонтальную плоскость при помощи маятника *20*. Феррозонды также включены в фазовращательном режиме.

Под действием эксцентричного груза *5* поплавковая рамка *4* устанавливает плоскость качания маятников *6* и *20* в апсидальную плоскость, при этом сигналы с обмоток БСКТ и феррозондов будут пропорциональны соответственно синусной и косинусной составляющим зенитного угла и азимута.

Преобразователи зенитного угла и азимута электрически связаны с разъемом, соединяющим блок датчиков с электронным блоком, при помощи блока маломоментного токосъема, который представляет собой также поплавковую рамку *9* с эксцентричным грузом *10*. На оси рамки *9* закреплен контактный токосъем *11*. Преобразователи зенитного угла и азимута соединены с контактным токосъемом *11* проводами, проходящими внутри герметичных поплавковых рамок *4* и *9*, и маломоментным спиральным токоподводом *16*, соединяющим эти рамки. Для предотвращения перекручивания спирального токоподвода используется ограничительный механизм, состоящий из упора *8* и ограничителя *15*. Последний позволяет закручиваться спиральному токоподводу на угол не более ± 90°.

При такой конструкции блока токосъема точность установки эксцентричной рамки *4* в апсидальную плоскость с закрепленными на ней преобразователями зенитного угла и азимута значительно возрастает, особенно при малых зенитных углах скважины, и определяется только моментом трения подшипников *2* и *17* и упругим моментом спирального токоподвода *16*, который во много раз меньше момента трения контактного токосъема *11*. Кроме того, момент трения подшипников *2* и *17* уменьшается за счет разгрузки их выталкивающей силой жидкости, действующей на поплавковую рамку *4*.

Для увеличения точности непрерывного измерения при движении прибора в скважине за счет уменьшения возмущающих воздействий на маятники преобразователей зенитного угла и азимута, а также для повышения надежности инклинометра узлы блока датчиков закреплены в кожухе *1* при помощи амортизирующих пружин *12, 14* и резиновых колец *18* и *21*. Для обеспечения свободы перемещения узлов блока датчиков, необходимого при осевой амортизации, внутри кожуха *1* установлены два заполненных воздухом резиновых сильфона *13* и *22*. При действии осевого удара узлы блока датчиков перемещаются внутри кожуха *1*, создавая с одной стороны повышенное давление, а с другой — пониженное. При этом один из сильфонов уменьшает свой объем за счет сжатия воздуха, а другой — увеличивает, обеспечивая перемещение узлов блока без перетока жидкости через узкие зазоры между кожухом *1* и поплавковыми рамками *4* и *9*. Кроме того, эти сильфоны компенсируют тепловое расширение веретенного масла.

Функциональная схема скважинного прибора инклинометра по казана на рис. 36. В ее составе можно выделить две цепи: цепь питани и управления и измерительную цепь. Разделение этих цепей осуществля ется катушкой индуктивности *L* и конденсатором *C*. В цепь питани и управления включены: накальный *Тр1* и анодный *Тр2* трансформато ры, резистор управления *R1*, реле *К1*, а также переключающая групп контактов реле *К1*, включающая в цепь управления электромагнит пе реключателя *S1* при поступлении в цепь импульса постоянного тока

При измерении в цепь питания по жиле кабеля подается переменны ток частотой 400 Гц, который проходит по первичным обмоткам транс форматоров *Тр1* и *Тр2*. С накального трансформатора *Тр1* со вторичной обмотки накала ламп *а—б* напряжение поступает на преобразовател зенитного угла *Т*, а с выходов обмотки *ж—з* — на питание опорного феррозонда *В1* и феррозондов *В2* и *В3* преобразователя азимута. Опор ный феррозонд экранирован от магнитного поля Земли и помещен постоянное магнитное поле, положение которого не изменяется по от ношению к опорному феррозонду. Преобразователь азимута, выпол ненный на двух взаимно перпендикулярных феррозондах *В2* и *В3*, вклю чен в режиме фазовращателя, для чего его сигнальные обмотки вклю чены на фазосдвигающую цепь *3*, и закреплен на подвижной эксцентрич ной рамке. Разность фаз между сигналом с опорного феррозонда и выхода фазосдвигающей цепи *3* будет соответствовать азимуту. Сигналы с опорного феррозонда и с выхода фазосдвигающей цепи *3* усилива ются усилителями 1 и 2.

Преобразователь зенитного угла *Т* выполнен на бесконтактном синусно-косинусном трансформаторе (БСКТ), включенном в режим фазовращателя, и также закреплен на подвижной эксцентричной рамк блока датчиков, которая устанавливает плоскость качания маятника закрепленного на оси ротора БСКТ, в апсидальную плоскость. Маятни разворачивает ротор по отношению к статору на величину зенитног угла. При этом сигнал с фазосдвигающей цепи *1* отстает на величин зенитного угла, а с фазосдвигающей цепи *2* на эту же величину опере жает фазу питающего напряжения. В результате с выхода фазосдвига щих цепей *1* и *2* сигналы имеют двойную разность фаз, что значительн повышает точность измерения зенитного угла.

Для измерения напряжения питания скважинного прибора в инклино метре предусмотрена специальная схема установки напряжения, на ко торую с *Тр2* с выходов обмотки *д — е* поступает переменное напряжение Сигналы с выхода фазосдвигающих цепей *1* и *2*, усилителей 1 и 2, а такж с выхода схемы установки напряжения поступают на платы переклю чателя режима работы *S1*. Последний осуществляет необходимую ком мутацию для следующих режимов работы инклинометра: "установк напряжения питания скважинного прибора"; "стандарт-сигнал"; "из мерение".

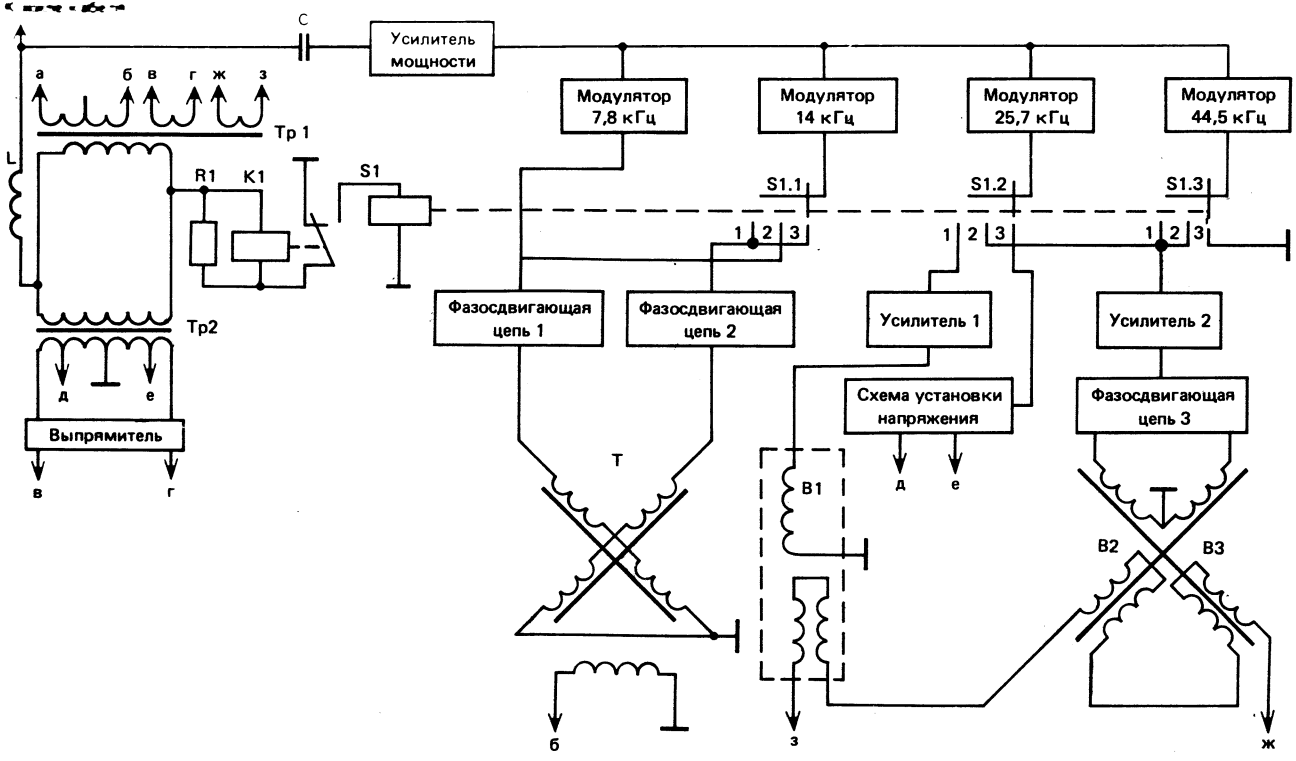


Рис. 36. Функциональная схема скважинного прибора инклинометра ИН1-721

Для изменения позиции переключателя в цепи питания и управления с блока *Б2* наземного прибора поступают импульсы постоянного тока. Под действием этого тока срабатывает реле *К1* и нормально разомкнутым контактом включает электромагнит переключателя *S1* в токовую цепь, что приводит к переходу на следующую позицию.

В режиме "установка напряжения питания скважинного прибора" (позиция *1* переключателя *S1*) устанавливается номинальное напряжение питания скважинного прибора, а также измеряется зенитный угол в обсаженных скважинах.

В режиме "стандарт — сигнал" (позиция *2* переключателя *S1*) измеряется разность фаз, обусловленная каналами измерения зенитного угла и азимута, которая затем вычитается из результатов измерения.

В режиме "измерение" (позиция *3* переключателя *S1*) измеряются зенитный угол и азимут.

§ 5. Зарубежные инклинометры на каротажном кабеле

Инклинометры на каротажном кабеле представлены за рубежом менее широко, чем автономные. Инклинометрические системы на кабеле, выпускаемые фирмами США "Истмэн уипсток", "Хампфри", "Сперри Сан уэл сервейинг", предназначены для измерения зенитного угла, азимута, а также в ряде случаев и направления отклоняющих компоновок. Характерная особенность всех систем — наличие в наземном устройстве обработки информации ЭВМ. Помимо указанных, разработаны специальные системы, которые позволяют контролировать проводку вспомогательной разгрузочной скважины, бурящейся с целью ликвидации выброса. К таким системам относится, например, система "Магранж" фирмы "Тензор" (США). Она позволяет определить направление на фонтанирующую скважину и расстояние до нее от разгрузочной скважины.

Система "ДОТ" (ориентирующий прибор) фирмы "Истмэн уипсток" контролирует зенитный угол, азимут и обеспечивает ориентацию забойного двигателя при направленном бурении. Скважинный прибор, включающий чувствительные элементы и электронные узлы, спускают в скважину на одножильном кабеле и устанавливают в немагнитной бурильной трубе над забойным двигателем. Данные от скважинного прибора поступают в наземное устройство обработки, включающее микропроцессор, который организует работу системы, выполняет необходимые расчеты, контролирует исправность системы. Имеется выносное показывающее устройство, устанавливаемое у пульта бурильщика, на котором показываются величины зенитного угла, азимута и направление действия отклонителя. Система работает при зенитных углах от 0 до 90.

В систему "Электрик сурвей систем" фирмы "Хампфри" входит скважинный прибор, связанный кабелем с наземным устройством обработки данных. Имеются два варианта скважинного прибора: с ма

нитным (диаметр 41 мм) и гироскопическим (диаметр 45 мм) датчиками. При использовании четырехжильного кабеля каждый параметр передается по отдельному каналу. Возможна многоканальная передача данных по одножильному кабелю. Наземное устройство включает ЭВМ для обработки измерений, в частности, для расчета координат точки измерения в реальном масштабе времени. Наземное устройство выполняется в трех вариантах. В первом варианте осуществляется только цифровая индикация результатов. Во втором варианте наряду с цифровой индикацией осуществляется автоматическая цифропечать данных. В третьем варианте дополнительно регистрируются данные на магнитный носитель.

Гироскопическая система типа "СРГ" — сравнительно новая, разработана фирмой "Сперри-Сан" для использования при наличии аномалий магнитного поля Земли. Гироскопический скважинный прибор диаметром 76 мм спускают в скважину на каротажном кабеле. Особенность системы — наличие в наземном устройстве микропроцессора. Измерения проводятся при спуске скважинного прибора. Микропроцессор обрабатывает данные измерений, и оператору становится немедленно известна траектория ствола скважины.

Скважинный прибор содержит три секции: с одноосевой гироскопической стабилизированной платформой; с гравитационными датчиками; телеметрической передачи данных на поверхность. Данные от скважинного прибора передаются по одножильному или многожильному кабелю в поверхностный блок, содержащий микропроцессор и печатающее устройство. Принятая информация декодируется и запоминается. Микропроцессор рассчитывает смещение от центра, угол отклонения скважины от заданного направления, измеренную глубину, истинную вертикальную глубину, изменение направления ствола, определяет координаты точки, в которой проводилось измерение. Рассчитанные данные печатаются цифропечатающим устройством. Наземный блок имеет клавиатуру для управления микропроцессором и ввода ряда данных вручную.

Для проведения замера скважинный прибор нужно остановить на 2–4 с, в то время как автономный прибор необходимо было останавливать на 45—60 с. В момент достижения скважинным прибором забоя становится известно пространственное положение ствола скважины. На участках с резким изменением кривизны оператор может уменьшить интервал замеров и более детально исследовать этот участок. Это становится возможным, потому что оператор непрерывно получает информацию об изменении кривизны ствола. Скважинный прибор также измеряет температуру и передает данные, что позволяет предохранить его от недопустимого перегрева. Исследование скважины при использовании системы "СРГ" требует в 2 раза меньше времени, чем при использовании многоточечных автономных приборов. Так, на скважину глубиной 2200 м требуется 175 мин при использовании автономного прибора и только 86 мин при использовании системы "СРГ".

Фирмой "Тензор" разработана система "Магранж-II" для определения направления до ближайшей скважины и расстояния до нее. Наиболее важное применение системы — при проводке разгрузочной скважины для глушения фонтанирующей. Система действует по принципу измерения магнитной аномалии, вызванной наличием железа, оставшегося в фонтанирующей скважине. Система определяет расстояние в пределах до 30 м с погрешностью ± 5 % от измеренной величины. Проводятся исследования по увеличению диапазона работы системы. Необходимость подобной системы определяется тем, что точность инклинометрических замеров при проводке разгрузочной скважины недостаточна для обеспечения встречи стволов. Так, при погрешности измерения зенитного угла ± 0,25° забой скважины глубиной 3000 м лежит в круге допуска 26,6 м. Работа системы возможна при наличии в фонтанирующей скважине железа или стали, что практически всегда обеспечивается.

Сравнительно новый гироскопический инклинометр разработан фирмой "Гиродата" (США) [45]. В нем использован ряд достижений аэрокосмической техники. В результате удалось создать прибор сравнительно небольшого диаметра (63,5 мм), в котором значительно уменьшены ошибки, свойственные гироскопическим исследованиям, в том числе ошибки, вызванные вращением Земли. В инклинометре использована комбинация гироскопического датчика с акселерометрами. Определяется ориентация скважины относительно севера. Измеряются зенитный угол, азимут и угол установки отклонителя. Скважинный прибор содержит микропроцессор, который предварительно обрабатывает данные, устраняет методическую ошибку. Затем данные кодируются и передаются на поверхность по одножильному каротажному кабелю. Наземная аппаратура включает компьютер и печатающее устройство. В результате обработки определяются пространственные координаты точек ствола скважины, рассчитывается траектория ствола скважины, результаты печатаются. Отмечается, что пространственное положение точек ствола скважины определяется с погрешностью меньшей, чем 0,52 м на каждые 305 м глубины.

§ 6. Гироскопический инклинометр ИГ-36

Гироскопический инклинометр ИГ-36 производства ЧССР поставляется в Советский Союз. Он является модификацией ранее выпускавшихся инклинометров ИГ-70 и ИГ-50. Цифра в обозначении — диаметр скважинного прибора в миллиметрах.

Техническая характеристика ИГ-36

Диапазон измерения зенитного угла, градус	0—60
Погрешность измерения зенитного угла, мин	± 30
Диапазон измерения азимута, градус	0—360

Погрешность измерения азимута, градус, для зенитных углов:

2–4°	± 6
4–25°	± 5
25–45°	± 10

Курсовой уход гироскопа в статических условиях за 30 мин, градус, при зенитных углах:

0–25°	± 5
25–45°	± 8
Температура окружающей среды, °С	10–70
Максимальное гидростатическое давление, МПа	25
Каротажный кабель	Трехжильный

Зенитный угол и азимут считываются с соответствующих шкал пульта управления. Деления на шкалах нанесены равномерно. Всеми функциями прибора управляют с помощью пульта, в том числе и поочередным подключением цепей зенитного угла и азимута. При переключении одновременно с подключением цепей в скважинном приборе прижимаются щетки. Прижатие щеток только в момент измерения способствует значительному увеличению точности. Входное напряжение питания и сопротивление каротажного кабеля устанавливают с помощью соответствующих переключателей на пульте управления.

Измерительная часть скважинного прибора схематично показана на рис. 37. В корпусе *1*, находящемся в скважине *10*, расположены устройство измерения зенитного угла с двумя карданными рамками и гироскопическая система. Наружная рамка *2* с эксцентричным грузиком *5* устанавливает ось вращения измерительного реохорда зенитного угла *3* перпендикулярно к апсидальной плоскости. Реохорд *3* при наклоне поворачивается под действием грузика *4*. Съем сигнала осуществляется щеткой *11*. Реохорд азимута *6*, жестко связанный с наружной рамкой *2*, поворачивается одновременно с ее поворотом.

Ниже устройства измерения зенитного угла расположена гироскопическая система. Ее основой является гироскоп *8* в кардановом подвесе с внутренним кольцом *9* и наружным кольцом *7*. Ось вращения гироскопа — горизонтальная. Сохраняя в пространстве направление главной оси, гироскоп *8* стабилизирует в определенном положении систему кардановых колец (рамок) *7* и *9*, а также механически закрепленную на наружном карданном кольце щетку *12* реохорда азимута *6*. Азимут определяется по величине относительного разворота щетки *12* и реохорда *6*.

Приведенный выше способ определения азимута обеспечивает необходимую точность только при наличии небольшого зенитного угла. С увеличением последнего растет так называемая карданная ошибка, вносящая погрешность в показания азимута и являющаяся методической ошибкой. Инклинометр ИГ-36 имеет специальное устройство компенсации карданной ошибки, вносящее поправку в показания прибора. Это устройство расположено в пульте управления.

Дистанционное измерение зенитного угла с технической точки зрения не представляет особых трудностей. Однако большие величины

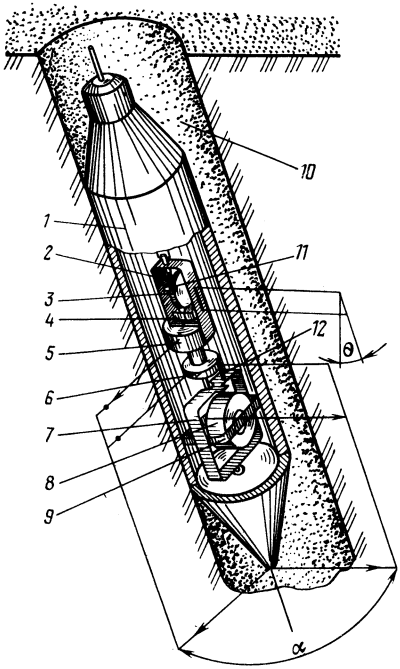


Рис. 37. Измерительная часть скважинного прибора инклинометра ИГ-36

зенитных углов сказываются
точности измерения азимута. Н
обходимость уменьшения ди
метра скважинного снаряда
измерения азимута при больши
значениях зенитных угло
(> 25°) значительно услож
няют гироскопическую част
прибора.

Точность измерения азимут
трудно выразить простой и од
нозначной зависимостью, та
как на нее влияет множеств
внешних факторов. По точност
измерение азимута можно ра
бить на три диапазона в зави
симости от величины зенитног
угла. При нулевом зенитно
угле прибор оказывается н
чувствительным по направлени
С увеличением зенитного угл
заметно растет чувствительност
прибора. Практически порог чу
вствительности находится в пр
делах 2° зенитного угла. Пр
зенитном угле 2—4° на точност
прибора влияет плохая чувстви
тельность маятникового устрой
ства наружной рамки (*2* на рис. 37). Диапазон зенитных углов 4—25° –
самый благоприятный для измерения азимута. При зенитных углах от 2
до 40° и более возникают очень неблагоприятные условия для работы
гироскопической части прибора. С увеличением зенитного угла умень
шается устойчивость гироскопической системы, а в условиях, когда ос
скважинного прибора занимает параллельное оси гироскопа положение
последний полностью теряет устойчивость.

На точность измерения азимута влияет ряд причин. К ним относится
трение в подшипниках и контактных щетках, вызывающее курсово
уход гироскопа. Уход (дрейф) гироскопа особенно проявляется пр
больших зенитных углах. В большинстве случаев рабочие условия, вли
яющие на маятниковую и гироскопическую части прибора, позволяю
в полном диапазоне величин зенитных углов получить хорошую точност
измерений (± 5°). Однако иногда могут возникнуть такие условия
когда совместное влияние сопротивления в осях карданова подвеса
трения коллекторных щеток, курсового ухода гироскопа, разбаланси

рования гироскопической системы, температуры может привести к ошибке измерения азимута, превышающей 5°. Естественно, что такие ошибки появляются при больших зенитных углах, обычно более 25°. Ухудшение точности измерения азимута имеет местный характер, и обычно это заметно при азимуте, близком к 120 или 240°.

Характер ошибок в измерениях азимута может изменяться в зависимости от величин отклонений главной оси гироскопа от горизонтального положения. При отклонении ±2° устройство, расположенное в пульте управления, не может полностью скомпенсировать карданную ошибку, поскольку одним из условий компенсации является горизонтальное расположение главной оси гироскопа. Для удержания главной оси в горизонтальном положении на кожухе гиромотора имеется специальное устройство воздушной коррекции.

На уход гироскопа также влияют внешние причины. Одной из них является вращение Земли. Завод-изготовитель поставляет прибор, отрегулированный на 50° северной широты. Практически ошибка, связанная с изменением величины ухода гироскопа от влияния вращения Земли, при небольших вариациях широты незначительна, и, кроме того, она может быть легко исключена. Другие причины вредных внешних воздействий — это вертикальное и вращательное движение скважинного прибора при перемещении в скважине. Для уменьшения влияния внешних воздействий в инклинометре ИГ-36 предусмотрено подпружинивание подшипников, предохраняющее подшипники от действия осевой нагрузки.

К корпусу скважинного прибора привинчивается специальный наконечник, который предохраняет инклинометр от влияния ударов при спуске в скважину. Металлические части наконечника разделены резиновым переходником, придающим ему гибкость и обеспечивающим лучшее прохождение прибора в скважине, а также ограничивающим боковые удары при спуске снаряда. При больших диаметрах скважины применяется удлинитель, который монтируется между скважинным снарядом и подпружиненным наконечником.

Основу гироскопической части составляет гироскоп в рамках карданова подвеса. Миниатюрный гироскоп специальной конструкции имеет диаметр обода ротора 25 мм. Обод ротора гироскопа изготовлен из вольфрама. На лицевой стороне ротора имеются лопатки пневматической коррекции. Возникающее при вращении гироскопа давление воздуха используется для удержания оси вращения гироскопа в горизонтальном положении.

Кожух гироскопа имеет две полуоси с контактами подвода питания к двигателю гироскопа и функционально является внутренней рамкой карданова подвеса. Внешняя рамка имеет ограничитель отклонения внутренней рамки в пределах ±80°, контактные пружинки, балансировочные грузики и штыри арретирования. Ось внешней рамки карданова подвеса так же, как и ось внутренней рамки, вращается в шарико-

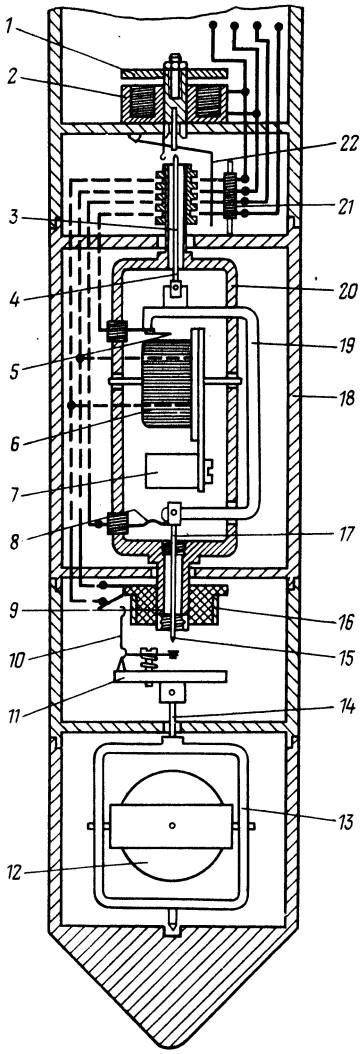


Рис. 38. Блок датчиков инклинометр ИГ-36:

1 — сердечник электромагнита; *2* — электромагнит; *3* — верхняя ось наруж ной рамки; *4* и *17* — оси коромысла; *5* и *10* — контактные щетки; *6* — ре хорд зенитного угла; *7* — груз; *8* — гибкий токоподвод; *9* — ось; *11* — плата; *12* — гироскоп; *13* — внешня рамка карданова подвеса гироскопа; *14* — ось; *15* — контакт; *16* — реохор азимута; *18* — корпус; *19* — коромыс ло; *20* — наружная рамка; *21* — кол лекторные щетки; *22* — рычаг

подшипниках. На верхней полуоси внешней рамки расположены кол лекторные кольца, служащие для подвода питания к двигателю гиро скопа. Кроме коллекторных колец верхняя полуось имеет плату с ме ханизмом щетки азимутального ре охорда. Над гироскопической систе мой расположен электромагнит, якорь которого препятствует рас кручиванию внешней рамки кар данова подвеса при отключении подачи питания двигателю. Раскру чивание может произойти при со вокупности некоторых случайных факторов, в результате чего при отсутствии торможения могут по вредиться механизмы гироскопи ческой системы.

Блок датчиков инклинометр показан на рис. 38. Работа арре тирующего механизма происходи следующим образом. При арре тировании срабатывает электро магнит *2*. Рычаг *22* прижимае щетки *21* к коллектору. Пере мещение сердечника *1* приводит через ось *4* к перемещению ко ромысла *19*, которое управляет прижимом щеток *5* и *10* к реохорда соответственно зенитного угла и азимута. Нижняя ось *17* коромысл *19* изолирована от оси рамки, и на ее конце находится контакт *15*. Пр перемещении коромысла *19* через контакт *15* щетка *10* прижимается азимутальному реохорду *16*, и снимается сигнал.

Трехфазный переменный ток питания двигателя гироскопа поступает от полупроводникового преобразователя, расположенного в скважинном приборе над измерительными системами зенитного угла и азимута. Кроме подачи питания к двигателю преобразователь осуществляет управление работой скважинного прибора, в том числе последовательное подключение цепей измерения зенитного угла и азимута к жилам каротажного кабеля.

Пульт управления обеспечивает подачу питания к скважинному прибору, индикацию результатов измерений, компенсацию карданной ошибки. Вращением реохорда, снабженного шкалой, уравновешивается измерительная мостовая схема, а затем со шкалы реохорда считываются показания. Имеются отдельные шкалы для зенитного угла и азимута. В качестве нуль-органа используется микроамперметр. Основу устройства компенсации карданной ошибки составляет специальный нелинейный потенциометр, механически связанный с осью шкалы зенитного угла. Коррекция карданной ошибки в пульте управления — большое преимущество инклинометра, так как в скважинном приборе нет необходимости иметь специальное устройство для ее компенсации.

Перед началом работы инклинометр необходимо визировать на заданное направление. Если азимут отсчитывается от направления на север, скважинный прибор следует направлять на север. Для этого нужно или знать направление на север, или иметь соответствующие приборы, позволяющие при визировании определить его. Для визирования используются штатив и специальное визирное устройство.

Спуск прибора в скважину рекомендуется проводить со скоростью 1–2 м/с. В точке замера прибор останавливают не менее чем на 5 с. Измерения проводят при спуске. Каждый раз фиксируется время, когда проводился замер на данной глубине. При подъеме скважинного прибора делают контрольные измерения в тех же самых точках, что и при спуске, и также фиксируется время замера. После извлечения из скважины прибор вновь устанавливают в штативе в первоначальном направлении визирования. Проводят контрольный замер азимута, записывают время проведения замера, которое потребуется в случае внесения поправки в результаты измерений азимута. Поправка устанавливается на основе расхождения в величинах начального и конечного азимутов, вызываемого дрейфом гироскопа. При этом предполагается, что уход гироскопа происходит линейно во времени.

ГЛАВА V

АВТОНОМНЫЕ ИНКЛИНОМЕТРЫ

§ 1. Отечественные автономные инклинометры

Автономные инклинометры позволяют при необходимости контроли
ровать пространственное положение ствола скважин не только геофи
зиками, но и силами буровой бригады. Одним из первых отечественны
автономных инклинометров был прибор с плавиковой кислотой, гд
после извлечения его из скважины по отпечатку на стекле судили
величине зенитного угла. Этот прибор эксплуатировался длительно
время.

Был разработан ряд автономных инклинометров на основе маятни
ка, где данные регистрировались путем прокалывания отверстий н
бумажном бланке при помощи острия, укрепленного на маятнике и пр
жимаемого в установленные моменты времени к поверхности бума
электромагнитом. К ним относится автоматический многоточечны
инклинометр ИМА-ИУ-1.

Значительно позднее в СКТБ нефтепромысловой геофизики бы
разработан забойный инклинометр ЗИ-1М. Он предназначался для ко
троля зенитного угла и азимута и ориентирования отклонителя. Прибо
состоит из измерительной части, арретирующей системы и кожуха с удл
нителем. Основа измерительной части — вращающаяся рамка с устано
ленными на ней отвесом и магнитной буссолью. На буссоли нанесе
шкала в градусах от 0 до 360 с ценой деления 5°. Шкала для отсче
зенитного угла имеет 50 делений с ценой деления 1°. Арретирующ
система предназначена для фиксации измерительных элементов.

При спуске или подъеме инклинометра на канатике или тросе
помощью лебедки, т. е. при нахождении его в подвешенном состояни
он собственным весом воздействует на арретирующую систему, котор
фиксирует все измерительные элементы: рамку, буссоль и отвес. П
достижении прибором опоры происходят разарретирование измерител
ных элементов и замер зенитного угла и азимута. В начале подъе
вновь натягивается трос, и происходит арретирование чувствительны
элементов. После подъема прибора и извлечения измерительной час
показания визуально считываются со шкал. Угол установки отклоните
определяется по отпечатку "ножей" опоры на свинцовой печати в нижн
части кожуха инклинометра.

Наддолотные шариковые угломеры ИУШ-172 и ИУШ-195, разработ
ные во ВНИИБТ, предназначены для определения зенитного угла в кон
рейса долота. Угломер устанавливается непосредственно над долото
Он состоит из нижнего (поджимного) и верхнего (корпусного) пе

водников. Внутри нижнего переводника находится маслонаполненное устройство с подпружиненным поршнем со сферической вогнутой поверхностью. На поверхности свободно перекатывается стальной шарик. Устройство закрыто прозрачной крышкой, выполненной в виде градуированной сферической поверхности. Закрепление и раскрепление шарика осуществляется за счет перепада давления промывочной жидкости. В процессе циркуляции шарик освобождается, а при прекращении циркуляции запирается с выдержкой в течение 1 мин путем прижатия к градуированной крышке.

Прибор находится в скважине в процессе работы долота на забое и, следовательно, фиксирует последнее перед подъемом значение зенитного угла. После извлечения его из скважины зенитный угол определяется визуально по местоположению шарика относительно градусных линий, нанесенных на прозрачной верхней сфере. Прибор комплектуется сменными сферическими поверхностями, обеспечивающими пределы измерения зенитного угла 0—10°, 10—20° и т. д. до 50—60°. Перепад давления на угломере составлял 0,3—0,5 МПа, расход должен быть не менее 26 л/с.

Автономный инклинометр ОК-4ОУ, разработанный ВНИИ методики и техники разведки (ВИТР), предназначен для оперативного контроля кривизны наклонных, горизонтальных и восстающих скважин диаметром 46 мм и более и замера зенитного угла и азимута в одной точке. Чувствительные элементы инклинометра — магнитная стрелка и отвес, которые фиксируются в момент нахождения прибора на заданной глубине.

Инклинометр состоит из следующих основных частей: чувствительного элемента, арретирующего механизма с выключателем питания, электромагнита, реле времени, аккумулятора. Чувствительный элемент включает градуированный отвес полусферической формы и компасную картушку такой же формы. Он расположен в дюралевом стакане, нижняя часть которого закрыта полусферической головкой из органического стекла. При арретировании картушка прижимается к головке, а к картушке прижимается отвес. После поднятия прибора из скважины и извлечения его из защитной гильзы через прозрачную головку визуально считывают показания.

Срабатывание прибора (измерение) происходит по команде реле времени, в качестве которого используется часовой механизм. Выдержка времени устанавливается оператором перед спуском прибора. Диапазон выдержки времени — от 5 мин до 12 ч, погрешность установки выдержки времени ± 2,5 мин. Электромагнит, приводящий в действие арретирующий механизм, питается от источника, состоящего из батареи аккумуляторов. При зенитных углах до 60° прибор спускается в скважину на тросе с помощью лебедки, при больших зенитных углах — на колонне бурильных труб.

Автономные одноточечные инклинометры МИ-30У и МИ-42У разработаны в Востказгеологии. Они предназначены для оперативного из-

мерения буровой бригадой пространственного положения геологора
ведочных скважин, пробуренных в диамагнитных породах. Их можн
применять при исследовании горизонтальных и восстающих скважи
пробуренных из подземных горных выработок. Принцип работы и
клинометров основан также на фиксации чувствительных элемент
(магнитная стрелка и отвес) по истечении заранее установленного оп
ратором времени и последующего визуального считывания результато
замеров со шкал.

В отличие от инклинометра ОК-40У чувствительные элементы зени
ного угла и азимута конструктивно выполнены раздельно. Время уст
навливается часовым механизмом. Максимальное время завода час
вого механизма 3 ч, погрешность хода ± 10 мин за 3 ч. Инклинометр
спускают в скважину либо на тросе, либо на колонне бурильных тру

Одноточечный инклинометр на базе датчиков серийного инклин
метра КИТ и часового привода для глубинных манометров разработан в
ВНИИКАнефтегазе (рис. 39). В отличие от рассмотренных выше эт
прибор предназначен для свободного сброса внутрь колонны бурильны
труб перед началом подъема инструмента. Компоновка нижней част
бурильной колонны должна содержать немагнитную бурильную трубу
Перед сбросом в скважину оператор устанавливает время задержки
Максимальное время задержки составляет 20 мин. По истечении этог
времени происходит разарретирование чувствительных элементов, вы
держивается время, необходимое для их успокоения, а затем чувстви
тельные элементы вновь арретируются. В заарретированном состояни
инклинометр поднимается на поверхность.

С помощью омметра определяют сопротивление датчиков зенитног
угла и азимута и с использованием градуировочных таблиц и графико
находят значения зенитного угла и азимута в точке замера. Одноточе
ный прибор используется совместно с демпферным устройством, обе
печивающим защиту от удара при сбросе.

Разработан ряд конструкций многоточечных автономных инклин
метров. К ним относятся многоканальный автономный аналоговы
прибор АПКМ, фотоинклинометр МТ-1, цифровой многоточечный инкли
нометр "Наклон", цифровой многоточечный инклинометр с феррозон
довыми датчиками. В каждом из этих приборов используется сво
носитель информации. В приборе АПКМ — магнитная лента, в фото
инклинометре — кинопленка, в цифровых многоточечных приборах
полупроводниковые запоминающие устройства. Фотоинклинометр и ци
фровые многоточечные приборы более подробно будут рассмотрен
ниже.

Многоканальный автономный скважинный прибор АПКМ для иссл
дования скважин в процессе бурения разработан во ВНИИГеофизик
ВНИИБТ и Гомельском филиале БПИ [31]. Прибор предназначен дл
измерения четырех параметров КС, градиента или потенциала ПС, зени
ного угла, осевой нагрузки на долото и крутящего момента вала тур

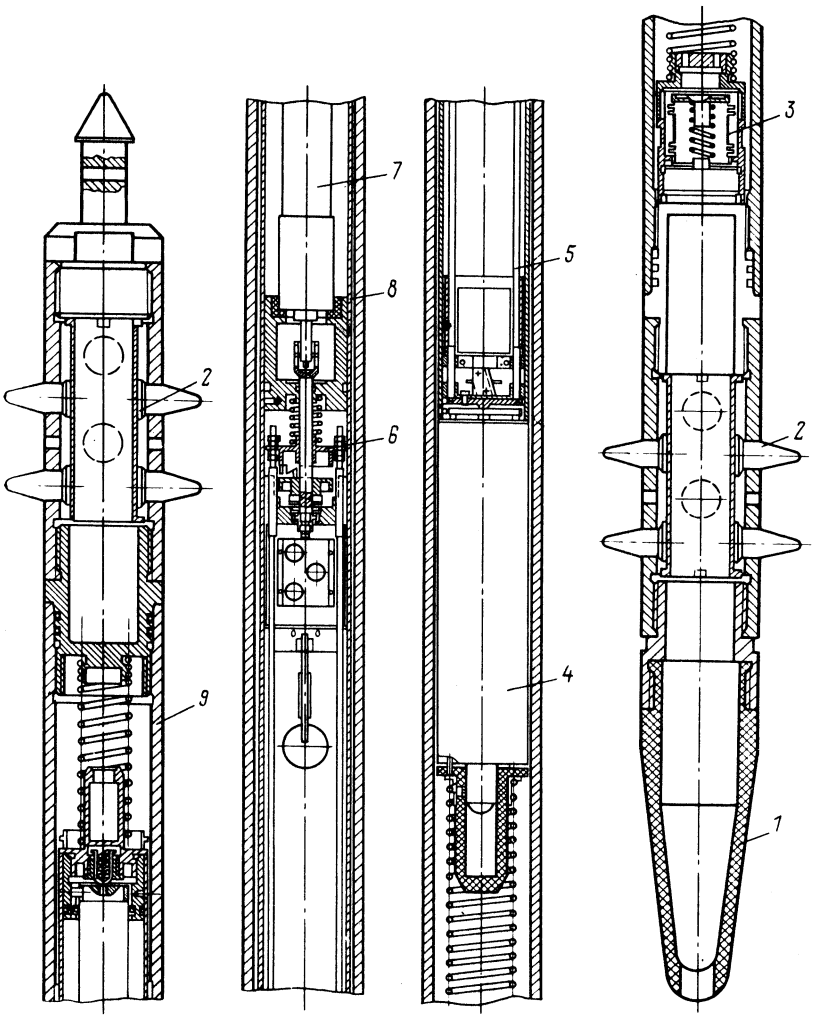


Рис. 39. Одноточечный прибор с датчиком инклинометра КИТ:

1 — резиновый буфер; *2* — центратор; *3* — блок сильфонов; *4* — датчик инклинометра КИТ; *5* — механизм толкателя; *6* — переключающий механизм; *7* — часовой привод; *8* — корпус механизма регистрации; *9* — корпус

Таблица 6. **Основные технические данные автономных инклинометров**

Тип инклинометра	Зенитный угол		Азимут		Диаметр скважинного прибора, мм	Максимальная температура, °С	Максимальное давление, МПа
	Диапазон, градус	Погрешность, мин	Диапазон, градус	Погрешность, градус			
Одноточечные							
ЗИ-1М	0–50	± 15	0–360	± 3			
ОК-40У	0–180	± 60	0–360	± 5 (при ЗУ от 5° до 175°)	40	60	24,5
МИ-30У и МИ-42У	0–180	± 30	0–360	± 4 (при ЗУ > 4 °С)	30 42	60	25
С датчиками КИТ	0–50	± 30	0–360	± 4 (при ЗУ > 3°)	60	120	40
Многоточечные							
МТ-1	0–60	± 30	0–360	± 2,5 (при ЗУ > 4°)	40	50	24,5
Наклон	0–50	± 30	0–360	± 4 (при ЗУ > 3°)	60	70	40

Примечание. ЗУ — зенитный угол.

бура. Запись производится на биметаллическую магнитную ленту толщиной 10 мкм. Время работы прибора без замены источников питания составляет 30 ч. Используется наземная аппаратура (например, типа Ф008), которая записывает углубление бурильного инструмента в функции времени. Эта запись используется при расшифровке данных, записанных скважинным прибором, для привязки результатов замеров к глубине скважины и получения диаграммы параметров в функции глубины скважины.

Дискретность регистрации параметров за исключением зенитного угла может быть установлена из следующего ряда: 16, 32, 64 или 128 с. Канал измерения зенитного угла начинает работать только после остановки бурения и прекращения прокачки промывочной жидкости. Осуществляется двукратное измерение зенитного угла. Поскольку обычно прекращение циркуляции жидкости соответствует наращиванию инструмента, запись зенитного угла характеризует реперную метку (глубина, время), по которой при перезаписи дополнительно синхронизуется диаграмма. Диапазон измерения зенитного угла составляет 0,5—60°.

Прибор АПКМ состоит из трубы — зонда длиной 6880 мм (УБТ диаметром 203 мм), внутри которой расположен скважинный прибор длиной 4700 мм и диаметром 86 мм, содержащий измерительно-регистрирующую аппаратуру, источник питания и датчик включения. Внутри герметичного кожуха скважинного прибора смонтированы магнитный регистратор, электронные блоки и ртутные элементы ЗРЦ-85, образующие батарею напряжением 52 В.

Магнитный регистратор параллельно записывает на магнитную ленту все измерительные каналы. Для этого используются 12-канальная магнитная головка и магнитная лента шириной 12,7 мм.

Технические данные рассмотренных выше инклинометров приведены в табл. 6.

§ 2. Многоточечный фотоинклинометр МТ-1

Для выполнения инклинометрических измерений при бурении геологоразведочных скважин разработаны автономные инклинометры оперативного контроля, предназначенные для использования специалистами технологических групп и отрядов и буровых бригад геологоразведочных партий и позволяющие проводить измерения в скважинах после подъема бурового снаряда.

В настоящее время в основном применяются одноточечные инклинометры ОК-40У, МИ-30У, МИ-42У, с помощью которых за один спуск в скважину можно сделать только одно измерение зенитного угла и азимута в заданной точке. Многоточечный инклинометр оперативного контроля МТ-1 позволяет проводить многократные измерения как в одной, так и во многих точках скважины, что значительно повышает оператив-

ность измерения и получения информации о пространственном искрив
лении скважины и значительно снижает трудовые и материальные затра
ты на инклинометрические измерения.

Преимущества многоточечного инклинометра заключаются в сле
дующем. Во-первых, скважинный прибор может иногда устанавливаться
не строго параллельно оси скважины, поэтому одно измерение является
непредставительным и не всегда достоверным. Во-вторых, для при
вязки нового измерения, полученного на забое скважины, необходимы
контрольные измерения в одной-двух предыдущих точках. В-третьих,
при искусственном искривлении скважины в отдельных случаях требу
ются более детальные инклинометрические измерения интервала ис
кривления ствола через 0,5—1 м. Для выполнения измерений одното
чечным инклинометром в этих случаях необходимо соответствующее
число спуско-подъемных операций, на что требуется много времени,
а сам процесс малопроизводителен. Поэтому создание высокоточных
инклинометров многократного измерения для оперативного контроля
бурящихся скважин — актуальная задача геологоразведочной отрасли.

Многоточечный инклинометр МТ-1 с фоторегистрацией измеряемых
параметров разработан в ВИТРе. Этот прибор обеспечивает по сравнению
с существующими инклинометрами более высокую точность измеряе
мых параметров и достоверную информацию за счет их регистрации на
кинопленке. МТ-1 предназначен для измерения зенитных углов и ази
мутов бурящихся скважин диаметром от 46 мм и более глубиной до
1500 м в диамагнитной среде.

Показания измерительных чувствительных элементов фотографиру
ются на негативную кинопленку типа КН-1 шириной 8 мм. Максимально
число фотокадров за один спуск в скважину — 100. Инклинометр МТ-1
спускают в скважину на тросе портативной лебедки ЛОК-1500 конструк
ции ВИТРа или подобной ей.

Принцип измерения инклинометрических параметров скважины
основан на использовании магнитного и гравитационного полей Земли.
Для определения пространственного положения точки скважины изме
ряют азимут, зенитный угол и расстояние, на которое удалена опреде
ляемая точка от точки с известными координатами. Расстояние изме
ряют по длине кинематической связи, с помощью которой инклино
метр опущен в скважину.

Для измерения азимутов и зенитных углов скважин инклинометр
снабжен чувствительными элементами — магнитной стрелкой и отве
сом, установленными на эксцентричной апсидальной рамке и сохраня
ющими свое направление во всех точках исследуемой скважины. Маг
нитная стрелка вращается на оси, жестко связанной с отвесом, причем
ось качания отвеса расположена перпендикулярно к линии центра тяжес
ти рамки. Отвес и магнитная стрелка инклинометра снабжены шкалами
для отсчета азимута и зенитного угла, выполняющими роль подвижных

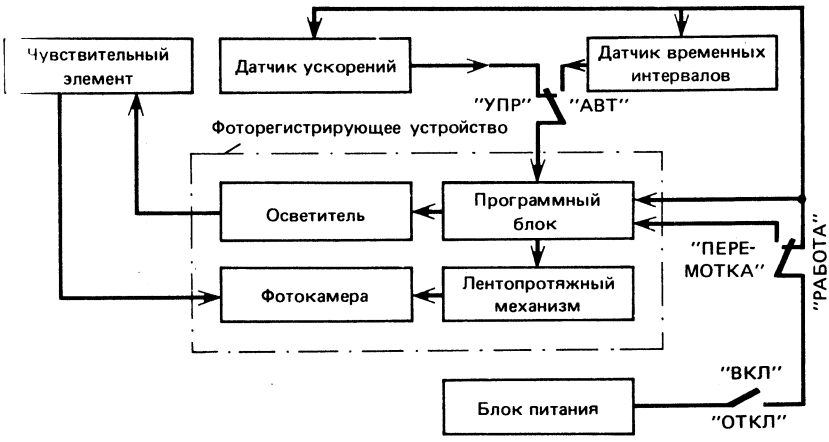


Рис. 40. Структурная схема фотоинклинометра МТ-1

индексов. Неподвижные индексы шкалы зенитных углов связаны с осью инклинометра, шкалы азимутов — с диаметральной плоскостью апсидальной рамки.

Принцип действия инклинометра МТ-1 основан на фотоизометрическом способе регистрации азимутов и зенитных углов скважины. Фотографирование измерительных шкал чувствительных элементов позволяет простым бесконтактным способом регистрировать показания магнитной стрелки компаса и отвеса инклинометра, что существенно повышает точность и объективность измерений. Чувствительные элементы (ЧЭ) инклинометра МТ-1 после заводской сборки, регулировки, настройки и поверки не нуждаются в периодической тарировке, так как они размещены в герметически закрытом цилиндре (корпусе), заполненном кремнийорганической жидкостью.

Инклинометр МТ-1 представляет собой автономное полуавтоматическое скважинное фоторегистрирующее устройство, работающее либо в автоматическом режиме, либо в режиме управления. Структурная схема его показана на рис. 40. В автоматическом режиме работы прибора шкалы ЧЭ фотографируются циклично через 2,5 мин, в режиме управления — по команде оператора с поверхности. Режим работы выбирают соответствующей установкой переключателя режима работы "АВТ — УПР".

В автоматическом режиме инклинометр работает по временной программе, задаваемой датчиком временных интервалов. Для проведения измерений в этом режиме оператор перемещает инклинометр по скважине, контролируя по секундомеру время прохождения циклов программы, и в отрезки времени, предусмотренные в цикле для успокоения ЧЭ и регистрации их показаний, останавливает его в точке изме-

рения. Каждый кадр кинопленки соответствует одному измерению.

В режиме управления фоторегистратор инклинометра срабатывает только в тех точках скважины, где необходимо произвести измерение. В этом режиме работы инклинометра датчик ускорений обеспечивает логическую схему телеуправления, в которой фактор "перемещение" является запрещающим, а фактор "остановка" — разрешающим, т. е. при перемещении инклинометра по скважине автоматический фоторегистратор всегда находится в выключенном состоянии, и для его запуска необходимо остановить инклинометр. При измерении в режиме управления оператор опускает инклинометр на точку измерения и выдерживает его без движения не менее 1 мин. За это время ЧЭ успокаивается, его шкалы фотографируются, и фотоинклинометр выключается. Для последующего измерения необходимо переместить инклинометр, а затем его остановить.

Для автоматического управления механизмом перемотки кинопленки и осветителем шкал ЧЭ в фоторегистрирующее устройство введен программный блок. Электронный программный блок вырабатывает командные импульсы включения блока питания прибора по сигналу от датчика запуска (датчика временных интервалов или датчика ускорений), включения и отключения электромагнита лентопротяжного механизма на время перемотки пленки, задержки включения осветителя шкал ЧЭ на время его успокоения, включения осветителя на время экспозиции и выключения блока питания по окончании цикла фотографирования.

Инклинометр МТ-1 состоит из скважинного прибора, наземного контрольного пульта и вспомогательных принадлежностей. Скважинный прибор представляет собой собственно инклинометрический блок и выполнен в виде автономного автоматического скважинного устройства без электронной связи с поверхностью. В качестве наземного контрольного пульта применен серийный секундомер (типа СДП), посредством которого оператор контролирует прохождение циклов временной программы инклинометрического блока.

Инклинометрический блок (рис. 41) состоит из: чувствительного элемента *1* зенитных углов и азимутов, фоторегистрирующего устройства — автоматического фотоаппарата, состоящего из фотокамеры *2*, механизма транспортирования фотопленки *3* с электромагнитом *5*, кассет с пленкой и программного блока *4*; пусковых устройств датчиков ускорений *6* и датчика временных интервалов *7*; блока питания *8*. Все узлы смонтированы на монтажной гильзе, которая устанавливается в герметичном кожухе.

Чувствительный элемент МТ-1 состоит из маятника и картушки, установленных на кернах в апсидальной рамке, вал которой свободно вращается на двух радиальных подшипниках и шаровой опоре. В верхней части рамки перпендикулярно к ее оси вращения установлено стекло, на которое нанесены неподвижные индексы для отсчета зенитных углов,

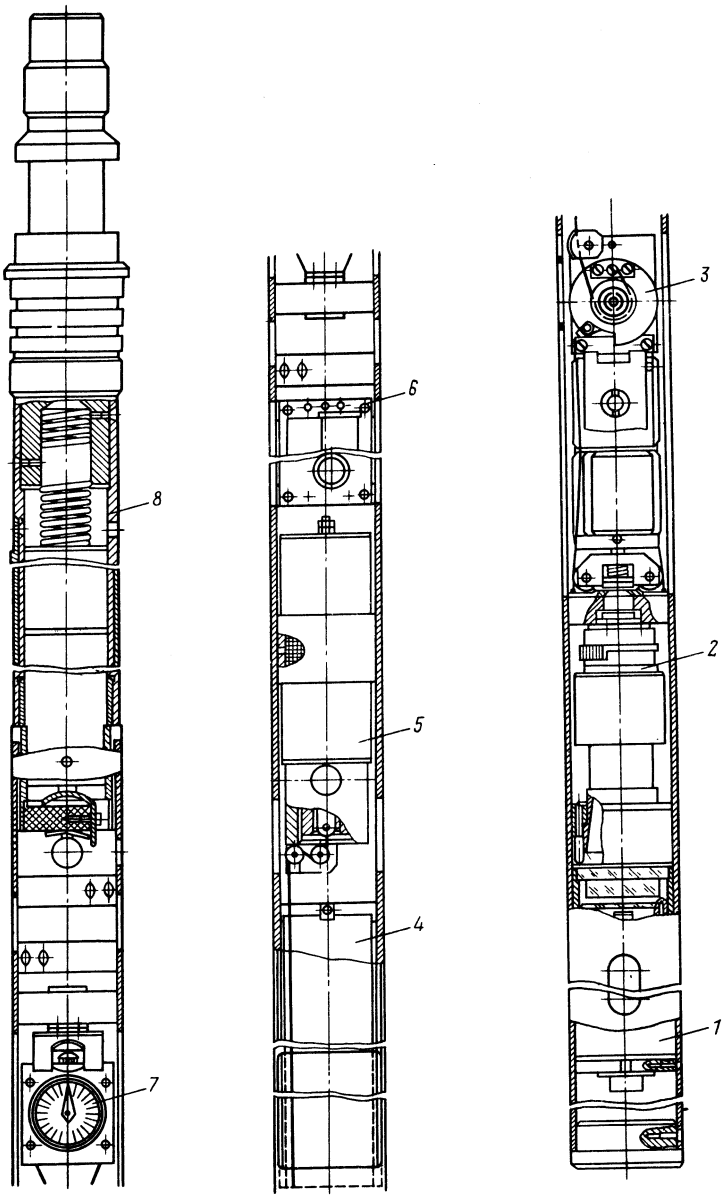


Рис. 41. Инклинометрический блок фотоинклинометра МТ-1

причем в дополнение к нулевому индексу проведены нониусные линии. Средний из этих индексов имеет смещение относительно нулевого на 30′, а каждый из крайних — на 15′. На отвесе-маятнике коаксиально его оси вращения закреплено кольцо, изготовленное из органического стекла. На кольце по образующим через 1° нанесены линии, которые служат подвижными индексами шкалы отсчета зенитных углов, а по окружности выгравирована визирная линия, которая является неподвижным индексом отсчета азимутов. Подвижные индексы азимутов нанесены через 2,5° по радиусам картушки.

Все измерительные узлы ЧЭ размещены в цилиндрическом корпусе в верхней части которого установлено прозрачное стекло с воздухозаборником. Нижний конец корпуса ЧЭ сообщается с поршнем компенсатора давления. Корпус заполнен кремнийорганической жидкостью ПМС-5, которая служит демпфером и световодом (коэффициент преломления жидкости ПМС-5 равен единице).

Фоторегистрирующее устройство представляет собой автоматический фотоаппарат, который предназначен для фоторегистрации показаний шкал измерительных узлов ЧЭ. Шкалы ЧЭ фотографируются по команде от пусковых устройств. В фотоаппарате установлен объектив типа Т-55-2,4/12,5. Экспонирование пленки производится через кадровое окно размером 5×5 мм отраженным от ЧЭ световым потоком. Подсвет ЧЭ осуществляется от двух ламп СНМ-9-60-2, установленных вблизи. Кинопленка в фотоаппарате перемещается шаговым механизмом, кинематически связанным с барабаном приемной кассеты.

Включение ламп подсвета, запуск механизма транспортирования кинопленки и временная задержка, необходимая для успокоения ЧЭ, обеспечиваются программным блоком, который включается и выключается пусковым устройством. В зависимости от режима работы программный блок запускается от датчика временных интервалов или датчика ускорений.

Датчик временных интервалов изготовлен на базе часов "Ракета". Вместо циферблата в нем установлен коллектор, а к минутной стрелке прикреплена контактная щетка, которая, перемещаясь по коллектору, замыкает электрическую цепь через его контактные ламели. В результате замыкания формируется пусковой импульс. Датчик ускорений выполнен на базе механической колебательной системы. При перемещении инклинометрического блока по скважине под действием возникающих ускорений вырабатываются электрические импульсы, которые запускают программный блок автоматического фотоаппарата.

Электрическое питание инклинометрического блока осуществляется от аккумуляторного или гальванического источника, которые выполнены в виде цилиндрических контейнеров с одинаковыми присоединительными размерами. Аккумуляторный блок состоит из двух параллельных групп, в которых установлено по 12 дисковых аккумуляторов Д-0,25 последовательно соединенных друг с другом. При питании инклиномет

рического блока от гальванического источника в контейнер устанавливают 11 сухих элементов "343" или "Салют".

Вспомогательные принадлежности инклинометра МТ-1 предназначены для обеспечения его работоспособности, обработки и расшифровки фотоснимков и состоят из: устройства для подзарядки аккумуляторов; светонепроницаемого мешка, предназначенного для перезарядки кассет фотоаппарата; проявочного бачка; устройств для расшифровки фотоснимков — монтажного столика "Купава" и просмотровой лупы ЛПК.

§ 3. Автономный цифровой инклинометр "Наклон"

Автономный цифровой инклинометр "Наклон" разработан совместно ВНИИКАнефтегазом и МИНГ им. И.М. Губкина [1]. В состав инклинометра входят автономный скважинный прибор (СП) и наземное устройство обработки и отображения инклинометрической информации (НУ). Поскольку одним из выдвинутых требований являлось обеспечение возможности свободного сброса скважинного прибора внутрь колонны бурильных труб, в комплект инклинометра введено демпферное устройство, обеспечивающее защиту СП от удара при сбросе. Особенность разработки заключается в применении цифровых методов обработки информации и запоминании информации в СП с использованием полупроводниковых запоминающих устройств в интегральном исполнении.

Автономный СП сбрасывают внутрь колонны бурильных труб после окончания очередной работы долота на забое перед подъемом бурильной колонны. В нижней части колонны должна находиться немагнитная бурильная труба, внутри которой устанавливается демпферное устройство. Автономный СП после сброса располагается внутри немагнитной бурильной трубы над демпферным устройством. При этом магнитный датчик СП находится примерно в 3 м от замка бурильной трубы. В процессе подъема бурильной колонны СП осуществляет измерение и заносит в блок памяти первичную информацию: значения зенитного угла, азимута и времени замера. Регистрация времени позволяет контролировать работу скважинного прибора и облегчает последующую привязку данных к глубине.

Команда на измерение в зависимости от установленного режима работы СП подается либо каждый раз при прекращении вибраций СП, что происходит, в частности, при остановке колонны бурильных труб для свинчивания очередной свечи (интервал около 24 м), либо через равные интервалы времени (1 или 2 мин). После извлечения из скважины прибор подключается к НУ, которое считывает из блока памяти СП информацию, преобразует ее, осуществляет цифровую индикацию и цифропечать. Максимальное число точек измерения 80.

Структурная схема инклинометра приведена на рис. 42. Скважинный прибор состоит из инклинометрических датчиков зенитного угла и ази-

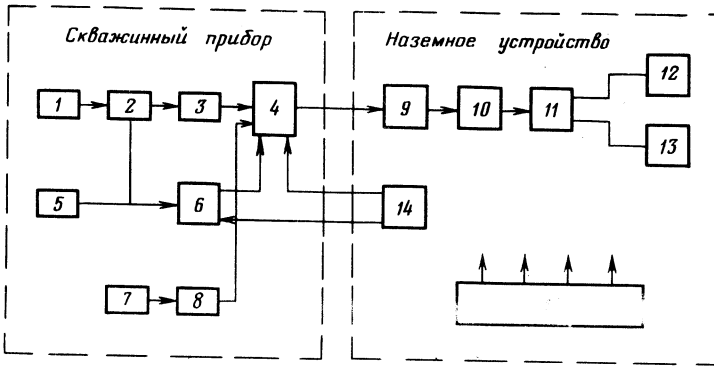


Рис. 42. Структурная схема цифрового инклинометра "Наклон"

мута *1*, коммутатора *2*, аналого-цифрового преобразователя *3*, датчик останова *5*, генератора *7*, счетчика времени *8*, счетчика адреса *6*, блок памяти *4* и блока питания (на рисунке не показан). Наземное устройств включает в себя следующие блоки: приема информации *9*, масштабны *10*, дешифровки *11*, индикации *12*, печати *13*, тестовой проверки и управления *15*.

Структурная схема скважинного прибора показана на рис. 43. Пер спуском в скважину СП включается, и таймер *8* начинает отсчет времен Одновременно программный блок *9* формирует сигнал сброса, которы по шине сброса *15* поступает на вход счетчика адреса *12* и триггер и устанавливает их в исходное состояние. В процессе движения прибор в скважине блок фиксации останова *10* дает запрет на работу СП. Посл достижения прибором нижней части колонны бурильных труб его дв жение прекращается, и блок фиксации останова дает команду програм мному блоку *9* на проведение цикла измерения и регистрации парамет ров. Программный блок через усилитель электромагнита *7* дает импуль тока на электромагнит инклинометра, в результате чего датчики зени ного угла *1* и азимута *2* разарретируются. После выдержки времен необходимой для успокоения чувствительных элементов, арретируют датчики.

Далее выходы датчиков зенитного угла и азимута последовательн подключаются через коммутатор *3* к аналого-цифровому преобраз вателю *4*. Коды, соответствующие измеренным параметрам, через ком мутатор *5* поступают на информационный вход блока памяти *6*. Кажды раз после записи очередного параметра программный блок дает импуль на вход счетчика адреса *12*, который переключается в новое состоян и подключает к информационному входу блока памяти очередну ячейку памяти. По окончании регистрации зенитного угла и азимут через коммутатор *5* к блоку памяти *6* подключается таймер *8*, и в памят

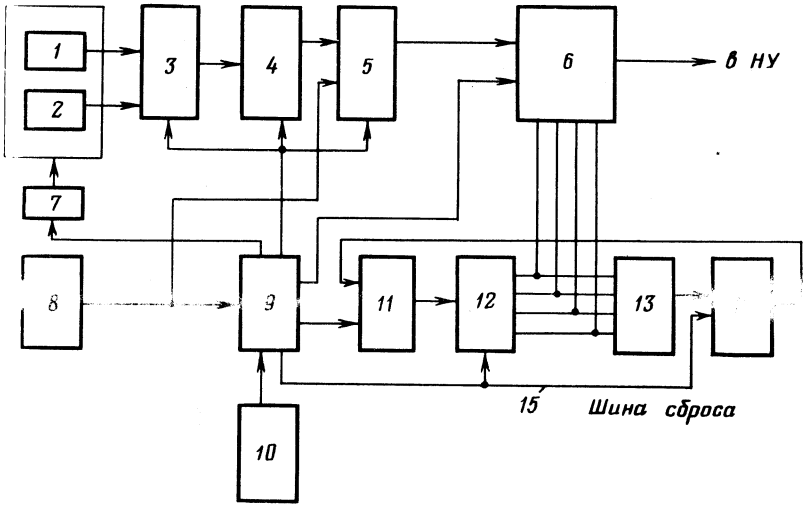


Рис. 43. Структурная схема скважинного прибора цифрового инклинометра "Наклон"

заносится относительное время регистрации параметров. Отсчет времени начинается с момента включения скважинного прибора. На этом цикл измерения и регистрации заканчивается.

Команда на начало следующего цикла измерения и регистрации выдается блоком фиксации останова, после того как прибор начал двигаться и снова остановился. При подъеме скважинного прибора вместе с колонной бурильных труб остановка происходит в момент отвинчивания и складирования очередной свечи. Таким образом, цикл регистрации инклинометрических параметров осуществляется каждый раз после перемещения прибора на длину свечи. Это используется для обеспечения последующей привязки полученных данных к глубине скважины. Дополнительно для этих же целей применяется зафиксированное в СП время проведения регистрации параметров.

Для того чтобы исключить повторную запись после заполнения блока памяти, схема совпадения *11*, управляемая триггером *14*, запрещает дальнейшее прохождение сигналов на вход счетчика адреса *12*. Переброс триггера *14* осуществляется схемой совпадения *13*, срабатывающей при переполнении счетчика адреса.

В скважинном приборе предусмотрен второй режим работы, когда команда на начало цикла регистрации поступает не из блока фиксации останова, а из таймера с интервалом в 1 или 2 мин.

Конструктивно скважинный прибор содержит два основных блока: датчиков и электронный. Помимо этого в него входят: выключатель

питания, центраторы, резиновый наконечник (буфер). Блоки датчико
и электронный соединяются с помощью быстроразъемного соединител
В исходном положении блоки разъединены и питание СП выключен
Незадолго до сброса оба блока скважинного прибора соединяют, а н
посредственно перед сбросом включают питание СП. При этом прибо
готов к работе, и в нем начинается отсчет времени. Необходимо зафи
сировать по часам, в какое время был включен СП. Это время в дальне
шем вводится в наземное устройство. Затем скважинный прибор сбр
сывают внутрь колонны бурильных труб и начинают их подъем. Пос
подъема СП и извлечения его из немагнитной бурильной трубы блок
датчиков и электронный разъединяются. Полупроводниковая памя
СП остается под напряжением, и информация, полученная в процес
подъема, сохраняется. Для считывания информации из СП электронны
блок подключают к наземному устройству. После окончания считыван
выключают питание СП.

В блоке датчиков чувствительные элементы зенитного угла и азиму
(так называемая "рамка") полностью заимствованы от инклинометр
КИТ. Арретирование осуществляется, как и в инклинометре КИТ, по
редством электромагнита, импульс тока на который поступает из эле
тронного блока. В отличие от КИТ в инклинометре "Наклон" измене
направление рабочего хода плунжера электромагнита на обратное. В С
плунжер электромагнита перемещается снизу вверх. Это сделано потом
что при ударе под действием ускорения плунжер электромагнита мож
перемещаться сверху вниз, что приводит к саморазарретированию датч
ков. Соответственно изменен и переключающий механизм. Дополнител
ная защита чувствительных элементов от удара обеспечивается подве
кой на пружинах внутренней части блока датчиков относительно охра
ного кожуха и применением поперечной амортизации с использовани
резиновых звездочек.

Датчик останова скважинного прибора, расположенный в электро
ном блоке, выполнен на основе сейсмодатчика. При движении СП се
смодатчик дает сигнал, который усиливается и поступает на програ
мный блок, запрещая измерение. При прекращении вибраций формиру
ся команда на проведение замера.

Емкостный накопитель энергии формирует импульс тока для упра
ления электромагнитом. Он состоит из усилителя с повышающим тра
форматором, выпрямителя и накопительного конденсатора. В течен
8 с на конденсаторе накапливается энергия, достаточная для срабат
вания электромагнита в блоке инклинометра.

Коммутатор на реле с магнитоуправляемыми контактами при изм
рении последовательно подключает к входу аналого-цифрового преобр
зователя (АЦП) то реохорд зенитного угла, то реохорд азимута. АЦ
содержит преобразователь "сопротивление — частота" и цифров
схему, преобразующую частоту в двоичный код.

Таблица 7. **Емкость запоминающего устройства (в битах)**

Число точек регистрации	Число параметров в одной точке	Дискретность, % / число двоичных разрядов		
		0,4/8	0,1/10	0,025/12
80	3	1920	2400	2880
	5	3200	4000	4800
	8	5120	6400	7680
120	3	2880	3600	4320
	5	4800	6000	7200
	8	7680	9600	11520
160	3	3840	4800	5780
	5	6400	8000	9600
	8	10240	12800	15360

Управляет работой скважинного прибора программник, который в определенной временной последовательности формирует сигналы на включение накопителя, на включение электромагнита, на съем сигналов датчиков и их аналого-цифровое преобразование, на запись информации в полупроводниковое запоминающее устройство. Тактовый генератор скважинного прибора – кварцевый.

Емкость запоминающего устройства определяется числом точек регистрации, числом измеряемых параметров в каждой точке и дискретностью регистрации (табл. 7).

При интервале замера, соответствующем длине свечи (около 24 м), прибор с числом точек регистрации, равным 80, позволяет исследовать участок скважины длиной 1920 м. Можно считать, что оптимальная дискретность регистрации составляет 0,1 %, что соответствует десяти двоичным разрядам. Однако, учитывая, что погрешность датчиков инклинометра КИТ достаточно велика (1 %), допустимо увеличить дискретность регистрации до 0,4 %, что соответствует восьми двоичным разрядам. В этом случае значительно упрощаются цифровые узлы скважинного прибора. Следовательно, при числе точек регистрации 80, дискретности 0,4 % и трех параметрах емкость запоминающего устройства составляет 1920 бит.

Элементная база цифровых субблоков СП – микросхемы серии К561 с микропотреблением по току. Микросхема памяти К561РУ2А имеет восемь адресных входных шин для выбора одного из 256 хранимых двоичных чисел. Считывание производится без разрушения информации. Напря-

жение источника питания может изменяться от 6 до 12 В. Раздельны цифровые шины входа и выхода устраняют взаимное влияние цикло считывания и записи. Дополнительные входы микросхемы обеспечивак управление режимом работы запись — считывание (З—С) и разрешени выбора микросхемы (ВМ).

При наличии команды разрешения на входе ВМ информация зап сывается в выбранную микросхему памяти или считывается из н в зависимости от режима работы. Выходы имеют три состояния, кажд из которых определяется наличием команд записи — считывания и р решения выбора микросхемы, а также записанной информацией. В р жимах записи и запрета выбора микросхемы числовые выходные шин отсоединяются от нагрузок, что позволяет при последовательном сч тывании информации подключать выходы нескольких микросхем к о ной шине.

Упрощенная функциональная схема запоминающего устройст скважинного прибора приведена на рис. 44. Собственно память содерж восемь корпусов микросхем К561РУ2А общей емкостью 2048 би В каждой микросхеме памяти от четырех до одиннадцати запоминает определенный разряд фиксируемого слова (микросхемы *5—10* не п казаны). Соответствующие адресные шины от А0 до А7 объединен и подключены к счетчику адреса *3*. Входы ВМ (выбор микросхем микросхем *4—11* связаны с соответствующими инверсными выходам сдвигового регистра *2*, являющегося программным устройством.

В режиме "Запись" работа происходит следующим образом. входы З—С (запись — считывание) микросхем памяти *4—11* подает сигнал "Единица". На информационные входы (вход *1* — вход *8*) параллельном коде подаются кодовые сигналы соответствующих р рядов запоминаемого слова. По сигналу "Пуск" перебрасывается упр ляющий триггер *1*, который разрешает работу сдвигового регистра В такт с синхронизирующими импульсами (СИ) регистр *2* последо тельно подает сигналы уровня "Нуль" на входы ВМ микросхем памя *4—11*, при этом входная информация записывается в соответствующ ячейки памяти, выбор которых определяется комбинацией кодов сигналов на адресных шинах А0—А7.

При записи первого слова счетчик адреса *3* находится в нулев состоянии, на выходах его — сигналы нулевого уровня, и запись про ходит в первую ячейку памяти. После окончания записи во все восе микросхем памяти сигнал с девятого выхода сдвигового регистра переключает счетчик адреса *3* в следующее состояние, при этом к запи готовятся очередные ячейки памяти всех восьми микросхем. Посл ний импульс десятого выхода сдвигового регистра устанавливает упр ляющий триггер в исходное состояние. На этом цикл записи одного с ва заканчивается.

В режиме считывания на входы З—С микросхем памяти *4—11* пода ся сигнал нулевого уровня. Как и при записи, запускается сдвигов

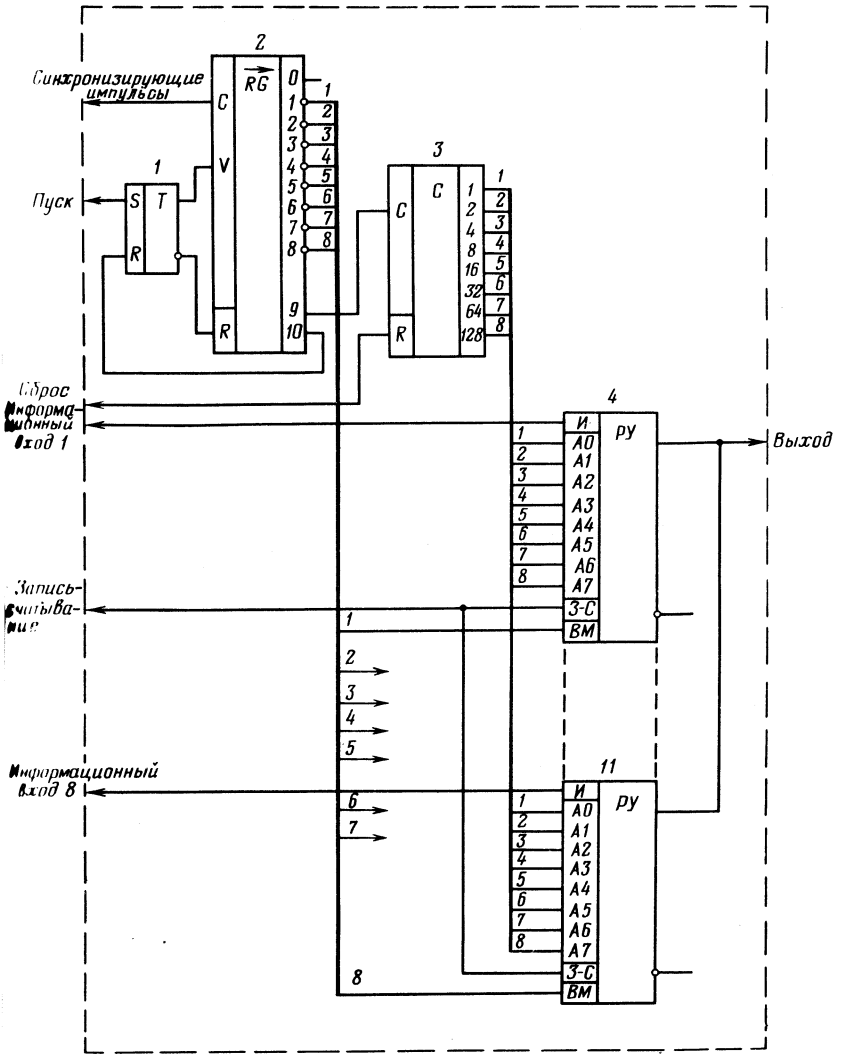


Рис. 44. Схема запоминающего устройства цифрового инклинометра "Наклон"

регистр *2*, который последовательно подает сигналы нулевого уровня на входы ВМ микросхем *4—11*, при этом на выходной шине "Выход" последовательно появляются сигналы, соответствующие записанной информации. Перед началом как считывания, так и записи счетчик адреса *3* устанавливается в нулевое состояние.

При использовании микросхем памяти большей емкости, наприме микросхемы 537РУ1 емкостью 4096 бит, собственно память може быть выполнена на одном кристалле.

Блок питания СП представляет собой цилиндр из изоляционного материала, внутри которого находится секция из десяти ртутно-цин ковых элементов РЦ82. Рабочая температура элементов от 0 до 70 °С хотя есть данные, что они могут работать и при более высоких тем пературах [28]. ЭДС блока питания 12,5 В. Емкость источника питани 1,5 А·ч. Именно элементы РЦ82 ограничивают температурный диапа зон скважинного прибора.

Наземное устройство (НУ) обработки и отображения инклинометри ческой информации [30] служит для приема, дешифровки и отображ ния инклинометрической информации, зафиксированной автономны скважинным прибором. Устройство состоит из следующих основны частей: собственно устройства обработки со встроенной цифровой ин дикаторной панелью и цифропечатающей машинки типа Щ68000К.

Наземное устройство рассчитано на дешифровку 85 точек регистра ции. В каждой точке проводится индикация и цифровая регистраци посредством цифропечатающей машинки следующих параметров:

порядковый номер точки — двузначное десятичное число;

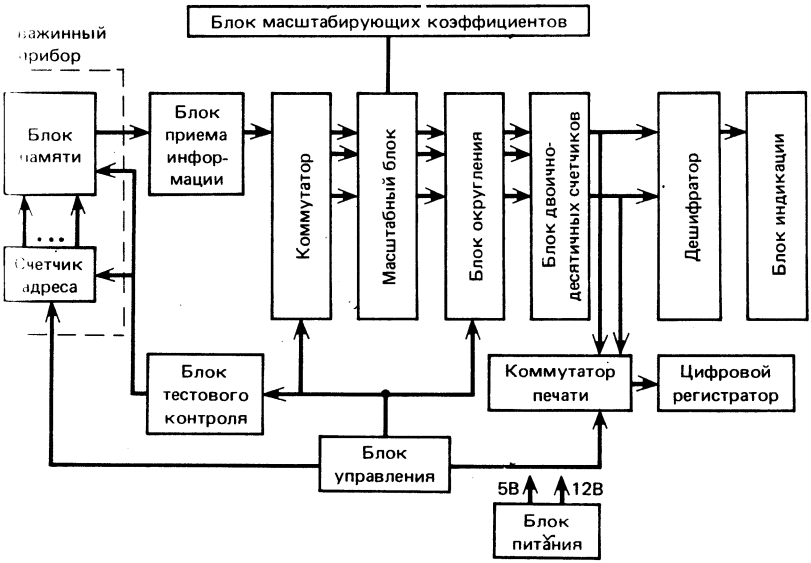
величина зенитного угла — четырехзначное число (градусы и ми нуты);

величина азимута — трехзначное десятичное число (градусы);

абсолютное время измерения — четырехзначное число (часы и ми нуты).

НУ также обеспечивает контроль работоспособности скважинног прибора и системы в целом путем записи тестовых сигналов в бло памяти скважинного прибора и их последующего считывания, обрабо ки, индикации и регистрации.

Структурная схема устройства приведена на рис. 45. Устройств включает блок приема информации, который предназначен для гал ванической развязки цепей СП и НУ, записи и преобразования полу ченных из блока памяти СП кодов; коммутатор, служащий для под ключения выхода блока приема информации к соответствующем каналу блока масштабирования; блоки масштабирования и масшта бирующих коэффициентов, осуществляющие необходимые вычисли тельные операции; блоки округления результатов вычисления; двоич но-десятичные счетчики и дешифратор для преобразования информаци в десятичный код; блок индикации, коммутатор печати и цифрово регистратор. Блок тестового контроля служит для проверки правил ности функционирования системы перед началом проведения измерени в скважине. Работа системы в режимах считывания зафиксированно в блоке памяти скважинного прибора информации и тестового кон троля происходит по командам блока управления.



ис. 45. **Структурная схема наземного устройства цифрового инклинометра "Нак-он"**

Кроме того, наземное устройство имеет блок питания, предназначенный для подачи стабилизированного напряжения 5 В на электронные схемы НУ. В режимах считывания информации и тестового контроля блок также обеспечивает питание СП стабилизированным напряжением 12 В.

Блок приема информации последовательно перезаписывает из блока памяти СП информационные слова в приемный регистр, который предназначен для преобразования последовательного двоичного кода, передаваемого по информационной шине (ИШ), в двоичный параллельный. Выходы приемного регистра подключены к реверсивному счетчику, в котором информационное слово преобразуется в число-импульсный код (ЧИК). Аналогичные преобразования осуществляются и с кодом, передаваемым по адресной шине (АШ). Таким образом, в блоке приема информации принимается и преобразуется двоичный последовательный код, посылаемый по ИШ и АШ, в ЧИК, необходимый для проведения дальнейших вычислительных операций.

Для исключения влияния помех при соединении СП и НУ в блоке приема информации предусмотрена гальваническая развязка цепей, которая выполнена с применением тиристорных оптронов.

Блоки масштабный и округления состоят из трех идентичных ка налов масштабирования: зенитного угла, азимута и времени. Масшта бирование представляет собой операцию умножения входного число импульсного кода на коэффициент, установленный для каждого па раметра, и осуществляется на счетчиках с переменным коэффициентом деления — двоичных умножителях.

Блок тестового контроля генерирует тестовые посылки, предназна ченные для записи в блок памяти СП, и считывает их для контрол правильности функционирования системы. В режиме "Контроль" воз можна установка четырех типов тестовых посылок:

тест, состоящий из нулей в каждом разряде кода (нулевое значени шкалы);

тест, состоящий из единиц в каждом разряде кода (максимально значение шкалы измеряемого параметра);

тест, состоящий из чередующихся нулей и единиц (треть шкалы);

тест, инверсный предыдущему (две трети шкалы параметра).

Применение тестового контроля позволяет полностью проверят правильность функционирования НУ, блока памяти и сервисных эле тронных схем СП.

Блок управления (БУ) формирует команды, по которым реализ ется алгоритм работы системы. Блок выполнен на основе цифрово автомата с памятью. По анализу состояния осведомительных сигнало в предыдущем такте БУ выдает в следующем такте управляющие сигн лы, по которым проводятся операции записи, пересылки, дешифров и преобразования сигналов. Таким образом, БУ обеспечивает рабо системы в нужной последовательности, а также синхронизирует рабо собственно НУ, скважинного прибора и системы в целом.

В качестве регистратора в НУ применено печатающее устройст типа Щ68000К. Оно состоит из блоков управления печатью, форм рования сигналов, управления, питания, печати.

Техническая характеристика печатающего устройства

Максимальная скорость печати, строк/с	30
Напряжение питания устройства, В	220 + 10 % −15 %
Частота тока, Гц	50 ± 1
Мощность, потребляемая устройством от сети, В·А	110
Бумажная лента по ГОСТ 7817—75:	
ширина, мм	45
число разрядов в строке	16
Габариты, мм	480 × 130 × × 485
Масса, кг	18

Устройство обеспечивает печать следующих символов: 0; 1; 3; 4; 5; 6; 7; 8; 9; *; +; —; %; пробел.

4. Автономный цифровой инклинометр с феррозондовыми инклинометрическими датчиками

Феррозондовый датчик выполнен по кинематической схеме с карданными рамками и двумя горизонтально расположенными ортогональными феррозондами. В качестве преобразователя угла поворота маятника датчика зенитного угла в электрический сигнал используется синусно-косинусный вращающийся трансформатор (СКВТ), отличающийся высокой точностью.

Конструкция феррозондового инклинометрического датчика приведена на рис. 46. Он состоит из шести узлов: датчика азимута *3*, основной рамки-поплавка *4*, датчика зенитного угла *11*, коллектора *14*, наружной рамки-поплавка *15*, токосъемника *16*. Все узлы помещены в герметичный корпус *17*, заполненный кремнийорганической жидкостью. Подвод питания и съем сигнала с преобразователя осуществляются через герметичный штепсельный разъем *18*.

Датчик азимута *3* выполнен в виде вилки *9*, жестко закрепленной на оси основной рамки *4*, с механическим маятником-грузом *8*, поворачивающимся в немагнитных подшипниках *2*. На вилке и маятнике жестко закреплены феррозонды *1* и *10*, оси которых взаимно перпендикулярны и находятся в параллельных плоскостях. Феррозонд *1* закреплен на маятнике таким образом, что постоянно находится в горизонтальной плоскости. Для устранения моментов трения, возникающих в узлах токосъема, сигнал с феррозонда снимается через маломоментные спиральные пружины.

Основная *4* и наружная *15* рамки выполнены в виде поплавков, уравновешенных по плавучести и дифференту, с жестко закрепленными эксцентричными грузами. Уравновешенность поплавков позволяет снизить давление на опоры рамки и тем самым уменьшить моменты трения.

Датчик зенитного угла *7* состоит из поворачивающейся в подшипниках *12* рамки *13*, выполненой также в виде поплавка, уравновешенного по плавучести и дифференту, с эксцентричным грузом, и синусно-косинусного вращающегося трансформатора. Ротор *6* СКВТ жестко закреплен на оси рамки *13*, а статор *5* посажен в корпус датчика. Ось рамки *13* расположена перпендикулярно к оси основной рамки *4*. Поворот ротора ограничивается штифтом, перемещающимся в прорези, расположенной в крышке датчика. Питание на ротор поступает через маломоментные спиральные пружины.

Феррозонды и СКВТ электрически связаны с разъемом через коллектор *14* и токосъемник *16*. Коллектор *14* выполнен в виде набора изолированных маломоментных спиральных пружин, скручивание которых ограничено. Токосъемник *16* представляет собой набор изолированных контактных колец, насаженных на ось наружной рамки *15*, и гибких щеток — токосъемников, изолированных друг от друга.

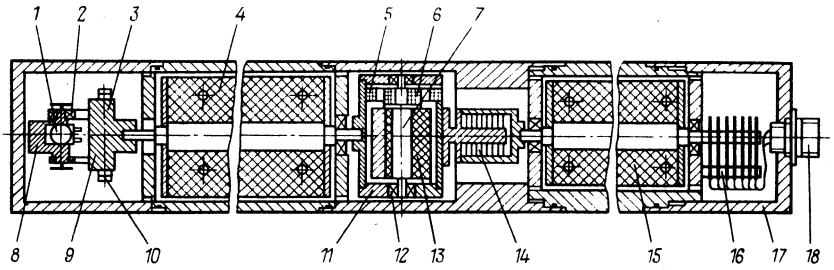


Рис. 46. Феррозондовый инклинометрический датчик

Работа датчика в искривленной скважине происходит следующим образом. Основная рамка *4* под действием эксцентричного груза устанавливается в апсидальной плоскости, разворачивая вилку *9* датчика азимута таким образом, что ось чувствительности феррозонда *10*, жестко закрепленного на вилке, устанавливается перпендикулярно к апсидальной плоскости. Маятник *8* под действием гравитационных сил поворачивается, и ось чувствительности феррозонда *1* устанавливается в горизонтальной плоскости. Горизонтальная составляющая напряженности магнитного поля Земли наводит в феррозондах э. д. с. удвоенной частоты по отношению к частоте питающего напряжения.

Амплитуда сигналов, снимаемых с феррозондов, пропорциональна синусу и косинусу азимутального угла. Одновременно с поворотом основной рамки *4* поворачивается жестко закрепленный на его оси корпус *11* датчика зенитного угла *7*. Внутренняя рамка *13* с закрепленным на ней ротором *6* под действием эксцентричного груза также поворачивается. Поворот ротора СКВТ относительно статора *5* приводит к появлению на двух обмотках статора сигнала, амплитуда которого пропорциональна синусу и косинусу зенитного угла. Под действием силы тяжести поворачивается и наружная рамка *15*. С контактных колец токосъемника *16* снимается выходной сигнал.

Феррозондовый инклинометрический датчик имеет повышенные точность и ударопрочность. Последняя обеспечивается применением поплавковых конструкций маятников, погруженных в вязкую жидкость с небольшими демпфирующими зазорами. Точность достигается применением бесконтактных датчиков азимута и зенитного угла (феррозонды и СКВТ), развязкой датчиков с узлом токосъема (введение второго поплавка), что позволило исключить влияние моментов трения в узлах токосъема на показания прибора, и выполнением рамок в виде уравновешенных по плавучести и дифференту поплавков, в связи с чем резко уменьшились моменты трения в опорах.

Структурная схема феррозондового инклинометрического датчика с аналого-цифровым преобразователем (АЦП) показана на рис. 47.

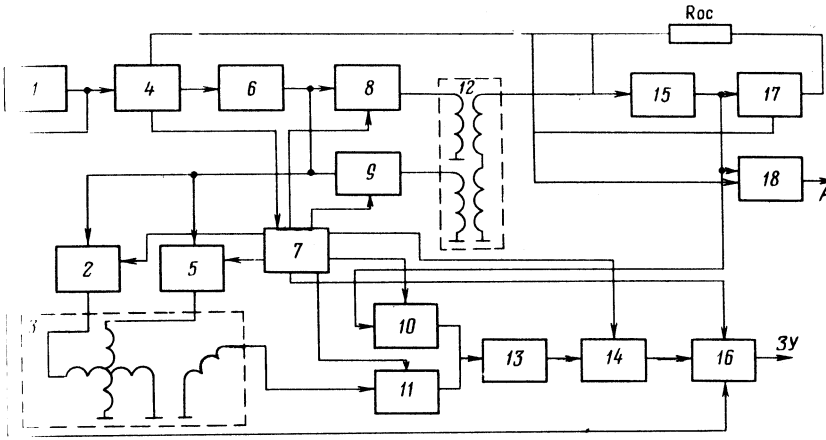


Рис. 47. Структурная схема феррозондового инклинометрического датчика с аналого-цифровым преобразователем

Для питания как феррозондов *12*, так и обмоток СКВТ *3* служат генератор *1*, делитель частоты *4*, фильтр низкой частоты с усилителем мощности *6*. Синусоидальный ток с усилителя *6* поочередно через коммутаторы *8, 9, 2* и *5* питает обмотки возбуждения феррозондов *12* и статорные обмотки СКВТ *3*. С делителя частоты *4* снимаются опорные напряжения для фазового детектора *17* и блока распознавания знака азимута *18*, а также напряжение, синхронизирующее блок управления *7*.

Команда на проведение цикла измерения поступает на блок управления *7* от программного блока скважинного прибора (на рисунке не показан). Сигнальные обмотки обоих феррозондов включены последовательно, и сигнал с выхода будет соответствовать либо синусной, либо косинусной составляющей напряженности магнитного поля Земли в зависимости от того, какой из феррозондов подключен к усилителю 6. Сигнал с выхода феррозондов проходит через активный фильтр *15*, настроенный на вторую гармонику питающего напряжения, и поступает на фазовый детектор *17* и блок распознавания знака азимута *18*.

Для температурной стабилизации предусмотрена отрицательная обратная связь. С выхода фазового детектора *17* постоянная составляющая сигнала через сопротивление R_{oc} подается в сигнальную обмотку феррозонда и создает магнитный поток в объеме феррозонда, противоположный по направлению измеряемому внешнему магнитному полю Земли. С выхода фильтра *15* сигнал через коммутатор *10* и выпрямитель *13* поступает на аналого-цифровой преобразователь (АЦП) *14*, преобразующий постоянное напряжение в число-импульсный код. Число импульсов с выхода АЦП подсчитывается реверсивным счетчиком *16*, на выходе которого получается двоичный код. После последовательного

опроса феррозондов к АЦП через коммутатор *11* подключается роторная обмотка СКВТ *3*, на выходе которой амплитуда сигнала пропорциональна либо синусной, либо косинусной составляющим зенитного угла в зависимости от того, какая из статорных обмоток СКВТ находится под напряжением. Канал аналого-цифрового преобразования азимута и зенитного угла один и тот же.

Предусмотрено устранение аддитивной составляющей погрешности канала измерения путем опроса датчиков без подачи питания на обмотки возбуждения как феррозондов, так и СКВТ (коммутаторы *8, 9, 2, 5* закрыты) и вычитания сигнала "Нуль" из оцифрованного значения соответствующего параметра. Именно поэтому в схеме применен реверсивный счетчик *16*. Таким образом, на выходе счетчика *16* последовательно снимается код, соответствующий синусной и косинусной составляющим азимута и зенитного угла с компенсацией ухода "Нуля". С выхода блока распознавания знака азимута *18* снимается сигнал, определяющий знак синусной и косинусной составляющих азимута.

Дальнейшая обработка сигналов и запись информации в блок памяти СП осуществляются аналогично тому, как это было сделано в СП с датчиками инклинометра КИТ. Ввиду того что нет необходимости арретировать чувствительные элементы, появляется возможность многократно повторять замеры, проводить усреднение и т. д.

При использовании феррозондовых датчиков увеличивается необходимый объем памяти скважинного прибора. Во-первых, в каждой точке подлежат регистрации не три, как ранее, а пять параметров (синусные и косинусные составляющие зенитного угла, азимута и время). Во-вторых, повышение точности датчиков требует соответственно повышения разрядности аналого-цифрового преобразования. Если принять, что пять параметров представляются десятиразрядным двоичным кодом (дискретность 0,1 %), то необходимый объем памяти при числе точек регистрации 80 составит 4000 бит (см. табл. 7).

Принятая схема с одним каналом измерения позволяет при обработке информации в наземном устройстве устранить мультипликативную погрешность. Поскольку измеряемый параметр (азимут или зенитный угол) определяется отношением его синусной и косинусной составляющих (или наоборот), а мультипликативная погрешность для обеих составляющих одинакова, так как используется общий канал измерения, то при делении мультипликативная погрешность исключится из результата. Это позволяет понизить требования к стабильности параметров измерительного канала скважинного прибора, что очень важно, учитывая широкий температурный диапазон, при котором должен работать СП.

Применение в скважинном приборе феррозондовых датчиков азимута и выполнение СП с одним каналом измерения требует ряд дополнительных функциональных преобразований в наземном устройстве обработки и отображения информации. Так, при использовании фер-

розондовых датчиков с карданными рамками для определения азимута необходимо получить отношение синусной и косинусной составляющих магнитного поля Земли (или обратное отношение), найти арктангенс этого отношения (или арккотангенс), по знаку синусной и косинусной составляющих определить квадрант, в котором лежит азимут, и только после этого величина азимута становится известной. При применении датчика с жесткозакрепленными феррозондами функциональное преобразование значительно усложняется.

При проектировании наземного устройства к скважинному прибору с феррозондовыми датчиками можно пойти следующими путями. Строить НУ как специализированный вычислитель с жесткой программой, что было выполнено в ранее рассмотренном наземном устройстве. Можно строить НУ на основе микропроцессов. Это наиболее предпочтительно. Основное преимущество применения микропроцессоров — возможность программным путем без изменения состава и структуры НУ изменить и расширить его функциональные возможности. Так, наземное устройство для СП с феррозондовыми датчиками и карданными рамками может быть перестроено применительно к СП с жесткозакрепленными феррозондами. В наземном устройстве на основе микропроцессов (МП) может быть достаточно просто осуществлен выход на ЭВМ более высокого уровня, причем изменение типа ЭВМ высокого уровня потребует лишь изменения соответствующей части программы наземного устройства на основе МП.

При разработке НУ на основе микропроцессов может быть выбран один из следующих вариантов:

использование микропроцессорных наборов интегральных микросхем, например К580, К584, К588, К589, причем возможно применение и калькуляторных БИС, позволяющих проводить алгебраические и тригонометрические вычисления;

использование серийно выпускаемых микро-ЭВМ типа "Электроника 60", "Электроника МС 1501", "Электроника ДЗ-28", "Электроника НЦ-80", "Электроника С5" и др;

использование комплекса технических средств для локальных информационно-управляющих систем (КТС ЛИУС-2), разработанного на базе микросхем повышенной степени интеграции и микропроцессорного набора К580.

В любом из вариантов должно быть предусмотрено два режима работы НУ: обработка инклинометрической информации и контроля работоспособности СП и системы в целом (режим тестирования). В первом режиме программа должна состоять из выполняемых блоков.

1. Установка в СП режима "Работа по сигналам НУ".

2. Занесение с панели управления в ОЗУ наземного устройства ряда справочных данных, например: номер скважины, число, месяц, год, данные о количестве свечей в бурильной колонне к моменту сброса автономного прибора, длина бурильной колонны, время сброса в часах и минутах и т. д.

3. Собственно обработка инклинометрической информации. Посл
довательно для каждой точки по результатам замеров, считанных и
памяти СП, вычисляются абсолютное время, когда производился замер
значения зенитного угла и азимута. Эти величины поступают на соотве
ствующие индикаторы и выводятся на печать.

4. Вывод скважинного прибора из режима связи с НУ.

В режиме контроля программа начинается с записи в память С
тестовых сигналов. При этом НУ имитирует работу блока датчико
Затем выполняется программа режима обработки информации и на и
дикацию выдается считанная из памяти СП информация.

Применение НУ на основе микропроцессов позволит расширит
задачи выполняемые НУ, и обеспечить дополнительно контроль и отбр
ковку первичной информации, привязку данных к глубине, вычислени
координат и др.

§ 5. Зарубежные автономные инклинометры

Автономные инклинометры представлены за рубежом наиболее ш
роко и разнообразно. В зависимости от применяемых датчиков и
можно разделить на две группы: инклинометры с магнитными датч
ками азимута и инклинометры с гироскопическими датчиками. После
ние позволяют проводить измерения в обсаженных скважинах, при ано
малиях магнитного поля и т. д.

Независимо от типа применяемого датчика автономные прибор
различаются по методу регистрации. Наиболее просты приборы с мех
нической регистрацией путем перфорации бумажного или фольгирова
ного диска. Как правило, подобные приборы предназначены для про
ведения замера только в одной точке. Большинство из них обеспечи
вает регистрацию только одного параметра — зенитного угла. Близк
к ним по конструкции приборы с регистрацией путем отметки на элек
трохимической бумаге. Наиболее широко применяется фото- и кино
регистрация в приборах как с магнитными датчиками, так и с гиро
скопическими. Ограниченное применение имеет запись на магнитны
носитель.

Некоторые технические данные автономных инклинометров ряд
зарубежных фирм приведены в табл. 8

Приборы с механической регистрацией выпускают фирмы "А-1
Бит энд тул", "Истмэн уипсток", "Фридрих Лейтерт".

Прибор фирмы "А-1 Бит энд тул", называемый "Шур шот", регистри
рует один параметр — зенитный угол в одной точке — путем вдавли
вания керна в алюминиевый диск. Поскольку прибор чисто механичес
кий, он допускает работу при высоких температурах. Выпускаются
два варианта этого прибора, отличающихся диаметром.

Двойной механический индикатор угла "Дрифт индикатор" фирмы

Таблица 3. Зарубежные автономные скважинные приборы

Фирма, страна	Название прибора	Измеряемый параметр	Тип датчика азимута	Метод регистрации	Поддиапазон измерения ЗУ, градус	Наружный диаметр, мм
"А-1 Бит энд тул" (США)	"Шур шот"	ЗУ	–	П	0–7, 0–14	41,35
"Истмэн уипсток" (США)	"Дрифт индикатор"	ЗУ	–	П	0,3, 0–6, 0–12, 0–30	41, 35, 32
	"Сингл шот" R и E	ЗУ, А	М	Ф	0–10, 0–20, 15–90, 15–120	45,35
	"Магнетик малтипл шот"	ЗУ, А	М	К	0–5, 0–10, 0–17, 0–90	45
	То же	ЗУ, А	М	К	0–10, 0–20, 15–90	35
	"Гироскопик малтипл шот"	ЗУ,А	Г	К	0–12, 0–24, 0–34, 0–70	76, 51
"Фридрих Лейтерт" (ФРГ)	НСТ	ЗУ, А	М	П	0–12, 9–21, 18–30	42
	НПЕ	ЗУ, А	М	Ф	0–10, 0–20, 17–130	45
	НПР	ЗУ, А	М	К	0–10, 0–20, 17–130	45
	НГЕ	ЗУ, А	Г	Ф	0–12, 0–20, 0–24, 0–34 0–90	76, 51
	НГР	ЗУ, А	Г	К	0–12, 0–20, 0–24, 0–34 0–90	76, 51

Продолжение табл. 8

Фирма, страна	Название прибора	Измеряемый параметр	Тип датчика азимута	Метод регистрации	Поддиапазон измерения ЗУ, градус	Наружный диаметр, мм
"Хампфри" (США)		ЗУ, А	М	Ф	0–12, 0–34, 0–90, 0–120	
		ЗУ, А	М	К	0–12, 0–34, 0–90, 0–120	
		ЗУ, А	Г	К	0–12, 0–75	
"Кастер" (США)	"Сингл шот"	ЗУ, А	М	Ф	0,3, 0–20, 0–70, 0–80	45
	"Сингл шот"	ЗУ, А	М	Ф	0–10, 0–60	32
	"Малтишот"	ЗУ, А	М	К	0–20, 0–70, 0–80	45
	"Малтишот"	ЗУ, А	Г	К	0–10, 0–30	89, 76, 54
"Сайентифиг дрилинг контролс" (США)		ЗУ, А	М	Ф	0–2, 0–6, 0–12, 0–24, 0–90	
		ЗУ, А	М	К	0–2, 0–6, 0–12, 0–24, 0–90	
		ЗУ, А	Г	Ф	0–2, 0–6, 0–12, 0–24, 0–34, 0–90	76, 51, 48
"Сперри-Сан уэл сервейинг" (США)	"Магнетик сингл шот" А и В	ЗУ, А	М	Ф	0–2, 0–6, 0–20, 0–120 (1307)	от 32 до 89
	"Магнетик малтишот" А и В	ЗУ,А	М	К	0,–2 0–6, 0–20, 0–120 (130)	от 32 до 89
	"Шуруэл"	ЗУ, А	Г	К	0–2, 0–6, 0–20, 0–70, 0–90	45, 76
	"Сигнал шот" S–S	ЗУ, А	Г	Ф		45
"Тотко" (США)	"Дабл рекордер"	ЗУ, А	–	П	0–1/2, 0–3, 0–8, 0–16 0–24, 0–90	48, 41, 33
	"Дирекшнл дабл рекордер"	ЗУ, А	М	П	0–12, 9–21, 18–30	41

Примечание. ЗУ – зенитный угол; А – азимут; М – магнитный датчик; Г – гироскопический датчик; П – перфорация; Ф – фоторегистрация; К – кинорегистрация.

истмэн уипсток" регистрирует зенитный угол путем перфорации бумажного диска. Перфорируются две точки с небольшим интервалом времени для контроля правильности работы прибора.

Для одноточечной механической регистрации зенитного угла и азимута предназначен двойной регистратор НСТ фирмы "Фридрих Лейтерт". Регистрация осуществляется путем перфорации бумажного диска. Последний помещается в держателе, который может вращаться относительно продольной оси. Держатель имеет компас, ориентирующий бумажный диск относительно магнитного поля Земли. Держатель связан с временным механизмом задержки. Над диском находится отвес. По истечении заранее установленного времени временной механизм задержки приподнимает держатель с бумажным диском, и заостренный конец отвеса перфорирует диск. Концентрические линии на диске позволяют легко считать величину зенитного угла, а расположение перфорации относительно нанесенной градусной сетки — определять азимут искривления скважины.

Образец записи регистратора приведен на рис. 48.

Двойной регистратор фирмы "Тотко" предназначен для измерения зенитного угла в одной точке. Запись дублируется с интервалом 30 с. Регистрация осуществляется также путем перфорации бумажного или металлического диска. Стандартный прибор имеет диапазон измерения зенитного угла 0—8°. Имеются варианты датчиков как для больших, так и для малых зенитных углов, а также для использования в скважинах с высокой забойной температурой. Прибор для средних значений температуры до 150 °С имеет держатель, удерживающий бумажный диск при уменьшении его размеров в процессе нагрева. Для более высоких температур вместо бумажного используется медный диск с асбестовой прокладкой.

Стандартный прибор содержит отвес, свободный конец которого играет роль пуансона. В приборе есть устройство временной задержки (часовой механизм). При сборке его на поверхности бурильщик может установить выдержку времени в пределах 5—40 мин. После этого прибор опускают в скважину. По истечении установленной выдержки устройство задержки перемещает держатель, в котором закреплен бумажный диск, до касания диска пуансоном отвеса. Так пробивается первое отверстие. Затем диск отводится от отвеса, поворачивается на некоторый угол и через 30 с вновь касается пуансона. При этом пробивается второе отверстие.

Одинаковые результаты обоих замеров свидетельствуют, в частности, о том, что произошло успокоение как самого прибора в скважине, так и его подвижных частей. Двойная регистрация повышает достоверность результатов. Расстояние отверстия от центра диска определяет величину зенитного угла. Для удобства расшифровки на диске нанесены концентрические окружности с дискретностью, например, 1° для поддиапазона 0—8°.

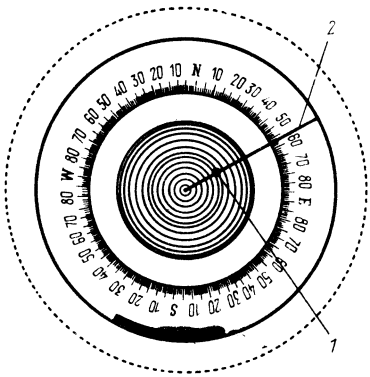


Рис. 48. Образец записи двойным регистратором НСТ фирмы "Фридрих Лейтерт"

1 — перфорация на бумажном диске; *2* — линия отсчета азимута

Фирма "Тотко" выпускает так двойной регистратор "Директ дабл рекордер", который обеспеч вает измерение зенитного угла и аз мута. Принцип его действия тот ж что и регистратора НСТ фирм "Фридрих Лейтерт".

Для фото- и кинорегистрации измеренных величин зенитного уг и азимута служат многочисленны инклинометры, выпускаемые фир мами "Истмэн уипсток", "Фридри Лейтерт", "Хампфри", "Кастер" "Сайентифик дриллинг контрол "Сперри-Сан уэл сервейинг". этих приборах фотографируется н фотодисках (в одноточечных при борах) или на кинопленку (в много точечных) шкала или участок шкал измерителя азимута, на которую проектируется метка, соответствующа положению отвеса, который измеряет величину зенитного угла. Откло нение метки от центра шкалы дает величину зенитного угла, а угловое положение метки относительно оцифровки шкалы — величину азимута.

Фото- и кинорегистрация требуют обработки пленки. Большинство приборов комплектуется приспособлениями (светонепроницаемые кассеты и бачки и др.), позволяющими обрабатывать пленку на свету в течение короткого времени (несколько минут). После обработки фото- и кинопленка просматривается на специальных проекционных столах, обеспечивающих большое увеличение изображения. Как правило, регистрация на кинопленку осуществляется через равные временные интервалы. Кадры, сделанные во время движения прибора, оказываются расплывчатыми. Это обстоятельство помогает при просмотре кинопленки привязать замеры к глубине, четко зафиксировать момент, когда прибор достиг забоя и остановился.

Фирма "Истмэн уипсток" выпускает одноточечные и многоточечные магнитные и многоточечные гироскопические приборы. Одноточечные магнитные типа R и E отличаются диаметром. Электропитание они получают от батарейных источников. Приборы могут комплектоваться часовыми механизмами для осуществления выдержки времени с 33-мин или 66-мин заводом и электронным таймером с выдержкой 99 мин. Вместо часов можно применять электронный датчик движения, дающий команду на замер при достижении прибором забоя в случае его сброса внутрь бурильных труб. В случае использования теплозащитного кожуха диаметром 54 мм приборы в течение 4 ч могут работать при 260 °С.

агнитный многоточечный прибор содержит компасно-угловое уст-тво, кинокамеру, фильмовый магазин, электронный датчик времени точник питания. Выпускаются два варианта этого прибора, отли-иеся размерами. В приборе большего диаметра используется 10-мм пленка, в приборе меньшего диаметра — 8-мм кинопленка. Гироско-ский многоточечный прибор отличается от магнитного многоточеч- только датчиком азимута. Остальные узлы полностью унифици-ны.

Фирма "Фридрих Лейтерт" выпускает магнитные одноточечные и многоточечный НПР и гироскопические одноточечный НГЕ и мно-чечный НГР приборы. Компасно-угловое устройство магнитных боров, представляющее комбинацию отвеса и магнитного компаса, т варианты, позволяющие измерять зенитный угол в диапазонах 0°, 0—20° и 17—130° с погрешностью соответственно ± 0,1°, ± 0,25°, 5°. Погрешность измерения азимута ± 1°. Одноточечный прибор т устройство временной задержки от 5 до 120 мин. В многоточечном боре регистрация осуществляется на 8-мм кинопленку. Максималь- число кадров 390. Имеются два варианта датчика времени: механи-кий (интервалы регистрации 1; 2,5 и 5 мин) и электронный (интер-ы регистрации 1; 2; 4 и 8 мин).

Схема устройства магнитного многоточечного прибора НПР пока-а на рис. 49. В комплект прибора входят контрольные часы на по-хности с цифровой индикацией времени. Гироскопические приборы есто магнитного компаса имеют гирокомпас. Помимо измерения нитного угла и азимута они могут использоваться для ориентации клоняющих компоновок при спуске непосредственно в колонну альных бурильных труб. За исключением компасно-углового устрой-ва остальные узлы магнитных и гироскопических приборов унифи-рованы.

Фирма "Хампфри" выпускает наборы комплектных узлов, позволя-щих выполнить различные варианты магнитных одноточечных и много-чечных приборов. Фото- и кинокамеры и магнитные компасно-угловые тройства выпускаются диаметрами 32 и 26 мм (диаметры приборов з охранного кожуха). Датчики времени выполнены на полупроводни-ковых схемах. Выдержка времени в одноточечных приборах — до 9 мин. Интервал между замерами в одноточечных приборах может ыть 1; 2 или 4 мин. Кинокамера прибора диаметром 32 мм содержит апас 10-мм пленки на 345 кадров, что при одном замере в минуту озволяет работать прибору в течение 5,75 ч. В кинокамере прибора иаметром 26 мм используется 8-мм пленка с числом кадров 270, интер-ал между замерами 1 мин. Имеются два варианта гироскопических атчиков, которые могут использоваться с кинокамерами и другими узлами, общими для магнитных и гироскопических приборов. Питание автономных приборов батарейное. Приборы укомплектованы приспо-соблениями для спуска их в скважину и извлечения из нее, для защиты

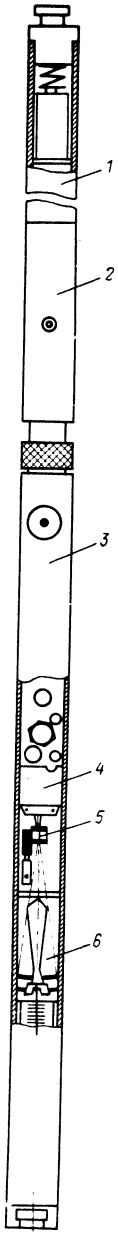


Рис. 49. Магнитный многоточечный прибор НПР фирмы "Фридрих Лайтерт":

1 — контейнер для батарей; *2* — датчик времени; *3* — кинокамера; *4* — кассета для кинопленки; *5* — объектив; *6* — узел измерения зенитного угла

от ударов (амортизаторы), центраторами и др.

Фирма "Кастер" выпускает фотоинклинометры: магнитные одноточечные и многоточечные и гироскопические многоточечные. Одноточечные приборы выпускаются в двух вариантах: стандартный (диаметр без охранного кожуха 36 мм) и малого диаметра (диаметр без охранного кожуха 19 мм). Механический датчик времени дает выдержку до 90 мин. Приборы выдерживают температуру 100 °С в течение 90 мин, а при наличии теплозащитного кожуха — 260 °С в течение 180 мин. В многоточечном приборе используется электронный датчик времени. Интервал между замерами 30 с. Поскольку максимальное число кадров составляет 650, то, следовательно, прибор может работать непрерывно 5,5 ч.

Основной узел приборов с магнитными датчиками — узел угла-компаса, в котором имеется только одна движущаяся деталь, плавающая в жидкости. Этот плавучий датчик зенитного угла удерживается в определенном положении поверхностным натяжением жидкости и не имеет механического трения, что и определяет его высокую точность. Два варианта узлов угла компаса показаны на рис. 13.

Магнитные и гироскопические, одно- и многоточечные приборы выпускаются фирмой "Сайентифиг дриллинг контролс". Кинокамера многоточечных приборов позволяет сделать до 480 снимков. Интервалы между замерами 0,5; 1; 2; 4 и 8 мин. Модификации приборов применяются для ориентирования отклоняющих компоновок. Для ускорения инклинометрических расчетов фирма предлагает использовать терминальное устройство ЭВМ, связанное с вычислительным центром, где производятся расчеты и накапливаются данные. Результаты замеров вводятся вручную в терминал ЭВМ, который обеспечивает передачу данных в вычислительный центр, прием результатов расчета и их цифропечать. Непосредственно на буровой можно использовать и портативные вычислительные устройства с графопостроителем.

Фирма "Сперри-Сан уэл сервейинг" выпускает различные приборы с магнитными и, в основном с гироскопическими, дат

ками. Одноточечные приборы могут комплектоваться как устройством временной задержки, так и программирующим устройством на интегральных схемах. Последнее представляет собой датчик, реагирующий на движение скважинного прибора. При спуске прибора в скважину датчик запрещает регистрацию до полной остановки прибора. Регистрация осуществляется не позже чем через 60 с после достижения прибором забоя скважины. Это устройство экономит до 5 мин на каждом спуске, исключается необходимость вычислять время движения прибора.

Кинокамера многоточечных приборов позволяет сделать до 1000 кадров. В зависимости от заданного интервала времени между замерами регистрация может длиться от 4 ч до 8 сут. При использовании теплозащитного кожуха приборы могут работать до 5 ч при 315 °С.

Разработаны магнитные и гироскопические одноточечные приборы, которые комплектуются сменными узлами, позволяющими использовать их или для замера зенитного угла и азимута, или для замера направления действия отклонителя, причем для измерения угла установки отклонителя достаточно, чтобы зенитный угол превышал 1°. Некоторые приборы, например "Шуруэл", снабжаются портативным вычислителем для инклинометрических расчетов и определения положения забоя.

Фирмой "Гиро-Лог" (Канада) выпускается прибор "Лайт Лог" с кинорегистрацией, позволяющий определять траекторию ствола скважины методом последовательных ходов. Прибор измеряет изгиб скважины в определенном интервале. Измерительная часть его представляет собой пустотелую гибкую трубку, с одной стороны которой имеется осветительная и фокусирующая система, а с другой — мишень. Если трубка не изгибается, то световой луч попадает в центр мишени. Если трубка согнута, то луч отклонится от центра мишени, причем расстояние луча от центра мишени определяется величиной изгиба.

С каждой стороны прибора имеются специальные удлинительные штанги, посредством которых изгиб скважины передается измерительной части прибора. Для определения направления отклонения вокруг мишени находится жидкостная камера, в которой находится пузырек воздуха. Он всегда расположен наверху независимо от поворота прибора. Мишень с пузырьком воздуха и световым лучом фотографируется киносъемочной камерой. Наличие пузырька воздуха позволяет при расшифровке определить не только величину, но и направление изгиба скважины на заданном интервале.

Перемещая прибор на величину заданного интервала и последовательно фотографируя мишень, можно получить данные, позволяющие путем суммирования результатов определить пространственное положение ствола скважины. Наружный диаметр прибора 42 мм, длина 1,14 м. Съемка может вестись с интервалом 45 или 90 с. На фотографии мишени имеются деления, по которым можно определить направление и величину изгиба ствола скважины. Прибор спускают в скважину либо

на тросе, либо на бурильных трубах. Естественно, что на него не влияют магнитные поля. Стандартная кассета для пленки позволяет произвести 200 экспозиций и промерить участок скважины длиной 670 м. Прибор имеет счетчик, указывающий время и число экспозиций. Вместе с измерительным прибором поставляется проекционный аппарат.

В заключение следует отметить некоторые характерные особенности зарубежных автономных инклинометров. Они выпускаются многими фирмами и имеют широкую номенклатуру. Есть приборы с магнитными и гироскопическими датчиками: для регистрации только зенитного угла и зенитного угла и азимута; применяются различные методы регистрации (механическая, фото- и кинорегистрация); различное число замеров (до 1000); имеется большое число вариантов, отличающихся диаметром скважинного прибора, наличием теплозащитного кожуха и др. Все это позволяет считать автономные инклинометры основным техническим средством при проведении инклинометрических работ.

Широко практикуется разбиение диапазона измерения на поддиапазоны, в результате чего повышается точность измерения. При этом приборы комплектуются сменными датчиками. Для большинства приборов характерна модульная конструкция с унификацией основных узлов (датчики, фото- и кинокамеры, временные устройства). Модульная конструкция позволяет собрать именно тот вариант прибора, который нужен в соответствии с технологическими условиями. Характерна тенденция ко все более широкому применению в скважинных приборах электронных узлов на интегральных схемах: электронных датчиков времени, датчиков движения.

ГЛАВА VI

ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

§ 1. Обзор отечественных телеметрических систем

Отечественные телеметрические системы развивались по следующим основным направлениям: системы с проводным каналом связи, системы с электромагнитным каналом связи по породе и по колонне бурильных труб, системы с передачей информации по столбу промывочной жидкости. В последнее время ведутся исследования по использованию акустического и сейсмоакустического каналов связи. Наиболее активно разрабатывались телеметрические системы с проводным каналом связи. Работы в этом направлении стали вести в связи с развитием электробурения. Естественно было использовать токоподвод электробура как канал связи между забоем и устьем скважины и передавать по нему ин-

мацию о забойных параметрах. Были созданы телеметрические темы типа САКГП (системы автоконтроля комплекса глубинных еметров) [7].

Системы типа САКГП обеспечивали контроль как инклинометричес-, так и ряда технологических забойных параметров. Так, САКГП-63 воляла контролировать зенитный угол, угол установки отклонителя, яжение на зажимах двигателя электробура, осевую нагрузку на ото и температуру на забое скважины. Модифицированный вариант темы САКГП-64М обеспечивал контроль тех же параметров за исклю-ием температуры на забое. В указанных телеметрических системах утствовало измерение азимута скважины, которое было введено в тему САКГП-69.

Телеметрическая система САКГП-69 позволяла контролировать итный угол, азимут, угол установки отклонителя и напряжение двигателе электробура. Глубинное измерительное устройство могло отать при температуре до 100 °С и давлении до 75 МПа. Для исклю-ия влияния ферромагнитного материала труб на показания магнит-го датчика азимута последний устанавливался в отдельном латунном нтейнере в середине немагнитной бурильной трубы и соединялся передающим устройством кабелем. Измерительный блок, куда вхо-ли передающее устройство, датчик зенитного угла, датчик угла уста-вки отклонителя и датчик напряжения на электробуре, устанавли-лся над электробуром в специальном переводнике.

Технические трудности возникают при реализации проводного канала язи для турбинного и роторного способов бурения. Первоначально оводные системы создали в исследовательских целях для контроля стоты вращения турбобура, однако впоследствии применительно турбинному способу бурения были созданы проводные телеметри-ские системы, измеряющие ряд забойных параметров, включая инкли-метрические. Такой системой являлась телеметрическая система Ориентир-1", разработанная КуйбышевНИИНП совместно с Куйбышев-им политехническим институтом [23]. Опытно-промышленные ком-лекты системы эксплуатировались при кустовом бурении наклонно правленных скважин в условиях западносибирских месторождений.

В качестве канала связи в "Ориентир-1" использовалась специальная оводная линия связи сбросного типа ЗИЛС-1. Особенность ее заклю-ется в применении индуктивных контактов для связи между секциями инии и между линией и глубинной аппаратурой. Линия выполнена из дножильного бронированного кабеля с фторпластовой изоляцией наружным диаметром 6,2 мм с разрывным усилием 20 кН. Она монти-уется внутри колонны бурильных труб при их спуске в скважину. Длина секции — до 1000 м. Каждая секция подвешивается на опоре, ставленной в замок бурильной трубы.

Индуктивный контакт представляет собой две катушки. Одна из них ыполнена в виде муфты, установленной в опоре секции, и соединена

с верхним концом секции. Вторая выполнена в виде стержня, связанно
с нижним концом секции. Катушки индуктивного контакта запресс
ны в теплонефтестойкую изоляцию, что обеспечивает стойкость к
такта при работе в промывочной жидкости. Попадание стержня в муф
обеспечивается конусными направляющими, размещенными у опор
Самая верхняя секция выводится из колонны труб через уплотнение
горловине вертлюга. При наращивании колонны верхняя секция подт
гивается, а после наращивания снова опускается. Для спуска и подъем
линии связи используется малогабаритная лебедка с электроприводом
Скорость подъема и спуска – до 3 м/с.

Первоначально система "Ориентир-1" обеспечивала контроль зени
ного угла, угла установки отклонителя и двух технологических парамет
ров: осевой нагрузки и частоты вращения турбобура. Однако в дальней
шем после модернизации системы дополнительно был обеспечен кон
троль азимута скважины. Инклинометрические датчики выполнены по
кинематической схеме с карданными рамками. В качестве преобразо
вателей угла поворота в электрический сигнал используются специально
разработанные бесконтактные электрические машины типа вращающего
ся трансформатора.

Телеметрические системы серии СТЭ, разработанные СКТБПЭ
(г. Харьков), предназначены для контроля параметров трассы скважины
в процессе электробурения. С их помощью также осуществляется ориен
тация отклонителя в случаях, требующих изменения направления оси
ствола скважины. Системы обеспечивают измерение зенитного угла,
азимута, угла установки отклонителя и передачу инклинометрической
информации на поверхность по токоподводу электробура. Системы
выпускаются в различных вариантах, отличающихся диаметром глубин
ного измерительного устройства (164, 185, 215 мм) и диапазоном из
мерения зенитного угла.

На базе телеметрической системы СТЭ в СКТБПЭ разработаны те
леметрические системы типа СТТ, предназначенные для использования
при турбинном бурении. Устройство и технические характеристики
этих систем аналогичны СТЭ. Отличие заключается в том, что связь
глубинной аппаратуры с наземной осуществляется проводным каналом
связи сбросного типа или каналом связи типа КЛС. Система при соот
ветствующей комплектации обеспечивает контроль ряда технологичес
ких параметров. Линия связи сбросного типа выполнена в виде стан
дартного каротажного кабеля, снабженного контактными разъемами.
Используются специальные узлы герметизации и подъемное устройство
(каротажный подъемник или специальная лебедка).

Спуск линии связи возможен в двух вариантах: через уплотнение
вертлюга с использованием узла ввода кабеля в вертлюг и через кабель
ный переходник. Недостатки сбросной линии связи – низкая надежность
и большие затраты времени на спуско-подъем. Это побудило приступить
к разработке секционированного канала связи типа КЛС, в котором

ольная секция заранее встраивается в каждую бурильную трубу стоит из полого контактного стержня, муфты, отрезка кабеля с компатором длины. Кабель прижимается к внутренней стенке бурильной трубы с помощью пружинных блоков. Контакт осуществляется при нчивании труб. Были проведены промышленные испытания опытной тии линии связи КЛС.

Телеметрические системы с электромагнитным беспроводным каналом связи были первоначально разработаны с целью контроля частоты щения турбобура. В СПКБ "Нефтегазпромавтоматика" (г. Грозный) дан электротурботахометр ЭБТ-1. В дальнейшем работы по созданию обных телеметрических систем развивались во ВНИИГИСе (г. Октябький Башкирской АССР), где была разработана забойная инклинометрическая система ЗИС-1, предназначенная для непрерывного автоматического контроля в процессе бурения зенитного угла, азимута и угла установки отклонителя. В дальнейшем опыт разработки системы ИС-1 и ряда ее узлов был положен в основу телеметрической системы абой", где помимо инклинометрических параметров осуществляется нтроль за технологическими и геофизическими параметрами.

Телеметрические системы с гидравлическим каналом связи создавали для контроля частоты вращения турбобура. Это различные гидротурботахометры, один из которых — ГТН-3М — выпускался серийно. гнализатор направления бурения скважин СНБ-1, разработанный ИИБТ, предназначен для получения в процессе бурения информации об угле установки отклонителя. Информация передается по столбу омывочной жидкости с использованием частотной модуляции. Для гистрации гидравлических импульсов в манифольд устанавливается тчик давления, сигналы с которого поступают на усилитель, активный ильтр и регистрируются самопишущим прибором. В процессе бурения частоте приходящих гидроимпульсов определяют направление отклонителя относительно апсидальной плоскости. Отсутствие гидроимпульсов свидетельствует о совпадении плоскости действия отклонителя с сидальной плоскостью.

В стадии разработки во ВНИИБТ находится телеметрическая система ИТ, предназначенная для передачи инклинометрической информации гидравлическому каналу.

Исследовательские работы, выполненные в ряде организаций (ЦНИЛ "Оренбургнефть", ВНИИБТ, ВНИИЯГГ), показали принципиальную возможность пеленгации забоя путем приема и соответствующей обработки на поверхности сейсмических сигналов, вызванных работой на забое долота и турбобура [5, 26, 29]. В ряде случаев получены обнадеживающие результаты. Так, в [26] отмечается, что координаты забойного двигателя, полученные в результате пеленгации, с достаточной точностью совпадают с данными инклинометрии, а максимальное расхождение азимута не превышает 6°. Для усиления сейсмоакустических сигналов предложено устанавливать на валу турбобура искусственный

источник упругих колебаний, например гидроакустический преобразователь, выполненный в виде сирены. Однако эти работы не вышли за стадию исследований. Их развитие связано с повышением помехоустойчивости и чувствительности аппаратуры, а также с применением более совершенных методов обработки сейсмоакустических сигналов.

§ 2. Телеметрические системы СТЭ и СТТ с проводным каналом связи

Телеметрические системы СТЭ и СТТ относятся к устройствам, обеспечивающим непрерывный контроль забойных параметров непосредственно в процессе бурения скважин. Системы СТЭ предназначены для использования с электробурами, а системы СТТ — с гидравлическими буровыми забойными машинами (турбобуры и винтовые забойные двигатели). При эксплуатационных испытаниях отрабатывались различные конструктивные элементы, в том числе и проводная линия связи. На сверхглубокой скважине СГ-3 (Кольская) и в Нефтеюганском УБР "Главтюменнефтегаза" системы СТТ использовались в сочетании с линией связи типа КЛС-3.

Основное назначение систем — контроль траекторных параметров скважин. Контроль траектории осуществляется путем непрерывного измерения азимута и зенитного угла при известной длине колонны бурильных труб. Соответствующие датчики основаны на использовании естественных векторов магнитного поля Земли и вектора гравитации. Помимо основного варианта телесистемы с диапазоном измерения зенитного угла 0—55° разработан вариант, предназначенный для бурения горизонтальных скважин, где измеряется угол наклона к плоскости горизонта в пределах от —30 до 30°.

Положение отклонителя в скважине с помощью системы может контролироваться двумя способами, дополняющими друг друга и обеспечивающими в совокупности контроль положения отклонителя на участке скважины с любым зенитным углом. На участках скважины с зенитным углом более 3—5° контроль положения отклонителя осуществляется с использованием датчика, чувствительного к вектору гравитации. Угол измеряется в плоскости, перпендикулярной к оси скважины, и отсчитывается от вертикальной плоскости, проходящей через касательную к оси скважины в точке проведения замера. На вертикальных участках скважин показания этого датчика становятся неопределенными. Угол положения отклонителя измеряется в этом случае путем суммирования сигналов датчика азимута и датчика положения отклонителя в горизонтальной плоскости. Угол отсчитывается от магнитного меридиана.

К технологическим параметрам, контроль которых возможен, относятся осевая нагрузка на долото и частота вращения вала турбобура.

Таким образом, в процессе бурения скважин система СТЭ (СТТ) обеспечивает:

постоянный (периодический) визуальный контроль зенитного угла, мута, угла установки отклонителя по приборам наземного пульта, акже запись указанных параметров посредством самопишущих при-ров;

ориентирование отклоняющих устройств с учетом угла закручи-ия бурильной колонны в заданном азимуте при зарезке наклонных волов скважин;

ориентирование отклоняющих устройств на наклонном участке вола при бурении структур, вызывающих самопроизвольное искрив-ие скважины;

ориентирование отклонителя по заданному азимуту на вертикальных стках ствола скважины;

определение угла закручивания бурильной колонны, вызванного ктивным моментом забойного двигателя.

Информация с забоя скважины в процессе ее бурения передается проводным линиям связи посредством телеметрической системы, убинное измерительное устройство (УГИ) которой располагается посредственно над забойным двигателем, а наземное (УНИ) — у рабо-го места бурового мастера. В качестве линии связи при электробуре-и используется токоподвод электробура, при турбинном способе — ециальная проводная линия связи.

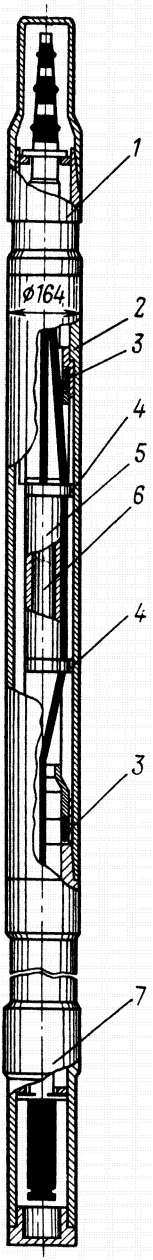
Для управления отклонителем на забое перед спуском колонны клонитель привязывается к датчикам системы, что обеспечивает зможность на основании получаемой с забоя информации устанавли-ть его в требуемом положении посредством вращения бурильной олонны.

В состав глубинного измерительного устройства входит глубинный лок БГЭ или БГТ в зависимости от назначения системы. Они предназ-чены для измерения и преобразования в высокочастотный сигнал с лью передачи на поверхность по линии связи непосредственно при оходке скважин электробурами или турбобурами следующих физи-ских параметров:

угла наклона или зенитного угла (в зависимости от модификаций), зимута, угла установки отклонителя для всех конструктивных испол-ений: погрешность измерения каждого параметра ± 2,5 %;

осевой нагрузки на долото, частоты вращения вала забойного дви-ателя и виброускорения на корпусе глубинного блока (в зависимости т конструктивного исполнения блока).

Структурная схема телеметрической системы для электробурения риведена на рис. 50. В глубинном блоке *8* осуществляется последо-вательный во времени опрос датчиков угла установки отклонителя *5*, енитного угла *6*, азимута *7*, информация с которых преобразуется в высокочастотный измерительный сигнал и через глубинный присоеди-нительный фильтр *9* передается по токоподводу *11* электробура *10* на дневную поверхность.



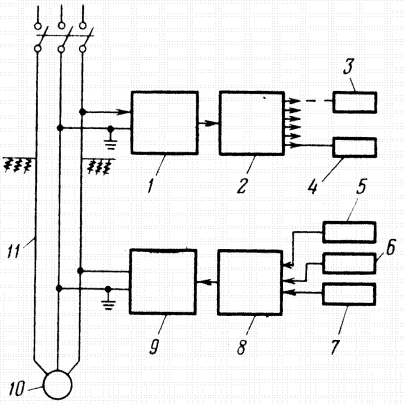


Рис. 50. Структурная схема телеметрической системы для электробурения СТЭ

Информация с глубинного блока передается двухчастотным кодом с широтно-импульсной модуляцией и временным разделением восьми каналов на частотах:

$f1 = 28$ кГц — несущая сигнала фазирования по циклам,

$f2 = 32$ кГц — несущая информационных сигналов.

Один канал занимает временной интервал 44,44 ± ± 0,48 мс, длительность цикла 355,58 ± 3,84 мс.

В инклинометрах принято следующее обозначение каналов:

1-й канал — сигнал нулевого значения параметра;

2-й канал — азимут (магнитный);

3-й канал — угол наклона (зенитный угол);

4-й канал — угол установки отклонителя;

5-й канал — сигнал максимального значения параметра;

6-й канал — осевая нагрузка (или виброускорение на блоке);

7-й канал — частота вращения долота;

8-й канал — сигнал фазирования по циклам.

Первая четверть каждого интервала между каналами используется для передачи импульсов подставки. Подставка служит для синхронизации каналов

Рис. 51. Глубинное измерительное устройство системы СТЭ

ммутатора наземного пульта ПН-5 инклинометра. Вторую и третью тверть канального интервала используют для передачи информации измеряемом параметре. Последняя четверть канала — свободный тервал, предотвращающий разрушение информационного кода вследствие слияния информационных посылок.

В телеметрической системе используется традиционная схема инклиметрических датчиков — с подвижными рамками и магнитной стрелой. В качестве датчиков угловых параметров применены бесконтактные поворотные трансформаторы, работающие в режиме двухфазных резовращателей. На поверхности сигналы высокой частоты, идущие токоподводу *11* электробура *10*, проходят через присоединительный фильтр *1* и подаются на вход наземного пульта *2*. К выходу пульта подключены блок выносных приборов *4* и самописец *3*.

Фильтр *1* предназначен для: отделения высокочастотных сигналов напряжения промышленной частоты; подавления помех, поступающих на вход фильтра; согласования выхода линии связи с входом пульта. С помощью фильтра пульт подсоединяется к высоковольтной линии питания (токоподводу), которая выполняет функции линии связи с глубинным блоком системы СТЭ. При использовании СТТ вместо фильтра устанавливают блок питания БПНТ напряжением переменного тока и частотой 50 Гц. Он также выполняет функции фильтра, перечисленные выше.

Пульт *2* предназначен для: дешифровки сигналов, поступающих в линии связи; непосредственного отображения на приборах визуального контроля параметров бурения; выдачи параметров бурения на блок БВП *4* и регистрирующие приборы *3*. Пульты выпускают в двух конструктивных исполнениях: ПН-5В, предназначенные для контроля параметров при бурении вертикальных скважин; ПН-5Г — при бурении горизонтальных скважин.

Блок БВП *4* предназначен для оперативного и наглядного доведения информации о параметрах бурения до бурового мастера.

Пульт ПН-5 представляет собой прибор прямоугольной формы. На передней панели его размещены стрелочные измерительные приборы ("Наклон", "Азимут", "Отклонитель", "Нагрузка"), тумблер включения питания "Сеть", сигнальная лампочка, кнопка проверки калибровки шкал "Контроль 100 %". Сзади имеется окно, через которое осуществляется доступ к укрепленным на шасси разъемам. На передней панели БВП размещены стрелочные указатели "Обороты", "Нагрузка", "Отклонитель". Блок может быть прикреплен к вертикальной стенке.

Для регистрации параметров к пульту может подключаться перьевой самопишущий прибор Н326-5 или Н39.

Глубинное измерительное устройство (рис. 51) состоит из составного немагнитного корпуса *2*, внутри которого установлен герметичный контейнер *5*, содержащий блок БГЭ (БГТ) *6*. Электрическое соединение блока БГЭ с токоподводом электробура осуществляется посред-

ством кабельного ввода, снабженного герметизированными разъемами. С целью защиты блока БГЭ от внешних механических факторов контейнер и блок имеют радиальные *4* и осевые *3* амортизаторы. С электробуром и бурильными трубами УГИ соединяется посредством принятых в бурении резьб через нижний *7* и верхний *1* переводники.

Глубинные блоки могут эксплуатироваться в следующих условиях: температура внутри контейнера от — 10 до 100 °С, вибрационные ускорения до 100 м/с^2 при частоте 50 Гц. Они поставляются в 12 конструктивных исполнениях в зависимости от того, для каких скважин предназначена телесистема (наклонных или горизонтальных), для электробурения или турбинного и сколько параметров измеряется.

§ 3. Телеметрические системы ЗИС-1 и "Забой" с электрическим беспроводным каналом связи

Забойная инклинометрическая система ЗИС-1 разработана ВНИИГИС с участием Уфимского авиационного института [23]. В ней используется беспроводный электрический канал связи по породе и по колонне бурильных труб. Система предназначена для контроля в процессе бурения зенитного угла, азимута и угла установки отклонителя. Дальность действия 5000 м в разрезах с удельным средневзвешенным сопротивлением 30 Ом·м. Диапазон измерения зенитного угла 0—60°, погрешность ± 30′, диапазон измерения азимута 0—360°, погрешность ± 2°.

Телеметрическая система включает скважинный прибор, рассчитанный на работу в составе бурильной колонны, и наземное устройство для приема и выделения полезного сигнала с последующим его преобразованием и регистрацией. Скважинный прибор содержит инклинометрические датчики, преобразователи сигналов, автономный источник питания и глубинный передатчик с коммутатором сигналов.

Параметры канала связи и его дальность действия в значительной мере зависят от средневзвешенного удельного электрического сопротивления (в высокоомных породах дальность максимальна), материала колонны труб и других факторов. Электрический канал связи основан на создании электрических полей, доходящих до поверхности за счет токов растекания. В качестве одного из электродов используется колонна бурильных труб, изолированная вставкой от корпуса низкочастотного генератора, а второй электрод является выносным, прижимающимся к стенке скважины. Между электродами создается напряжение от генератора, приводимого во вращение автономной гидротурбиной при промывке. Частота несущего напряжения находится в пределах 5—15 Гц.

Скважинный прибор (рис. 52) состоит из корпуса *2*, выполненного в виде переводника из немагнитного титанового сплава, в котором размещены генератор переменного тока *4* на постоянных магнитах, приводимый во вращение гидротурбиной *14*, и аппаратурный контейнер

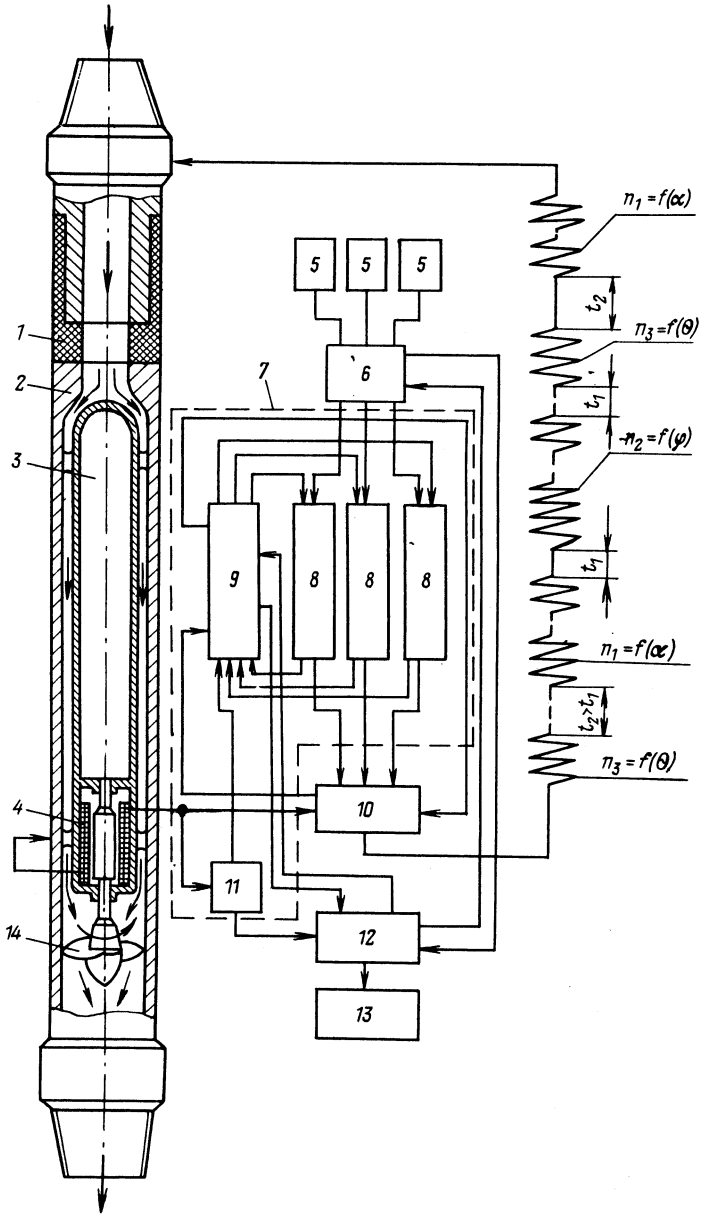


Рис. 52. Скважинный прибор телеметрической системы ЗИС-1

3. Внутри герметичного контейнера *3* расположены инклинометрические датчики *5*, блок управления процессом записи *6*, устройство управления коммутацией канала связи *7*, состоящее из канальных счетчиков *8*, коммутатора считывания *9* и формирователя импульсов считывания *11*. Там же размещены коммутатор канала связи *10*, устройство управления работой системы *12* и источник питания *13*. Для электрического разобщения глубинного прибора и колонны труб, необходимого для ввода сигналов передачи в канал связи, предусмотрена изолирующая вставка *1* из стеклопластика, пропитанного эпоксидной смолой.

При бурении в процессе промывки турбина *14* приводит в движение генератор *4*, вырабатывающий переменный ток с частотой вращения турбины. Через заданное время, необходимое для разгона генератора и ориентирования инклинометрических датчиков, устройство управления работой системы *12* подключает к прибору источник питания *13*. Одновременно с включением прибора с устройства *12* в блок *6* поступает сигнал начала измерений, который производит начальную установку канальных счетчиков *8*, а затем цифровую регистрацию в них данных измерений, выполненных датчиками *5*.

После завершения цикла измерений и заполнения счетчиков устройство *12* по сигналу, поступающему с блока *6*, подключает к счетчикам коммутатор считывания *9*, который последовательно дозаполняет счетчики, начиная с первого, импульсами, сформированными в блоке *11* из сигналов генератора переменного тока *4*. В начале дозаполнения любого счетчика открывается коммутатор канала связи *10*, и сигналы генератора вводятся в канал связи до момента переполнения счетчика, определяемого значением соответствующего параметра; импульсом переполнения счетчика закрывается коммутатор канала связи, и коммутатор считывания через заданный промежуток времени считывает информацию с последующих счетчиков аналогично предыдущему.

После переполнения последнего счетчика и завершения цикла считывания и передачи информации коммутатором считывания и устройством управления работой прибором *12* через время t_2 вырабатывается сигнал начала нового цикла измерений и передачи. Таким образом, число периодов сигнала передачи в каждом канале измерений и передачи пропорционально измеряемым параметрам $n_1 = f(\alpha)$, $n_2 = f(\theta)$, $n_3 = f(\varphi)$. Разделение параметров достигается различием пауз в канале передачи $t_2 > t_1$.

В разработанной системе с цифровой передачей информации сигнал вводится в канал связи только при нулевых значениях фазы, чем исключаются переходные процессы и упрощается схема выделения и преобразования сигнала. Передача информации занимает 1,5—2 мин и повторяется через каждые 5 мин. В качестве источника питания электронных схем в скважинном приборе могут быть использованы химические элементы, специальные генераторы, а также выпрямленное напряжение генератора *4*.

Структурная схема системы ЗИС-1 показана на рис. 53. Сигнал со важинного прибора *1* распространяется по колонне бурильных труб по окружающей породе. Наземный приемник соединен одним кон- м с колонной труб, другим — со штырем *7*, отнесенным на 100—150 м устья скважины. Сигнал, поступающий на вход приемника *8*, проходит рез усилитель *10* (выделяется полоса частот до 20 Гц), после чего ступает на вход решающего устройства *11*, предназначенного для раз- ления каналов, преобразования сигналов и выдачи их на цифровые дикаторы *12*, представляющие измеряемые азимут, зенитный угол гол установки отклонителя.

Инклинометрические датчики [23] обладают повышенной надеж- стью в условиях вибраций. Конструкция блока инклинометрических тчиков показана на рис. 54. Датчики размещаются внутри герметично- корпуса *13*. В подшипниках *5* установлена наружная рамка *14*, ось ащения которой совпадает с продольной осью прибора. Рамка выпол- на в виде поплавка. Эксцентричный груз *15* смещает ее центр тяжести обеспечивает установку плоскости рамки перпендикулярно к плос- сти наклона скважины.

На рамке установлен ротор *7* преобразователя угла установки откло- ителя, а статор *6* преобразователя жестко связан с корпусом прибора. наружной рамке *14* расположен маятниковый датчик зенитного угла, статор *12* жестко связан с рамкой, ротор *11* поворачивается в под- ипниках *10*. Чувствительным элементом датчика зенитного угла слу- ит эксцентричный груз *9*, закрепленный на роторе *11*. Груз имеет оплавковую конструкцию. В качестве преобразователей зенитного ла и угла установки отклонителя в электрический сигнал использо- ны синусно-косинусные вращающиеся трансформаторы СКТ-232Б, зволяющие получить высокую точность измерений.

Для измерения азимута применяются феррозонды *16*, подвесы оторых обеспечивают их горизонтальность. Подвод питания и съем лектрических сигналов осуществляются маломоментными скользя- ими токоподводами *3*. Колпаки *2* соединены с корпусом *13* резьбо- ыми муфтами *4* с уплотнением резиновыми кольцами *8*. Через штеп- льный разъем *1* блок связан со скважинной аппаратурой. Внутренняя олость блока заполнена кремнийорганической жидкостью плотностью римерно 2 г/см^3.

Блок инклинометрических датчиков обладает хорошей вибростой- остью, что достигается применением бесконтактных преобразователей гловых перемещений, гидростатической разгрузкой опор за счет поп- авковых конструкций и заполнением блока демпфирующей жидко- тью. Как показали экспериментальные исследования, погрешность из- ерения зенитного угла при действии вибраций имеет постоянную и зна- копеременную составляющие. Постоянная составляющая зависит от ве- личины зенитного угла, уровня и частоты вибраций. С повышением уро- вня вибраций она увеличивается. При изменении зенитного угла она мак-

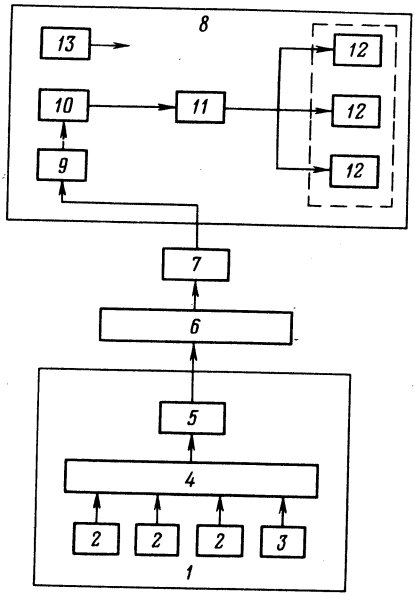


Рис. 53. Укрупненная структурная схема системы ЗИС-1:

1 — скважинный прибор; *2* — датчики зенитного угла, азимута и угла установки отклонителя; *3* — турбогенератор; *4* — передающее устройство; *5* — разделитель; *6* — среда распространения; *7* — приемный штырь; *8* — наземный приемник; *9* — фильтр; *10* — усилитель; *11* — решающее устройство; *12* — индикаторы; *13* — источник питания

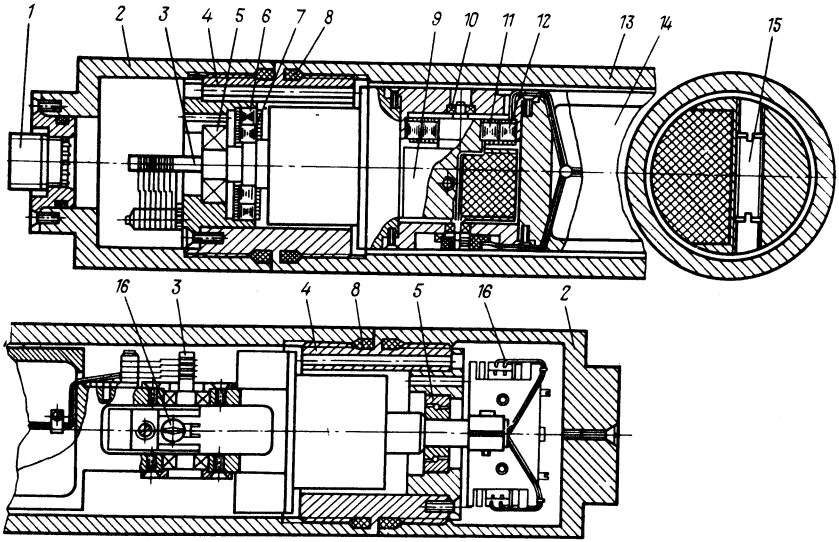


Рис. 54. Блок инклинометрических датчиков системы ЗИС-1

мальна при наклоне 45°. Погрешность измерения снижается с увели-
нием частоты вибраций. Погрешность измерения угла установки
клонителя имеет только знакопеременную составляющую, величина
торой определяется зенитным углом, уровнем и частотой вибраций.

Автоматизированная геолого-геофизическая информационно-измери-
льная система "Забой" предназначена для измерения в процессе
рения геофизических в том числе инклинометрических и технало-
ческих параметров [23]. В системе "Забой", так же как и в ЗИС-1,
спользуется беспроводный электрический канал связи по породе и
олонне бурильных труб. Особенность ее — использование для передачи
нных шумоподобных сигналов. Система "Забой" измеряет: осевую
грузку, частоту вращения турбобура, зенитный угол, азимут и угол
становки отклонителя, удельное электрическое сопротивление горных
ород, естественную радиоактивность, проводит виброкаротаж. Назем-
ый комплекс измеряет глубину скважины, приращение глубины,
еханическую скорость проходки. Она работает до глубины 5000 м
диапазоне рабочих температур для скважинной части от 0 до 100 °С.
иаметр скважинного прибора 170 мм, длина 10,76 м, общая масса
460 кг. Инклинометрическая часть имеет те же характеристики, что
система ЗИС-1. Частота опроса инклинометрических датчиков — 60 с.
истема построена по блочному принципу. Все блоки (кроме турбо-
енератора) выполнены по единой конструктивной схеме.

В последние годы во ВНИИГИСе создана телеметрическая система
ИС-4; представляющая собой дальнейшее развитие системы ЗИС-1,
ассмотренной выше. В системе ЗИС-4 помимо трех инклинометричес-
их параметров (зенитный угол, азимут, угол установки отклонителя)
контролируется четвертый параметр — частота вращения турбобура.
Принят также ряд мер, обеспечивающих бо́льший уровень передаваемого
игнала и бо́льшую надежность по сравнению с системой ЗИС-1.

ГЛАВА VII

ЗАРУБЕЖНЫЕ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

§ 1. Обзор зарубежных телеметрических систем

В последние годы за рубежом наблюдается резкое усиление работ в об-
ласти создания телеметрических систем. Их высокие потенциальные воз-
можности повышения эффективности бурения и исследования скважин,
основанные на применении современных технических средств и методов
передачи и обработки информации (цифровые методы передачи, ис-
пользование ЭВМ и т. д.), привлекли к разработке подобных систем

многие фирмы. Первоначально телеметрические системы создавались для измерения только параметров искривления скважины. Следующим шагом явилось наращивание числа контролируемых параметров для решения как технологических, так и геофизических задач. Разработаны системы, контролирующие до 24 забойных параметров.

Начало промышленного применения телеметрических систем датируется 1978 г. Но уже в 1984 г. телеметрические системы применялись при бурении 1300 скважин. Предполагается, что к концу 80-х годов телеметрические системы будут использоваться ежегодно при бурении 4000 скважин. В числе основных преимуществ телеметрических систем отмечаются: возможность точного контроля направления скважины, увеличение эффективности бурения, повышение безопасности буровых работ, возможность определения физических и фильтрационных параметров проходимых горных работ.

Ограниченное использование телеметрических систем в настоящее время обусловлено их относительной сложностью, недостаточной надежностью и высокой стоимостью, в том числе высокой стоимостью эксплуатации. Отсюда тенденция к комплексированию контролируемых параметров и совмещению инклинометрических измерений с каротажем в процессе бурения.

В области создания телеметрических систем в настоящее время активно работают десятки фирм. Деятельность их простирается от финансирования проектов до непосредственного участия в программах разработки и испытаний систем. Так как телеметрические системы имеют громадные потенциальные возможности, ряд основных нефтяных фирм США (''Шелл'', ''Эксон'', ''Мобил'') содействует фундаментальным исследованиям в области создания систем, финансирует поддержку ряда проектов и ведет разработку собственных систем. Однако нефтяные фирмы отходят от непосредственных разработок в этой области. Этим занимаются фирмы, работающие в области создания сервисного нефтяного оборудования.

Наибольшие успехи достигнуты при разработке четырех типов систем: с передачей информации посредством импульсов давления по столбу промывочной жидкости (системы с импульсами давления), с проводным каналом связи (проводные системы), с электромагнитным каналом связи по породе и колонне бурильных труб (ЭМ-системы), с использованием акустических колебаний (акустические системы). Наиболее далеко продвинулась разработка систем с импульсами давления и проводным каналом связи, однако в последние годы разработана и успешно испытана в промышленных условиях ЭМ-система. Работы в области создания акустических систем не вышли за исследовательскую стадию в связи с трудностями выделения сигнала на фоне шумов, вызванных работой бурового оборудования.

В системах с импульсами давления сопротивление потоку промывочной жидкости в буровом инструменте модулируется посредством клапа-

, установленного в специальном переводнике вблизи долота. Импульсы давления передаются по столбу промывочной жидкости со скоростью, близкой к скорости звука в жидкости (1200—1500 м/с). Скорость передачи результатов измерений мала вследствие большого времени распространения импульсов, ограничений в скорости модуляции и др. В частности, в большинстве систем для передачи данных используются инфранизкие частоты (менее 1 Гц), поскольку затухание сигнала на малых частотах меньше, чем на больших, но вместе с тем существуют и системы, где частота составляет десятки герц.

В рассматриваемых системах источник энергии для телеметрии — давление, развиваемое буровыми насосами на поверхности. Однако модуляция осуществляется в нижней части колонны, и энергия для нее должна быть получена внизу скважины. В ряде последних систем в качестве источника энергии используются турбинные электрогенераторы или батареи. Системы с импульсами давления промывочной жидкости не следует смешивать с акустическими системами, которые не требуют работы насосов для передачи сигналов.

Наиболее простые одноканальные системы с передачей информации посредством импульсов давления промывочной жидкости разработаны фирмой "Б-Джи Хьюз". Прибор "Теледрифт" передает данные о зенитном угле, а прибор "Телеориентер" — об угле установки отклонителя. Оба прибора применяются при наклонно направленном бурении с использованием забойных двигателей фирмы "Дайна-Дрил" (США).

Современные многоканальные системы разработаны фирмами США "Телеко", "Герхарт Оуэн", "Гентрикс инжиниринг". Система "Телеко" передает данные о зенитном угле, азимуте и ориентации отклоняющей компоновки. Импульсы давления создаются в момент перекрытия регулирующим клапаном проходного отверстия, через которое идет весь поток промывочной жидкости. В системе применен скважинный турбинный генератор.

Фирмами "Герхарт Оуэн". " Гентрикс инжиниринг", "Истмэн уиптсток" (а также канадской фирмой "Век-Тел петролеум сервис") разработаны системы, особенностью которых является использование отрицательных импульсов давления промывочной жидкости, что важно при бурении с гидромониторными долотами, когда давление, развиваемое насосами, очень велико. Эти системы дают возможность также повысить скорость передачи данных.

Фирмами США "Мобил ресерч энд девелопмент" и "Шлюмберже" разработана система с использованием сирены, которая генерирует в промывочной жидкости непрерывные звуковые волны давления частотой 10—300 Гц. Данные передаются цифровым кодом. Изменяющийся параметр — фазовый сдвиг генерируемых колебаний давления.

Фирмой "Аналист Шлюмберже" (США) был создан промышленный образец подобной системы, обеспечивающий помимо параметров искривления контроль технологических и геофизических параметров.

Телеметрические системы с импульсами давления разработаны фирмой "Истмэн уипсток", английской фирмой "Эксплорейшн лоджинг" и др. Преимущества систем с импульсами давления промывочной жидкости в том, что не нужны ни кабель, ни специальные бурильные трубы. Основной источник энергии этих систем — поток промывочной жидкости. Системы в основе своей — механические и достаточно надежные. К недостаткам их относятся низкая скорость передачи данных и наличие сильных помех, что затрудняет выделение полезного сигнала на поверхности.

Системы с проводным каналом связи (проводные системы) широко используют для каротажа и других скважинных исследований. Проводной канал связи непрерывного действия при бурении мог бы решить задачу телеметрии скважинных измерений. Однако при этом возникает ряд технических проблем, связанных с подсоединением линии связи к скважинной и к наземной аппаратуре и обеспечением надежной работы линии связи при бурении.

Системы, использующие проводную линию связи, спускаемую внутрь колонны бурильных труб, разработаны фирмами "Сайентифик дриллинг контролс" и "Сперри-Сан". Кабель, спускаемый внутрь колонны бурильных труб, используется и в системе фирмы "Эксон Продакшн Резич" (США), причем особенность этой системы — хранение излишка кабеля в специальном запаснике внутри колонны бурильных труб, что позволяет наращивать инструмент, не извлекая всего кабеля.

Фирмами США "Шелл девелопмент" и "Даун хол коммуникэйшн" разработаны системы, в которых проводная линия связи встраивается в каждую бурильную трубу и является ее составной частью. Специальное соединение в бурильных замках обеспечивает электрический контакт при свинчивании труб. К недостаткам относятся необходимость использования более дорогостоящих труб (в 2—3 раза дороже обычных) и трудность обеспечения высокой надежности большого количества электрических контактов.

Проводные телеметрические системы — составная часть оборудования для бурения на шлангокабеле "Флексодрилл", разработанного Французским институтом нефти, и оборудования для бурения электробуром "Электродрилл" фирмы "Дженерал электрик" (США). В системе "Флексодрилл" ряд электрических проводников находится в стенках гибкого бурового шланга, заменяющего колонну бурильных труб. По проводникам передается ряд забойных параметров. Французским институтом нефти разработана проводная система "Азинтак" для контроля инклинометрических параметров. Фирмы "Дженерал электрик" и "Кален ресерч" разрабатывают оборудование для электробурения. Силовой кабель для электробура имеет отдельную жилу, предназначенную только для телеметрии.

Основные преимущества проводных систем — высокая скорость передачи данных, возможность двусторонней связи и передачи элек-

ической энергии к скважинному прибору. К недостаткам относятся сокая стоимость, проблема надежности соединений, износ и поврежния кабеля вследствие абразивности жидкости и вращения труб, зауднении при ловильных работах, необходимость специального оборувания, например кабельной лебедки.

Разработку систем с электромагнитным каналом связи по породе колонне бурильных труб (ЭМ-систем) ведут многочисленные фирмы. охождение электромагнитных волн по породе исследовалось фирй "Рейтион" (США). В разработанной системе использовались ретнсляторы, размещаемые в колонне бурильных труб через каждые 00 м. Фирма "Сандиа Лаборатори" (США) работает над различными лектами скважинной телеметрии, касающимися ЭМ-систем и акустиских систем. ЭМ-система фирмы "Девелко" (США) применяется и бурении мелких скважин. Фирма ведет работы по расширению ласти применения системы, в частности, разрабатывает методы лоции стволов при установке передатчика в одном стволе, а приемни — в соседнем, ранее пробуренном. Ведутся исследования по локации боя скважины с использованием ЭМ-передатчика над долотом и метом триангуляции при наличии нескольких приемников на поверхности.

Новую ЭМ-систему разрабатывает компания "Сайентифик дрилнг контролс". Эта система предназначена для контроля зенитного ла, азимута и направления действия отклонителя. Она испытана в повых условиях на глубинах около 1200 м. Промышленное производст ее не начато, так как в процессе полевых испытаний выявился ряд решенных проблем.

Фирмой "Теле-Дрил" (США) разработана ЭМ-система "Дата тул", пешно испытанная на действующих скважинах. Ее можно отнести второму поколению телеметрических систем, для которых характрно широкое применение электроники и, в частности, микропроссоров в скважинном приборе. При испытаниях системы сигналы инимались с глубин до 3000 м.

Для ЭМ-систем характерны высокая скорость передачи информации, тсутствие специальных бурильных труб. Недостатки ее связаны прежде сего с большим затуханием сигналов в породе. С целью уменьшения тухания передача идет на очень низких частотах, а именно на этих стотах велики помехи. Ослабление ЭМ-сигналов при прохождении по урильным трубам также ограничивает применение этого метода. Недосточно ясны возможности применения ЭМ-систем для морского буреия, что является необходимым условием для их промышленного внедния.

В системах с использованием акустических колебаний (акустиских системах) акустические или сейсмические сигналы передаются рез бурильные трубы или землю. Акустические системы не требуют аботы буровых насосов для передачи сигналов. Создание таких систем вязано с трудностью выделения сигнала на фоне помех в связи с низкой

интенсивностью передаваемых сигналов, отражением и интерференцией сигналов, связанных с изменением диаметра труб и наличием замковых соединений, сильным затуханием сигналов.

Фирма "Сперри-Сан" разрабатывает и исследует акустическую систему в дополнение к своим проводным системам для наклонно направленного бурения. Исследование акустической системы для геотермальных скважин провела фирма "Сперри ресерч" (США). Телеметрическую акустическую систему разрабатывает фирма "Эксплорейшн ресерч". В качестве проводника акустических колебаний используются бурильные трубы. Данные передаются со скоростью 1 бит/с с глубины 3000 м. При полевых испытаниях передача осуществлялась дискретными импульсами, хотя в дальнейшем будут использоваться непрерывные колебания одной или нескольких частот. Предполагается контролировать давление, температуру и положение долота.

Разработкой телеметрических акустических систем занимаются фирмы США "Бэзик сайенс", "Моторола" и др. Основными преимуществами акустических систем считаются простота и сравнительно низкая стоимость, недостаток их — трудность выделения сигнала. Остаются проблемы надежности, а также потребления энергии у забоя скважины.

Фирмой "Ута геофизикл" (США) разрабатывается сейсмоакустическая система, где локация долота осуществляется с использованием сейсмогеофизической аппаратуры [38]. Были проведены эксперименты по определению положения долота на основе замеров сейсмических колебаний на поверхности, вызванных работой долота на забое. Вокруг буровой установки размещалось восемь сейсмических приемных станций, каждая из которых регистрировала сигналы от 12 сейсмоприемников, расположенных по радиусу от буровой с интервалом друг от друга 6,1 м. При анализе и обработке сейсмограмм использовалась методика, схожая с методикой определения эпицентра землетрясений. В результате определяли положение забоя и азимут скважины. Сопоставление с данными обычных замеров показало, что различие в результатах незначительно.

§ 2. Системы с передачей информации в виде импульсов давления промывочной жидкости

К системам фирмы "Б-Джи Хьюз" относится базовая система "Теледрифт", разработанная в конце 60-х годов. Она служит для измерения зенитного угла в почти вертикальных скважинах. Основные технические данные ее следующие: диапазон измерения зенитного угла 0—10°; дискретность измерения зенитного угла 0,5°, наружный диаметр 127 мм, длина 1,83 м, диапазон глубин до 6400 м, максимальная температура для скважинного прибора 163 °С, максимальное давление для скважинного прибора 140 МПа, необходимый расход промывочной жидкости 16—76 л/с.

Система "Теледрифт" состоит из скважинного прибора, устанавли-емого над долотом, фильтра для улавливания твердых частиц в про-ывочной жидкости, диафрагменного датчика давления и наземного гистратора. Скважинный прибор создает импульсы давления, число торых определяет величину зенитного угла. Максимальное число мпульсов — семь. Импульсы давления воспринимаются датчиком дав-ния на поверхности, преобразуются в электрический сигнал и регистри-ются электрическим самопишущим прибором.

В верхней части скважинного прибора расположено устройство нерации импульсов давления. Оно содержит семь кольцевых полостей плунжер со штоком, пересекающий при движении эти полости. В нижней части прибора находится кодирующее устройство. Оно содержит маятник, связанный с нижним концом штока сигнального плунжера. округ маятника — полость с 21 кольцевым уступом, причем диаметр ждого последующего уступа меньше диаметра расположенного ниже. м ближе к точке закрепления маятника, тем меньше диаметр полости.

Прибор работает следующим образом. При прокачке бурового створа под действием перепада давления сигнальный плунжер вместе штоком находится в самом нижнем положении. Маятник зафиксиро-н в стопорном гнезде. Для проведения измерения долото отрывают забоя, и циркуляция промывочной жидкости прекращается не менее м на 2 мин. Под действием пружины сигнальный плунжер со штоком чинает перемещаться вверх. При этом маятник освобождается, откло-ется относительно оси прибора на величину, соответствующую ис-ривлению скважины, и при перемещении вверх входит в зацепление одним из кольцевых уступов. Движение штока и сигнального плунжера екращается. Величина перемещения плунжера определяется зенитным глом и начальной регулировкой прибора (поддиапазоном измеряемого гла). В этом положении прибор подготовлен для передачи информации поверхность.

При возобновлении циркуляции промывочной жидкости на сигналь-ый плунжер действует сила, заставляющая его перемещаться вниз. еремещаясь, плунжер перекрывает кольцевые перегородки, отделяю-ие друг от друга кольцевые области в верхней части прибора. При этом оздаются импульсы давления примерно 1 МПа, которые воспринимают-я датчиком давления на поверхности. Число импульсов соответствует еличине перемещения плунжера. По числу импульсов (от одного до се-и), зарегистрированных самопишущим прибором, определяется зенит-ый угол. Импульсы следуют с интервалом 20—30 с.

Прибор имеет 15 поддиапазонов измерения угла: первый — от 0,5 до 3° и последний — от 7,5 до 10°. Каждый принятый импульс давления свидетельствует об изменении зенитного угла на 0,5°. Прибор автома-тически передает информацию при каждом наращивании колонны. Незначительная выдержка времени, необходимая для работы прибора (менее 5 мин), делает работу с ним безопасной в отношении прихватов.

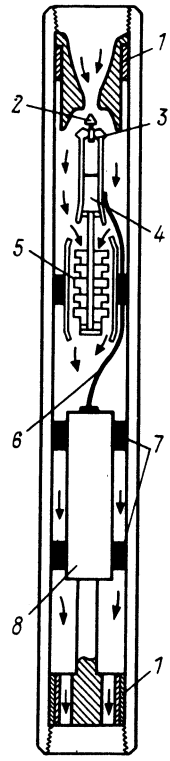
Систему "Телеориентер" также выпускает фирма "Би-Джи Хьюз". Она предназначена для получения информации об угле установки отклоняющих компоновок. Промышленное применение ее было начато в 1973 г. Ряд узлов, в том числе и узел генерации импульсов давления, полностью заимствован из прибора "Теледрифт", так же как и датчик давления с наземным регистратором. Продолжается совершенствование разработанных систем. Разработан вариант системы "Теледрифт" с большим угловым диапазоном (диапазон измерения зенитного угла 56°, дискретность 1°). Разрабатывается система, совмещающая прибор для определения зенитного угла и прибор для определения направления действия отклонителя.

К системе фирмы "Телеко" относится базовая телеметрическая система "Телеко", обеспечивающая измерение и передачу на поверхность трех параметров: угла установки отклонителя, азимута и зенитного угла. В дальнейшем наращивалось число контролируемых забойных параметров. Разработана система [40], осуществляющая наряду с контролем параметров искривления гамма-каротаж в процессе бурения. К 1983 г. система "Телеко" использовалась при бурении более 1200 скважин. Система состоит из скважинного прибора и поверхностного оборудования, содержащего датчик давления промывочной жидкости и наземное устройство обработки и представления данных.

Скважинный прибор схематично показан на рис. 55. Он содержит два основных узла: передатчик и блок датчиков *8*, установленный в центраторах *7*. Уменьшение ударных и вибрационных перегрузок осуществляется за счет применения виброизоляторов *1*. Передатчик генерирует импульсы давления промывочной жидкости в соответствии с электрическими сигналами, поступающими от блока датчиков *8*. Передача осуществляется цифровым кодом. Импульсы давления возникают при перекрытии клапаном *2* проходного отверстия потока промывочной жидкости. Клапан — тарельчатого типа с конусовидным плунжером. Перемещает плунжер поршень гидравлического усилителя *3*, управляемого соленоидным клапаном. Энергия вырабатывается за счет потока промывочной жидкости, вращающего многоступенчатую турбину *5*, которая в свою очередь приводит во вращение генератор *4* переменного тока и гидравлический насос. Генератор обеспечивает энергией блок датчиков *8* и соленоидный клапан гидравлического усилителя передатчика. Гидравлический насос дает гидравлическую энергию для привода клапана промывочной жидкости. Связь передатчика с блоком датчиков осуществляется через кабель *6*.

Инклинометрические датчики содержат чувствительные элементы и необходимые электронные узлы. Конструкция их — модульная. Одни и те же электронные узлы могут использоваться с датчиками различных параметров. Имеются два маятниковых чувствительных элемента и один магнитометр. Датчики размещены в герметичном охранном кожухе, который подвешен на эластомерных амортизаторах.

. 55. Скважинный прибор системы фирмы "Телеко"



Импульсы давления промывочной жидкости воспринимаются датчиком давления, установленным на стояке. Амплитуда принимаемых импульсов давления около 0,35 МПа, хотя может достигать 0,7 МПа. Она значительно зависит от плотности промывочной жидкости. Датчик давления связан с наземным устройством обработки и представления данных. В наземном устройстве сигнал выделяется, фильтруется, усиливается и декодируется. Обеспечивается легко читаемое цифровое отображение трех измеренных параметров: угла установки отклонителя, зенитного угла и азимута. Отдельно размещается блок самопишущих приборов и цифропечатающее устройство.

При проведении измерения бурильщик останавливает вращение ротора примерно на 1,5 мин, в то же время циркуляция остается прежней. В скважинном приборе имеется датчик, чувствительный к вращению инструмента, который дает команду на проведение измерений и передачу данных на поверхность. Передача каждого параметра требует около 50 с, так что передача комплекта данных занимает около 2,5 мин. При работе системы с турбобуром данные передаются непрерывно до тех пор, пока продолжается циркуляция бурового раствора.

Система фирмы "Герхарт Оуэн" использует отрицательные импульсы давления в столбе промывочной жидкости и предназначена для применения с гидромониторным долотом. Большой перепад давления на долоте в нужные моменты уменьшается за счет перепуска части потока промывочной жидкости в кольцевое затрубное пространство. При этом давление бурового раствора на поверхности уменьшается. Перепуск потока осуществляется регулируемым клапаном. Подобная система более приспособлена к современной технологии роторного бурения по сравнению с известными системами, в которых гидравлические импульсы создаются за счет перекрытия части потока промывочной жидкости. Когда расход жидкости достигает 38 л/с, а давление 21 МПа, перекрытие такого большого потока требует мощной скважинной аппаратуры, в результате чего скважинный прибор становится большим, сложным, дорогим и ненадежным.

В описываемой системе нет препятствий для протекающей промывочной жидкости. Импульсы генерируются путем открывания регулирующим клапаном небольшого байпасного прохода в стенке бурильной

трубы вблизи долота, сообщающего внутреннюю полость бурильной колонны с затрубным пространством. Байпасный проход открывается на короткое время (0,25—1 с). При этом создается резкое падение давления. Отрицательный перепад давления передается по столбу бурового раствора на поверхность. Преимущества подобной системы — сравнительная простота конструкции и большая скорость передачи данных. В обычных системах крутизна фронта гидравлического импульса давления составляет около 0,56 МПа/с, а в рассматриваемой системе на порядок больше и составляет около 5,6 МПа/с, что позволяет повысить скорость передачи данных.

Скважинный прибор состоит из двух секций. Первая секция (рис. 56) содержит всю регулирующую и клапанную аппаратуру. Внутри корпуса *1* расположен небольшой клапан *3*, который приводится в действие мощным электрическим соленоидом *4*. Когда клапан открыт, как показано на рисунке, часть потока промывочной жидкости проходит через фильтр *2* и байпасное отверстие *5* в кольцевое затрубное пространство *6*. Переток жидкости происходит за счет перепада давления на долоте. Важная особенность конструкции заключается в том, что площадь поперечного сечения заменяемого сопла в стенке переводника намного меньше, чем открытого регулируемого клапана. Следовательно, износ деталей клапана невелик. Наибольшему износу подвергается заменяемое сопло, которое в связи с этим изготовляется из износостойкого материала, например бористого карбида. Переток небольшой части промывочной жидкости через байпасный проход при открытом регулируемом клапане практически не отражается на бурении.

Во второй секции скважинного прибора размещаются датчики измеряемых параметров, кодирующие схемы и узлы управления соленоидом регулируемого клапана.

Электрическая энергия для питания аппаратуры скважинного прибора берется от батарейного источника тока. Разработаны высокотемпературные, надежные и недорогие элементы высокой емкости, например сернолитиевые, которые предпочтительнее турбинного скважинного генератора. В одном из вариантов системы обеспечивается непрерывная работа скважинной аппаратуры без смены батарейных источников питания в течение 30 дней.

Система фирмы "Гентрикс инжиниринг" создает отрицательные импульсы давления подобно ранее рассмотренной системе фирмы "Герхарт Оуэн". Скважинный прибор (рис. 57) содержит датчики *6*, электронные узлы, размещаемые в полости *2*. Промывочная жидкость проходит по каналу *1*. Отрицательные импульсы давления создаются путем открытия байпасного прохода *5* для промывочной жидкости, сообщающего внутреннюю полость с затрубным пространством. Байпасный проход перекрывается регулируемым клапаном *4* с приводом от электродвигателя. Батарейные источники питания *8* позволяют без их замены работать скважинному прибору примерно в течение месяца. Датчик

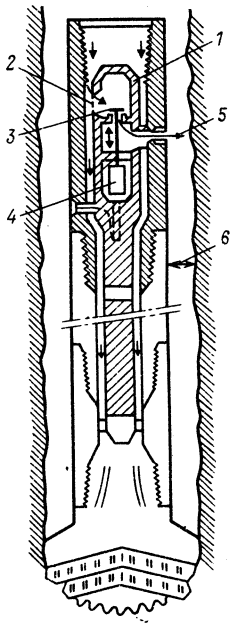


Рис. 56. Скважинный прибор системы фирмы "Герхарт Оуэн"

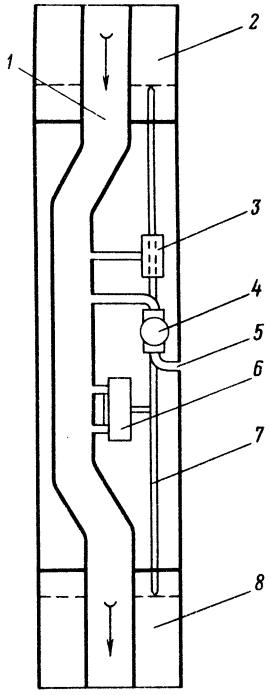


Рис. 57. Скважинный прибор системы фирмы "Гентрикс инжиниринг"

изменения давления *3* воспринимает команды с поверхности. Электрическая связь узлов скважинного прибора осуществляется кабелем *7*.

Отрицательные импульсы давления на поверхности воспринимаются датчиком давления, сигнал с которого поступает на наземное устройство, где полезный сигнал выделяется, усиливается, декодируется и отображается забойная информация. Перепад давления составляет около 25 % от максимального значения. Время открытия и закрытия клапана — 1 с. Длительность импульса давления — около 4 с.

Особенность системы — возможность включения скважинного прибора по команде с поверхности. Команда дается бурильщиком путем подачи серии импульсов давления, например, путем включения и выключения насосов. Число импульсов давления и их длительность строго определены. Импульсы давления воспринимаются в скважинном приборе датчиком изменения давления. Если скорость изменения давления и цикличность соответствуют заданной, скважинный прибор включается.

Автоматический локатор долота (АДЛ) — телеметрическая система, разработанная группой фирм, включая "Гентрикс инжиниринг", "Амоко Канада петролеум" (Канада) и др. [36].

Система предназначена для измерения в процессе бурения зенитного угла, азимута и угла установки отклонителя. Для передачи данных используются отрицательные импульсы давления. АДЛ устанавливается над долотом и включает следующие составные части: наддолотный переводник, энергоблок, клапанный блок, электронный блок, измерительный блок, верхний немагнитный переводник.

Энергоблок состоит из батарей, которые обеспечивают работу АДЛ в течение примерно трех недель. При передаче забойной информации автоматически проверяется состояние энергоблока и выдается сигнал о необходимости замены батарей.

Клапанный блок содержит концентрический вращающийся клапан и серводвигатель. При вращении серводвигателя периодически открывается или перекрывается перепускное отверстие, сообщающее внутреннюю полость прибора с затрубным пространством. При открытии перепускного отверстия часть потока промывочной жидкости устремляется в затрубное пространство, что приводит к резкому падению давления столба промывочной жидкости. Эти импульсы уменьшения давления и передают в закодированной форме на поверхность необходимую информацию.

Электронный блок преобразует сигналы, усиливает их, кодирует, запоминает, а также управляет работой клапанного блока.

Измерительный блок содержит трехосный магниточувствительный датчик и трехосный акселерометр, а также ряд твердотельных компонент. Ограничения на величину зенитного угла отсутствуют. Допустима работа при горизонтальном положении прибора и при восходящих зенитных углах.

Скважинной частью системы управляют с поверхности. На стояке устанавливается специальный клапан, с помощью которого генерируют импульсы давления, принимаемые скважинным прибором. Для приведения в действие системы долото приподнимают над забоем и, не прекращая циркуляции, с помощью клапана подают сигнал в виде последовательных импульсов давления.

Наземное устройство принимает сигнал от датчика давления, установленного в стояке, декодирует его и представляет оператору. Наземное устройство содержит цифровые индикаторы и самопишущий прибор, регистрирующий принимаемые импульсы давления.

В системе фирмы "Истмэн уипсток" [37] для передачи информации также используются отрицательные импульсы давления промывочной жидкости. Основу системы составляет ранее рассмотренный инклинометр на кабеле ДОТ этой же фирмы. От инклинометра ДОТ использованы датчики и ряд скважинных электронных узлов. В системе применяется клапанный механизм фирмы "Герхарт Оуэн", создающий отри-

цательные импульсы давления за счет перепуска части потока промывочной жидкости в затрубное пространство. Энергопитание скважинного прибора осуществляется от генератора с приводом от небольшой турбины.

Основу наземной части составляет наземное оборудование инклинометра ДОТ, доработанное таким образом, чтобы принимать информацию от датчика давления промывочной жидкости на стояке. Наземное устройство состоит из двух блоков: один включает микропроцессор и принимает, обрабатывает и индицирует измеряемые параметры; второй блок представляет собой выносной прибор, располагаемый вблизи бурильщика, на котором в наглядной форме отображаются данные о зенитном угле, азимуте и угле установки отклонителя. Помимо перечисленных параметров система контролирует температуру скважинного прибора.

Система имеет следующие преимущества. Во-первых, соленоидный клапан для перепуска промывочной жидкости — единственная движущаяся часть системы. Во-вторых, в связи с тем, что в нормальном положении клапан закрыт и открывается лишь на короткое время, износ его от абразивности промывочной жидкости сравнительно невелик. В-третьих, скважинная часть потребляет небольшую энергию, что позволяет использовать генератор небольшой мощности и размеров. И, наконец, так как перепускается только небольшая часть общего потока жидкости и на короткое время, система практически не влияет на режим промывки.

В системе фирмы "Мобил ресерч энд девелопмент" с гидравлическим каналом связи информация передается непрерывно излучаемым сигналом с фазовой модуляцией. Применен цифровой метод передачи сигнала. Максимальная скорость передачи составляет 3 бит/с. Предусмотрены две ступени уменьшения скорости передачи: 1,5 и 0,75 бит/с, которые используются при увеличении глубины бурения и снижении механической скорости проходки.

Создание системы началось с разработки вращающегося клапана для генерации непрерывных волн давления в буровом растворе. Преимущества вращающегося клапана в том, что он движется ортогонально потоку, при этом затрачивается минимум энергии для привода клапана. Непрерывное излучение принято потому, что позволяет создавать в единицу времени в среднем большую энергию колебаний, чем при импульсном методе, что важно ввиду значительного затухания сигнала.

Для работы телеметрической системы необходимо уменьшить пульсацию давления промывочной жидкости. В связи с этим разработаны специальные компенсаторы давления, уменьшающие пульсацию до уровня, позволяющего обнаруживать колебания давления, создаваемые системой, величина которых составляет 0,007 МПа и менее.

В основу действия системы положен метод передачи непрерывных

колебаний давления, создаваемых вращающимся клапаном. Кодиров
ние осуществляется изменением фазы сигнала с невозвращением
к нулю. В процессе передачи бита информации клапан вращается
постоянной скоростью, генерируя сигнал, синхронизированный с пр
цизионным датчиком времени. Фаза изменяется в результате ускорени
или замедления вращения клапана за короткое время (сдвиг фазы
180 ° происходит за 0,1 с). Сигнал генерируется с частотой 24 Гц. Клап
приводится во вращение двухфазным индукционным двигателем, пит
ние на который поступает от регулятора. Фаза генерируемого сигнал
контролируется датчиком, дающим сигнал обратной связи на регулято
Последний быстро изменяет фазу сигнала (за 0,1 с) путем ускорени
или замедления вращения двигателя.

В наземном приемнике принятый датчиком давления сигнал фил
труется и усиливается, восстанавливается последовательность синхр
низирующих импульсов и определяется фаза принятого сигнала. Сдви
фазы определяется фазочувствительным детектором и подключенны
к нему интегратором. В приемном устройстве выделяются синхрониз
рующие слова, синхронизируются циклы, декодируются переданны
слова. Ведется цифропечать данных на телетайпе.

Скважинный прибор, размещенный в переводнике *5*, состоит
трех основных секций (рис. 58) : нижняя секция — генератор, средняя
электронная и верхняя — передающая. Верхняя и нижняя секции
маслонаполненные. Генератор *14* переменного тока мощностью 500
приводится во вращение турбиной со статором *12* и ротором *11* чер
уплотнение *13*. Втулка *10* служит для выравнивания давления. Верхня
секция, представляющая собой механический передатчик, состоит
двухфазного электродвигателя *7*, муфты *6* для ограничения перегрузо
зубчатого планетарного редуктора *17*, упругой муфты *18*, сальниковог
уплотнения *19*, вращающегося клапана *3* с 10 проходными каналам
и сильфона *1* для выравнивания давления. При вращении клапан
перекрывает проходные каналы *4* статора. Для передачи с принято
частотой сигнала 24 Гц ротор клапана *3* вращается со скорость
144 об/мин. Проходные каналы клапана имеют наклон 4°, что обесп
чивает нулевой момент для его вращения при среднем значении расход
Предусмотрена возможность регулировки амплитуды передаваемог
сигнала в пределах 0,105—0,35 МПа. Для повышения срока службы
передатчика установлена износостойкая втулка *2*.

Средняя секция, отделенная от передатчика герметизирующей пер
городкой *8*, содержит датчики с аналого-цифровыми преобразователя
ми *9*, регулятор скорости вращения двигателя *15*, блок питания *16*
В процессе испытаний максимальная глубина составила 6100 м при ис
пользовании промывочной жидкости на водной основе и 4300 м пр
использовании утяжеленной жидкости.

Система фирмы "Аналист Шлюмберже" (США) [43], как и пре
дыдущая, передает информацию непрерывно излучаемым сигналом

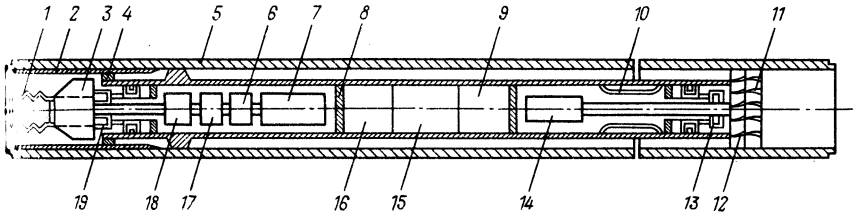


Рис. 58. Скважинный прибор системы фирмы "Мобил ресерч энд девелопмент"

несущей частотой 12 Гц. Достаточно высокая скорость передачи информации позволяет контролировать помимо инклинометрических параметров ряд геофизических. Система выполняется в двух вариантах: для роторного бурения и для работы с отклонителем и забойным двигателем. В первом случае контролируются зенитный угол, азимут, удельное сопротивление пород, гамма-радиоактивность, скважинная температура, момент на долоте и осевая нагрузка. Во втором случае дополнительно контролируется направление действия отклонителя, но не измеряется удельное сопротивление пород.

Скважинный прибор имеет вращающийся клапан для генерации непрерывных волн давления промывочной жидкости, датчики измеряемых параметров, электронные узлы преобразования и кодирования сигналов, турбинный генератор. Несущая частота кодируется изменением фазы сигнала. Для измерения зенитного угла используется трехстепенной акселерометр, для измерения азимута — трехстепенной магнитометр.

Наземная аппаратура принимает сигналы от датчика давления на манифольде. Она содержит встроенный компьютер, обеспечивающий регистрацию данных в принятом формате и печать. Выходная информация записывается также на магнитную ленту и отображается на дисплее; может быть передана по телефону, по радио или через спутник в помещение фирмы.

3. Системы с проводным каналом связи

Система EYE — электронная отклоняющая аппаратура фирмы "Сайентифик дриллинг контролс" разработана в 1970 г. и была первой электронной системой, применяемой для контроля в процессе наклонно направленного бурения. Со временем ее усовершенствовали и модернизировали. С использованием системы EYE пробурен ряд сложных наклонно направленных скважин большой глубины.

Система состоит из скважинного зонда и наземной аппаратуры обработки данных на базе ЭВМ. Забойную и наземную части связывает одножильный кабель. Зонд спускается в скважину на кабеле, проходящем

через уплотнение в вертлюге. Ряд приспособлений позволяет работ системе в процессе бурения. Зонд размещается в немагнитной УБТ монеля над отклонителем и забойным двигателем. К нижней его ча через муфту крепится башмак с косым срезом, который фиксир положение зонда относительно отклонителя.

Скважинный прибор системы содержит трехосные магнитные д чики и акселерометры, определяющие ориентацию прибора относител векторов магнитного и гравитационного полей, полупроводнико модуляторы сигналов и усилители. При работе зонда внутри бурил или обсадной колонны, экранирующей магнитное поле, магнитные д чики могут быть заменены гироскопическими.

В наземное оборудование входят кабельная лебедка, измерит глубины спуска зонда, ЭВМ, состоящая из процессора и координато индикатор направления действия отклонителя, печатающее устр ство. Процессор ЭВМ рассчитывает траекторию ствола скважины, резу таты расчета представляются на передней панели соединенного с про сором координатора.

Системы фирмы "Сперри-Сан" разработаны с проводным канал связи, представляющим собой кабель, спускаемый в бурильные тру для работы в процессе бурения. Систему "Стиринг тул" (ориентиру щий инструмент) используют обычно при бурении скважин небольш и средней глубины (до 2500 м), но есть опыт использования ее п бурении скважин большой глубины (5989 м). Систему успешно п меняют при бурении как на суше, так и на море. Система "Хот х предназначена для бурения глубоких наклонно направленных скваж с высокой забойной температурой.

Система "Стиринг тул" в процессе бурения контролирует зенитн угол, азимут, направление действия отклоняющей компоновки и т пературу на забое скважины. Система используется совместно с отк нителем и забойным двигателем. На забой спускают сборку, сост щую из долота, турбобура, кривого переводника, прямого переводни немагнитной УБТ. Квадратная штанга при использовании системы применяется. Кабель проходит через уплотнение в специальной пром вочной головке, которая наворачивается непосредственно на бури ные трубы. Промывочная головка позволяет поворачивать колон бурильных труб для ориентирования забойного двигателя.

Скважинный прибор имеет датчики, модуляторы, схемы уплотнени каналов, позволяющие передавать всю забойную информацию по одн жильному кабелю. Для измерения составляющих магнитного по Земли используются магнитомодуляционные (феррозондовые) датчик жестко зафиксированные относительно корпуса прибора.

В наземном устройстве принятые по кабелю сигналы разделяют на контрольные и измерительные и поступают в ЭВМ, которая рассч тывает зенитный угол, азимут, направление действия отклонителя и р других параметров. При вычислении азимута вносится поправка, уч

тывающая влияние магнитных масс нижней части колонны на показания магнитных датчиков. Глубина определяется по длине спущенного кабеля. Результаты расчета индицируются на световых табло. Имеется выносной показывающий прибор, устанавливаемый непосредственно на буровой, на котором указывается направление действия отклонителя относительно магнитного севера. Там же цифровые индикаторы показывают зенитный угол и азимут в точке замера.

Система "Хот хол" с проводным каналом связи предназначена для управления забойным двигателем при бурении глубоких скважин (> 6000 м). Скважинный прибор системы может работать в условиях повышенных температур. Диаметр его без охранного кожуха 35 мм.

Система фирмы "Эксон продакшн ресерч" имеет специальный запасник внутри колонны бурильных труб, в котором находится излишек кабеля, спускаемого внутрь колонны (рис. 59). При наращивании часть кабеля вытягивается из запасника специальным приспособлением, и нет необходимости извлекать весь кабель. Длина запасаемого участка кабеля должна перекрывать ожидаемую проходку на долото. Кабельная линия может связывать с поверхностью как приборы контроля пространственного положения ствола, так и каротажные приборы.

Перед началом бурения кабель спускается в скважину. При достижении им скважинного прибора осуществляется механическая и электрическая стыковки кабеля и прибора. Затем кабель натягивается, закрепляется и изгибается, образуя петлю. Груз с небольшим шкивом сверху соединяется с нижней частью петли и опускается в колонну труб, увлекая за собой петлю кабеля и образуя его запас, равный двойной длине петли. Конец кабеля, выходящий из трубы, оснащен быстроразъемной контактной головкой для соединения с кабелем, установленным в ведущей трубе. С помощью контактных колец на ведущей трубе телеметрический сигнал снимается с бурильного инструмента и поступает в наземное устройство. Перед подъемом из скважины извлекают весь кабель.

В разработанной системе используется четырехканальный скважинный прибор. Давление, температура и сопротивление промывочной жидкости в кольцевом пространстве измеряются непрерывно, а инклинометрические параметры — по требованию.

Преимущество этой системы, как и любой проводной, — высокая скорость передачи данных, возможность двусторонней связи забоя с поверхностью. Основными недостатками являются: сложность работы с подвесным кабелем, быстрый его износ, необходимость применения специального бурового оборудования (ведущая труба с контактными кольцами и др.).

Система фирмы "Шелл девелопмент" создана на базе проводного канала связи, встроенного в бурильные трубы. Основа ее — специальные бурильные трубы, в которых проводник является составной частью трубы, а замковое соединение одновременно выполняет и функции

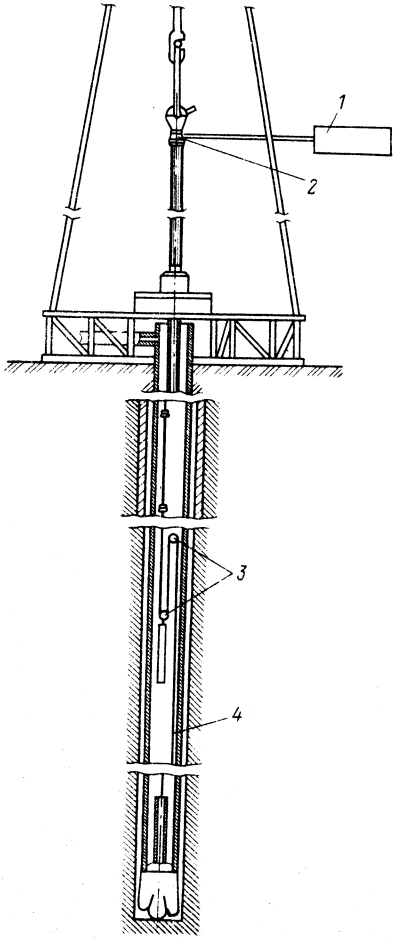
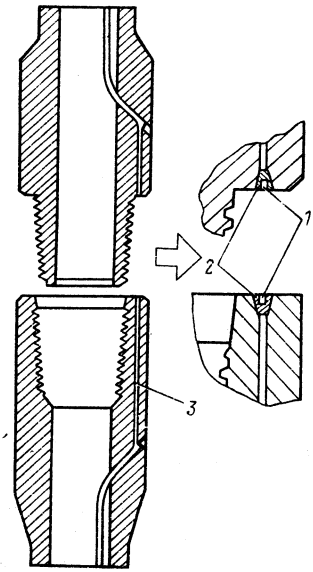


Рис. 59. Кабельная линия связи систе фирмы "Эксон продакшн"

1 — наземное устройство обработ данных; *2* — скользящие контакт *3* — запасник кабеля внутри колон бурильных труб; *4* — кабель

Рис. 60. Замковое соединение специ ных бурильных труб системы фир "Шелл девелопмент"



электрического разъема (рис. 60). В сопрягаемых поверхностях зам имеются изолированные втулки *2*, контактные кольца *1*, которые с заны с проводником *3*, проходящим внутри бурильной трубы. При св чивании труб благодаря контактным кольцам замков обеспечивает электрическое соединение. Для того, чтобы можно было использов обычные УБТ, амортизаторы и другое оборудование, а также сократ число специальных бурильных труб, нижняя часть проводной ли связи выполнена в виде подвесного бронированного кабеля.

Кабель устанавливается и извлекается из скважины во время спус подъемных операций и при необходимости может быть поднят непоср ственно с устья без подъема бурильной колонны, для чего верхняя ча

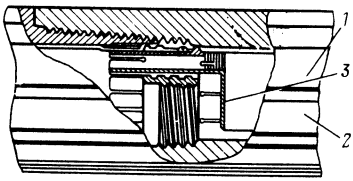
его имеет головку для захвата обычным овершотом. Со скважинным прибором кабель соединяется посредством электромеханического присоединительного устройства (коннектора). На верхнем конце кабеля имеется подвеска, которая входит в переводник с контактным кольцом, соединяющимся со встроенным в бурильную трубу проводником. Электрические сигналы на поверхности снимаются через контактные кольца на ведущей трубе.

Телеметрическая система предназначена для измерения зенитного угла и азимута, забойного давления в трубах и затрубном пространстве, температуры и ускорения по трем ортогональным осям. Информация передается в цифровом виде. Энергия для питания скважинного прибора подается с поверхности.

Наземное устройство выделяет сигналы, декодирует их, разделяет по каналам, преобразует цифровой код в аналоговые сигналы, фильтрует, масштабирует, отображает и регистрирует забойную информацию в аналоговой форме. Возможно также отображение информации в цифровой форме и применение цифропечати. Недостатком системы является необходимость специальных бурильных труб, стоимость которых в 3 раза больше обычных.

Система фирмы "Даун хол коммуникейшн" разработана на основе проводного коаксиального канала связи, встраиваемого в обычные бурильные трубы. Основной узел канала связи — межсекционное электрическое соединение в бурильном замке (рис. 61). При свинчивании труб с помощью контактной втулки в муфте замка обеспечивается внутреннее электрическое соединение, создается жидкостное уплотнение и осуществляется электрическая изоляция наружного проводника (бурильной трубы) от внутреннего проводника. Контакт и соответствующая изоляция обеспечиваются даже в том случае, когда контактная втулка при свинчивании находится в промывочной жидкости. Внутренний проводник расположен так, что остается свободным центральное отверстие в бурильных трубах. Испытания показали, что в трубах, наполненных насыщенным соляным раствором под давлением 21 МПа, система может действовать при напряжении до 850 В при частоте 60 Гц. Токонесущая способность внутреннего проводника — до 800 А.

Основные преимущества подобной системы — применение обычных бурильных труб, возможность двусторонней передачи сигналов и энергии, большая передаваемая мощность, достаточная для привода мощных забойных устройств (моторов, клапанов и др.), наличие свободного центрального отверстия в трубах, что позволяет применять кабельные каротажные приборы. Проводящая секция системы, встраиваемая внутрь бурильной трубы, представляет собой коаксиальный медный проводник в изолирующем чехле. Центральный проводник проходит через замок бурильной трубы. Под действием давления промывочной жидкости коаксиальная проводящая секция прижимается к внутренней стенке бурильной трубы.



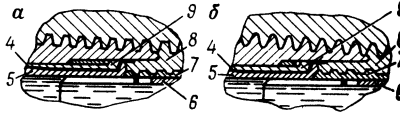


Рис. 61. Межсекционное электрическое соединение в бурильном замке систе фирмы "Даун хол коммуникейшн":

а — узел соединения без нагрузки; *б* — узел соединения под нагрузкой; *1* — ко замка; *2* — муфта замка; *3* — замковое кольцо; *4* — тефлоновый изолятор; центральный медный проводник; *6* — контактная втулка; *7* — скользящий к такт контактной втулки; *8* — изолятор из силиконовой резины; *9* — сталь втулка

Секции в замках соединяются с помощью контактной втулки, ко рая устанавливается в нижней части муфты замка. Втулка делается фосфористой бронзы, имеет гофрированное изолирующее покры и при свинчивании труб обеспечивает как электрический контакт меж секциями, так и изоляцию коаксиального проводника от муфты и к нусной части замка. Втулка устанавливается после того, как в бури ную трубу встроена проводящая секция, и является единственной талью, которая изнашивается в процессе эксплуатации. Втулка доп кает многократное свинчивание и развинчивание труб, однако при не ходимости она может быть заменена в полевых условиях в течен 5 мин. В качестве изолятора можно применять тефлон (рабочая тем ратура от —55 до 180 °С) или полиолефин (рабочая температура от — до 135 °С).

Стоимость бурильного инструмента со встроенным проводны каналом связи на 70—80 % выше стоимости инструмента с обычными б рильными трубами.

Система "Азинтак" Французского института нефти контролиру зенитный угол, азимут, угол установки отклонителя и скорость вр щения турбобура. Первоначально она была разработана применитель к способу бурения на шлангокабеле. При этом способе бурения забо ный двигатель опускался в скважину на гибком шланге, сматываемо со специального барабана. Для бурения на шлангокабеле разработа специальная буровая установка. В стенках шланга проложены четы электрических проводника, что и послужило основанием назвать гибк шланг шлангокабелем. Внешний диаметр его 156 и внутренний 101,6 м стенки армированы сталью. Он выдерживает давление на разрыв свы 77, а на смятие — свыше 49 МПа.

Бурение на шлангокабеле не получило распространения, и "Азинта стали использовать с кабелем, спускаемым внутрь колонны бурильны труб. Разработано два варианта вывода кабеля на поверхность. Перв

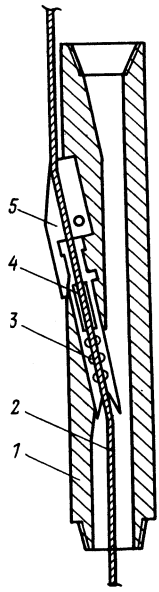


Рис. 62. **Кабельный переводник системы "Азинтак":**

1 — корпус; *2* — кабель; *3* — блокировка; *4* — уплотнение; *5* — предохранитель кабеля

вариант — вывод кабеля через специальную промывочную головку. В этом случае приходится при каждом наращивании колонны извлекать, а затем спускать вновь скважинный прибор вместе с кабелем. Во втором варианте кабель проходит через боковое отверстие в специальном переводнике, устанавливаемом в верхней части бурильной колонны (рис. 62). В этом случае возможно наращивание колонны без подъема кабеля, так как выше переводника кабель проходит снаружи бурильных труб.

Скважинный прибор "Азинтак" имеет трехосный магнитометр и три ортогональных акселерометра. По кабелю передаются как энергия для питания скважинного прибора, так и информационные сигналы от скважинного прибора на поверхность. Наземное устройство включает портативную ЭВМ, которая обрабатывает поступающие сигналы.

Телеметрическая система, созданная фирмой "Дженерал электрик" с участием ряда других фирм, — составная часть комплекса оборудования "Электродрилл", разработанного для электробурения скважин. Имеются два варианта системы: для использования с небольшим электробуром мощностью 44 кВт с целью зарезки наклонного ствола и бурения направленных скважин; для использования с электробуром мощностью 210 кВт для глубокого бурения прямолинейных участков скважин. Системы обоих вариантов осуществляют как забойные измерения и непрерывную передачу на поверхность результатов замеров, так и прием управляющих команд с поверхности. При использовании электробура совместно с телеметрической системой существенно увеличивается скорость бурения.

Обе модификации разработаны как добавочные модули к обычному буровому оборудованию. Каждая система состоит из электробура, скважинного прибора с аппаратурой для измерения и передачи в реальном времени на поверхность забойных параметров, кабеля с необходимыми соединениями и поверхностного оборудования, включающего кабельные катушки и кабельную лебедку, источник энергии электробура с регулирующей и контрольной аппаратурой, трайлер с наземной аппаратурой контроля и регистрации данных.

Кабель, одинаковый для обеих модификаций систем, состоит из трех силовых проводников для подачи трехфазного питающего напряжения на электробур и одного слаботочного проводника для пере-

дачи измерительной информации и подачи питания в скважинный из
мерительный прибор.

В скважину кабель спускается с помощью кабельной лебедки, ан
логичной применяемой при каротажных работах. Он соединяется с
скважинной частью системы с помощью разъемного соединения. Ра
работаны соединительные узлы, позволяющие быстро соединять конц
кабеля в случае его повреждения.

Электробур небольшой мощности обычно спускают в скважину вме
те с отклонителем. После спуска инструмента через уплотнение в вер
люге спускают кабель. Нижний конец его с помощью разъема соединяю
со скважинным оборудованием. При каждом наращивании колонн
кабель извлекают из скважины и затем спускают снова. В модификаци
системы с электробуром большой мощности для глубокого бурени
ведущая труба снабжена кольцевыми контактами, что позволяет
время бурения медленно вращать инструмент для исключения прих
тов. Кроме того, в этой модификации используются встроенные в бур
льные трубы кабельные секции с быстроразъемными соединениям
что исключает необходимость извлечения всего кабеля из скважины пр
наращивании колонны.

Скважинный измерительный прибор, устанавливаемый над эле
тробуром в немагнитной трубе из монеля, имеет датчики контро
направления ствола и датчики ряда параметров, требующихся для опт
мизации бурения, а также необходимые устройства кодирования и п
редачи сигналов. Система передает информацию о направлении ство
по трем координатным осям, забойной температуре промывочной жи
кости, вибрациях электробура и напряжении на забойном электродви
теле. Команды к скважинному прибору посылаются путем дискретно
изменения несущей частоты. В скважинном приборе есть устройст
приема, выделения и декодирования команд, которые можно испол
зовать для управления работой скважинного оборудования.

В наземном устройстве обработки и представления информаци
принимается забойная информация, контролируется ее правильност
она декодируется, обрабатывается и передается другим потребителям
Работой наземного устройства управляет процессор, в функции кот
рого входят калибровка каналов, обработка данных и др. Приняты
данные отображаются на цифровых световых указателях.

§ 4. Системы с электромагнитным каналом связи по породе

Система фирмы "Теле-Дрилл", получившая название "Дата тул", и
пользует для передачи данных с забоя скважины электромагнитны
волны, распространяющиеся по окружающей породе (рис. 63) [41]
Она относится ко второму поколению телеметрических систем. Питани
системы осуществляется от батарей, поэтому передача данных може

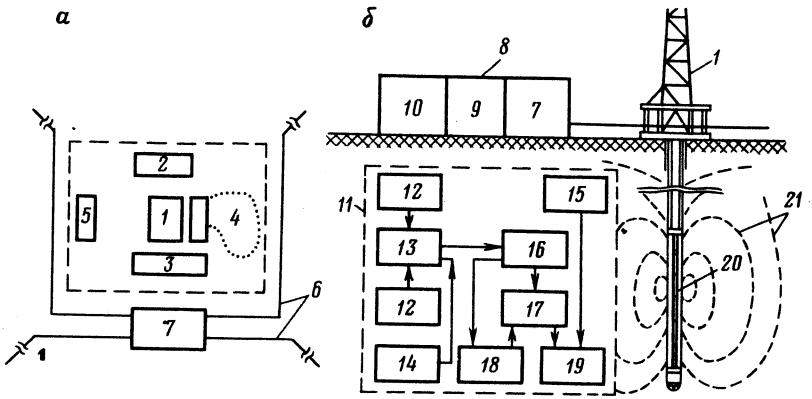


Рис. 63. Телеметрическая ЭМ-система "Дата тул" фирмы "Теле-Дрилл":

а — расположение оборудования в плане; *б* — структурная схема системы; *1* — буровая вышка; *2* — силовая установка; *3* — насосный блок; *4* — емкость для промывочной жидкости; *5* — помещение для персонала; *6* — расположение антенны; *7* — блок приема сигналов; *8* — станция системы "Дата тул"; *9* — приемно-усилительная часть; *10* — процессор и дисплей; *11* — скважинное оборудование; *12* — датчики; *13* — преобразователь; *14* — таймер; *15* — батарейный источник питания; *16* — микропроцессор; *17* — модулятор; *18* — блок контроля; *19* — усилитель мощности; *20* — передатчик; *21* — фронт волны

идти в отсутствие циркуляции промывочной жидкости. Отсюда возможность получения забойной информации во время спуска и подъема инструмента, а также при закрытых превенторах, что важно в аварийных режимах.

Преимущества систем "Дата тул" по сравнению с другими заключается в следующем: высокая скорость передачи данных (24 параметра передаются со средней скоростью 3 с на параметр); независимость от циркуляции промывочной жидкости; меньшая стоимость скважинного оборудования; отсутствие требований к уровню пульсаций давления промывочной жидкости; отсутствие специальных бурильных труб со встроенными проводниками и др.

Опытный образец системы обеспечивал измерение параметров искривления скважины, температуры и давления. Однако в промышленных системах предполагается контролировать параметры искривления скважины, данные гамма-каротажа и резистивного каротажа, температуру и давление внутри бурильной трубы и в затрубном пространстве, нагрузку на долото и момент на долоте.

Основа системы — выполненный из изоляционного материала отрезок бурильной трубы, внутри которой размещается низкочастотный радиопередатчик. Радиосигналы передаются по породе, окружающей колонну бурильных труб, и принимаются на поверхности антенной, располагае-

мой вокруг буровой на некотором расстоянии. Длины антенны от 120 до 180 м. Данные передаются непрерывно. Частота передаваемого сигнала от 2,5 до 50 Гц, скорость передачи данных 2—45 бит/с. Передача осуществляется двоичным кодом путем модуляции фазы сигналов передатчика.

Скважинный электронный блок имеет микропроцессор, организующий работу системы. В качестве источника тока в нем используются никель-кадмиевые батареи, обеспечивающие его работу в течение более чем 100 ч. Непосредственным передатчиком сигналов служит своеобразный трансформатор, представляющий собой несколько тороидальных сердечников из ферромагнитного материала, расположенных соосно с бурильной трубой из изоляционного материала, с намотанной на сердечники первичной обмоткой. Частью же вторичной обмотки является колонна бурильных труб. Фаза и частота передаваемого сигнала изменяются. Изменение фазы несет полезную информацию, а частота выбирается таким образом, чтобы шумы и помехи, искажающие проходящий через породу сигнал, были минимальны. Принятая на поверхности информация после обработки с использованием ЭВМ отображается на дисплее.

Одна из наиболее сложных проблем при создании системы — получение изоляционной вставки из приемлемого по прочности материала. Был получен материал, представляющий собой сцепленные частицы металла, разделенные диэлектрической резиной. Отрезок бурильной трубы из этого материала по нагрузочной способности и прочности не намного уступает обычной бурильной трубе того же размера. Система удовлетворительно работала при глубине скважины 3200 м.

Системы фирмы "Девелко" основаны на передаче электромагнитных сигналов по породе. Низкочастотные электромагнитные сигналы (ЭМ-сигналы) принимаются на поверхности с забоя скважины глубиной 3300 м без применения ретрансляторов. Фирма широко применяет разработанный метод для решения ряда задач, не связанных с бурением нефтяных скважин. Один из примеров — направленное бурение для прокладки трубопровода под дном реки. В бурильной головке был смонтирован ЭМ-передатчик. Локация ствола осуществлялась по сигналам поверхностных приемников методом триангуляции.

Для бурения фирма разрабатывает магнитометры, измерительные инструменты для направленного бурения, датчики.

§ 5. Системы с использованием акустического канала связи

Система фирмы "Сперри ресерч" испытывалась при бурении геотермальных скважин. Акустические сигналы передавались по бурильным трубам. В процессе разработки и испытаний системы был изучен акустический канал, проведено исследование источников питания, созданы и исследованы основные узлы системы: генератор сигналов,

система передачи данных, система обработки сигналов и др. Исследованы шумы, определена зависимость затухания от глубины. Максимальная глубина в процессе испытаний достигла 2440 м. Очень хорошие сигналы приняты с глубины 1100 м. Ниже этой отметки требовалась специальная обработка сигналов. При испытаниях системы не было необходимости в ретрансляторах, устанавливаемых в бурильных трубах.

Цель полевых испытаний — определить, как размещать ретрансляторы и как зависит затухание от глубины и частоты. Частота сигнала изменялась от 175 до 1750 Гц. После обработки данных предполагалось определить наиболее приемлемую частоту сигнала. Во время испытаний наземный акустический датчик совместно с батарейным передатчиком были закреплены на ведущей трубе под вертлюгом. Сигнал от датчика передавался к наземному устройству обработки данных по радиоканалу.

Система фирмы "Сперри-Сан" является акустической, использующей колонну бурильных труб как линию связи. Для ее работы необходимы ретрансляторы, которые устанавливаются в колонне бурильных труб и повышают отношение сигнал/ помеха при передаче информации. Ретрансляторы следует устанавливать на расстоянии 450 м друг от друга.

Скважинный прибор имеет датчики измеряемых параметров, источник питания, коммутатор каналов и передатчик акустических колебаний. Система предназначена для использования с управляемым отклоняющим инструментом фирмы "Сперри-Сан", который в течение ряда лет применяется при бурении наклонных скважин. Она обеспечивает контроль азимута, зенитного угла, угла установки отклонителя, угла перекоса отклонителя, направления действия отклонителя относительно магнитного севера и скважинной температуры. Могут быть использованы и дополнительные датчики.

Скважинный передатчик размещается в немагнитной УБТ над отклоняющей компоновкой. Электронная секция передатчика связана кабелем с отклоняющей компоновкой, которая устанавливается в фиксированном положении относительно немагнитной УБТ.

Ретранслятор спускается в скважину как часть бурильного инструмента. В нем находится специальная измерительная аппаратура, реагирующая на уровень сигнала. Электронные секции ретрансляторов могут быть последовательно заменены с поверхности при помощи овершота на тросе. Для этого диаметры всех проходных отверстий в бурильном инструменте не должны быть меньше 79,4 мм. Питание аппаратуры ретрансляторов — батарейное.

Емкости батарей первых телеметрических систем хватало для питания их в течение 40 ч работы. В последующих системах применялся генератор, приводимый во вращение потоком бурового раствора. В настоящее время электронные секции можно вынимать из передатчика и ретрансляторов при подъеме колонны для смены долота. Батареи при этом заменяются, и электронные секции устанавливают обратно.

Колебания, распространяющиеся по колонне бурильных труб, при-

нимаются поверхностным датчиком и по радиолинии передаются на наземное устройство обработки и отображения данных. Радиолиния требуется для передачи данных при вращении ротором колонны бурильных труб. Если используется забойный двигатель и колонна не вращается, поверхностный датчик может соединяться с наземным устройством непосредственно кабелем. В наземном устройстве сигналы обрабатываются, данные визуально отображаются и регистрируются. Используется наземная панель и другое поверхностное оборудование проводной телеметрической системы фирмы "Сперри-Сан".

ГЛАВА VIII

ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ИНКЛИНОМЕТРОВ

§ 1. Расположение магнитных датчиков инклинометров в немагнитных бурильных трубах

При инклинометрии скважин необходимо проводить измерения как в открытом стволе, так и внутри колонны бурильных труб. Любая телеметрическая система, являющаяся составной частью бурильной колонны, проводит измерение вблизи долота, турбобура, стальных утяжеленных бурильных труб (УБТ), стальных бурильных труб. Внутри бурильной колонны инклинометрические параметры замеряются и автономными инклинометрами.

В отечественной практике широко практикуются замеры в легкосплавных бурильных трубах и при использовании инклинометров на кабеле. Технология бурения наклонно направленных скважин в Западной Сибири предусматривает установку над турбобуром или над УБТ одной или двух немагнитных ЛБТ. При бурении интервала увеличения зенитного угла, а также при использовании отклонителя для корректировки направления ствола скважины ЛБТ устанавливают над отклонителем. Измерения в ЛБТ проводятся с шагом 2 м.

При измерении азимута ствола скважины внутри бурильной колонны магнитными датчиками встает вопрос о правомерности таких замеров, о выборе длины немагнитной бурильной трубы, внутри которой проводятся измерения, и о расположении магнитных датчиков азимута внутри немагнитной бурильной трубы.

Отечественный и зарубежный опыт проведения измерений в немагнитных бурильных трубах положительно отвечает на первый вопрос о правомерности таких замеров. В СибНИИНП были проведены обобщение, анализ и сопоставление более 2000 замеров магнитного азимута инклинометром КИТ как в открытом стволе, так и в ЛБТ [34]. В результате было сделано сравнение погрешностей измерения магнитного

азимута в открытом стволе и в ЛБТ, показавшее, что в целом число ошибок с большими абсолютными значениями при измерениях в ЛБТ возрастает. Это объяснялось влиянием стальных замков, так как в процессе измерений расстояние от инклинометра до замка не контролировалось.

СибНИИНП и ВНИИнефтепромгеофизикой было исследовано влияние стальных замковых соединений на результаты измерений магнитного азимута в ЛБТ. Исследования показали, что уже на расстоянии 2 м от стального замка ЛБТ его влияние на результат измерения магнитного азимута в ЛБТ практически не проявляется. Испытания проводили не только с инклинометром КИТ, но и с инклинометром повышенной точности ИН1-721, в том числе и при наиболее неблагоприятных условиях, когда намагниченный стальной замок располагался под углом 90° к оси инклинометра.

Полученный результат нашел косвенное подтверждение в промысловых условиях на скважинах Самотлорского месторождения, где контролировалось расположение инклинометра в ЛБТ относительно замкового соединения. Если инклинометр располагался не ближе чем в 1 м от замка бурильной трубы, то результаты измерений азимута в ЛБТ и в открытом стволе практически совпадали с точностью, определяемой погрешностью инклинометра. Отсюда был сделан практический вывод о том, что азимут, измеренный инклинометрами КИТ и ИН1-721 в ЛБТ на расстоянии не менее 2 м от стальных бурильных замков, соответствует азимуту, измеренному в открытом стволе.

Чтобы в процессе измерений в ЛБТ проконтролировать расстояние инклинометра от бурильных замков, в "Главтюменнефтегазе" было предложено совместить инклинометр с индикатором глубины замков ЛБТ. Таким индикатором может служить каротажный прибор для записи потенциалов ПС (самопроизвольной поляризации) или локатор муфт без магнитного сердечника, который надежно отмечает наличие замкового соединения и не влияет на показания инклинометра.

Необходимые минимальные расстояния магнитного датчика инклинометра от местных магнитных масс определены во "Временной инструкции по определению пространственного положения оси ствола скважины точечными инклинометрами" (РД 39-4-815 – 82), при составлении которой использованы результаты исследований Укргипроинефти, ВНИИнефтепромгеофизики, СибНИИНП, а также учтен опыт инклинометрических измерений геофизическими трестами "Запсибнефтегеофизики". Инструкцией допускается проводить измерения в ЛБТ вне зоны влияния местных магнитных масс на расстоянии не менее 5 м от стальной колонны и не менее 3 м от стальных замковых соединений. Погрешность привязки по глубине к колонне и замковым соединениям не должна превышать ± 0,5 м, если же эта точность не обеспечивается, то измерения азимутов в ЛБТ не допускаются.

За рубежом в связи с широким распространением автономных инклинометров выбору длины немагнитной бурильной трубы, обеспе-

чивающей возможность магнитного измерения азимута, а также разм
щению внутри немагнитной бурильной трубы магнитного датчика азим
та уделяется большое внимание. Фирмы, выпускающие инклинометр
на основе исследований дают рекомендации, чаще всего в виде ном
граммы, для выбора длины немагнитной бурильной трубы. Аналог
ные рекомендации даются и фирмами, выпускающими немагнитн
трубы, причем широко распространены немагнитные утяжеленн
бурильные трубы, специально предназначенные для обеспечения м
нитных измерений внутри бурильной колонны. Немагнитные УБТ про
водятся разной длины (два-три варианта) и различных диаметров. Кро
того, ряд фирм выпускает инклинометры и немагнитные УБТ, и
рекомендации по выбору длины немагнитных УБТ ориентирова
на использование оборудования данной фирмы.

Номограммы учитывают предполагаемые зенитный угол и азим
Чем больше зенитный угол и отклонение от направления на магн
ный север или юг, тем бо́льшую длину немагнитной УБТ надо выбра
чтобы исключить влияние магнитных масс стальных бурильных тр
долота и расположенного над долотом бурового оборудования.

Фирма "Истмэн индастрис" (США) разработала номограм
(рис. 64) для выбора длины немагнитной УБТ, используемой в ком
новке для направленного роторного бурения и устанавливаемой
долотом или после наддолотного стабилизатора, причем УБТ не долж
иметь приваренных замков. Инклинометр фирмы размещается внут
немагнитной УБТ. Внутрь колонны бурильных труб прибор спускает
на тросе или сбрасывается.

На номограмме нанесены три кривые *A*, *B* и *C*, разделяющие по
номограммы на четыре области. Каждой области соответствует оп
деленная длина немагнитной УБТ. Если точка, соответствующая ож
даемым величинам зенитного угла и азимута, лежит ниже кривой
рекомендуемая длина немагнитной УБТ должна быть не менее 5,5
а магнитный датчик инклинометра следует располагать на 0,3–0,6
ниже центра УБТ. Если точка попадает в область ниже кривой *B*,
рекомендуемая длина УБТ равна 7,6 м, а магнитный датчик располаг
ется на 0,6–0,9 м ниже центра УБТ. Если точка лежит ниже крив
C, то длина УБТ не менее 9,1 м, а датчик располагается так
на 0,6–0,9 м ниже центра УБТ. При попадании точки в область ном
граммы выше кривой *C* следует спаривать две УБТ, а магнитный да
чик размещать в центре нижней УБТ.

Рассмотренная номограмма, как и дальнейшие, получена на осно
экспериментальных данных при роторном бурении, когда магнитна
масса бурильной колонны, расположенной над немагнитным УБТ
значительно больше магнитной массы долота и наддолотного стабили
затора, расположенных ниже немагнитной УБТ. Отсюда следует рек
мендация при использовании спаренной УБТ размещать датчик в центр
нижней УБТ. Естественно, что наличие турбобура и стальных УБТ, нах

Рис. 64. Номограмма фирмы "Истмэн индастрис" для выбора длины немагнитной УБТ при измерении азимута магнитными датчиками

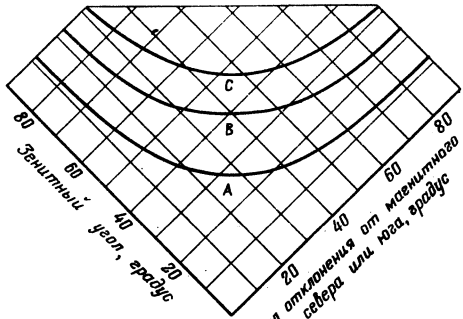
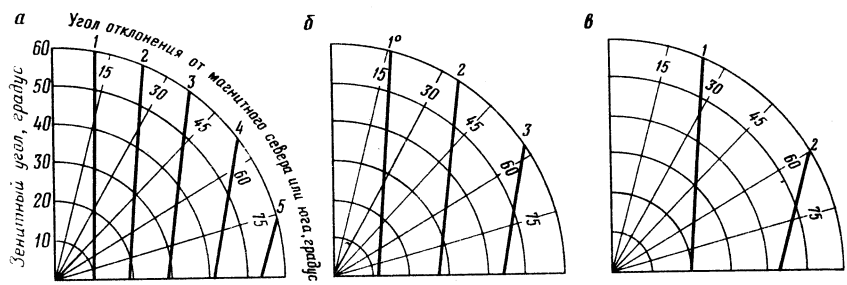


Рис. 65. Номограммы фирмы "Сперри-Сан уэл сервейинг" для оценки ошибки при измерении азимута для различных длин немагнитных УБТ (в м):

а – 6,4; *б* – 7,6; *в* – 9,4



дящихся ниже немагнитной бурильной трубы, изменяют условия работы магнитного датчика азимута, поэтому рассматриваемые номограммы не могут быть однозначно использованы для выбора длины немагнитной бурильной трубы.

Номограмму для выбора длины немагнитной УБТ, практически идентичную номограмме на рис. 64, предлагает фирма "Истмэн уипсток" (США), выпускающая немагнитные УБТ из закаленного марганцево-хромоникелевого сплава.

Фирма "Сперри-Сан уэл сервейинг" наряду с выпуском разнообразных магнитных и гироскопических инклинометров производит немагнитные УБТ. Инклинометрические замеры в немагнитной УБТ дают более правильное представление о направлении скважины, чем измерения в открытом стволе, поскольку немагнитная УБТ центрируется в скважине, а ее протяженность обеспечивает соосность со стволом скважины. Магнитным измерениям в УБТ свойствен меньший разброс, чем при измерениях в открытом стволе.

Фирма выпускает немагнитные УБТ длиной 5,5; 7,6 и 9,5 м наружным диаметром от 101,6 до 241 мм. Фирмой разработаны номограммы, позволяющие оценить ошибку в измерении магнитного азимута, зависящую от длины немагнитной УБТ, зенитного угла и отклонения от нап-

равления на магнитный север или юг. Номограммы предназначены только для выбора длины немагнитной УБТ, и полученные оценки ошибок при измерении магнитного азимута не могут быть использованы для коррекции результатов инклинометрических измерений.

Три номограммы, каждая из которых дает оценки ошибки при измерении азимута для различных длин немагнитных УБТ, приведены на рис. 65. На каждой из них дуги окружностей соответствуют различным зенитным углам, а радиальные прямые — различным отклонениям от направления на магнитный север или юг.

Приведенные номограммы получены для конкретных условий:

1. Величина горизонтальной составляющей магнитного поля Земли соответствует району Хьюстона (США, штат Техас).

2. Приведенная условная магнитная масса колонны бурильных труб над немагнитной УБТ составляет 3000 единиц, ниже немагнитной УБТ — 500 единиц, магнитная масса замка между двумя немагнитными УБТ в случае их соединения — 250 единиц.

3. Магнитный датчик инклинометра располагается в одиночной УБТ на расстоянии 1/3 длины УБТ от ее нижнего конца, а в сдвоенной УБТ — в центре нижней УБТ.

Для примера рассмотрим случай, когда предполагаемая величина зенитного угла находится в пределах до 30°, а предполагаемый азимут — в пределах 240—255°. Необходимо выбрать длину немагнитной УБТ, при которой дополнительная ошибка в измерении азимута вследствие влияния магнитных масс бурильной колонны не превышала бы 2°. Максимальное отклонение от направления на магнитный юг составляет $255^\circ - 180^\circ = 75^\circ$. Оценим по номограммам на рис. 65 ошибки в измерении азимута при разных длинах УБТ. Пересечение дуги, соответствующей зенитному углу 30°, с радиальной прямой, соответствующей азимуту 75°, дает при длине УБТ 6,4 м ошибку в 3° (рис. 65, *а*), при длине 7,6— ошибку в 2° (рис. 65, *б*). Следовательно, длина немагнитной УБТ должна быть не менее 7,6 м.

Рассмотренные выше рекомендации зарубежных фирм по выбору длины немагнитной УБТ получены для районов, где горизонтальная составляющая магнитного поля Земли достаточно высока. К ним относятся районы Калифорнии, Техаса и Луизианы в США, Юго-Восточная Азия, Южная Америка, большая часть Африки, Средний Восток. Однако в более северных широтах интенсивность горизонтальной составляющей магнитного поля Земли уменьшается, что приводит к увеличению влияния близлежащих магнитных масс на показания магнитного компаса.

В работе [44] на основе эмпирических данных получены номограммы для выбора длины немагнитной УБТ с учетом географической широты места. На рис. 66, где приведена географическая карта, указаны три зоны, для каждой из которых разработана своя номограмма определения длины немагнитной УБТ. В зоне ///, например, расположена

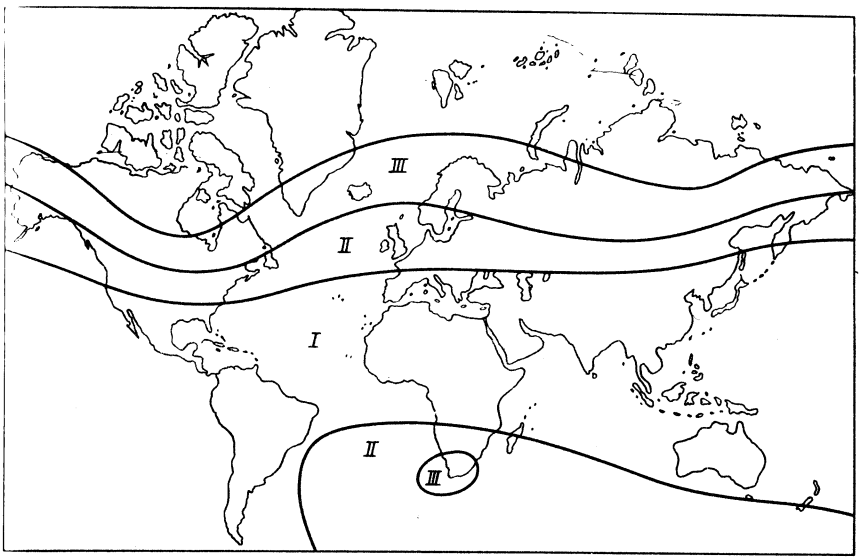


Рис. 66. Карта зон с различными горизонтальными составляющими магнитного поля Земли

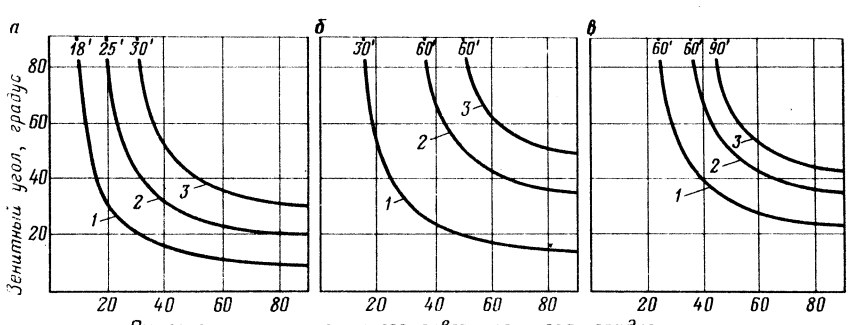


Рис. 67. Номограммы выбора длины немагнитной УБТ для различных зон, отличающихся горизонтальной составляющей магнитного поля Земли

большая часть Западной Сибири, Коми АССР. Номограммы для каждой из трех зон приведены на рис. 67. Номограмма для зоны *I* (см рис. 66) не отличается от ранее приведенной номограммы фирмы "Истмэн индастрис" (см. рис. 64). Для зоны *I* на номограмме (рис. 67, *а*) ниже кривой *I* рекомендуемая длина немагнитной УБТ — 5,5 м, а датчик располагается на 0,3–0,6 м ниже центра УБТ. Для области ниже кривой *2* длина УБТ — 7,6 м, а датчик располагается на 0,6–0,9 м ниже центра УБТ. Для области номограммы ниже кривой *3* длина УБТ должна быть не ме-

нее 9,1 м, а датчик располагается на 0,9—1,2 м ниже центра УБТ. Д
области номограммы выше кривой *3* рекомендуются сдвоенные У
(5,5 и 7,6 м) с датчиком, размещаемым в центре нижней УБТ.

В отличие от предыдущих номограммы на рис. 67, *б* и *в* предусмат
вают два варианта компоновки нижней части бурильной колонны. В п
вом варианте ниже немагнитной УБТ установлено либо одно доло
либо долото и наддолотный стабилизатор. Во втором варианте ни
немагнитной УБТ имеется буровое оборудование значительной дли
например турбобур. В последнем случае при прочих равных услови
длина немагнитной УБТ должна быть больше, а магнитный ком
рекомендуется устанавливать вблизи центра УБТ.

На номограмме (рис. 67, *б*) для зоны *II* (см. рис. 66) для обла
ниже кривой *1* длина УБТ — 9,1 м, а датчик располагается на 0,9—1,
ниже центра УБТ. Для первого варианта компоновки (долото и стаби
затор) в области ниже кривой *3* длина УБТ — 18,3 м, датчик распол
ется на 2,4—3 м ниже центра УБТ, а для области выше кривой *3* дли
УБТ — 27,4 м, датчик располагается в центре УБТ. Для второго вари
компоновки, когда над долотом установлен, например, турбобур, д
области ниже кривой *2* длина УБТ должна быть не менее 18,3 м.

На номограмме (рис. 67, *в*) для зоны *III* (см. рис. 66) для втор
варианта компоновки области ниже кривой *1* соответствует дли
немагнитной УБТ 18,3 м. Для первого варианта компоновки для обла
ниже кривой *2* длина УБТ также 18,3 м, датчик располагается на 2,4—3
ниже центра УБТ; для области ниже кривой *3* длина немагнитной УБТ
27,5 м, датчик — в центре.

Для районов, находящихся севернее зоны *III*, нет достаточного об
ема экспериментальных данных, позволяющих построить аналогичн
номограммы.

§ 2. Анализ температурных условий в скважине

Температура на забое скважины — один из ограничительных фактор
для забойной аппаратуры и, в частности, для инклинометров. Тенде
ция к увеличению глубин бурения приводит к необходимости разрабо
ки скважинных приборов, рассчитанных на более высокую температур
Однако создание сложной измерительной и электронной аппаратуры
работоспособной в условиях высоких температур, связано с техниче
кими трудностями. К ним можно отнести отсутствие полупроводнико
вых приборов, которые могут работать при высоких температура
($> 125\ ^\circ$C), отсутствие высокотемпературных источников питания и др
Поэтому важно оценить, до каких глубин можно использовать ту ил
иную скважинную аппаратуру, рассчитанную на вполне определенны
температурный диапазон. Наиболее надежный способ контроля работо
способности аппаратуры — непосредственное измерение ее на забо
что и используется в некоторых зарубежных многоканальных телемет

рических системах, например фирмы "Сперри-Сан". Однако для большинства инклинометров этот путь неприемлем.

Анализ температуры на забое скважины — сложная задача, тем более что в пределах отдельных регионов диапазон изменения ее на одной глубине может достигать 30—50 °С. Поэтому трудно требовать от методики расчета достаточно точных результатов. Для оценки температуры на забое скважины необходимо знать, как формируется температурный режим при различных технологических процессах. В бурящейся скважине по мере ее углубления температура повышается, в то же время в процессе бурения непрерывно циркулирует промывочная жидкость, которая существенно влияет на тепловой режим скважины.

Различают следующие температурные режимы в скважинах: стационарный, нестационарный, псевдостационарный. Стационарный режим устанавливается в результате длительной остановки скважины. В этом случае распределение температуры по стволу определяется естественной температурой окружающих горных пород $T_п$, т. е. геотермической характеристикой разреза, количественным показателем которой является геотермический градиент. Нестационарный температурный режим возникает при проведении различных технологических операций в скважине, связанных с циклическими промывками забоя. Псевдостационарный режим, условно выделяемый в особую категорию, устанавливается в скважине при длительном протекании технологического процесса, когда температурные условия в скважине можно принять не зависящими от времени и рассматривать как стационарные.

При анализе условий работы скважинных приборов учитывают псевдостационарные и нестационарные режимы. Однако для оценки температуры на забое в указанных режимах необходимо знать геотермическую характеристику разреза. Эти характеристики для различных нефтегазоносных районов Советского Союза приведены в работе [25].

Для большинства месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции характерно наличие в верхней части разреза зоны многолетнемерзлых пород мощностью 100—500 м. Температура в этой части разреза близка к 0 °С. Геотермический градиент имеет низкие значения (от 0 до $1 \cdot 10^{-2}$ °С/м), что сказывается на характере геотермической характеристики. Градиент мезозойских отложений, занимающих большую часть разреза осадочного чехла, уменьшается от $4 \cdot 10^{-2}$ (в центральной части) до $2 \cdot 10^{-2}$ С/м (на севере). В районах широтного Приобья на глубине 2300 м минимальная температура (66 °С) отмечается на Сургутском своде, а максимальная (100—106 °С) в пределах Нижневартовского свода и Салымского куполовидного поднятия. Более низкие температуры характерны для газовых месторождений северной части. Здесь на глубине 2000 м температура не превышает 62 °С. Усредненные геотермические характеристики для отдельных районов Западной Сибири приведены на рис. 68. Там же приведена и величина средней теплопроводности пород $\lambda_п$ для разных глубин.

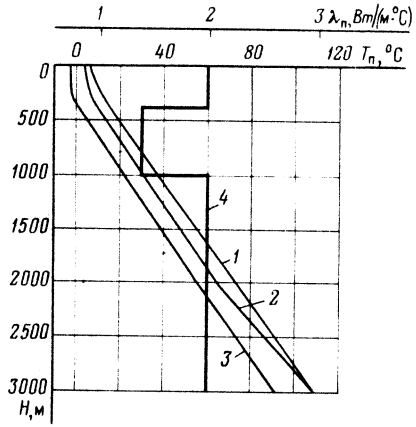


Рис. 68. Геотермическая характеристика Западно-Сибирской низменности:

1, 2 и *3* — естественная температура горных пород $T_п$ соответственно для восточных и западных, центрального (широтное Приобье), северного и северо-восточного районов; *4* — средняя теплопроводность пород $\lambda_п$

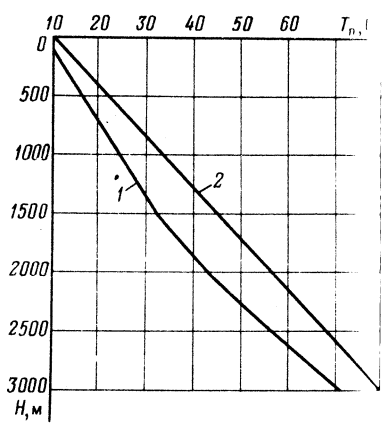


Рис. 69. Геотермическая характеристика Волго-Уральской нефтегазоносной области:

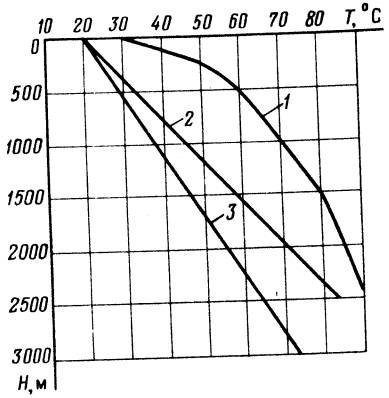
1 — Куйбышевское Поволжье, Татарский и Пермско-Башкирский своды; *2* — Саратовское и Волгоградское Поволжье

Промышленные запасы нефти и газа Волго-Уральской нефтегазоносной области сосредоточены в основном в девонских, каменноугольных и пермских отложениях, причем глубины залегания нефти и газа находятся в пределах 500—2000 м. Для рассматриваемой области также характерны относительно невысокие глубинные температуры. Так, на глубине 2000 м температура пород изменяется от 40 до 64 °С. В интервале 500—2000 м средние геотермические коэффициенты лежат в пределах $1{,}2 \cdot 10^{-2} - 2{,}4 \cdot 10^{-2}$ °С/м. Усредненные геотермические характеристики отдельных районов приведены на рис. 69. Средняя теплопроводность пород $\lambda_п$ для месторождений Волго-Уральской области может быть принята 2,1—2,2 Вт/(м · °С).

Южно-Каспийский нефтегазоносный бассейн включает Западно-Туркменский нефтегазоносный район и нефтяные и газовые месторождения Азербайджана. Усредненные геотермические характеристики разрезов этого района приведены на рис. 70. Разброс геотермических характеристик находится в основном в пределах небольшого температурного интервала. Величина геотермического градиента в интервале 2500—3000 м не превышает $2{,}7 \cdot 10^{-2}$ °С/м. Однако имеются районы с аномально высокими для данного региона температурами. К ним относятся, например, месторождения Челекена (кривая *1* на рис. 70). Средние значения теплопроводности пород $\lambda_п$ можно принять равными 2,03 Вт/(м · °С).

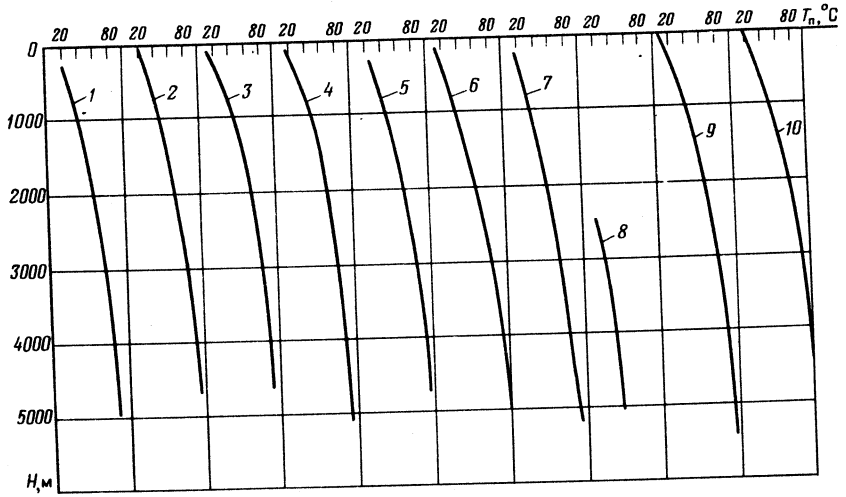
ис. 70. Геотермическая характерис-ика Западно-Туркменского нефтега-оносного района (Прибалханская она поднятий):

— Челекен; *2* — Небит-Даг, Мон-уклы, Кум-Даг; *3* — Котур-Тепе, ызылкум, Кобек



ис. 71. Геотермические характерис-ики нефтяных районов Азербай-жана:

— Восточный Апшерон; *2* — Цен-ральный Апшерон; *3* — Западный пшерон; *4* — Апшеронский полу-стров (суша); *5* — Апшеронский рхипелаг; *6* — Апшеронская нефте-зоносная область; *7* — Нижнеку-инская впадина; *8* — Бакинский рхипелаг; *9* — Западный борт Юж-о-Каспийской впадины; *10* — Вос-очный борт Южно-Каспийской впа-ины



Для нефтяных и газовых месторождений Азербайджана в целом характерна сравнительно умеренная температура. На глубине 2000 м температура пород 50—65 °С, на глубине 3000 м — 70—80 °С. В пределах отдельных месторождений наблюдается аномально высокие температуры, на 10—15 °С превышающие средние значения. Заметна тенденция к уменьшению геотермического градиента с глубиной. В верхней части разреза он составляет $2{,}5 \cdot 10^{-2}$, а на глубине 3500—5000 м падает

до $0{,}8 \cdot 10^{-2}$ °С/м. Усредненные геотермические характеристики ряд нефтяных районов Азербайджана приведены на рис. 71. Средняя тепло проводность пород $\lambda_п = 1{,}45 \div 1{,}48$ Вт/(м · °С). По температуре горных пород $T_п$ можно оценить температуру на забое бурящейся скважины, что и является целью расчетов, необходимых для оценки возможности использования той или иной скважинной аппаратуры. Существует ряд методов расчета температуры в скважине в нестационарных и псевдостационарных режимах: нестационарный метод, приближенный квазистационарный, экспресс-метод. Выбор метода определяется как требованиями к точности расчета, так и наличием данных о ряде геолого-технических факторов. В зависимости от метода ошибка расчета изменяется в широких пределах и может достигать 10 % (нестационарные методы) и 25 % (экспресс-методы). Однако экспресс-метод может быть использован при минимуме исходной информации и поэтому, несмотря на малую точность, будет рассмотрен более подробно. При необходимости более точной оценки температуры расчет можно провести нестационарным и приближенным квазистационарным методами, достаточно подробно рассмотренными в работе [25]. В любом случае результатом расчета является распределение температуры циркулирующего потока по глубине скважины.

В основу экспресс-метода [25] положено полученное на основе результатов экспериментальных замеров соотношение, согласно которому температура промывочной жидкости на забое в квазистационарном режиме близка к естественной температуре пород на глубине, равной 0,67 от глубины забоя. Температура промывочной жидкости на забое

$$T_з = T_* - 0{,}67\ (T_п - T_*),$$

где $T_п$ — естественная температура горных пород на забое скважины; T_* — естественная температура пород на минимальной глубине, куда не проникают сезонные колебания температуры (температура "нейтрального слоя").

Для построения температурного профиля скважины иногда принимают T_* равной температуре на устье до начала циркуляции. Большой экспериментальный материал получен на месторождениях Азербайджана [8]. Температуру в призабойной зоне, которая названа максимальной забойной $T_{зм}$, измеряли после прекращения циркуляции и подъема бурильной колонны. Она выше температуры промывочной жидкости на забое при циркуляции, но ниже естественной температуры горных пород. Это наиболее высокая температура в скважине, которая достигается в перерывах между двумя последующими периодами работы долота на забое при спуско-подъемных операциях, проведении геофизических исследований и т. д.

Возможность измерения температуры в призабойной зоне после подъема бурильной колонны без учета времени после окончания циркуляции

Таблица 9

Площадь	$T_{змо}$, °С	ρ, °С/м	m	$T_{зм}$ (°С) при глубине, м					Число замеров
				1000	2000	3000	4000	5000	
Сангачалы-море	19,8	0,0143	1	39,1	48,4	62,7	77	91,3	221
Дуванный-море	19,2	0,0145	1	33,7	48,2	62,7	77,2	91,7	225
О-в Булла	36,6	$0{,}46 \cdot 10^{-4}$	1,67	33,1	46,6	60,1	73,6	87,1	196
Булла-море	33,2	$0{,}30 \cdot 10^{-4}$	1,41	37,8	46	56,5	69	84,2	180

связана с тем, что повышение температуры после прекращения циркуляции происходит медленно (в 10—100 раз медленнее, чем охлаждение пород под действием циркуляции промывочной жидкости).

Зависимость максимальной забойной температуры $T_{зм}$ от глубины для одних месторождений линейная, для других растет с глубиной более интенсивно. Эту температуру можно определить по следующей эмпирической формуле:

$$T_{зм} = T_{змо} + \rho H^m,$$

где $T_{змо}$ — некоторая фиктивная температура, отсекаемая кривой на оси ординат; ρ, m — коэффициенты.

Значения $T_{змо}$, ρ, m для разных площадей Бакинского архипелага приведены в табл. 9 [8].

Нелинейность роста температуры с глубиной для последних двух площадей (табл. 9) объясняется тем, что на этих площадях мощная глинистая покрышка, продуктивные пласты лежат на больших глубинах, спуско-подъем длится сравнительно долго, промывка осуществляется при малых расходах и призабойная зона по указанным причинам охлаждается менее интенсивно.

Приближенную связь максимальной забойной температуры $T_{зм}$ с естественной температурой горных пород $T_п$ экспериментально можно определить в простаивающих долгое время скважинах по формуле

$$T_п = \kappa T_{зм},$$

$\kappa = 1{,}35$ для глубин 1000—2000 м; $\kappa = 1{,}15$ для глубин 3000—5000 м.

Значения коэффициента κ для глубин 3000—4500 м рассмотренных выше площадей приведены ниже:

Площадь	Сангачалы-море	Дуванный-море	О-в Булла	Булла-море
κ	1,27—1,19	1,27—1,18	1,32—1,24	1,30—1,19

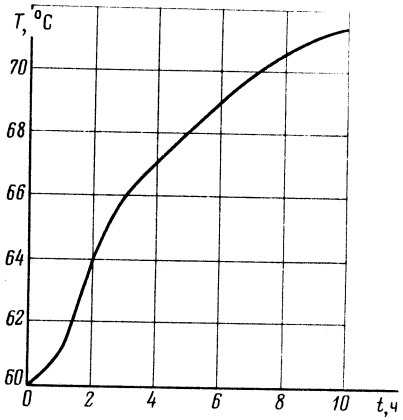


Рис. 72. Изменение температуры в скважине после прекращения циркуляции для расчетного случая

Представляет интерес динамика изменения температуры в скважине после прекращения промывки. Существует методика расчета [25], которая позволяет определить изменение температуры в скважине с учетом предыдущих циклов, характеризующихся периодами циркуляции и остановки. Более просто оценивается динамика изменения температуры в скважине с учетом влияния лишь последней циркуляции. В качестве примера рассмотрим результаты расчета со следующими исходными данными. Скважина глубиной 3000 м расположена в акватории Каспийского моря в районе о-ва Булла. В момент прекращения циркуляции температура на забое скважины составляла 60 °С. Длительность циркуляции 8 ч. Средневзвешенный по глубине диаметр скважины 214 мм. Кривая изменения температуры T на забое скважины во времени, полученная расчетным путем, приведена на рис. 72.

Можно отметить типичные особенности изменения температуры в скважине после прекращения циркуляции: температура изменяется медленно (до 1[illegible] и более), характер ее изменения близок к экспоненциальному. Представляет также интерес скорость установления температуры на забое после начала циркуляции. Это важно при использовании телеметрических систем, которые спускаются в скважину вместе с бурильной колонной. Некоторые результаты исследований установления температуры на устье скважины приведены в работе [8]. Стабилизация температуры на устье означает стабилизацию температуры по всему стволу. Решающую роль в скорости установления температуры играет величина расхода промывочной жидкости. Характер изменения температуры от времени близок к экспоненциальному.

Так, для скважины глубиной 2840 м при расходе 30–32 л/с, диаметре долота 269 мм и плотности промывочной жидкости 1,3 г/см^3 постоянная времени установления температуры на устье близка к 45 мин. Для скважины глубиной 3900 м при расходе 15 л/с, диаметре долота 190 мм, плотности промывочной жидкости 2,1 г/см^3 постоянная времени близка к 60 мин.

3. Методы спуска в скважину и подъема из нее автономных инклинометров

Автономные скважинные инклинометры комплектуются набором технологической оснастки, позволяющим применять различные приемы доставки автономного инклинометра к забою скважины и извлечения его. Возможность использования того или иного способа спуска аппаратуры в зависимости от конкретной обстановки расширяет область применения приборов и сокращает время измерений. Технологическая оснастка включает различные канатные замки и головки для захвата автономного прибора, центраторы, амортизаторы, удлинительные и ударные штанги, различные нижние наконечники и др. (рис. 73). Технологическая оснастка позволяет такие варианты транспортировки прибора, как спуск и извлечение на измерительном тросе, свободный сброс в скважину и подъем из нее вместе с бурильным инструментом и др.

Более подробно типичные приемы спуска и подъема автономных приборов и методы работы с ними будут рассмотрены на примере использования двойного регистратора фирмы "Тотко". Фирма рекомендует пять методов спуска автономного прибора внутрь колонны бурильных труб. Необходимая технологическая оснастка показана на рис. 74.

Первый метод — спуск и извлечение автономного прибора с использованием легкого измерительного троса. Прибор опускается внутрь колонны бурильных труб после того, как отвинчена ведущая труба. Используется типовое подъемное оборудование, имеющееся на буровой. Скорость спуска прибора определяется применяемым подъемным оборудованием. Существуют специальные виды лебедок, позволяющие спускать прибор со скоростью до 600 м/мин. Такое оборудование используется для глубоких скважин. В зависимости от параметров промывочной жидкости и трения в лебедке может потребоваться применение утяжелителя. Последний имеет тот же наружный диаметр, что и автономный прибор, и устанавливается либо между копьевидным наконечником и контейнером прибора, либо между вертлюжком и контейнером.

При проведении замера желательно, чтобы долото было как можно ближе к забою скважины. Автономный прибор опускается до долота (имеется в виду роторное бурение), а затем приподнимается на 30—60 см с тем, чтобы он находился в подвешенном состоянии. При этом корпус его соприкасается со стенкой бурильной трубы, оси прибора и бурильной трубы параллельны. Для этого метода спуска прибор снабжается вертлюжком измерительного каната, с которым соединяется измерительный трос. Центраторы отсутствуют. Нижний копьевидный наконечник имеет одинаковый с контейнером прибора наружный диаметр.

Второй метод — свободный сброс прибора внутрь колонны бурильных труб, а извлечение его с использованием овершота съемной грунтоноски, подсоединенного к тартальному канату или измерительному

тросу. Вариант этого метода: подсоединение прибора к овершоту, спуск и подъем на канате. При этом методе регистрация осуществляется в любое время, когда долото стоит на забое. После очередного наращивания колонны, когда ведущая труба отвинчена, прибор свободно сбрасывается в скважину. Затем навинчивается ведущая труба, и инструмент подается на забой. Вращение ротора и циркуляция промывочной жидкости осуществляются непрерывно, за исключением 45 с или меньше — времени замера скважинным прибором. Время, при котором будет произведен замер, известно оператору.

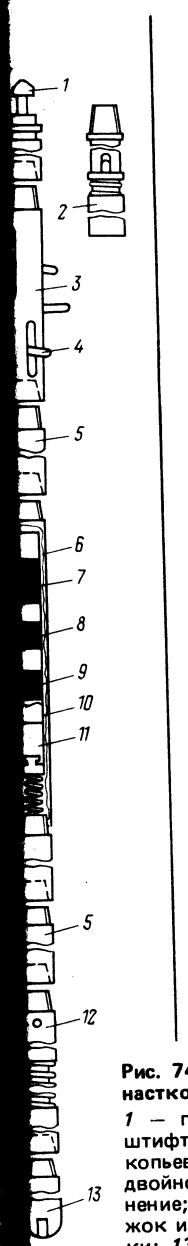
После регистрации прибор извлекается с помощью овершота съемной грунтоноски. Бурение может возобновляться. Головка нижнего копьевидного наконечника выбирается такого размера, чтобы она могла свободно проходить через замки бурильных труб. Нижний наконечник направляет прибор в специальное гнездо, устанавливаемое над долотом, и центрирует его. Верхний конец прибора оснащается съемным центратором с резиновыми штифтами, обеспечивающими соосность прибора с бурильной трубой во время замера, а также центральное расположение верхней муфты грунтоноски, которая устанавливается над центратором. Для извлечения прибора используется оборудование, применяемое для извлечения съемной грунтоноски. Овершот съемной грунтоноски может опускаться как на тартальном канате, так и на измерительном тросе.

Третий метод — свободный сброс прибора внутрь колонны бурильных труб и извлечение его после подъема колонны из скважины. Этот метод применяется, когда спуско-подъемные операции проводятся часто, а также в комбинации с первым или пятым методами. Постоянное использование этого метода не рекомендуется, когда проходка на долото составляет 30 м или более, так как при этом интервалы между замерами оказываются велики, что затрудняет контроль траектории ствола скважины.

Прибор оснащается нижним копьевидным наконечником соответствующего диаметра, позволяющего свободно проходить сквозь бурильные замки. Так же, как в предыдущем методе, над долотом устанавливается гнездо, в котором центрируется нижний наконечник прибора. Верхний конец прибора оснащается центратором с резиновыми штифтами. Прежде чем начать извлечение изношенного долота, отвинчивается ведущая труба и прибор сбрасывается внутрь колонны бурильных труб. Трубы должны быть заполнены промывочной жидкостью, уровень ко-

Рис. 73. Магнитный многоточечный прибор фирмы "Кастер" с технологической оснасткой для спуска в скважину:

1 — головка для захвата ловильным инструментом; *2* — овершот; *3* — центратор; *4* — пальцы центратора; *5* — алюминиевые или латунные удлинители; *6* — защитный кожух; *7* — узел компасно-углового устройства (датчики); *8* — кассета с пленкой; *9* — часовой механизм; *10* — гласная рама; *11* — контейнер для батарей; *12* — амортизатор; *13* — нижний переводник



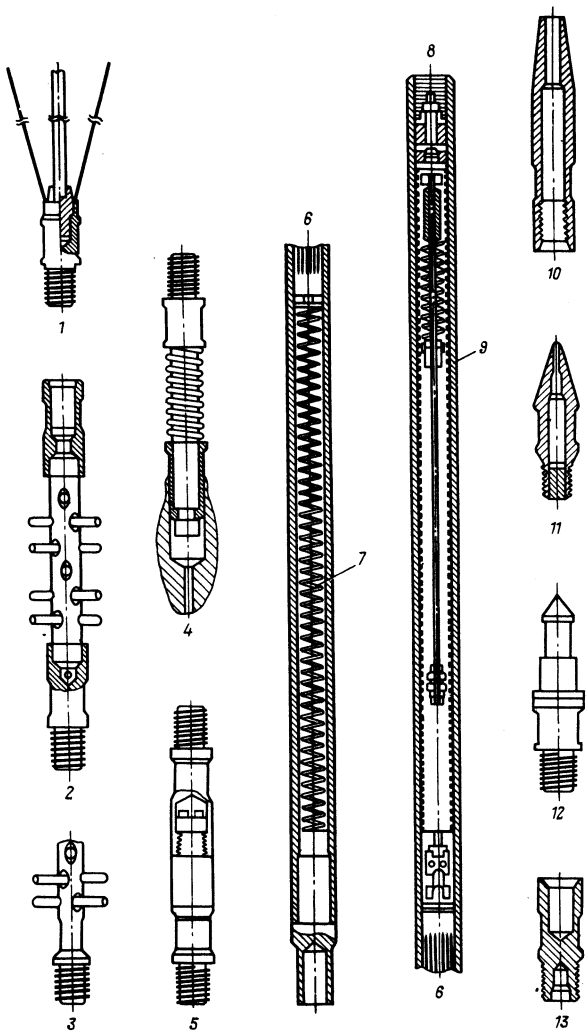


Рис. 74. Двойной регистратор фирмы "Тотко" с технологической оснасткой для спуска в скважину:

1 — пружинный центратор; *2* — съемный центратор с резиновыми штифтами; *3* — центратор с резиновыми штифтами; *4* — нижний копьевидный наконечник; *5* — вертлюжок тартального каната; *6* — двойной регистратор; *7* — внутренняя пружина; *8* — верхнее уплотнение; *9* — амортизатор; *10* — замок легкого троса; *11* — вертлюжок измерительного каната; *12* — верхняя муфта съемной грунтоноски; *13* — верхняя соединительная трубная втулка

торой должен быть как можно ближе к верхнему краю труб. Затем ве дущая труба навинчивается, бурильный инструмент подается на забой, осуществляются вращение ротора и циркуляция промывочной жидкости. Вращение ротора и циркуляцию останавливают на 45 с или менее до замера прибором. Время, когда происходит замер, известно оператору.

После подъема бурильной колонны из скважины отвинчивается до лото, вынимается гнездо для установки автономного прибора, и он и влекается на УБТ, проходя через нижнее отверстие. Если УБТ не может быть поднято достаточно высоко, чтобы можно было извлечь автоном ный прибор, то тогда она отводится в сторону так, чтобы прибор мог пройти мимо роторного стола.

Четвертый метод — спуск автономного прибора в скважину на тросе или канате с овершотом для подъема грунтоноски и извлечение прибора из скважины вместе со съемной грунтоноской. Этот метод наиболее быстрый и целесообразный при отборе керна с применением съемной грунтоноски. Измерения осуществляются достаточно часто, и в то же время затраты времени на измерения минимальны, так как спуск и подъем прибора совмещены с извлечением грунтоноски.

При извлечении из скважины к нижнему концу прибора присоединяется овершот. Верхний конец его оснащается центратором с резиновыми штифтами, с которым соединена верхняя муфта, применяемая в съемной грунтоноске. При спуске прибора в скважину овершот на нижнем конце прибора соединяется с верхней муфтой съемной грунтоноски. При этом обеспечивается центровка нижнего конца прибора. Верхний конец последнего центрируется центратором. После извлечения из скважины грунтоноска отсоединяется от прибора, а затем прибор отсоединяется от троса.

Пятый метод — спуск и извлечение автономного прибора на обычном тартальном канате. Этот метод заменяет первый метод, когда отсутствует оборудование, позволяющее использовать измерительный трос, или когда применение измерительного троса нецелесообразно. Этот метод дает хорошие результаты при предотвращении скручивания тартального каната. Снизу прибор оснащается нижним копьевидным наконечником, обеспечивающим центровку нижнего конца прибора в приемном гнезде, устанавливаемом над долотом. С верхним концом контейнера автономного прибора соединяются один или два утяжелителя, каждый из которых длиной 1,8 м. К верхнему концу утяжелителя присоединяется центратор с резиновыми штифтами. Между центратором и канатным замком тартального каната помещается вертлюг, который позволяет канату вращаться, а прибору оставаться неподвижным, когда он фиксируется в гнезде. В процессе замера канат должен слегка провисать.

При использовании указанных методов надо правильно выбирать не только типы вспомогательных узлов (наконечников, замков, утяжелителей), но и их размеры. Так, неправильный выбор диаметра нижне-

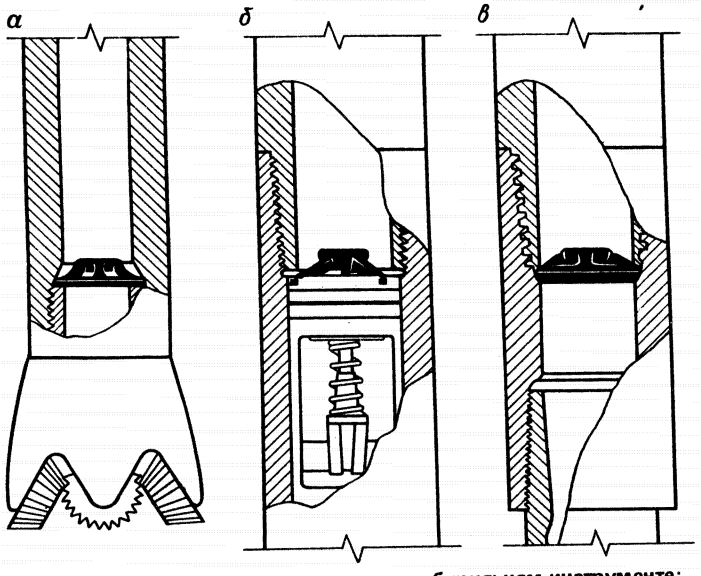


Рис. 75. Варианты установки посадочного гнезда в бурильном инструменте:
а — над долотом; *б* — над обратным клапаном; *в* — в замке бурильных труб

го наконечника может привести к неправильному положению прибора в скважине и, следовательно, к ошибке в измерении.

Разработано несколько вариантов посадочных гнезд: кольцевых, паукообразных, с центральным отверстием и без него. Каждый из вариантов имеет ряд модификаций по размерам, что позволяет использовать автономные приборы практически с любым бурильным инструментом. Посадочное гнездо служит для фиксации и центровки нижнего конца автономного прибора. В то же время оно не должно создавать препятствий потоку промывочной жидкости. Гнезда изготовляются из хромомолибденовых сталей и проходят специальную термообработку, повышающую их стойкость к ударам и абразивности жидкости. Обтекаемые формы посадочного гнезда исключают завихрения потока промывочной жидкости. Имеется ряд вариантов установки гнезда в колонне бурильных труб. Наиболее желательна установка над долотом, однако при необходимости его можно установить в бурильном замке или над обратным клапаном. Эти варианты установки посадочного гнезда показаны на рис. 75.

Для эффективной работы с автономным прибором оператор должен уметь определять необходимую выдержку времени между пуском временного механизма на поверхности и моментом замера, который должен производиться при нахождении прибора в определенной точке. Необходимая выдержка времени складывается из следующих состав-

ляющих: 1) времени подготовки прибора к спуску в скважину (для любого метода это 1–1,5 мин); 2) времени движения прибора до точки проведения замера (это время зависит от применяемого метода и свойств промывочной жидкости); 3) времени успокоения прибора (30–45 с).

Когда прибор свободно сбрасывается в скважину, скорость его движения 230–300 м/мин. Обычно расчет, основанный на скорости 300 м/мин, дает удовлетворительные результаты. Например, для скважины глубиной 1200 м подготовка прибора к спуску занимает 1,5 мин, время движения в колонне – 4 мин, время успокоения – 0,5 мин, итого – 6 мин. Каждые дополнительные 300 м глубины добавляют 1 мин к временному интервалу.

Когда прибор спускается на измерительном тросе или тартальном канате, скорость спуска изменяется от 150 до 230 м/мин. Обычно при расчетах принимается скорость 150 м/мин. Например, для скважины глубиной 1200 м подготовка прибора к спуску занимает 1,5 мин, время движения в колонне – 8 мин, время успокоения – 0,5 мин, итого – 10 мин. Каждые дополнительные 300 м глубины добавляют 2 мин к временному интервалу.

§ 4. Анализ удара при сбросе автономного прибора

Один из наиболее распространенных способов доставки автономного прибора к забою скважины – свободный сброс его внутрь колонны бурильных труб. При движении прибора в вертикальной скважине можно приближенно выделить следующие этапы: разгон на небольшом интервале, движение с примерно постоянной скоростью, удар при соприкосновении с посадочным гнездом в нижней части бурильной колонны. При движении в наклонной скважине скорость может изменяться в зависимости от искривления ствола скважины, трения прибора о поверхность бурильных труб. Важно уметь оценить силу удара (величину ударного ускорения) с тем, чтобы правильным выбором амортизирующих устройств обеспечить допустимый для скважинного прибора уровень ударных нагрузок.

Исходная величина для анализа удара – скорость движения прибора непосредственно перед ударом. Скорость движения автономного прибора определяет время достижения прибором конечной точки. Сложность анализа движения обусловливается следующими факторами: невозможностью точно определить гидродинамическое сопротивление прибора, широким диапазоном изменения параметров промывочной жидкости, необходимостью учета трения прибора о стенки бурильных труб и др. Скорость движения прибора существенно зависит от соотношения наружного диаметра прибора и внутреннего диаметра бурильных труб, от наличия и конструкции центраторов и т. д.

В связи с указанным выше для определения скорости движения прибора используются экспериментальные данные, а не аналитическое решение задачи.

При сбросах автономного инклинометра "Наклон" (диаметр скважинного прибора 60 мм) средняя скорость его движения составляет 2–3 м/с. Прибор сбрасывали на глубину до 1800 м внутрь составной бурильной колонны (147-мм ЛБТ и 127-мм стальные трубы) при плотности промывочной жидкости 1,18 г/см^3. Для инклинометров "Тотко" (наружный диаметр 47 мм) скорость движения при сбросе принимается в пределах 3,8–5 м/с.

Определим ударное ускорение для двух приборов: одноточечного инклинометра с часовым приводом и цифрового инклинометра "Наклон". В комплекте с указанными приборами используется специальное демпферное устройство, которое или заранее устанавливается в нижней части колонны бурильных труб, или сбрасывается несколько раньше скважинного прибора. Демпферное устройство в нижней части имеет резиновый буфер, затем идет удлинительная штанга, а в верхней части расположен пружинный амортизатор с гидродемпфером. В свою очередь скважинный прибор также имеет в нижней части точно такой же резиновый буфер, как и у демпферного устройства.

Рисунок скважинного прибора (СП) и демпферного устройства (ДУ) в момент их соприкосновения, а также упрощенные модели механической колебательной системы СП — ДУ показаны на рис. 76. Естественно, что при применении другой конструкции СП или ДУ модель будет иная, однако в любом случае — это колебательная система, содержащая массы и упругие элементы. Непосредственно перед ударом СП не соприкасается с ДУ. В первый момент удара буфер СП касается приемной розетки ДУ и начинается сложное колебательное движение системы, при котором возможны отскоки СП и даже ДУ. Цель расчета — найти не только максимальное ударное ускорение, действующее на СП, но и оценить максимальное перемещение подвижной части ДУ относительно неподвижной и тем самым определить конструктивные требования к ДУ.

Дифференциальные уравнения, приближенно описывающие движение системы, имеют следующий вид:

$$m_1\ddot{y}_1 + \kappa_1(\dot{y}_1 - \dot{y}_2) + C_1(y_1 - y_2) = m_1 g(1 - \dot{y}_1/u_0), \qquad \text{(III. 1)}$$

$$m_2\ddot{y}_2 + k_2(\dot{y}_2 - \dot{y}_3) + C_2(y_2 - y_3) = k_1(\dot{y}_1 - \dot{y}_2) + C_1(y_1 - y_2), \qquad \text{(VIII. 2)}$$

$$m_3\ddot{y}_3 + k_3\dot{y}_3 + C_3 y_3 = k_2(\dot{y}_2 - \dot{y}_3) + C_2(y_2 - y_3), \qquad \text{(VIII. 3)}$$

где m_1 — масса СП, m_2 и m_3 — масса соответственно подвижных и неподвижных частей ДУ; C_1 и C_3 — коэффициенты жесткости резиновых буферов; C_2 — коэффициент жесткости пружины ДУ; k_1 и k_3 — коэффициенты демпфирования резинового буфера, учитывающие потери энергии в резине; k_2 — коэффициент демпфирования гидравлического

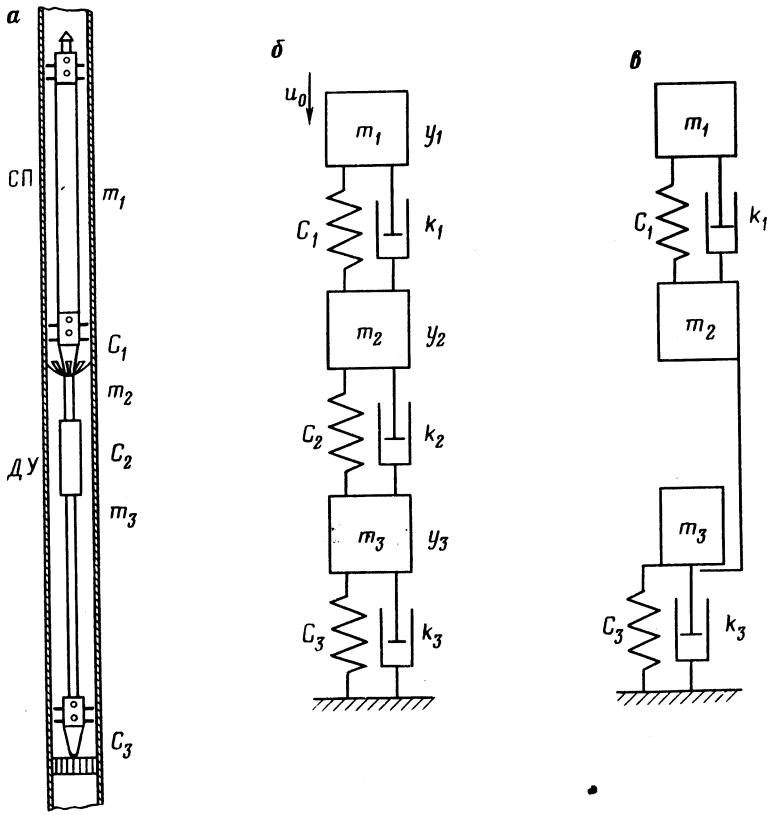


Рис. 76. Схемы соударения скважинного прибора (СП) и демпферного устройства (ДУ):

а — СП и ДУ в момент соударения; *б* — модель колебательной системы СП—ДУ; *в* — модель колебательной системы СП—ДУ для совместного движения масс m_2 и m_3

демпфера; y — перемещение соответствующей массы; u_0 — скорость падения СП.

Выражение в скобке в правой части уравнения (VIII. 1) приближенно учитывает сопротивление движению СП в жидкости.

Для конкретно рассматриваемой конструкции количественные значения параметров следующие: $m_2 = 1{,}8$ кг; $m_3 = 6{,}8$ кг; $C_1 = C_3 = 28 \cdot 10^3$ Н/м; $C_2 = 15 \cdot 10^3$ Н/м; $k_2 = 300$ Н · с/м.

Коэффициент демпфирования резинового буфера определяем, принимая, что в нем рассеивается 30 % запасенной потенциальной энергии.

Тогда $k_1 = 0{,}3\sqrt{C_1 m_1}$; $k_3 = 0{,}3\sqrt{C_3 m_3}$.

Масса одноточечного прибора принимается равной 10 кг, масса многоточечного — 20 кг. Изменяющаяся величина в расчетах — скорость падения СП (u_0).

Система из трех уравнений второго порядка (VIII. 1) — (VIII. 3) для удобства расчетов на ЭВМ была преобразована в систему из шести уравнений первого порядка, что позволило использовать стандартную программу RKAS для решения систем обыкновенных дифференциальных уравнений первого порядка методом Рунге — Кутта. При этом рассматривались восемь вариантов движения колебательной системы. Первые четыре варианта относятся к случаю, схематично представленному на рис. 76, *б*, когда работают все три пружины (C_1, C_2, C_3), последующие четыре — к случаю, схематично представленному на рис. 76, *в*, когда имеется упор, исключающий возможность растяжения пружины C_2 и обеспечивающий совместное движение масс m_2 и m_3. Первый и пятый варианты — движение всей системы в контакте; второй и шестой — отрыв массы m_3 от неподвижного основания; третий и седьмой — отрыв массы m_1; четвертый и восьмой — одновременный отрыв масс m_1 и m_3.

В результате расчета были получены зависимости в функции времени перемещений всех трех масс, усилий во всех трех пружинах и ускорения массы m_1. На рис. 77, *а* показано изменение ускорения $\ddot{y}_1$ массы m_1 в функции времени для случая: $m_1 = 20$ кг и трех значений скорости падения, а на рис. 77, *б* — начальный участок этой зависимости для массы $m_1 = 10$ кг. Имеются два пика ускорения. Первый возникает в момент соприкосновения СП с ДУ. Его величина тем больше, чем меньше отличается масса СП от массы подвижной части ДУ. Именно поэтому ударное ускорение в начальный момент для СП меньшей массы больше. Отсюда важно, особенно для СП малой массы (одноточечный прибор), выполнить демпферное устройство с минимальной массой подвижной части. Второй пик ударного ускорения возникает в момент максимального сжатия пружины ДУ.

Зависимость максимального значения ударного ускорения от скорости падения СП для двух значений масс СП приведена на рис. 78, *а*, аналогичная зависимость для максимального перемещения подвижной части ДУ (масса m_2) — на рис. 78, *б*.

Анализ результатов показывает, что при экспериментально полученных значениях скорости падения СП (до 3,5 м/с) максимальное ударное ускорение, действующее на скважинный прибор, не превышает 70 м/с^2. Естественно, что с ростом скорости падения увеличивается перегрузка, однако менее очевидно, что уменьшение массы СП приводит не к снижению, а к увеличению ударного ускорения. Ударное ускорение до 60—70 м/с^2 допустимо для комплектующих элементов, входящих в состав скважинных приборов.

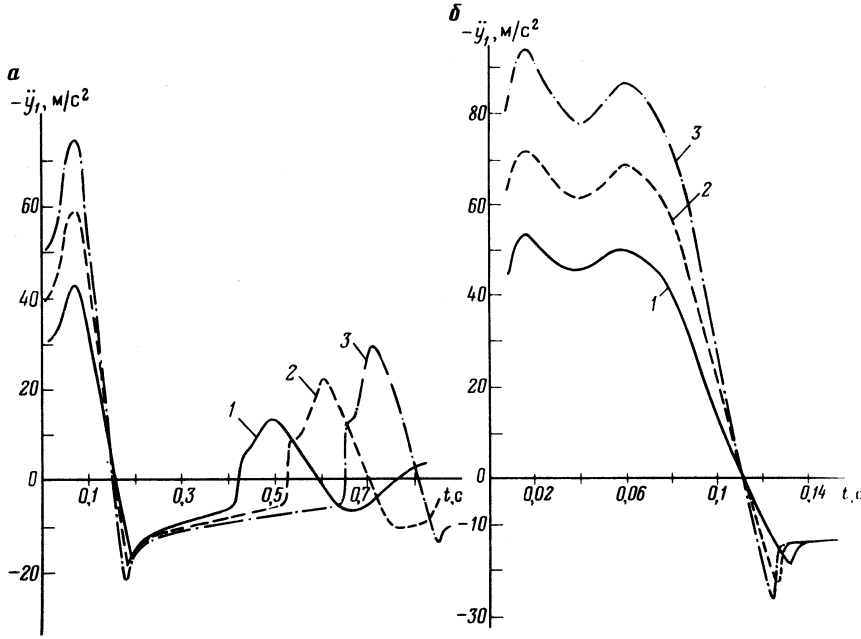


Рис. 77. Зависимость ускорения $\ddot{y}_1$ скважинного прибора от времени при соударении с демпферным устройством.

скорость СП: *1* — 3 м/с; *2* — 4 м/с; *3* — 5 м/с

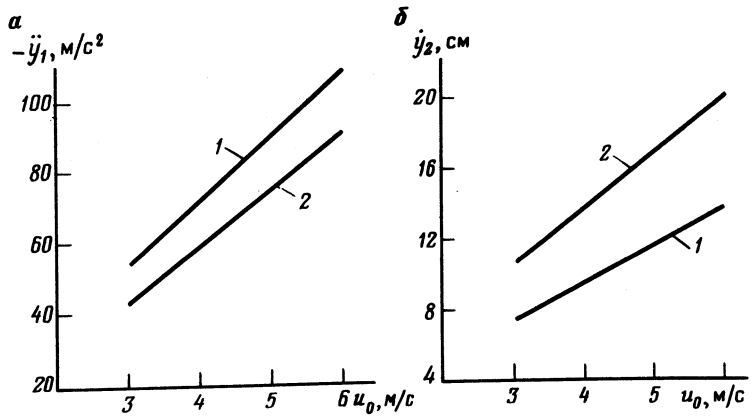


Рис. 78. Зависимости максимального ускорения СП (*а*) и максимального перемещения подвижной части ДУ (*б*) от скорости падения СП (u_0):

1 — масса СП — 10 кг; *2* — масса СП — 20 кг

ГЛАВА IX

МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ИНКЛИНОМЕТРОВ

§ 1. Методика метрологической поверки инклинометров

Параллельно с разработкой конструкций инклинометров создавались различные методики их метрологической поверки. В наиболее простых из них использовали способ поверки по принципу годен — негоден. Основная погрешность определялась как разность между установленным и измеренным значениями того или иного параметра. Методика определяла, в каких точках диапазона следует проводить измерения и сколько замеров надо делать в каждой точке. Если величина основной погрешности лежала в установленных пределах, то прибор считался прошедшим поверку и годным к эксплуатации. Существуют методики поверки, где раздельно определяются систематическая и случайная составляющие погрешности.

Наличие различных методик поверки инклинометров тормозило выработку единой политики в области метрологического обеспечения инклинометрии, что затрудняло использование инклинометров, разработанных разными организациями внутри Советского Союза, а также возможность кооперации в области инклинометрии между странами — членами СЭВ. Это привело к необходимости разработки соответствующего стандарта. В 1980 г. разработан СТ СЭВ 2612—80 "Метрология. Инклинометры. Методы и средства поверки". Кроме того, разработан ГОСТ 8.447—81 "Государственная система обеспечения единства измерений. Инклинометры. Методы и средства поверки", соответствующий упомянутому стандарту СЭВ.

Согласно ГОСТ 8.447—81, при поверке должны быть выполнены операции и применены средства поверки, указанные в табл. 10.

Поверка инклинометров проводится при температуре окружающего воздуха 20 ± 5 °С и относительной влажности 65 ± 15 %. Вблизи помещения, где проводят поверку, а тем более внутри него не должно быть мощных источников электрических, магнитных и электромагнитных полей. Ферромагнитные предметы не должны находиться ближе чем на 2,5 м от инклинометра. В противном случае следует оценить однородность магнитного поля в зоне поверки инклинометра по методике, приведенной в ГОСТ 8.447—81.

В процессе поверки определяют как систематическую, так и случайную составляющие основной погрешности, причем возможно исключение систематических составляющих погрешности путем построения графика поправок к показаниям инклинометра. Основную погрешность измерения зенитного угла находят следующим образом. Устанавливают

Таблица 10. **Операции при поверке инклинометров**

Операция	Средства поверки и их нормативно-технические характеристики
Внешний осмотр Опробование	Поверочное приспособление, обеспечивающее инклинометру задание азимута в диапазоне 0—360° и зенитного угла в диапазоне 0—90°
Определение основной погрешности измерения зенитного угла	Квадрант или угломер-квадрант с погрешностью измерения не более $\pm 10'$ Поверочное приспособление Термометр Психрометр
Определение основной погрешности измерения азимута	Теодолит или ориентир-буссоль с погрешностью измерения не более $\pm 15'$; буссоль с погрешностью измерения не более $\pm 1°$ Оптический квадрант Поверочное приспособление Термометр, психрометр
Определение курсового ухода гироскопа	Секундомер Угломер-квадрант с погрешностью измерения не более $\pm 10'$, буссоль с погрешностью измерения не более $\pm 1°$ Поверочное приспособление

скважинный прибор инклинометра в поверочное приспособление. Задают значение зенитного угла, соответствующее началу диапазона измерения, и снимают показания инклинометра. Значения зенитного угла устанавливают посредством поверочного приспособления и образцовых средств измерения, указанных в табл. 10. Задают также не менее пяти значений зенитных углов, распределенных по диапазону измерений, включая верхнее значение диапазона. В каждой точке проводят не менее четырех измерений, подходя к заданному значению со стороны как меньших, так и больших зенитных углов. Для каждого зенитного угла вычисляют среднее арифметическое показаний инклинометра:

$$\bar{\theta}_{\text{ин}} = \frac{1}{m} \sum_{j=1}^{m} \theta_{\text{ин}j} ,$$

где m — число измерений заданного зенитного угла; $\theta_{\text{ин}j}$ — j-е значение показаний инклинометра.

Оценку систематической погрешности результата измерения для каждого зенитного угла $\Delta\bar{\theta}_{\text{ин}}$ определяют по формуле

$$\Delta\bar{\theta}_{\text{ин}} = \bar{\theta}_{\text{ин}} - \theta_{\text{ном}}$$

($\theta_{\text{ном}}$ — номинальное значение зенитного угла).

Граница случайной погрешности измерения для каждого заданного зенитного угла

$$\overset{0}{\Delta\theta}_{ин} = t_p \sqrt{\frac{1}{m-1} \sum_{j=1}^{m} (\theta_{ин\,j} - \overline{\theta}_{ин})^2},$$

где t_p — коэффициент Стьюдента для m измерений при доверительной вероятности $p = 0{,}95$.

Коэффициенты Стьюдента при доверительной вероятности P = 0,95 для ряда значений m приведены ниже:

m	1	2	3	4	5	6
t_p	6,314	2,920	2,353	2,132	2,015	1,943
m	7	8	9	10	20	∞
t_p	1,895	1,860	1,833	1,812	1,725	1,645

Основную погрешность измерения для каждого заданного значения зенитного угла $\Delta\theta_{ин}$ находят путем суммирования значений систематической $\Delta\tilde{\theta}_{ин}$ и случайной $\Delta\overset{0}{\theta}_{ин}$ составляющих погрешности:

$$\Delta\theta_{ин} = \Delta\tilde{\theta}_{ин} + \Delta\overset{0}{\theta}_{ин}.$$

При поверке инклинометра основная погрешность для каждого значения зенитного угла не должна превышать паспортного значения основной погрешности прибора.

Аналогично определяют основную погрешность измерения азимута. Для этого задают зенитный угол, при котором нормируется погрешность измерения азимута. Устанавливают нулевое значение азимута, снимают показание инклинометра, затем задают значения азимута через каждые 30°. В каждой точке проводят не менее четырех замеров, подходя к заданному азимуту со стороны меньших и больших значений. Азимут устанавливают с помощью поверочного приспособления и образцовых средств. Формулы для вычисления составляющих погрешности измерения азимута, а также для определения основной погрешности идентичны соответствующим формулам для зенитных углов.

Точность инклинометра можно повысить за счет исключения систематических составляющих погрешности. С этой целью строят график поправок. В качестве поправок к показаниям инклинометра принимают оценки систематической составляющей погрешности, взятые с обратным знаком. Например, график поправок к показаниям зенитных углов представляет собой зависимость поправок $\Delta\tilde{\theta}_{ин}$ от значения зенитных углов во всем диапазоне измерений. В качестве величин зенитных углов по горизонтальной оси откладывают средние арифметические показания инклинометра $\overline{\theta}_{ин}$. Границы погрешности инклинометра в случае, если используется график поправок, определяются по формуле

$$\Delta\theta_{ин} = \sqrt{(\overset{0}{\Delta\theta}_{ин})^2 + \Delta^2_{осн}},$$

где $\Delta\theta_{ин}$ — поправка; $\overset{0}{\Delta\theta}_{ин}$ — граница максимальной случайной составляющей погрешности измерения зенитного угла; $\Delta_{осн}$ — основная допускаемая погрешность оптического квандранта или угломера-квадранта с поверочным приспособлением.

При определении границы погрешности инклинометра в процессе измерения азимута в аналогичную формулу в качестве $\Delta_{осн}$ подставляется основная допускаемая погрешность буссоли или теодолита с поверочным приспособлением.

§ 2. Устройства поверки инклинометров

Для градуировки и поверки инклинометров разработаны и выпускаются специальные поверочные установки. Кроме того, в процессе градуировки и поверки используется ряд приборов широкого применения; теодолиты, квадранты и др.

Наиболее широко распространен установочный стол УСИ-2, который позволяет задать инклинометру определенные азимут и зенитный угол. Диапазон установки зенитного угла составляет от 0 до 90°. Отсчет углов ведется по вертикальному лимбу с ценой деления 1°. Имеется нониус вертикального лимба, цена деления шкалы нониуса вертикального лимба 6 мин. Предел допускаемой погрешности установки зенитного угла по вертикальному лимбу не превышает ± 6 мин. Диапазон установки азимута от 0 до 360°. Углы отсчитываются по горизонтальному лимбу с ценой деления 5°. Предел допускаемой погрешности установки азимута по горизонтальному лимбу не превышает ± 1°.

Для установки стола в горизонтальной плоскости предусмотрены уровни с ценой деления 3′ (допускается 60″). Отклонение рабочих поверхностей стола (неподвижной плашки) от вертикали при нулевой установке зенитного угла и вращении цапфы в пределах 0—360° не должно превышать ±2′.

Условия эксплуатации установочного стола: диапазон рабочих температур от + 10 до + 45 °С, относительная влажность до 80 % при температуре + 27 °С. Высота стола не более 1150 мм, размах треноги в диаметре не более 995 мм, масса 35 кг.

Установочный стол УСИ-2 (рис. 79) состоит из неподвижной и подвижной частей. Неподвижная часть включает колонку *1* на подставке. Три лапы *2* подставки имеют регулировочные винты *3* для установки колонки *1* в вертикальном положении. Контроль осуществляется по двум цилиндрическим взаимно перпендикулярным уровням *10* и *11*, расположенным на плате *12* подвижной части стола.

Подвижная часть стола может вращаться как вокруг горизонтальной, так и вокруг вертикальной оси. Вращение вокруг горизонтальной оси осуществляется путем поворота штурвала *7*. Стопорный винт *5* фиксирует установленный зенитный угол. Вращение вокруг вертикальной

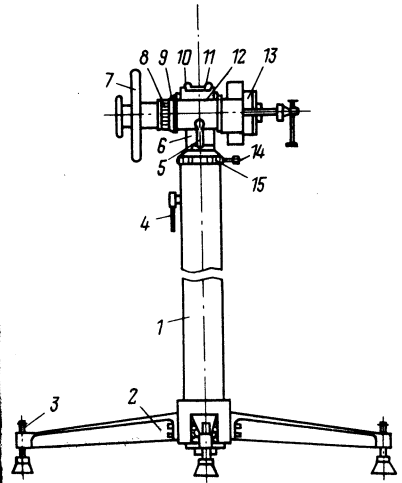


Рис. 79. Установочный стол УСИ-2

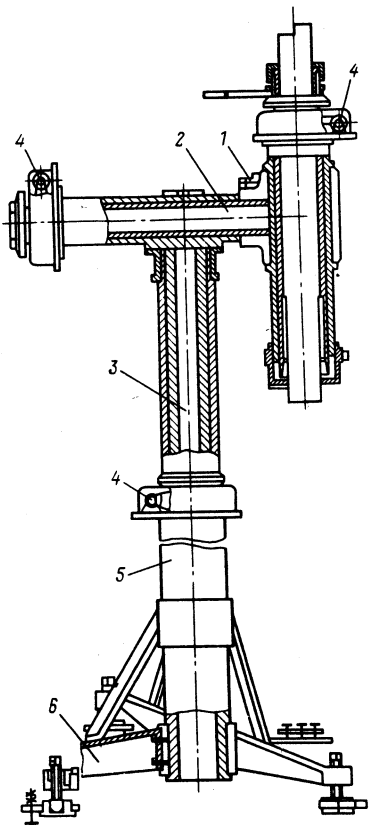


Рис. 80. Поверочная установка УПН-1

оси осуществляется путем поворота подвижной части целиком. При этом цапфа *6* поворачивается в опорах колонки *1*. Стопорный винт *4* фиксирует установленное значение азимута. Зенитный угол отсчитывается по вертикальному лимбу *8* с использованием нониуса *9*. Азимут отсчитывается по горизонтальному лимбу *15*. Ориентировка лимба *15* (нулевой риски) в направлении на север осуществляется с помощью буссоли, которая устанавливается на плате *12* подвижной части стола. Лимб *15* фиксируется стопорным винтом *14*. Инклинометр закрепляется в зажиме *13*.

Стол УСИ-2 должен быть установлен на бетонном основании в вертикальном положении, причем опоры лап должны быть зацементированы. При градуировке и поверке вблизи стола не должны находиться предметы из магнитных материалов (не ближе 2,5 м), а приборы, вмещающие постоянные магниты, не должны находиться ближе 5 м. Горизонтальный лимб *15* должен ориентироваться с помощью буссоли без

закрепленного в зажиме *13* инклинометра. Градуировку и поверку инклинометра рекомендуется проводить в отсутствие буссоли, устанавливаемой на плате *12*.

Во ВНИИнефтепромгеофизике разработана поверочная установка УПН-1, предназначенная для поверки пластовых наклономеров и инклинометров. Диапазон установки зенитного угла составляет 0—100°, предел основной погрешности не превышает 3′. Диапазон установки азимута от 0 до 360°, предел основной погрешности не превышает 15′. Поворотный стол установки УПН-1 (рис. 80) включает зажимной узел *1*, имеющий две оси вращения — горизонтальную *2* и вертикальную *3*. Особенностью УПН-1 является то, что конструкция зажимного узла позволяет не только устанавливать различные углы наклона прибора в разных направлениях, но и разворачивать скважинный прибор вокруг продольной оси. Высокоточные червячные редукторы *4* с небольшими усилителями позволяют устанавливать скважинный прибор в различные положения. Зажимной узел находится на поддерживающей опоре *5* с треногой *6*. В комплект поворотного стола входит набор съемных цанг внутренним диаметром 30, 60, 73 и 100 мм, что позволяет использовать поверочную установку при работе со скважинными приборами различных диаметров.

Разработаны и другие типы поверочных установок. Так, во ВНИГИКе создана поверочная установка УОП-1.

При использовании различных поверочных приспособлений задаваемые скважинному прибору зенитные углы можно контролировать оптическими квадрантами (ГОСТ 14967—80). В зависимости от цены деления различают несколько типов оптических квадрантов.

Техническая характеристика оптических квадрантов

Тип квадранта	К0-2	К0-10	К0-60
Цена деления шкалы отсчетного устройства, с	2	10	60
Диапазон измерений углов по лимбу, градус		0—360	
Цена деления шкалы основного уровня, с, не более	4	15	30
Цена деления шкалы поперечного уровня, мин, не более	2	4	14
Цена деления шкалы лимба, мин, не более	10	20	60
Цена деления наружной шкалы, градус, не более		5	
Длина основания, мм, не более	200	120	100
Масса, кг, не более	8	4	3
Предел допускаемой погрешности на нулевом значении шкалы лимбов, мин:			
при установке на плоскую поверхность	± 2	± 5	± 20
при установке на цилиндрическую поверхность	± 4	± 10	± 40
Предел допускаемой погрешности при измерении любого угла, мин	± 5	± 10	± 30

Для определения погрешности измерения магнитного азимута в качестве средства поверки рекомендуется теодолит или ориентир-буссоль.

В зависимости от средней квадратической погрешности измерения горизонтального угла теодолиты имеют следующие типы: Т1, Т2, Т5, Т15, Т30, Т60, где цифра означает величину указанной выше погрешности в секундах. Предел измерения угла в горизонтальной плоскости составляет 360°, в вертикальной — от + 60 до −55°.

Теодолит Т30 предназначен для решения ряда геодезических и маркшейдерских задач, в том числе и для определения магнитных азимутов по ориентир-буссоли.

Техническая характеристика Т30

Средняя квадратическая погрешность измерения из одного приема без учета погрешности метода контроля, с:	
горизонтального угла	20
вертикального угла	30
Погрешность ориентирования по буссоли, мин, не более:	
систематическая	30
(параметр, юстируемый при эксплуатации)	
случайная	10
Пределы измерений вертикальных углов, градус	+ 60 — −55
Отсчетное устройство	
Цена деления лимбов, градус	1
Цена деления шкал микроскопа, мин	5
Погрешность снятия показаний с лимбов, с, не более	30
Уровни	
Цена деления уровня, с:	
при алидаде	45
при трубе	20
Зрительная труба	
Увеличение	20
Поле зрения, градус	2
Пределы визирования, м	1,2—∞
Масса теодолита, кг	2,3

Теодолит комплектуется ориентир-буссолью, служащей для измерения магнитных азимутов. При работе ее устанавливают в специальный паз на теодолите и закрепляют. Положение магнитной стрелки наблюдают в зеркале, которому придают нужный наклон.

ГЛАВА X

ПРИМЕНЕНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ И ЭВМ ПРИ ОБРАБОТКЕ ИНКЛИНОМЕТРИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ

§ 1. Основные задачи обработки инклинометрической информации

Основная задача наклонно направленного бурения — проводка скважины с максимальным соответствием проекту в минимальные сроки и с минимальными затратами — может быть обеспечена лишь при усло-

вии контроля за положением ствола скважины. Особое значение приобретает оперативный контроль, осуществляемый периодически и тесно связанный с задачами управления, когда по результатам инклинометрических измерений принимаются решения, касающиеся технологии наклонного бурения.

Процесс получения данных о пространственном положении ствола скважины включает два этапа: получение первичной инклинометрической информации с помощью различных технических средств и обработку этой информации, причем роль обработки достаточно высока. Основная задача обработки — определение положения ствола скважины, причем соответствующим выбором метода расчета можно повысить точность результата при том же числе точек измерений. Существует ряд математических методов построения траектории ствола скважины по данным инклинометрических измерений. Однако задачи обработки значительно шире.

Для кустового наклонно направленного бурения задачи обработки инклинометрической информации сводятся к следующему:

1) ввод и первичная обработка измерительной информации;

2) контроль достоверности принимаемой информации;

3) упорядочение и слияние массивов измерений, полученных при многократных замерах;

4) накопление информации по скважине и по кусту скважин;

5) построение траектории ствола скважины в пространственных координатах (x, y, z) с оценкой доверительной области расположения забоя и вероятности попадания в круг допуска;

6) оценка вероятностно-статистических характеристик инклинометрических измерений в скважине;

7) сравнение фактической траектории ствола скважины с проектной и выявление опасных отклонений от проекта;

8) прогноз траектории ствола скважины по результатам измерений;

9) определение опасности встречи ствола бурящейся скважины с уже пробуренными скважинами.

Одни из перечисленных задач решаются непосредственно на буровой, другие — при последующей обработке в вычислительных центрах. Решение задач на буровой зависит от применяемых технических средств, наличия на буровой ЭВМ и связи буровой с вычислительным центром и т. д. В простейшем случае решается основная задача построения траектории ствола скважины по упрощенным алгоритмам, позволяющим проводить вычисления вручную или с использованием калькуляторов, делается приближенный прогноз.

Задачи оперативного контроля тесно связаны с задачами проектирования оптимального профиля, а также с задачами оперативного управления процессом проводки наклонно направленной скважины. По существу контроль и управление можно рассматривать как две подсистемы единой системы контроля и управления процессом проводки, причем

при решении задач управления используются те же методы и модели, которые являются основными в методике проектирования скважины, в частности модели пространственного искривления скважины.

В отечественной практике вопросам контроля и управления проводкой наклонной скважины и связанным с ними вопросам обработки инклинометрической информации уделяется большое внимание. Эти задачи довольно полно решены в СибНИИНП, что объясняется широким распространением в Западной Сибири кустового наклонно направленного бурения. Комплекс задач включает вопросы проектирования, обработки инклинометрических данных и управления.

Основы системы автоматизации проектирования (САПР) и строительства кустовых наклонных скважин разработаны в "Главтюменнефтегазе" на основе предложенной математической модели пространственного искривления скважины в анизотропной по буримости среде, разработан и внедрен соответствующий комплекс машинных программ [32], выпущены инструкции по бурению наклонных скважин с кустовых площадок на нефтяных месторождениях Западной Сибири. Методика инклинометрических измерений и обработки этих данных определена разработанным СибНИИНП временным руководством по инклинометрическим измерениям в скважинах Западной Сибири и освещена также в работе [34].

По каждой скважине составляются сводные результаты измерений кривизны путем объединения и увязки в единую систему сверху вниз всех проведенных в скважине измерений. В сводной таблице фиксируются для каждого замера зенитный угол и азимут, глубина и длина по бурильной колонне, приращение координат и координаты. Кроме того, определяются координаты характерных точек и сопоставляются фактические данные с проектными. Для каждой характерной точки даются: индекс пласта, глубина кровли, координаты, проектный и фактический азимуты, проектное и фактическое смещение, дирекционный угол, отход от центра круга допуска. Вопросы оперативного управления искривлением скважины, выбора компоновки низа бурильной колонны, ориентирования отклонителя отражены в упоминавшейся выше инструкции по бурению наклонных скважин.

Машинные методы обработки инклинометрической информации внедрены в практику бурения в Альметьевском УБР ПО "Татнефть" [15]. С целью оперативного контроля и управления проводкой наклонных скважин определены закономерности изменения зенитного угла и азимута для данного района разбуривания при различных компоновках бурильной колонны, разработаны алгоритмы и программы обработки инклинометрических данных на ЭВМ.

Основные задачи программы — выдача координат горизонтальной проекции ствола скважины, определение ее вертикальной глубины и удлинения, расчет смещения, проверка условий попадания в круг

с допустимым радиусом отклонения от проектной точки. Если направление скважины не совпадает с проектным, ЭВМ выдает команду на исправление кривизны и рассчитывает необходимый азимут ствола скважины, угол установки отклонителя относительно кривизны и интервал бурения с применением отклонителя.

Процесс обработки осуществляется следующим образом. После инклинометрирования данные замера передаются в РИТС и дублируются на ЦИТС, где нахсдится ЭВМ. Данные по каждой скважине заносят в специальный бланк. После обработки результаты расчета заносят в этот же бланк и передают по радиоканалу через РИТС на буровую. Методы машинной обработки инклинометрической информации разработаны в БашНИПИНП и внедрены в практику в объединении "Башнефть" [18]. В ЭВМ вводят исходную информацию, содержащую инклинометрические данные, и при необходимости проектные сведения по скважине.

В зависимости от требований задания выходная информация для производственного использования может содержать:

прогнозное положение забоя (зенитный угол, азимут) при входе в кровлю пласта;

рекомендации по зенитному углу и азимуту для соединения прямой линией достигнутого забоя скважины с проектным;

направление ствола на проектный забой, что требуется при необходимости забуривания второго ствола;

таблицу прямоугольных и цилиндрических (глубина по вертикали, отклонение от вертикали, азимут) координат траектории ствола скважины, удлинение ствола, измеренные зенитный угол и азимут, результаты сравнения с проектным профилем скважины;

графическое изображение фактической и проектной траектории ствола в виде проекций на вертикальную и горизонтальную плоскости;

оценку погрешности в установлении точки пересечения скважиной кровли продуктивного пласта;

справку о ранее проведенных инклинометрических измерениях;

проектную информацию по скважине.

Данные обрабатываются в следующем порядке. Исходная инклинометрическая информация проверяется, дополняется служебной информацией и вводится в "память" терминала ЭВМ (дисплей "Видеотон") или набивается на перфоленту (ПЛ). Затем эта информация вводится в ЭВМ на КИВЦ объединения. Результаты обработки формируются в широкой печати, выводятся на ПЛ и могут поступать непосредственно в терминальную систему "Видеотон". При отсутствии средств связи с РИТС и с буровой выходной документ может быть передан заказчику нарочным или почтой. Система обеспечивает накопление информации независимо от сроков ее ввода в ЭВМ. Допускается корректировка информации, находящейся в машинной памяти.

Вопросами обработки инклинометрической информации, в том числе и на ЭВМ, успешно занимается ряд организаций. В лаборатории

маркшейдерии Укргипрониинефть разработана программа для автоматизации вычисления по результатам инклинометрических измерений координат точек оси скважины, угла искривления, интенсивности искривления и радиуса средней кривизны для любого интервала, а также параметров эллипса и эллипсоида погрешностей, характеризующих точность определения любой точки оси ствола на плоскости и в пространстве.

Программное обеспечение обработки замеров кривизны на ЭВМ выполнено в тресте "Татнефтегеофизика". Во ВНИИОЭНГе разработаны алгоритмы и программы расчета геометрических параметров наклонно направленнных скважин на ЭВМ. В Куйбышевском политехническом институте исследовано применение средств вычислительной техники при обработке инклинограмм наклонно направленных скважин для условий Тюменской области и использования для этих целей мини-ЭВМ.

Задачи контроля тесно связаны с задачами проектирования и управления, и вопросы обработки инклинометрической информации отражены в трудах кафедры бурения АзИНЕФТЕХИМа, ведущей работы как в области проектирования наклонно направленных скважин, так и в области управления процессом проводки скважин на основе получаемой инклинометрической информации [27], а также в работах ВНИИБТ, связанных с проектированием наклонных скважин.

Разработку программного обеспечения обработки инклинометрической информации ведет МИНГ им. И.М. Губкина [21]. Успешно решена, в частности, задача представления параметров и траекторий наклонных скважин на экране дисплея. Выделен набор изображений, пригодных для визуальной оценки состояния объекта. К ним относятся планы траекторий ствола и профили скважины, проекции группы скважин на вертикальную плоскость, разрез группы скважин горизонтальной плоскостью, аксонометрия группы скважин и др.

Разработку ряда алгоритмов и программ обработки инклинометрической информации ведет ВНИИКанефтегаз. Эта работа выполняется применительно к АСУ ТП морской стационарной буровой платформы, предназначенной для бурения 24 скважин, в рамках создания системы контроля пространственного положения ствола морских скважин. Эта система ориентирована на использование автономного многоточечного инклинометра, но может быть легко перестроена на применение других технических средств, в частности телеметрических систем.

Важный аспект обработки инклинометрической информации — определение погрешности координат траектории ствола скважины по данным инклинометрических измерений. Методики оценки точности результатов инклинометрических измерений, точности построения пространственного изображения стволов скважин приводятся в соответствующих методических руководствах и инструкциях по обработке инклинометрических измерений. Теоретический анализ погрешностей и их составляющих при обработке инклинометрических данных приве-

ден в работах [2] и [19]. Поскольку оценка погрешности является составной частью методики обработки инклинометрической информации, то в зависимости от принятой методики обработки, в частности, построения траектории ствола скважины, может изменяться и подход к оценке ошибки.

На основе анализа фактических данных в работах СибНИИНП [34] исследовано распределение ошибок в замерах при определении азимута и выявлен характер изменения величины погрешности. Для практических целей важна разработанная СибНИИНП методика [32] устранения систематической ошибки при замерах в ЛБТ за счет того, что измерительный прибор находится выше забоя скважины.

Вопросы точности определения координат отражены в работах Укргипрониинефть [11], МИНГ им. И.М. Губкина [22], ВНИИКА нефтегаза [28], ВНИИНПГ [6], БашНИПИНП [18]. Приведенный перечень далеко не исчерпывает список организаций и специалистов, активно работающих в области анализа и оценки погрешностей, связанных с проведением и обработкой инклинометрических измерений.

За рубежом вопросам обработки инклинометрической информации и использованию машинных методов обработки уделяется большое внимание. В качестве примера рассмотрим пакет программ для ЭВМ, разработанный фирмой "Истмэн уипсток" для обработки данных по наклонно направленному бурению [4]. Пакет состоит из девяти программ, которые могут применяться совместно таким образом, что результаты одной (предыдущей) становятся исходными данными для другой (последующей).

Первая программа — измерение искривления ствола — основная, обеспечивает определение траектории ствола скважины по данным инклинометрических измерений. Вторая программа — построение диаграммы искривления скважины — позволяет получить горизонтальные или вертикальные проекции ствола скважины. Третья программа — интерполяция — позволяет интерпретировать пространственные координаты между точками замеров. Четвертая программа — проектирование — позволяет, если бурение уже начато, проектировать траекторию ствола скважины к новой цели или прогнозировать траекторию ствола.

Пятая программа — планирование — применяется для составления плана бурения новой скважины, т. е. для составления проекта. Программа позволяет также оптимизировать процесс измерения кривизны ствола для планируемой скважины. Шестая программа — поля вероятности — учитывает вероятность ошибок в измерениях искривления скважины, связанных с измерительной аппаратурой и применяемыми технологическими методами. Результатом расчетов является построение области, в которой с определенной вероятностью находится ствол скважины, и получение данных, оценивающих вероятность положения забоя.

Седьмая программа — построение диаграммы отклонения скважины от заданного направления. Программа позволяет накапливать данные

об условиях бурения как функции глубины скважины, что может быть использовано для последующих анализов. Имея диаграмму отклонения нескольких соседних скважин от заданного направления, буровой мастер может оценить, как определенная компоновка низа бурильной колонны действует при разбуривании конкретных горных пород. Восьмая программа — близость к соседним скважинам — позволяет определить наиболее короткие расстояния между двумя скважинами.

Девятая программа — построение структурной схемы — наиболее сложная. Для построения схемы кустового бурения используются данные замеров искривления стволов. С помощью программы на одну схему можно нанести свыше 100 профилей скважин. Структурную схему можно получить в виде горизонтальных или вертикальных проекций скважин, можно выделить и детализировать отдельные участки, использовать разные масштабы. Каждая траектория ствола скважины на схеме маркируется.

Рассмотренный пакет программ показывает, что в данном случае задача контроля и управления решается комплексно. В дальнейшем основное внимание будет уделено построению траектории ствола скважины, применению статистических методов при обработке инклинометрической информации, структуре математического обеспечения системы контроля.

§ 2. Математические методы и алгоритмы построения траектории ствола наклонно направленной скважины

В процессе инклинометрических работ в отдельных точках ствола скважины измеряются глубина по бурильной колонне l, зенитный угол θ и азимут α. В результате получается массив $\{l_i, \theta_i, \alpha_i\}$, $i = 0, 1, 2, \ldots, N$, где N — число измерений (число точек замера), i — порядковый номер точки замера. Задача построения траектории ствола скважины состоит в том, чтобы по известному массиву инклинометрических замеров определить координаты соответствующих точек в прямоугольной системе координат XYZ, связанной с устьем скважины, т. е. определить глубину Z и горизонтальные смещения в направлении север — юг с положительным направлением на север x и в направлении восток — запад с положительным направлением на восток y.

В общем случае следует учитывать, что l, θ и α измеряются со случайными ошибками ϵ_l, ϵ_θ, ϵ_α. Обычно при расчетах принимают, что эти ошибки имеют нормальное распределение с нулевыми средними и известными среднеквадратическими ошибками σ_l, σ_θ, σ_α соответственно.

Рассмотрим элементарное приращение измеряемого интервала dl (рис. 81). Элементарные приращения координат будут следующие:

$$dx = dl \sin\theta \sin\alpha,$$
$$dy = dl \sin\theta \cos\alpha,$$
$$dz = dl \cos\theta.$$

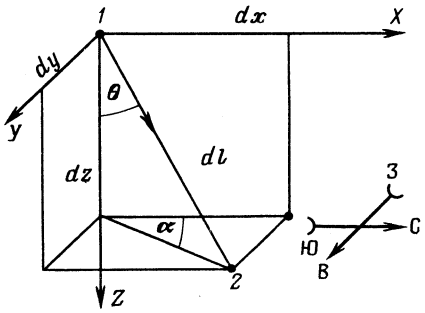


Рис. 81. К определению приращений координат

Приращения координат Δx Δy и Δz на исследуемом интервале Δl определяются путем интегрирования элементарных приращений по длине интервала:

$$\Delta x = \int_0^{\Delta l} \sin\theta\ (l)\ \sin\alpha\ (l)\ dl,$$

$$\Delta y = \int_0^{\Delta l} \sin\theta\ (l)\ \cos\alpha\ (l)\ dl,$$

$$\Delta z = \int_0^{\Delta l} \cos\theta\ (l)\ dl. \qquad (X.\ 1)$$

Если направление в пространстве элементарного участка исследуемого интервала охарактеризовать единичным касательным вектором $\bar{V}$, то его направляющие косинусы $\cos\gamma$ будут соответственно равны:

$$\cos\gamma_x = \sin\theta\ \sin\alpha,$$

$$\cos\gamma_y = \sin\theta\ \cos\alpha, \qquad (X.\ 2)$$

$$\cos\gamma_z = \cos\theta.$$

Проекции вектора $\bar{V}$ на координатные оси обозначим как V_x, V_y, V_z. Поскольку вектор $\bar{V}$ — единичный, его составляющие V_x, V_y, V_z равны направляющим косинусам.

Переходя от приращений к определению координат по длине ствола L, получаем:

$$x_L = \int_0^L \sin\theta\ (l)\ \sin\alpha\ (l)\ dl,$$

$$y_L = \int_0^L \sin\theta\ (l)\ \cos\alpha\ (l)\ dl, \qquad (X.\ 3)$$

$$z_L = \int_0^L \cos\theta\ (l).$$

Однако при вычислении интегралов возникают трудности, поскольку нам известны значения функций $\theta\ (l)$ и $\alpha\ (l)$ только в точках замера. Чтобы обойти эти трудности, либо принимается допущение об известном характере изменения $\theta\ (l)$ и $\alpha\ (l)$ между любыми двумя соседними точками замеров, что практически то же самое, что и допущение об известном характере соответствующего участка траектории ствола, либо используются сглаженные зависимости $\theta\ (l)$ и $\alpha\ (l)$.

В простейших методах для определения приращений координат используются результаты измерения зенитного угла и азимута в двух

соседних точках (двухточечные методы). В более точных и соответственно более сложных методах используются результаты измерений по большему числу точек.

При отсутствии вычислительной техники основными требованиями являются простота расчетных формул и возможность ручных вычислений. Эти требования остаются и при оперативном анализе полученных данных на буровой. Отсюда широкое распространение первоначально наиболее простого, но наименее точного тангенциального метода, а затем и метода усреднения углов. Точность последнего метода при незначительном усложнении расчетных формул значительно выше. Метод усреднения углов наиболее распространен в отечественной практике. Он используется как при оперативном анализе информации на буровой, так и при окончательном построении профиля с применением ЭВМ в вычислительных центрах геофизических трестов и в КИВЦ объединений.

Более совершенные методы позволяют уменьшить ошибку при построении трассы по данным инклинометрических измерений и, следовательно, повысить точность определения пространственного положения ствола скважины при использовании одних и тех же технических средств и, кроме того, сократить необходимое число точек замера при сохранении точности результатов.

Рассмотрим основные методы определения координат, приведенные в отечественной и зарубежной [12] литературе.

Тангенциальный метод, в котором в качестве исходных данных используются значения зенитного угла и азимута, измеренные в нижней точке интервала. При этом делается допущение, что оба эти угла сохраняют свои значения на всей протяженности исследуемого интервала, который, следовательно, представляется отрезком прямой.

Приращения координат:

$$\begin{aligned} \Delta x &= \Delta l \sin\theta_2 \sin\alpha_2, \\ \Delta y &= \Delta l \sin\theta_2 \cos\alpha_2, \\ \Delta z &= \Delta l \cos\theta_2, \end{aligned} \qquad \text{(X. 4)}$$

где индекс "2" обозначает параметр, измеренный у нижнего конца исследуемого интервала.

Этот метод наиболее простой, но дает наибольшие по сравнению с другими методами ошибки.

Метод усреднения углов, в котором исследуемый участок ствола скважины между двумя точками замера представляется отрезком прямой. Однако зенитный угол и азимут на протяжении участка интерполяции принимаются равными средним арифметическим соответствующих углов, замеренных на концах интервала.

Приращения координат:

$$\Delta x = \Delta l \sin \frac{\theta_1 + \theta_2}{2} \sin \frac{\alpha_1 + \alpha_2}{2},$$

$$\Delta y = \Delta l \sin \frac{\theta_1 + \theta_2}{2} \cos \frac{\alpha_1 + \alpha_2}{2}, \qquad \text{(X. 5)}$$

$$\Delta z = \Delta l \cos \frac{\theta_1 + \theta_2}{2}$$

где индекс "1" обозначает параметр, измеренный у верхнего конца исследуемого интервала.

Рассматриваемый метод, основанный на усреднении величин измеренных углов, очень прост и в то же время отличается достаточно высокой точностью. По сравнению с тангенциальным методом он обеспечивает уменьшение методической ошибки примерно в 10 раз. Этот метод наиболее широко распространен в отечественной практике.

Балансный тангенциальный метод (иногда он называется трапецеидальным) основывается на следующем представлении. Исследуемый интервал разбивается на два участка одинаковой длины: верхний и нижний (рис. 82). Каждый участок интерполируется отрезком прямой, причем зенитный угол и азимут прямой, интерполирующей верхний участок, принимаются равными соответствующим углам в верхней точке замера, а зенитный угол и азимут прямой, интерполирующей нижний участок, принимаются равными соответствующим углам в нижней точке замера. Таким образом, отрезки прямой верхнего и нижнего участков лежат в общем случае в разных плоскостях. Для каждого участка определяют приращение координат тангенциальным методом. Результирующие приращения находят как сумму приращений координат для верхнего и нижнего участков.

Приращения координат:

$$\Delta x = \frac{\Delta l}{2} (\sin\theta_1 \sin\alpha_1 + \sin\theta_2 \sin\alpha_2),$$

$$\Delta y = \frac{\Delta l}{2} (\sin\theta_1 \cos\alpha_1 + \sin\theta_2 \cos\alpha_2), \qquad \text{(X. 6)}$$

$$\Delta z = \frac{\Delta l}{2} (\cos\theta_1 + \cos\theta_2).$$

Балансный тангенциальный метод не может считаться более точным по сравнению с методом усреднения углов для случая, когда точки замера достаточно близки и изменение кривизны мало. Однако, когда имеется значительное изменение кривизны, а интервал между точками замера велик, балансный тангенциальный метод может дать большую точность. Причина уменьшения ошибки — частичная "компенсация" ошибок, вносимых при использовании тангенциального метода для верхнего и нижнего участков.

Метод ускорения заключается в предположении о том, что составляющие V_x, V_y и V_z единичного вектора $\bar{V}$, характеризующего направление в пространстве элементарного участка траектории ствола скважины, изменяются на протяжении исследуемого участка линейно, как бы под действием постоянного ускорения, отсюда и название метода.

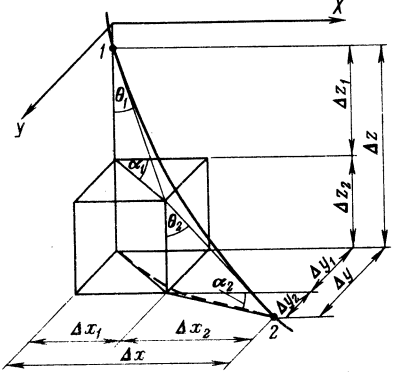


Рис. 82. Графическая интерпретация тангенциального метода

Формулы для определения приращений координат методом ускорения полностью идентичны формулам для балансного тангенциального метода. Таким образом, несмотря на разный подход к выводу формул для определения приращений координат, в балансном тангенциальном методе и в методе ускорений результат один и тот же.

Метод компенсированного ускорения учитывает длину измерительного инструмента, который предполагается абсолютно жестким. Это уточнение невелико и может иметь значение только на участках с большой кривизной. Так, при кривизне 1° на 10 м при длине прибора 2 м ошибка в определении зенитного угла составляет 6′, при длине прибора 4 м — 12′. При кривизне 2° на 10 м ошибка для длин приборов 2 и 4 м составляет соответственно 12′ и 24′.

Метод расчета по радиусу кривизны заключается в том, что участок ствола скважины между двумя точками замера аппроксимируется пространственной кривой. Принимается, что проекции исследуемого участка ствола между точками замера на вертикальную и горизонтальную плоскости представляют собой дуги окружностей. В каждой из плоскостей эти дуги проходят таким образом, что касательные к ним в точках, являющихся проекциями точек замера, направлены по отношению к исходной координатной сетке под углами, равными соответственно зенитным углам и азимутам в этих точках.

Таким образом, участок траектории между двумя точками замера характеризуется двумя параметрами: радиусом кривизны проекции траектории на вертикальную плоскость (дуга окружности) и радиусом кривизны проекции траектории на горизонтальную плоскость (дуга окружности). Отсюда и название метода. Последний радиус является радиусом вертикального цилиндра, на поверхности которого находится рассматриваемый участок траектории ствола скважины.

Метод расчета по радиусу кривизны — один из наиболее точных. Предположение о том, что участок ствола скважины между точками

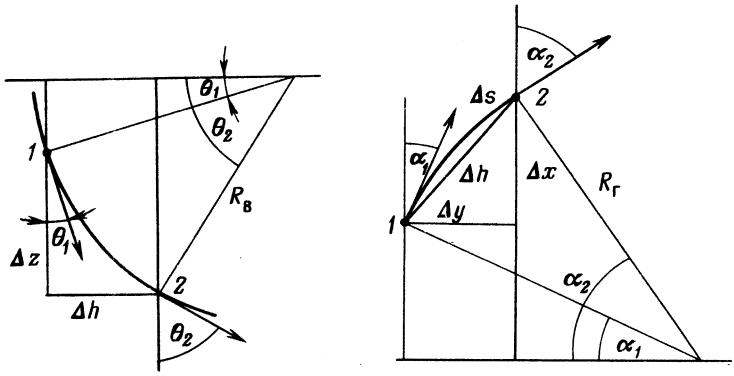


Рис. 83. Графическая интерпретация метода расчета по радиусу кривизны

замеров представляет собой плавную кривую, делает этот метод по сравнению с предыдущими менее чувствительным к расположению точек замера и расстоянию между ними.

Выражения для приращений координат можно получить на основе следующих соотношений (рис. 83) :

$$R_в = \Delta l / (\theta_2 - \theta_1),$$

$$\Delta z = R_в (\sin\theta_2 - \sin\theta_1) = \frac{\Delta l (\sin\theta_2 - \sin\theta_1)}{\theta_2 - \theta_1}, \qquad (X.7)$$

$$\Delta h = R_в (\cos\theta_1 - \cos\theta_2) = \frac{\Delta l (\cos\theta_1 - \cos\theta_2)}{\theta_2 - \theta_1}.$$

На горизонтальной проекции принимается, что длина дуги окружности Δs приблизительно равна длине стягивающей эту дугу хорды Δh, т. е. $\Delta s \approx \Delta h$. Это справедливо при небольшом изменении азимута на исследуемом участке траектории ствола скважины.

$$R_г = \Delta h / (\alpha_2 - \alpha_1),$$

$$\Delta x = R_г (\sin\alpha_2 - \sin\alpha_1) = \frac{\Delta h (\sin\alpha_2 - \sin\alpha_1)}{\alpha_2 - \alpha_1}, \qquad (X.8)$$

$$\Delta h = R_г (\cos\alpha_1 - \cos\alpha_2) = \frac{\Delta h (\cos\alpha_1 - \cos\alpha_2)}{\alpha_2 - \alpha_1}.$$

Результирующие выражения для приращений координат:

$$\Delta x = \frac{\Delta l (\cos\theta_1 - \cos\theta_2)(\sin\alpha_2 - \sin\alpha_1)}{(\theta_2 - \theta_1)(\alpha_2 - \alpha_1)},$$

$$\Delta y = \frac{\Delta l\ (\cos\ \theta_1\ - \cos\theta_2)\ \ (\cos\ \alpha_1 - \cos\alpha_2)}{(\theta_2 - \theta_1)\ \ (\alpha_2 - \alpha_1)}\ , \qquad \text{(X. 9)}$$

$$\Delta z = \frac{\Delta l\ \ (\sin\ \theta_2 - \sin\ \theta_1)}{\theta_2 - \theta_1}\ .$$

Когда величины углов в соседних точках замера близки, формулы для метода расчета по радиусу кривизны соответствуют формулам для трапецеидального метода.

Например:

$$\lim_{\theta_2 \to \theta_1} \frac{\sin\theta_2 - \sin\theta_1}{\theta_2 - \theta_1} = \cos\ \theta_1.$$

Метод постоянной кривизны — модификация и уточнение метода расчета по радиусу кривизны. Как отмечалось выше, в методе расчета по радиусу кривизны предполагается приближенное равенство на горизонтальной проекции дуги Δs, представляющей собой проекцию исследуемого участка ствола скважины, и стягивающей эту дугу хорды Δh (см. рис. 83). Это справедливо для наклонных скважин, где изменение азимута между соседними точками замера незначительное. Однако в скважинах, близких к вертикальным, изменение азимута между соседними точками замера может быть большим, что приведет к методическим ошибкам определения приращения координат.

Для исключения этих ошибок в формулы для определения приращений координат на горизонтальной плоскости надо подставить вместо Δh величину Δs, выраженную через Δh. Соотношение между длиной дуги Δs и стягивающей хордой Δh, как известно, следующее:

$$\Delta s = \frac{\Delta h\ \ (\alpha_2 - \alpha_1)}{2\sin\dfrac{(\alpha_2 - \alpha_1)}{2}}.$$

Подставляя полученное для Δs выражение вместо Δh в формулы для определения приращения координат, получаем:

$$\Delta x = \frac{\Delta l\ \ (\cos\theta_1 - \cos\theta_2)\ (\sin\alpha_2 - \sin\alpha_1)}{2\ (\theta_2 - \theta_1)\ \sin\ \dfrac{(\alpha_2 - \alpha_1)}{2}}\ ;$$

$$\Delta y = \frac{\Delta l\ (\cos\theta_1 - \cos\ \theta_2)\ (\cos\alpha_1\ - \cos\alpha_2)}{2\ (\theta_2 - \theta_1)\ \sin\ \dfrac{(\alpha_2 - \alpha_1)}{2}}\ ; \qquad \text{(X. 10)}$$

$$\Delta z = \frac{\Delta l\ \ (\sin\ \theta_2 - \sin\theta_1)}{\theta_2 - \theta_1}\ .$$

В обычных наклонных скважинах уточнение, вносимое последним методом, несущественно, однако там, где азимут от замера к замеру меняется значительно (в скважинах, близких к вертикальным), расчет рекомендуется вести по методу постоянной кривизны.

Метод минимума кривизны и метод кольцевых дуг дают идентичные формулы для приращений координат. Оба метода — модификации метода расчета по радиусу кривизны.

В методе расчета по минимуму кривизны исследуемый участок представляется в виде дуги. При построении траектории ствола пространственная кривая сглаживается с использованием относительного коэффициента, величина которого зависит от кривизны исследуемого участка ствола скважины. За счет указанного сглаживания сводится к минимуму общая кривизна дуги в пределах исследуемого участка.

Метод кольцевых дуг по сравнению с методом радиуса кривизны обеспечивает более плавную стыковку участков траектории ствола скважины. При этом исключаются скачкообразные изменения направления касательного вектора $\bar{V}$ в точках замера. Участок траектории ствола скважины между точками замера представляется как дуга окружности. Каждая дуга лежит на наклонной плоскости, положение которой определяется по известным зенитным углам и азимутам в точках замера. Дуги проводятся таким образом, чтобы касательные вектора в точках замера были касательными к проводимым дугам. Радиус дуги определяют из условия, что длина дуги должна быть такой же, как измеренное по стволу скважины расстояние между точками замера. Таким образом, рассматриваемый участок траектории между двумя точками замера обусловлен ориентацией наклонной плоскости, в которой лежит дуга окружности, и радиусом кривизны.

Расчетные формулы для определения приращений координат получаются следующим образом. Обозначим единичные касательные вектора в точках замера как $\bar{V}_1$ и $\bar{V}_2$. Их направляющие косинусы на основе выражений (X. 2) будут:

$$\cos_1\gamma_x = \sin\theta_1 \sin\alpha_1 \qquad \cos_2\gamma_x = \sin\theta_2 \sin\alpha_2$$
$$\cos_1\gamma_y = \sin\theta_1 \cos\alpha_1 \qquad \cos_2\gamma_y = \sin\theta_2 \cos\alpha_2$$
$$\cos_1\gamma_z = \cos\theta_1 \qquad \cos_2\gamma_z = \cos\theta_2$$

Угол D между касательными векторами $\bar{V}_1$ и $\bar{V}_2$ (рис. 84) находится по формуле

$$\cos D = \cos_1\gamma_x \cos_2\gamma_x + \cos_1\gamma_y \cos_2\gamma_y + \cos_1\gamma_z \cos_2\gamma_z. \qquad \text{(X. 11)}$$

Единичный вектор $\bar{u}$, определяющий направление хорды искомой дуги окружности или направление отрезка, соединяющего точки замера:

$$\bar{u} = \frac{\bar{V}_1 \pm \bar{V}_2}{|\bar{V}_1 + \bar{V}_2|}.$$

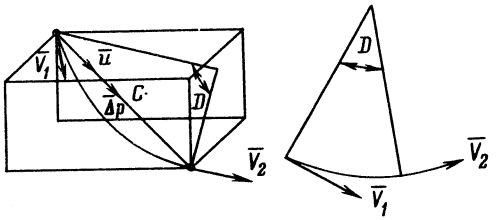


Рис. 84. Графическая интерпретация метода кольцевых дуг

Длина хорды искомой дуги

$$C = 2\,\Delta l \sin \frac{D}{2} / D.$$

Модуль суммы двух единичных векторов $\bar{V}_1$ и $\bar{V}_2$, угол между которыми равен D,

$$|\bar{V}_1 + \bar{V}_2| = 2\cos\frac{D}{2}.$$

Тогда вектор $\bar{\Delta p}$, определяющий длину и направление хорды дуги окружности, соединяющей обе точки замера, или определяющий направление и величину отрезка, связывающего две точки замера,

$$\bar{\Delta p} = \bar{C u} = \Delta l \frac{\operatorname{tg}\frac{D}{2}}{\frac{D}{2}} \frac{(\bar{V}_1 + \bar{V}_2)}{2}. \qquad \text{(X. 12)}$$

Для того чтобы определить приращения координат, надо в формулу (X. 12) вместо суммы векторов $\bar{V}_1$ и $\bar{V}_2$ подставить сумму их направляющих косинусов по соответствующим координатным осям.

Приращения координат:

$$\Delta x = \Delta l \frac{\operatorname{tg} D/2}{D/2} \frac{1}{2} (\sin\theta_1 \sin\alpha_1 + \sin\theta_2 \sin\alpha_2),$$

$$\Delta y = \Delta l \frac{\operatorname{tg} D/2}{D/2} \frac{1}{2} (\sin\theta_1 \cos\alpha_1 + \sin\theta_2 \cos\alpha_2), \qquad \text{(X. 13)}$$

$$\Delta z = \Delta l \frac{\operatorname{tg} D/2}{D/2} \frac{1}{2} (\cos\theta_1 + \cos\theta_2),$$

$$\cos D = \sin\theta_1 \sin\alpha_1 \sin\theta_2 \sin\alpha_2 + \sin\theta_1 \cos\alpha_1 \sin\theta_2 \cos\alpha_2 + \cos\theta_1 \times$$
$$\times \cos\theta_2.$$

После преобразований:

$$\cos D = \cos(\theta_2 - \theta_1) - \sin\theta_1 \sin\theta_2 [1 - \cos(\alpha_2 - \alpha_1)]. \qquad \text{(X. 14)}$$

Метод геликоидальных дуг основан на предположении, что участок ствола скважины между точками замера аппроксимируется правосторонней геликоидальной кривой (винтовой линией). В этом методе используется информация о результатах замера в трех точках. Геликоидальные дуги между точками замера проводят таким образом, что направление касательных векторов к дугам в точках замера совпадает с данными замера. Для того чтобы выделить информацию не только о локальной кривизне участка ствола, но и о локальном закручивании, требуются данные как минимум по трем точкам.

Для стыковки геликоидальных дуг, соединяющих k-ю и $(k+1)$-ю точки ствола, используются результаты замеров в трех последовательных точках, начиная с $(k-1)$-й. При этом определяют аксиальное направление и радиус цилиндра, на поверхности которого находится k-я геликоидальная дуга. Если данные замеров в трех точках не позволяют оценить направление оси геликса, что может быть, когда касательные векторы в этих точках компланарны или коллинеарны, для соединения k-й и $(k+1)$-й точек используются соответственно дуга окружности или прямая линия. Для расчета координат $(k+1)$-й точки разработана итерационная формула, куда входят данные о координатах k-й точки, значения зенитных углов и азимута в $(k-1)$-й, k-й и $(k+1)$-й точках и длина k-го сегмента.

Метод, основанный на предположении о линейном изменении параметров, учитывает, что на исследуемом участке траектории ствола скважины зенитный угол и азимут изменяются линейно.

$$\theta(l) = \theta_1 + k_\theta l, \quad \text{где } k_\theta = (\theta_2 - \theta_1)/\Delta l;$$

$$\alpha(l) = \alpha_1 + k_\alpha l, \quad \text{где } k_\alpha = (\alpha_2 - \alpha_1)/\Delta l.$$

Приращения координат определяются путем постановки $\theta(l)$ и $\alpha(l)$ в исходные формулы (X. 3) для определения приращений координат и интегрирования в интервале 0, Δl:

$$\Delta x = \int_0^{\Delta l} \sin(\theta_1 + k_\theta l) \sin(\alpha_1 + k_\alpha l)\, dl.$$

Аналогично определяются приращения и по другим координатам.

Для вычисления интегралов можно использовать те или иные приближенные методы, например формулу Симпсона. При применении ЭВМ эта процедура не представляет трудностей. Формула Симпсона для вычисления определенного интеграла функции вида $g(x)$ в интервале от l_k до l_{k+1} имеет следующий вид:

$$\int_{l_k}^{l_{k+1}} g(x)\, dx = \frac{l_{k+1} - l_k}{3n} (g_0 + 4g_1 + 2g_2 + 4g_3 + \ldots + 4g_{n-1} + g_n), \tag{X. 15}$$

$$g_r = g\left[l_k + r\,\frac{1}{n}(l_{k+1} - l_k)\right], \quad r = 0, 1, \ldots, n,$$

где n — количество шагов, причем обязательно четное число.

Метод сплайнов основан на использовании так называемой сплайн-интерполяции применительно к построению траектории ствола скважины. Он предложен в тресте "Татнефтегеофизика". В этом методе через ряд узловых точек, в которых известно значение функции (рассматриваются четыре — пять соседних точек замера), проводится интерполирующая сплайн-функция, представляющая чаще всего многочлен третьей степени. Особенность сплайн-интерполяции состоит в том, что в точках сопряжения отдельных участков существует производная, т. е. обеспечивается их гладкое сопряжение, кривизна интерполирующей кривой минимальна. Механическая интерпретация метода — упругая линейка (английское "spline"), закрепленная в узлах интерполяции. После того как определены сплайн-функции для зенитного угла и азимута, приращения координат можно находить путем численного интегрирования исходных выражений.

В квадратичном методе в отличие от ряда приведенных выше методов не задается форма участка кривой между двумя точками замера (прямая, дуга окружности). Отсюда большая универсальность и точность метода, поскольку подобные предположения далеко не всегда соответствуют реальности, особенно в случае больших интервалов между точками замеров. Единственное допущение в этом методе это то, что ствол скважины представляет собой плавную кривую, не имеющую изломов, т. е. касательный вектор на всем протяжении моделируемой траектории является непрырывной функцией длины ствола.

В этом методе участок ствола скважины между двумя соседними точками замеров представляется кривой, для которой горизонтальные координаты x и y — полиномы второй степени вертикальной координаты z:

$$x = a_1 z^2 + a_2 z + a_3,$$
$$y = b_1 z^2 + b_2 z + b_3,$$
$$z = z.$$

Система уравнений содержит шесть неизвестных коэффициентов, которые могут быть определены по известным зенитным углам и азимутам в каждой из двух точек замера, известной длине участка ствола между точками замера и из приведенного выше условия, что касательный вектор на всем протяжении ствола является непрерывной функцией его длины. Предложена итерационная процедура определения коэффициентов полиномов [42].

Проверка метода на модельных и реальных скважинах показала, что при средних интервалах между точками замеров 60—70 м результаты идентичны результатам, полученным методом кольцевых дуг. Но и при увеличении интервала между замерами вплоть до 300 м результаты, получаемые этим методом, оказывались вполне удовлетворительными.

§ 3. Применение статистических методов при обработке инклинометрических данных

Большие массивы данных инклинометрических измерений, получаемые при использовании телеметрических систем, инклинометров с непрерывной регистрацией, автономных многоточечных приборов, после статистической обработки результатов позволяют повысить точность экспериментальных данных, так как уменьшается влияние случайных ошибок, допущенных в каждом отдельном измерении. В результате статистической обработки функция, дискретные значения которой известны, аппроксимируется на определенном интервале полиномом. При этом используется математический аппарат построения оптимальных сглаживающих фильтров.

Аппроксимация полиномом дает возможность получить значения функции в любой точке интервала и экстраполировать ее на некотором интервале, что позволяет прогнозировать траекторию ствола скважины. При статистической обработке могут быть частично выявлены и исключены аномальные результаты измерений. В одном из вариантов аппроксимации зависимости $\theta(l)$ с использованием статистических методов применен метод "скользящего среднего".

Целесообразно использовать методы статистической обработки, широко применяемые, например, при траекторных измерениях движения летательных аппаратов [10]. Постановка задачи следующая. Если $\theta(l)$ — исследуемый процесс; $\theta_0, \theta_1, \ldots, \theta_{N-1}$ — последовательность дискретных измерений этого процесса, проведенных при неравноотстоящих значениях параметра $l(l_1, l_2, \ldots, l_{N-1})$, то целью аппроксимации будет определение функции вида $G[l, \theta_0, \theta_1, \ldots, \theta_{N-1}]$, обеспечивающей наиболее точное выполнение приближенного равенства

$$\theta(l) \approx G[l_1, \theta_0, \theta_1, \ldots, \theta_{N-1}].$$

При выборе вида функции руководствуются следующим:

а) искомая функция должна быть достаточно простой, непрерывной и дифференцируемой;

б) следует учесть принятый критерий оптимальности сглаживания;

в) надо использовать априорные предположения о характере процесса $\theta(l)$ и виде ошибок дискретных измерений.

Если исследуемый процесс $\theta(l)$ является монотонной функцией, то следует выбрать алгебраический полином или линейную комбинацию ортогональных полиномов, которые также представляют собой монотонные функции. Если исследуемый процесс имеет колебательный характер, то целесообразна аппроксимация тригонометрическими полиномами. Если же процесс имеет колебательную и монотонную составляющие одновременно, то для аппроксимации рекомендуются полиномы Лежандра.

В нашем случае функции $\theta(l)$ и $\alpha(l)$ имеют немонотонный характер, однако примем в качестве аппроксимирующей функции линейную комбинацию ортогональных полиномов Чебышева. Применение для сглаживания ортогональных полиномов Чебышева, а не алгебраических полиномов, существенно упрощает решение задачи сглаживания. Во-первых, для отыскания коэффициентов многочлена нет необходимости решать систему алгебраических уравнений. Во-вторых, значительно упрощается алгоритм расчета корреляционной матрицы оценок коэффициентов аппроксимирующего полинома и дисперсии сглаженного значения исследуемого процесса. В-третьих, если оказывается, что точность оценки искомой функции полученным многочленом недостаточна, то при использовании алгебраических многочленов необходимо заново определить все коэффициенты, а при использовании ортогональных полиномов необходимо рассчитать лишь коэффициенты для дополнительного члена.

Задача сглаживания формулируется следующим образом. Известны дискретные измерения функций $\theta(l)$ и $\alpha(l)$ в зависимости от l:

$$\{\theta_i \; l_i\}, \{\alpha_i, l_i\}, i = 1, 2, \ldots, N.$$

Используя ортогональные полиномы Чебышева или метод наименьших квадратов, определить коэффициенты $\{\hat{C}_r\}$, $\{\hat{d}_r\}$ в разложении функций $\theta(l)$ и $\alpha(l)$

$$\theta(l) = \sum_{r=1}^{q} \hat{C}_r \varphi_r(l),$$
$$\alpha(l) = \sum_{r=1}^{q} \hat{d}_r \varphi_r(l), \qquad \text{(X. 16)}$$

при которых получается минимум суммы квадратов отклонений S_θ и S_α полиномов от измеренных значений зенитных углов и азимута в точках замера $l_1, \ldots, l_N$:

$$S_\theta = \sum_{i=1}^{N} \left[\sum_{r=1}^{q} \hat{C}_r \varphi_r(l_i) - \theta(l_i) \right]^2,$$
$$S_\alpha = \sum_{i=1}^{N} \left[\sum_{r=1}^{p} \hat{d}_r \varphi_r(l_i) - \alpha(l) \right]^2. \qquad \text{(X. 17)}$$

Здесь q и p — соответственно наивысшие степени полиномов Чебышева в разложениях $\theta(l)$ и $\alpha(l)$.

Остатки S_θ и S_α позволяют оценить среднеквадратичные ошибки σ_θ и σ_α.

Определение порядка аппроксимирующего полинома — часть решения задачи сглаживания. Пусть имеется последовательность измерений $\theta_0, \theta_1, \ldots, \theta_{N-1}$ процесса $\theta(l)$, описываемого полиномом степени q. Степень полинома всегда меньше числа измерений $q \leqslant N - 1$. Здесь

и далее предполагаем, что ошибки измерений — независимые нормально распределенные случайные величины, характеризуемые нулевым математическим ожиданием и дисперсией σ^2. Требуется выбрать степень аппроксимирующего полинома так, чтобы на интервале измерений обеспечивались наилучшие оценки $\hat{\theta}(l)$ исследуемого процесса $\theta(l)$. Смысл понятия "наилучшие оценки" может быть различным.

Возможны несколько критериев выбора степени сглаживающего полинома. По одному из них степени аппроксимирующего многочлена соответствует минимальная дисперсия сглаженных значений. По другим критериям проверяются статистические гипотезы о значимости коэффициентов аппроксимирующего полинома. Следует отметить, что при сглаживании возникают ошибки двух видов. При фиксированной степени полинома чем больше интервал сглаживания, а следовательно, и число измерений N, тем больше можно уменьшить влияние случайных ошибок измерений. Но с увеличением интервала сглаживания возрастает методическая ошибка аппроксимации. Если же увеличивать степень аппроксимирующего полинома, то методическая ошибка будет уменьшаться, а случайная ошибка будет возрастать. Надо учитывать также, что применение полиномов высоких порядков нежелательно, так как погрешности вычислений на ЭВМ растут с повышением степени полинома.

В процессе статистической обработки ошибки измерения параметров трансформируются в ошибки определения координат и сказываются на точности определения положения забоя. При инклинометрических измерениях получается массив значений длины по инструменту, зенитного угла и азимута.

При определении координат соответствующих точек траектории в системе координат X, Y, Z нужно учесть, что l, θ, α измеряются со случайными ошибками ϵ_l, ϵ_θ, ϵ_α, имеющими нормальное распределение с нулевыми средними и известными среднеквадратичными ошибками σ_l, σ_θ, σ_α соответственно. Для оценки σ_θ и σ_α можно использовать рассмотренные выше остатки S_θ и S_α в случае, если применяется процедура сглаживания ортогональными полиномами Чебышева. Эти ошибки могут быть также заранее заданы, если известны погрешности измерений. При переходе к системе координат $X\,Y\,Z$ по известным формулам интегрирования используются либо сглаженные зависимости $\theta(l)$, $\alpha(l)$, либо принимается допущение об известном (обычно линейном) характере изменения $\theta(l)$ и $\alpha(l)$ между любыми двумя соседними измерениями.

Вследствие случайных ошибок измерения координаты определяются также с ошибкой. Выведены формулы для оценки ошибок σ_x, σ_y, σ_z, σ_R, $(R^2 = x^2 + y^2)$.

В результате оказывается возможным определить не только оценку среднего положения оси скважины (координаты x,y,z) в пространстве и вероятность попадания забоя в круг допуска, но и доверительную поверхность, внутри которой находится ствол скважины.

Применение статистических методов позволяет поставить и решить

задачу об опасности встречи стволов двух скважин. При решении этой задачи прогнозируется траектория движения долота при условии неизменной компоновки и сохранения тенденций изменения зенитного угла и азимута.

§ 4. Структура математического обеспечения системы контроля пространственного положения ствола скважины

Структуру математического обеспечения (МО) рассмотрим применительно к разрабатываемой ВНИИКАнефтегазом, АзИНЕФТЕХИМом и МИНГ им. И.М. Губкина системе контроля пространственного положения ствола скважин [13], предназначенной для использования при бурении на море со стационарной буровой платформы. С помощью системы контроля должны решаться основные задачи обработки инклинометрической информации. Она должна смыкаться с системой управления наклонно направленным бурением, в которую входят задачи выбора компоновки нижней части колонны и режимов бурения с целью обеспечения максимального соответствия фактической траектории ствола скважины проектной и попадания скважины в заданный круг допуска.

К разрабатываемой системе контроля предъявляются следующие требования:

контроль должен проводиться простыми в эксплуатации средствами и должен способствовать уменьшению непроизводительного времени при сооружении скважин;

система контроля должна включать устройства, позволяющие оперативно регистрировать и обрабатывать информацию непосредственно на скважине, а формы представления данных и результаты обработки должны быть доступны буровому персоналу;

при контроле должна быть обеспечена возможность накопления инклинометрической информации как по отдельной скважине, так и по кусту, а также предусмотрена возможность последующей обработки, хранения и модификации данных.

Структура МО не должна ориентироваться на какой-либо один набор технических средств и должна допускать их изменение. Выбор структуры МО определяется требованиями, предъявляемыми к системе программ и данным. Одно из общих требований — наибольшая независимость математического обеспечения от конкретной ЭВМ. Требуется создать МО, которое при привязке к конкретной ЭВМ потребует минимальных изменений. Для программирования целесообразно использовать язык высокого уровня ФОРТРАН-IV как наиболее подходящий для решения задач и обеспечивающий хорошие вычислительные возможности.

Разрабатываемые программы должны обеспечивать прием данных как от приборов в автоматическом режиме, так и в режиме ввода данных оператором. Необходимо обеспечить запись, поиск и возможность модификации данных, в связи с чем требуется организовать базу данных

(БД). Она должна обладать достаточной емкостью, чтобы хранить большой объем информации, а также большой объем нормативно-справочной информации и результатов обработки. МО должно обеспечить отображение результатов в виде, удобном для пользователя.

Информацию, входящую в БД, по пробуренным и бурящимся скважинам куста можно подразделить на три основные группы: нормативно-справочная, результаты инклинометрических измерений и результаты расчетов.

К нормативно-справочной информации относятся показатели следующего типа: название месторождения; номер куста скважин; число скважин в кусте; номер скважины в кусте; применяемые компоновки при бурении; некоторые характеристики месторождения; допустимое расстояние между скважинами; координаты устьев скважин; проектные данные по каждой скважине, такие как зенитный угол, азимут, длина по инструменту, интенсивность искривления проектного профиля на участках набора и спада кривизны, радиус круга допуска.

Результаты инклинометрических измерений представляются в виде следующих показателей: азимут α и зенитный угол θ; ошибки измерений этих углов; длина по инструменту l; время начала работ.

Третья группа данных — результаты расчетов, полученных на основе инклинометрических измерений. Их можно представить в виде таблиц, включающих следующие показатели: координаты и ошибки координат соответствующих точек фактического профиля; координаты и ошибки координат точек профиля прогнозного участка; отклонения фактических и проектных значений координат; расстояние между скважинами и другие показатели.

Логическая структура базы данных системы контроля траектории ствола приведена на рис. 85. Все данные, используемые для БД, составляют иерархический файл, в котором записи связаны в виде древовидной четырехуровневой структуры. Логическая структура отражает взаимосвязь между различными группами данных. Информация, относящаяся к условиям работ и к кусту скважин, например, месторождение и число скважин в кусте, объединены в одну категорию, а в другую категорию включены данные, связанные с отдельными скважинами. Для создания и поддержания такого файла требуется использовать специальную программу управления им. Программа управления файлом должна быть составлена таким образом, чтобы доступ к массивам данных по отдельным скважинам обеспечивался через группу данных по кусту. Для этого удобно использовать в качестве ключа номер скважины. Представленная структура БД даст возможность быстро и легко выбирать эти данные из соответственно помеченных файлов по требованию.

Для решения перечисленных выше задач предложен комплекс программ для контроля траектории ствола скважин. Структура комплекса программ приведена на рис. 86. Опишем отдельные программы и покажем, каким образом они могут использоваться совместно.

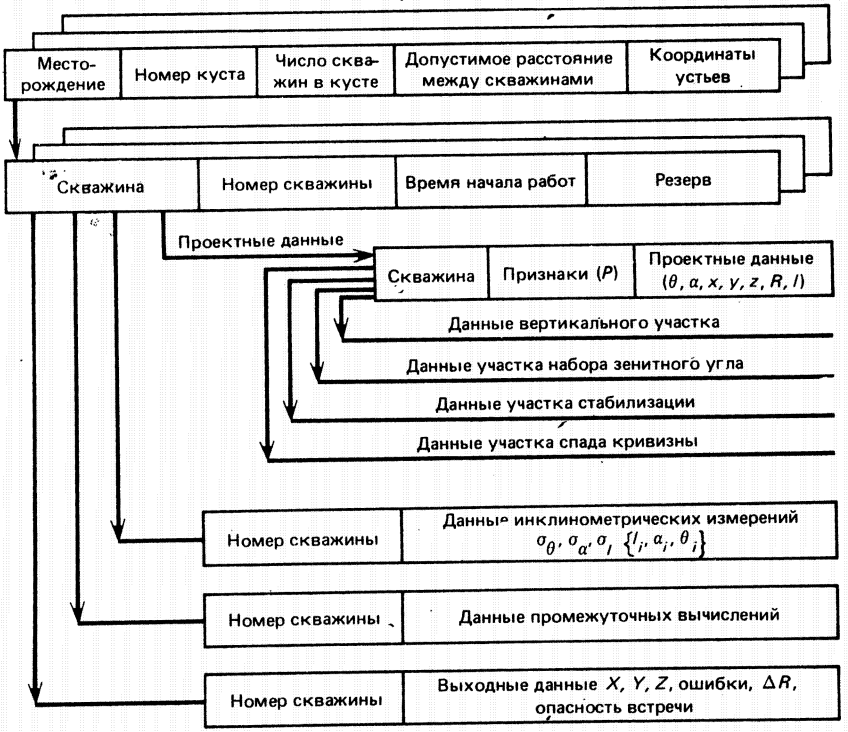


Рис. 85. Логическая структура базы данных

Программа ИИС (информационно-измерительной системы) — центральная управляющая программа комплекса. В ней предусмотрен как ручной ввод данных оператором, так и автоматический — от процессора более низкого уровня или наземного устройства. В случае автоматического ввода данных в ЭВМ из наземного устройства инклинометра поступает массив первичной измерительной информации, включающий длину по инструменту, зенитный угол, азимут, время (при использовании автономных многоточечных приборов). В этом случае происходит в диалоговом режиме обращение к оператору за дополнительной информацией: номер куста, координаты устья, номер скважины в кусте, погрешности измерений.

Программа ИИС может получать информацию и по требованию оператора. Эта информация имеет формализованный вид и может включать нормативно-справочную информацию (проектные и корректирующие данные), инклинометрическую информацию по измерениям, а также сообщения от оператора, которые могут быть двух типов:

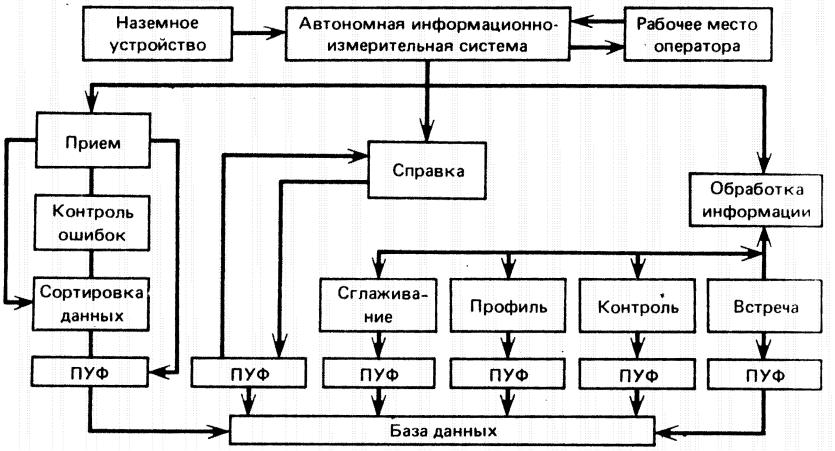


Рис. 86. Структура комплекса программ

(ПУФ — программа управления файлами)

приказ о выдаче обработанной информации в табличной форме на печать или дисплей;

приказ об обработке инклинометрической информации.

Подпрограмма "Прием" получает от программы ИИС первичную измерительную и нормативно-справочную информацию. Последняя содержит сведения о проектном профиле и непосредственно записывается в БД. Первичная измерительная информация анализируется с целью определения ошибок и корректируется. Для выполнения такого контроля подпрограмма "Прием" подключает подпрограмму "Контроль ошибок".

Достоверный массив первичной измерительной информации может содержать данные многих замеров. Поэтому требуется упорядочить данные различных замеров. Эту функцию выполняет подпрограмма "Сортировка данных", подключаемая подпрограммой "Контроль ошибок". Упорядоченный массив измерительной информации записывается в БД при помощи подпрограммы "Управления файлом". Последняя организует считывание и запись информации в БД.

Подпрограмма "Справка" получает управление от программы ИИС в случае получения приказа о выдаче информации пользователю. Она формирует таблицы по запросу и выдает их пользователю на печать и дисплей. Предполагается разработать группу подпрограмм, входящих в подпрограмму "Справка" и организующих работу с графической информацией. Такой информацией могут быть проекции траекторий стволов скважин всего куста, положения забоев всех скважин куста, траектории стволов группы соседних скважин, наложение фактической и проектной траекторий стволов и т. д.

Подпрограмма "Обработка информации" ОБРИ получает управление от программы ИИС при поступлении от оператора приказа об обработке измерительной информации. ОБРИ предназначена для управления группой подпрограмм более низкого уровня. К этой группе относятся подпрограммы "Сглаживание", "Профиль", "Контроль", "Встреча".

Подпрограмма "Сглаживание" предназначена для сглаживания инклинометрической информации и оценки среднеквадратичных ошибок азимута и зенитного угла. Процесс сглаживания дает возможность получить зависимость для определения промежуточных значений зенитных углов и азимута. Предварительно оценивается качество сглаживания. Подпрограмма использует в качестве исходных данных массив измерений зенитных углов и азимута. Результаты вычисления — коэффициенты в разложении функций $\alpha(l)$, $\theta(l)$ по полиномам Чебышева и среднеквадратичные ошибки — записываются в БД и могут использоваться другими подпрограммами. Для определения коэффициентов используются ортогональные полиномы Чебышева и метод наименьших квадратов.

Одной из подпрограмм, результаты которой применяются всеми другими подпрограммами этой группы, является "Профиль". В этой подпрограмме решается задача построения трассы наклонно направленной скважины с учетом ошибок измерения. Рассчитывается траектория в системе координат X, Y, Z, имеющей то же начало, что и система координат l, α, θ. При этом учитывается, что l, α, θ измеряются со случайными ошибками, имеющими нормальное распределение с нулевыми средними и известными дисперсиями. Для определения X, Y, Z используется метод приближенного интегрирования.

Подпрограмма "Профиль" позволяет определить доверительную поверхность, внутри которой должен находиться ствол скважины. Она используется также для прогнозирования траектории скважины на определенное число шагов с учетом предположения о неизменности зависимости $\alpha(l)$ и $\theta(l)$ на участке прогноза. Результаты работы подпрограммы записываются в БД и являются исходными данными для подпрограмм "Контроль" и "Встреча".

Подпрограмма "Контроль" предназначена для контроля проводки наклонной скважины. Она осуществляет попарное сравнение соответствующих точек фактического и проектного профилей в системе координат X, Y, Z, определяет отклонение фактических значений от проектных и дает возможность оценить, насколько отличается фактическое текущее положение забоя от проектного. Такой оперативный контроль позволяет оценить сложившуюся во время бурения ситуацию и принять решение.

Алгоритм задачи использует следующие допущения:

величина азимута проектного профиля постоянна и известна;

координаты z точек фактического и проектного профиля равны между собой.

В качестве исходных данных используются нормативно-справочные и измерительные данные, относящиеся к контролируемой скважине.

Результаты работы подпрограммы "Контроль" оперативно выдаются на печать и записываются в БД.

Подпрограмма "Встреча" предназначена для определения опасности встречи ствола бурящейся скважины с уже пробуренными соседними скважинами куста или с соседними проектными. Она использует в качестве исходных данных координаты траектории стволов сравниваемых скважин и допустимое расстояние между двумя соседними скважинами в горизонтальной плоскости. Исходные данные хранятся в БД. Результаты работы подпрограммы оперативно выдаются на печать или на рабочее место оператора.

§5. Применение ЭВМ при обработке инклинометрической информации

Существуют два аспекта применения ЭВМ при обработке инклинометрической информации: первый — обработка информации в стационарных вычислительных центрах, второй — использование ЭВМ непосредственно на буровой для оперативной обработки данных.

Обработка инклинометрических данных на ЭВМ в стационарных вычислительных центрах практически распространена повсеместно. Данные инклинометрических измерений, полученные на буровой, поступают в вычислительные центры геофизических трестов, УБР, кустовые вычислительные центры, где и ведется их обработка. Прикладные пакеты программ обработки инклинометрических данных разработаны в СибНИИНП, БашНИПИНП, тресте "Татнефтегеофизика", УкргипроНИИнефть и в других организациях. Результаты обработки направляются технологам для принятия соответствующих решений, а при окончательном каротаже являются основанием для заключения о попадании забоя скважины в заданный круг допуска.

Поскольку задачи контроля — часть общей задачи управления проводкой наклонно направленной скважины, то в ряде случаев обработка на ЭВМ включает в себя помимо построения траектории ствола скважины выдачу ряда технологических рекомендаций.

Аналогичные пакеты программ обработки инклинометрической информации разработаны рядом зарубежных фирм.

В связи с широким развитием микропроцессорной техники существует тенденция все большего использования ЭВМ непосредственно на буровой для оперативной обработки инклинометрической информации. Ряд зарубежных телеметрических систем и инклинометров на кабеле включает в свой состав мини- или микро-ЭВМ, которые, помимо управления работой аппаратуры, осуществляют первичную обработку инклинометрической информации, например по упрощенным алгоритмам рассчитывают координаты. В качестве примера использования ЭВМ в составе наземного комплекса можно привести аппаратуру фирм "Сайентифик дрилинг контролс", "Сперри-Сан", Французского нефтяного института и др.

Там, где в наземном комплексе технических средств на буровой отсутствует ЭВМ, для выполнения простейших расчетов на буровой предлагается использовать программируемые микрокалькуляторы. Так, одной из фирм [14] разработан комплекс программ для выполнения расчетов на буровой применительно к портативному программируемому калькулятору. При использовании программ уменьшается стоимость бурения, повышается эффективность использования рабочего времени бурового мастера, оптимизируются буровые операции.

В комплекс входят две программы контроля проводки наклонных скважин. Обе они по данным инклинометрических измерений рассчитывают координаты ствола скважины, положение забоя и т. д. В одной программе используется тангенциальный метод расчета, в другой — метод радиуса кривизны. Исходные данные вводятся вручную. Программа записывается на пластмассовую магнитную карточку или ленту и перед началом вычислений вводится в память калькулятора.

Наметилась тенденция к созданию двухуровневых систем контроля и управления бурением на базе ЭВМ. Это связано с тем, что решение ряда задач требует обращения к базе данных, содержащей большой объем информации, например по ранее пробуренным скважинам. В подобных системах ЭВМ первого уровня на буровой осуществляют сбор первичной информации, ее сортировку и отбраковку, предварительную обработку и связаны со значительно более мощными ЭВМ второго уровня, где осуществляется основная обработка информации и подготовка рекомендаций, необходимых для эффективного ведения буровых операций.

Например, норвежской фирмой "Консберг" разработана система для морской буровой платформы, где данные с буровой платформы передаются на береговую базу, связь с которой осуществляется через геостационарный спутник. Фирмой "МІ-ДАС" (США) разработана и внедрена система, с помощью которой оператор на буровой может по телефонным каналам передать данные на главный компьютер центрального вычислительного центра "Дрессер Центр" в Хьюстоне (Техас) и получить рекомендации на основе накопленных в течение ряда лет данных по многочисленным скважинам. Непосредственно на буровой устанавливаются компьютеры первого уровня с печатающей машинкой.

Двухуровневая система, структура математического обеспечения которой была рассмотрена выше, разрабатывается для стационарной морской буровой платформы. Верхний уровень — ЭВМ типа СМ-1420, включающая процессор, устройства внешней памяти с накопителем на магнитной ленте, с магнитными дисками, печатающее алфавитно-цифровое устройство, устройство ввода-вывода, видеотерминал, устройство связи с объектом, графический дисплей. Нижний уровень — комплекс технических средств, содержащий автономный многоточечный скважинный прибор и наземное устройство предварительной обработки и отображения первичной измерительной информации на базе микро-ЭВМ.

На нижнем уровне первичная информация измеряется, предварительно обрабатывается и оперативно отображается, подготавливается информация для ввода в ЭВМ верхнего уровня. На верхнем уровне решается ряд рассмотренных выше задач контроля, включая формирование базы данных, прогнозирование участка фактической траектории ствола скважины, оценку опасности встречи стволов, решаются задачи управления приводкой наклонной скважины. ЭВМ верхнего уровня параллельно решает ряд других задач, связанных с контролем и управлением технологическими процессами бурения.

Эффект от применения ЭВМ для контроля и управления процессом проводки наклонной скважины складывается из следующих составляющих:

обеспечение проводки наклонно направленной скважины с минимальным отклонением ее траектории от проектной;

уменьшение корректировок ствола скважины при больших отклонениях от проектного профиля и сокращение времени на корректировку;

сокращение аварий, возникающих при встрече стволов бурящейся скважины с ранее пробуренными скважинами куста;

уменьшение времени на выполнение трудоемких ручных расчетов по определению траектории ствола скважины;

снижение времени на проводку наклонной скважины за счет улучшения качества расчетов в связи с использованием ЭВМ и полного объема имеющейся информации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Автономная* информационно-измерительная система для определения параметров траектории скважины / В.Х. Исаченко, А.М. Мелик-Шахназаров, А.Н. Рыбаков и др. — РНТС "Автоматизация и телемеханизация нефтяной промышленности", М., ВНИИОЭНГ, 1981, № 7, с. 2—3.

2. *Алиев Т.М., Мелик-Шахназаров А.М.* Измерительные информационные системы в нефтяной промышленности. М., Недра, 1981.

3. *Афанасьев Ю.В.* Состояние и перспективы развития феррозондовой магнитометрии. — В кн.: Геофизическая аппаратура. Л., Недра, 1977, вып. 60, с. 17—35.

4. *Ван-Дюсен М.Д., Стефенс Х.Д.* Программы для повышения эффективности наклонно направленного бурения. — Нефть, газ и нефтехимия за рубежом, 1979, № 11, с. 20—24.

5. *Васильев Ю.С., Демин В.Е., Зможин Ю.С.* К вопросу определения местоположения забоя. — Труды ВНИИБТ, 1978, вып. 41, с. 96—100.

6. *Влияние* погрешностей инклинометров на определение высотных отметок

и планового положения точек оси скважины / Е.А. Салов, Р.И. Кривоносов, В.М. Лобанков и др. — Труды ВНИИНПГ, 1979, № 9, с. 7—13.

7. *Грачев Ю.В., Варламов В.П.* Автоматический контроль в скважинах при бурении и эксплуатации. М., Недра, 1968.

8. *Дадашев Н.Г., Гаджиев Ш.Ф., Рыскин Е.П.* Изучение и использование температурных параметров бурящихся скважин. — Обзорная информация АзНИИНТИ, Сер. "Нефтедобывающая промышленность". Баку, АзНИИНТИ, 1981.

9. *Емельянов П.В.* Анализ состояния качества управления искривлением наклонного ствола. — В кн.: Совершенствование техники и технологии строительства скважин в Западной Сибири. Труды СибНИИНП, 1981, вып. 21, с. 3—10.

10. *Жданюк Б.Ф.* Основы статистической обработки траекторных измерений. М., Советское радио, 1978.

11. *Зорин Д.П., Мазницкий А.С.* Погрешность определения положения забоя скважины. — Труды УкрНИИНП, 1979, № 24, с. 45—48.

12. *Исаченко В.Х.* Системы контроля за траекторией ствола скважины за рубежом. — Обзорная информация. Сер. "Бурение". М., ВНИИОЭНГ, 1980.

13. *Исаченко В.Х., Рапопорт В.О., Федорова С.Н.* Математическое обеспечение системы контроля пространственного положения скважин при кустовом бурении. — В кн.: Информационно-измерительные системы для геофизических исследований скважин. Труды МИНХ и ГП, 1984, вып. 188, с. 31—39.

14. *Искандер Х.Ф., Комбес Д.Д.* Программируемые расчеты в бурении. — Инженер — нефтяник, 1978, № 10, с. 19—25.

15. *Использование ЭВМ* для контроля и управления траекторией наклонно направленной скважины / Ф.А. Козлов, Р.К. Ибатуллин, Р.Х. Фаткуллин / РНЭС "Организация и управление нефтяной промышленностью". М., ВНИИОЭНГ, 1974, № 10, с. 36—39.

16. *Калинин А.К.* Искривление скважин. М., Недра, 1974.

17. *Ковшов Г.Н.* О построении инклинометров со стержневыми феррозондами. — Изв. вузов. "Нефть и газ", 1979, № 5, с. 73—76.

18. *Латыпов Э.К.* Контроль траектории наклонно направленных скважин с помощью ЭВМ. — Труды БашНИПИНП, 1980, вып. 58, с. 94—99.

19. *Мазницкий А.С., Сова В.Г.* Маркшейдерско-геодезические работы на месторождениях нефти и газа. М., Недра, 1979.

20. *Малюга А.Г., Есауленко В.Н., Афонин Л.А.* Технические средства контроля пространственных характеристик скважин. Приборы, средства автоматизации и системы управления. ТС-5. — Обзорная информация. Сер. "Электроизмерительные приборы, геофизические и гидрометеорологические приборы". М., ЦНИИТЭИ приборостроения, 1986, вып. 1.

21. *Мелик-Шахназаров А.М., Фролов В.Г.* Измерение пространственного положения скважин при кустовом наклонно направленном бурении. — Обзорная информация. Сер. "Автоматизация и телемеханизация в нефтяной промышленности", М., ВНИИОЭНГ, 1984.

22. *Мелик-Шахназаров А.М., Фролов В.Г.* К вопросу повышения точности определения координат наклонно направленных скважин. — РНТС "Автоматизация и телемеханизация нефтяной промышленности", М., ВНИИОЭНГ, 1977, № 11, с. 15—18.

23. *Молчанов А.А.* Измерение геофизических и технологических параметров в процессе бурения скважин. М., Недра, 1983.

24. *Померанц Л.И., Чукин В.Г.* Аппаратура и оборудование для геофизических методов исследования скважин. М., Недра, 1978.

25. *Практическое* руководство по расчету температуры в скважинах основных нефтегазоносных районов СССР. Краснодар, ВНИИКРнефть, 1976.

26. *Применение* сейсмического метода пеленгации забойного двигателя при турбинном бурении наклонно направленных скважин в объединении "Оренбург-

нефть" / Я.А. Гельфгат, Г.В. Рогоцкий, В.Б. Разумов и др. — Труды ВНИИБТ, 1978, вып. 41, с. 168—172.

27. *Проектирование* оптимальных профилей наклонно направленных скважин / М.П. Гулизаде, Л.Я. Кауфман, А.А. Кваше и др. — РНТС "Автоматизация и телемеханизация нефтяной промышленности". М., ВНИИОЭНГ, 1979, № 5, с. 9—13.

28. *Рапопорт В.О.* Расчет ошибок положения забоя при бурении наклонной скважины. — Сб. трудов Киевского института автоматики "Проблемы разработки автоматизированных систем управления в нефтяной и газовой промышленности". Киев, 1982, с. 48—49.

29. *Рукавицин В.Н.* Методика пеленгации забоя скважины сейсмоакустическим методом. — РНСТ "Нефтегазовая геология и геофизика". М., ВНИИОЭНГ, 1979, № 5, с. 43—46.

30. *Рыбаков А.Н.* Специализированные устройства обработки инклинометрических данных. — РНТС "Автоматизация и телемеханизация нефтяной промышленности". М., ВНИИОЭНГ, 1983, № 1, с. 11—13.

31. *Саркисов И.К., Миракян В.И., Абаринов Б.Г.* Многоканальный автономный аналоговый прибор для исследования скважин в процессе бурения. — РНТС "Автоматизация и телемеханизация нефтяной промышленности". М., ВНИИОЭНГ, 1980, № 5, с. 5—8.

32. *Сушон Л.Я., Емельянов П.В.* Проектирование профилей и забойных компоновок для бурения наклонных скважин в Западной Сибири. — Обзорная информация. Сер. "Бурение". М., ВНИИОЭНГ, 1981.

33. *Технология* проводки скважин в Западной Сибири / Л.И. Вязовцев, М.О. Крист, Р.Т. Муллагалиев и др. — Тематический научно-технический обзор. Сер. "Бурение". М., ВНИИОЭНГ, 1976.

34. *Толстолыткин И.П., Евко Н.Д., Сушон Л.Я.* Определение пространственного положения стволов наклонно направленных скважин на нефтяных месторождениях Западной Сибири. — РНТС "Бурение". М., ВНИИОЭНГ, 1980, № 11, с. 4—7.

35. *Шумиловский И.И., Блажкевич Б.И.* Пути использования магнитомодуляционных датчиков при контроле направления пробуриваемых скважин. — Автоматика и телемеханика, 1950, № 5, с. 383—405.

36. *Field L.J., Ainsworth C.L.* Automatic bit locator uses mud pulse telemetry for wellbore steering. — "Oil and Gas j.", 1981, vol. 79, N 01, p. 155—162, 167.

37. *Hearn Ed.* How operators can improve perfomance of measurement — while — drilling sysems. — "Oil and Gas j.", 1984, vol. 82, N 44, p. 80—81, 84.

38. *Katz L.J.* Drill bit location, guidance by seismic seen feasible. — "Oil and Gas j.", 1980, vol. 78, No 30, p. 197—200.

39. *Kielt Marian.* Rozwoj konstrukcji aparatur pomiarowych stosowanych do wykonywania profilowan geofizycznych w czasie wierceiia otworów naftowych. — "Nafta" (PRL), 1984, vol. 40, No 5, p. 167—171.

40. *Seaton P., Roberts A., Schoonover L.* New MWD gamma system finds many field application. — "Oil and Gas j.", 1983, vol. 81, No 8, p. 80—84.

41. *Second-generation* MWD tool passes field tests. — "Oil and Gas j.", 1983, vol. 81, No 8, p. 84—90.

42. *Sidman R., Blanc J., Youngblood B.* Quadratic calculation improve interpretation of direction surveys. — "Oil and Gas y.", 1978, vol. 76, No 4, p. 69, 70, 72.

43. *Thomas R., Bates Jr., Charles A.* Martin Multisensor measurement — while — drilling tool improves drilling economics. — "Oil and Gas j.", 1984, vol. 82, No 12, p. 119, 121, 122, 124, 128, 130—132, 137.

44. *Thometz T.G.* Determining nonmagnetic survey collar requirements. — "World Oil", 1976, vol. 180, No 5, p. 79, 80.

45. *Well* bore surveyor. — "Oil and Gas j.", 1984, vol. 82, No 37, p. 198.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение 3

Глава I. **Задачи инклинометрии** 4

§ 1. Развитие наклонно направленного бурения 4
§ 2. Требования к пространственному положению ствола скважин 5
§ 3. Основные задачи инклинометрии 10

Глава II. **Структура и классификация инклинометрических приборов и систем** 15

§ 1. Структура инклинометрических приборов и систем 15
§ 2. Классификация инклинометрических приборов и систем 17

Глава III. **Инклинометрические датчики** 20

§ 1. Системы координат, принятые в инклинометрии 20
§ 2. Гравитационные датчики 27
§ 3. Датчики магнитного поля 36
§ 4. Кинематические схемы магнито-гравитационных инклинометрических датчиков 40
§ 5. Гироскопические датчики 46
§ 6. Методы повышения точности и вибропрочности инклинометрических датчиков 54

Глава IV. **Инклинометры на каротажном кабеле** 59

§ 1. Отечественные инклинометры на каротажном кабеле 59
§ 2. Инклинометры КИТ и КИТА 62
§ 3. Инклинометр повышенной точности ИМ-1 67
§ 4. Непрерывный цифровой инклинометр ИН1-721 69
§ 5. Зарубежные инклинометры на каротажном кабеле 76
§ 6. Гироскопический инклинометр ИГ-36 78

Глава V. **Автономные инклинометры** 84

§ 1. Отечественные автономные инклинометры 84
§ 2. Многоточечный фотоинклинометр МТ-1 89
§ 3. Автономный цифровой инклинометр "Наклон" 95
§ 4. Автономный цифровой инклинометр с феррозондовыми инклинометрическими датчиками 105
§ 5. Зарубежные автономные инклинометры 110

Глава VI. **Отечественные телеметрические системы** 118

§ 1. Обзор отечественных телеметрических систем 118
§ 2. Телеметрические системы СТЭ и СТТ с проводным каналом связи 122
§ 3. Телеметрические системы ЗИС-1 и "Забой" с электрическим беспроводным каналом связи 126

Глава VII. **Зарубежные телеметрические системы** 131

§ 1. Обзор зарубежных телеметрических систем 131
§ 2. Системы с передачей информации в виде импульсов давления промывочной жидкости 136
§ 3. Системы с проводным каналом связи 145
§ 4. Системы с электромагнитным каналом связи по породе 152
§ 5. Системы с использованием акустического канала связи 154

Глава VIII. **Особенности эксплуатации инклинометров** 156

§ 1. Расположение магнитных датчиков инклинометров в немагнитных бурильных трубах 156
§ 2. Анализ температурных условий в скважине 162
§ 3. Методы спуска в скважину и подъема из нее автономных инклинометров 169
§ 4. Анализ удара при сбросе автономного прибора 174

Глава IX. **Метрологическое обеспечение инклинометров** 179

§ 1. Методика метрологической поверки инклинометров 179
§ 2. Устройства поверки инклинометров 182

Глава X. **Применение математических методов и ЭВМ при обработке инклинометрической информации** 185

§ 1. Основные задачи обработки инклинометрической информации 185
§ 2. Математические методы и алгоритмы построения траектории ствола наклонно направленной скважины 191
§ 3. Применение статистических методов при обработке инклинометрических данных 202
§ 4. Структура математического обеспечения системы контроля пространственного положения ствола скважины 205
§ 5. Применение ЭВМ при обработке инклинометрической информации . 210

Список литературы 212